

Release de Resultados

1T22



Webcast

16 de maio de 2022

(em português com tradução simultânea para o inglês)

11:00 (Brasília) / 10:00 (New York) / 15:00 (Londres)

[Clique aqui](#) para acessar o link

Apresentação disponível em: ri.aurenenergia.com.br

Participantes locais: +55 (11) 3181-8565

Participantes internacionais: +1 (412) 717-9627 | +1 (844) 204-8942

Contatos

Relações com Investidores

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

Mariana Mayumi (RI)

Lais Lobão (RI)

Tamires Parini (RI)

ri@aurenenergia.com.br

ri.aurenenergia.com.br

Em 31 de março de 2022

AURE3: R\$15,99

Valor de Mercado: R\$16,0 bilhões

ÍNDICE

A Companhia	4
Portfólio de Ativos	5
Carta da Administração	7
Destaques 1T22	9
Desempenho Operacional	10
Desempenho Comercial	17
Desempenho Financeiro	21
Endividamento	27
Fluxo de Caixa Livre	29
Dividendos	31
Contencioso Passivo e Ativo	32
Plano de Pensão - Vivest	34
Temas Regulatórios	35
Agenda ESG	39
Informações Importantes	44
Anexos	46

A Companhia

A Auren nasceu da integração dos ativos de energia da Votorantim S.A. e do CPP Investments e chegou ao mercado como uma das maiores plataformas de renováveis e comercialização do Brasil.

A Companhia possui uma matriz limpa e diversificada. Além disso, conta com uma ampla carteira de clientes e um portfólio de produtos e soluções focadas nas necessidades dos clientes e baseadas no investimento contínuo em inteligência de mercado e digitalização.

A Auren conta com 100 anos de história e conhecimento do setor e é liderada por um time de especialistas prontos para inovar e gerar valor compartilhado para acionistas, clientes, parceiros e a sociedade.

Portfólio de Ativos

ATIVOS EM OPERAÇÃO¹

Ativo	Fonte	Capacidade Instalada ² (MW)	Garantia Física ¹ (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	11,0%
Campos Novos (Enercan) ⁴	Hidro	143,9	61,9	17,4%
Campos Novos (Enercan) ⁵	Hidro	131,9	57,1	17,5%
Amador Aguiar I e II	Hidro	40,6	25,7	10,5%
Igarapava	Hidro	35,9	22,9	19,9%
Picada	Hidro	35,7	22,1	83,3%
Machadinho	Hidro	38,8	16,2	75,0%
Ventos do Piauí I	Eólica	205,8	106,3	100,0%
Ventos do Araripe III	Eólica	357,9	178,5	100,0%
Total		2.688,6	1.464,2	-

ATIVOS EM CONSTRUÇÃO

Ativo	Fonte	Capacidade Instalada ¹ (MW)	Garantia Física (MWm) ¹	Participação econômica
Ventos do Piauí II e III	Eólica	409,2	197,0	100%
Total		409,2	197,0	-

¹ Inclui ativos em que a Companhia possui investimentos: CBA Energia, Pollarix e VC 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.

PIPELINE

Ativo	Fonte	Capacidade Instalada ⁶ (MW)	Garantia Física ² (MWm)	Participação econômica
Sol do Piauí (Híbrido)	Solar	68,7	17,9	100%
Jaíba V	Solar	516,0	154,2	100%
Helios	Solar	1.210,0	355,3	100%
Corumbá	Hidro	81,6	51,5	51%
Total	-	1.876,3	578,9	-

Para mais detalhes sobre nosso portfólio de ativos, [clique aqui](#)

⁶ Capacidade instalada proporcional à participação da Companhia nos ativos.

Carta da Administração

Em 28 de março iniciamos a operação de uma nova empresa e um novo capítulo na história do setor elétrico. A Auren nasce com 3,3 GW de capacidade instalada total⁷ e seu portfólio conta com ativos hidrelétricos, eólicos e uma das maiores comercializadoras do Brasil. Nos orgulhamos imensamente do que conseguimos construir até aqui e estamos prontos para crescer ainda mais. A estratégia de expansão da Companhia baseia-se, principalmente, no desenvolvimento do seu pipeline de projetos (1,9 GW) constituído majoritariamente projetos solares. Além disso, analisamos ativamente o mercado de fusões e aquisições buscando projetos e ativos que sejam complementares ao nosso portfólio e reduzam a volatilidade de nossos resultados, visando a criação de valor aos nossos acionistas. Atualmente, a Companhia possui uma estrutura de capital pronta para suportar este crescimento.

Este é o primeiro trimestre que reportamos os resultados da Companhia de forma consolidada. Iniciando pelo segmento de geração hidrelétrica, importante lembrar que o nosso balanço energético, está equacionado desde meados do ano de 2021, quando a Companhia, em um movimento adiantado e em linha com sua estratégia comercial, comprou toda a energia necessária para balanceamento da exposição estrutural de 2022.

Quando passamos para o segmento de geração eólica, 2021 foi um ano particularmente desafiador devido ao sinistro ocorrido nos transformadores da Subestação Coletora do complexo eólico Ventos do Araripe III, o qual já foi solucionado e hoje o ativo se encontra 100% operacional. Por ter sido um trimestre com precipitação acima da média na região onde estão instalados os parques eólicos, a geração destes ativos foi impactada nos dois primeiros meses do ano, contudo, em março a produção já havia retornado aos valores esperados para a época.

Além disso, seguimos avançando com a construção do complexo eólico Ventos do Piauí II e III que, em 19 de abril de 2022, obteve autorização para entrada em operação em teste de seus primeiros aerogeradores. O cronograma e orçamento da obra seguem rigorosamente o planejamento originalmente previsto, garantindo a manutenção do retorno financeiro competitivo do projeto. O investimento total no complexo soma R\$2,1 bilhões.

Na frente da comercialização de energia, avançamos em nossa estratégia que visa a expansão de nosso portfólio de clientes e a diversificação de nossas soluções ofertadas. Desenvolvemos e ampliamos a venda de novos produtos focados nos clientes de menor porte. Avançamos no relacionamento com os nossos clientes atuais bem como no atendimento das diversas gestoras de energia espalhadas pelo Brasil. Nos serviços de telemedição de energia, consolidamos a parceria com a empresa Way2 Technology por meio da nossa participação de 50% do capital desta. Nossa comercializadora segue avançando na venda de produtos verdes como créditos de carbono e i-RECs. Por fim,

⁷ Considera capacidade das holdings dos ativos hidrelétricos em que a companhia possui investimentos.

continuamos investindo em tecnologia, digitalização e *data science* para sofisticar e automatizar nossos processos, produtos e serviços.

Fechamos os resultados do primeiro trimestre do ano com um EBITDA Ajustado de R\$340 milhões versus R\$356 milhões no 1T21, reflexo principalmente da melhora da hidrologia, com consequente redução de preço, impactando a estratégia de equacionamento do balanço energético, além do incremento de despesas no âmbito da reorganização societária.

Nossa agenda de governança também avançou. Em abril aprovamos, em reunião do Conselho de Administração, a Política de Dividendos e a Política de Incentivo de Longo Prazo da Companhia, demonstrando nosso compromisso na transparência das informações.

Junto à aprovação da nova política, divulgamos ao mercado a distribuição de R\$100 milhões ou R\$0,10/ação em dividendos, considerando o dividendo mínimo obrigatório, aprovado em Assembleia Geral Ordinária da Auren realizada em 29 de abril de 2022, e dos dividendos complementares aprovados em Reunião do Conselho de Administração em 11 de abril de 2022.

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

Fabio Rogério Zanfelize

Diretor Presidente

Mario Bertoncini

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

Destaques 1T22

Destaques Financeiros ⁸			
R\$ mil	1T22	1T21	Var. %
Receita operacional líquida	1.384.187	1.410.333	-1,9%
EBITDA	294.200	519.221	-43,3%
EBITDA Ajustado ⁹	340.362	356.130	-4,4%
Margem EBITDA Ajustado	25%	25%	-0,7 p.p.
Resultado líquido	17.791	135.904	-86,9%
Geração de caixa operacional	1.420.957	207.896	-
Dívida líquida ¹⁰	1.553.881	2.949.301	-47,3%
Alavancagem ¹¹	1,53x	2,20x	-

(a) EBITDA Ajustado de R\$340 milhões, refletindo:

- **Geração hidrelétrica:** incremento da receita trazido pelo ajuste do preço dos contratos e finalização do contrato de *hedge* financeiro para proteção de parte da receita da companhia atrelada a reajuste em moeda estrangeira. Esse efeito foi parcialmente compensado pelo aumento do preço médio de compra de energia para equacionamento do balanço energético;
- **Geração eólica:** incremento da receita também pelo ajuste do preço dos contratos e o impacto do mecanismo de ajuste quadrienal relacionado aos contratos regulados de Ventos do Araripe III;
- **Comercialização:** resultado impactado pelo maior preço de compra de energia para equalizar o balanço; e
- **Holding e Pipeline:** resultado reflete incremento de gastos com serviços de terceiros, principalmente atrelados ao processo de reorganização societária.

⁸ O desempenho financeiro 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 1º de janeiro de 2021.

⁹ EBITDA Ajustado exclui provisão/reversão de provisão para litígios e baixa de depósitos judiciais.

¹⁰ Considera empréstimos e financiamentos, arrendamentos, caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, fundo de liquidez e instrumentos financeiros derivativos.

¹¹ Dívida líquida / EBITDA Ajustado últimos 12 meses.

(b) Geração de caixa operacional, após serviço da dívida, de R\$201 milhões, o que representa um índice de conversão de caixa¹² de 59%.

(c) Dívida líquida de R\$1,6 bilhão refletindo o efeito do aporte de R\$1,5 bilhão recebido do acionista controlador CPP Investments no âmbito da reorganização societária, resultando em **alavancagem** de 1,5x no 1T22.

(d) Eventos subsequentes

- **Ventos do Piauí II e III:** entrada em operação em teste dos primeiros aerogeradores, reafirmando compromisso com cronograma e orçamento originais da obra.
- **Vivest:** início do processamento do plano de migração, com data para ocorrer em 01 de julho de 2022.
- **Contencioso Passivo:** após fechamento do 1T22, baixa de R\$13,4 milhões no contencioso passivo provável e R\$124,9 milhões no contencioso passivo total¹³ até a data de publicação deste relatório.

Desempenho Operacional

GERAÇÃO HIDRELÉTRICA

Produção dos ativos hidrelétricos de propriedade integral da Companhia			
(MWm)	1T22	1T21	Var. %
Porto Primavera	802	867	-7%
Paraibuna	19	3	-
Total	821	870	-6%

A produção de energia elétrica nas usinas hidrelétricas, nas quais a Companhia detém 100% da participação, atingiu 821 MW médios no 1T22, 6% inferior ao 1T21 (870 MW médios). A redução de geração observada neste primeiro trimestre ainda reflete efeitos da crise hidrelétrica vivida pelo país em 2021 que impactou, principalmente, a bacia do rio Paraná, onde se encontra a UHE Porto Primavera, principal ativo de geração hidrelétrica da Companhia.

No 1T22, observou-se uma recuperação expressiva nas aflúências dos reservatórios no período chuvoso da região Sudeste/Centro-Oeste, entretanto, obedecendo comandos

¹² Índice de Conversão de Caixa = FCO após o serviço da dívida/EBITDA Ajustado.

¹³ Considerando estimativas de perda provável e possível.

da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética – CREG – e do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, o Operador Nacional do Sistema (“ONS”) manteve a flexibilização da vazão mínima na UHE Porto Primavera e sua restringiu a defluência como forma de contribuir para a recuperação dos reservatórios à montante e o reestabelecimento da hidrovía Tietê-Paraná.

É importante ressaltar que a UHE Porto Primavera está localizada no final da cascata do rio Paraná, ficando a jusante da UHE Jupiá e a montante da UHE Itaipu. As três usinas citadas operam em regime fio d’água, o que significa que não possuem capacidade significativa de regularização das vazões afluentes a seus reservatórios. Com isso, a geração de energia dessas usinas depende da vazão afluyente proveniente das usinas localizadas a montante. Esta configuração da cascata de usinas faz com que a redução da vazão nas hidrelétricas a fio d’água contribua para a preservação dos estoques de água nos reservatórios localizados a montante destes ativos, principalmente os situados nas bacias dos rios Paranaíba, Grande, Tietê e Paraná.

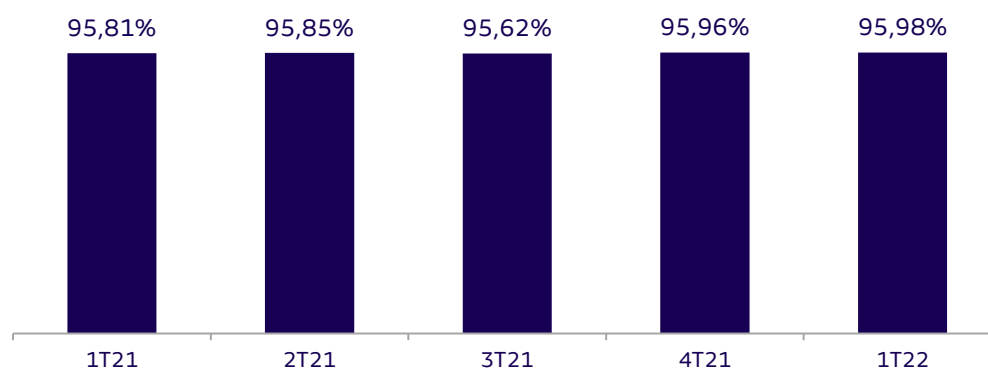
Com relação à UHE Paraibuna, a programação de produção da usina se dá em função do controle da vazão na bacia do rio Paraíba do Sul. O despacho e a definição da vazão defluente das usinas da cascata é estabelecido pelo ONS com o objetivo de atendimento às restrições hidráulicas da bacia. No 1T22, as chuvas foram menos intensas na Bacia do Rio Paraíba do Sul em relação ao mesmo período do ano anterior, o que não impediu que o ONS reduzisse a geração nas usinas de cabeceira da bacia. No 1T21, o ONS manteve a diretriz de geração mínima nas usinas de cabeceira da bacia do rio Paraíba do Sul.

DISPONIBILIDADE

No 1T22, as usinas de Porto Primavera e Paraibuna mantiveram o índice de disponibilidade médio em 96,0%, em linha ao valor reportado no 4T21 e 0,2 p.p. acima do valor reportado no 1T21 (95,8%), permanecendo no patamar de normalidade da Companhia.

O índice de disponibilidade das usinas da Auren no 1T22 se mantém significativamente acima dos valores de referência estabelecidos pela ANEEL e em trajetória estável, demonstrando a qualidade da operação e manutenção dos ativos operacionais e a adequada gestão dos riscos operacionais.

Disponibilidade Consolidada das Usinas Hidrelétricas¹⁴ (%)



GERAÇÃO EÓLICA

Produção dos ativos eólicos de propriedade integral da Companhia			
(MWm)	1T22	1T21	Var. %
Ventos do Piauí I	58	61	-5%
Ventos do Araripe III	74	47	59%
Total	132	108	22%

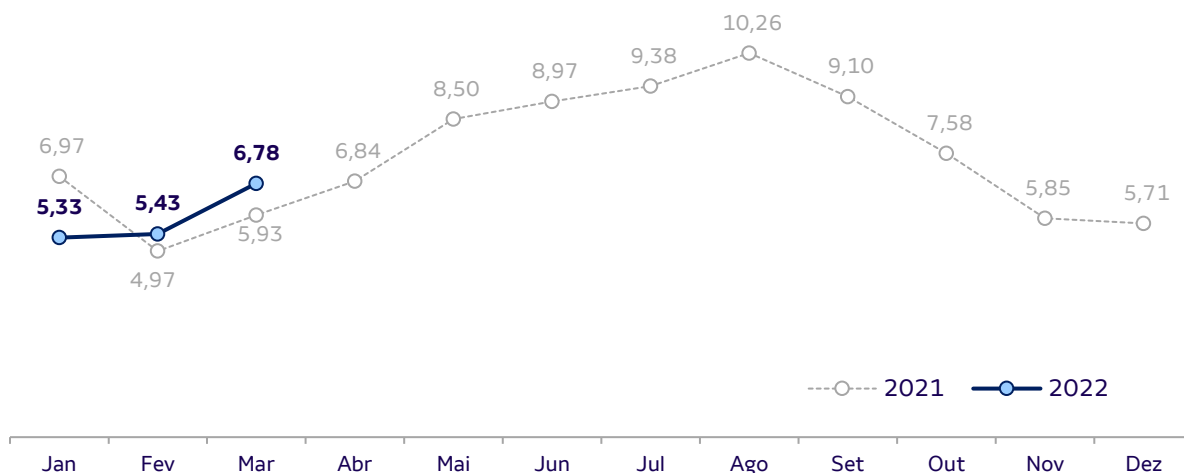
A produção de energia elétrica nos parques eólicos operados pela Auren atingiu, no 1T22, 132 MW médios, 22% superior ao 1T21 (108 MW médios).

¹⁴ Média Móvel de 60 meses – Índice de disponibilidade é calculado por meio da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada ("TEIFa") e da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada ("TEIP"), definidas pela ANEEL.

VENTOS DO PIAUÍ I

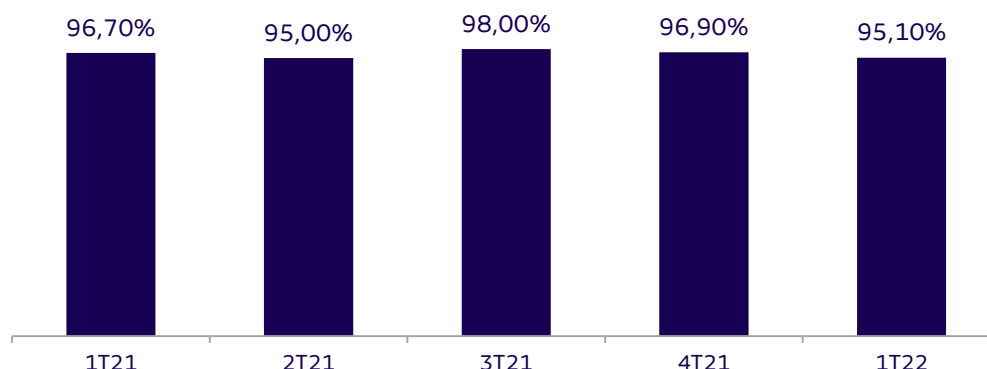
No 1T22, observou-se uma média de velocidade de vento abaixo da expectativa para o mês de janeiro, impactada pela pluviometria acima do esperado, por outro lado, nos meses de fevereiro e março a média foi superior quando comparado a 2021 (5,9 m³/s no 1T22 versus 6,0 m³/s no 1T21).

Ventos do Piauí I - Velocidade média mensal do vento (m³/s)



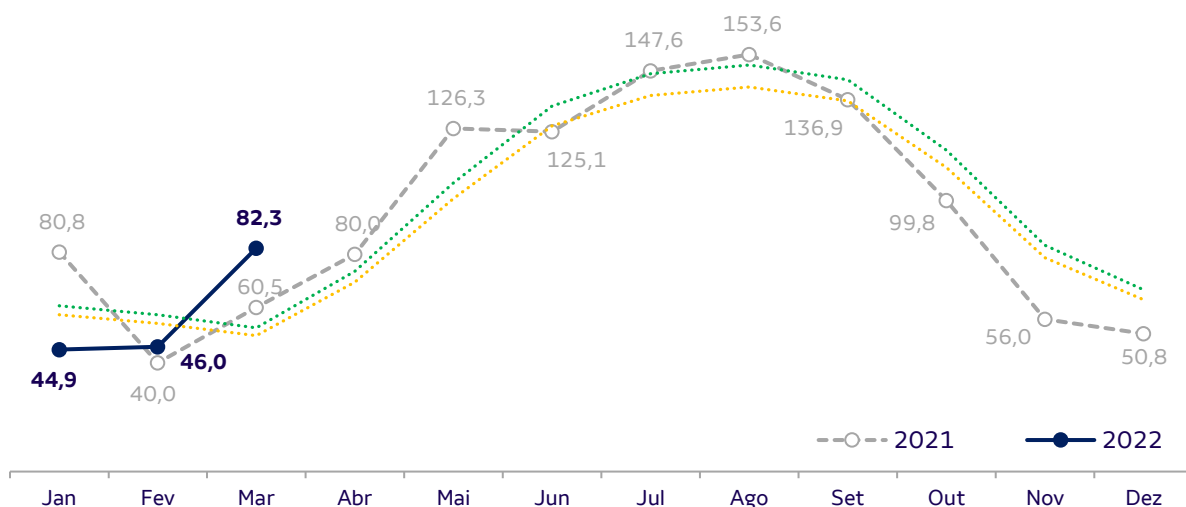
O índice de disponibilidade temporal médio do complexo no 1T22 atingiu 95,1%, um decréscimo de 1,6 p.p. quando comparado com o 1T21 (96,7%) e de 1,8 p.p. quando comparado com o 4T21 (96,9%). A redução do índice no período se deve a realização de desligamentos programados na Subestação Seccionadora de Curral Novo do Piauí para obras de conexão dos projetos Ventos do Piauí II e III.

Disponibilidade Temporal Média – Ventos do Piauí I (%)



Com isso, a geração de Ventos do Piauí I apresentou uma queda de 5% (58 MWm no 1T22 versus 61 MWm no 1T21).

Ventos do Piauí I – Geração de energia e valores certificados para o Percentil 50 (P50) e Percentil 90 (P90) (MWm)¹⁵



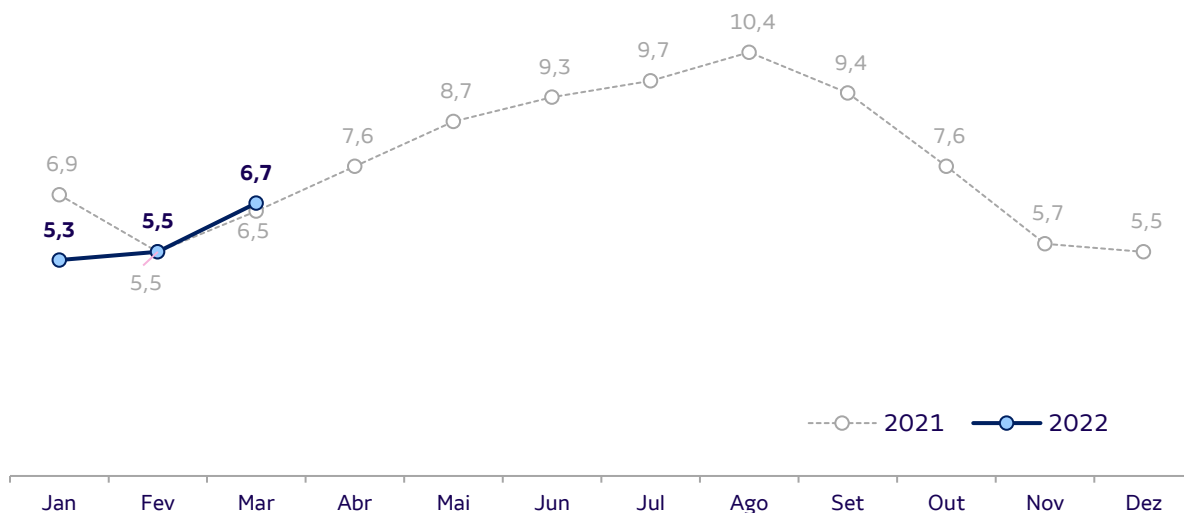
Ventos do Piauí I – geração média			
	Geração média (MWm)	Variação (P90)	Variação (P50)
1T21	61,1	13%	7%
1T22	58,1	7%	2%
P90	54,1		
P50	57,2		

¹⁵ Valores de percentil 50 (P50) e Percentil 90 (P90) segundo recertificação pela empresa UL realizada após a entrada em operação do parque.

VENTOS DO ARARIPE III

No 1T22, observou-se em Ventos do Araripe III uma velocidade média de vento inferior, quando comparado com o 1T21, para os meses de janeiro e fevereiro, devido a pluviometria acima da esperada. Em março, a velocidade média do vento observada esteve em linha com o esperado, superando inclusive a média histórica. No trimestre, a velocidade média do vento foi em 5,8 m³/s versus 6,3 m³/s verificada no 1T21.

Ventos do Araripe III - Velocidade média mensal do vento (m³/s)

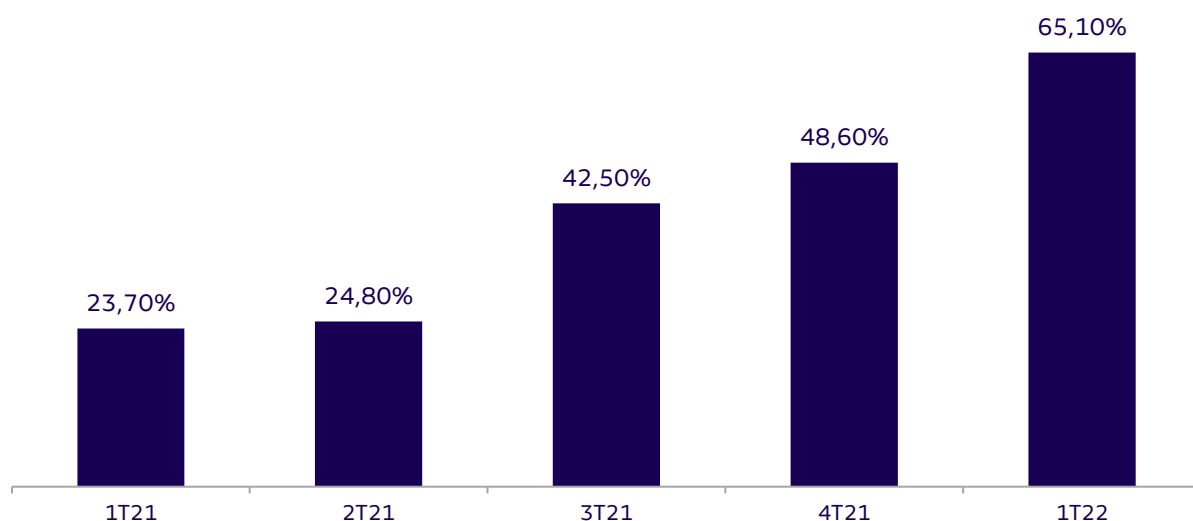


O índice de disponibilidade do complexo atingiu 65,1%, resultando em um incremento de 41,4 p.p. em comparação com o reportado em 1T21 (23,7%) e de 16,5 p.p do 4T21 (48,6%), indicando avanço na otimização na disponibilidade do ativo. A Companhia atualmente trabalha em busca da normalização do indicador após os dois incidentes ocorridos em 2020 e 2021

Em junho de 2020, ocorreu a parada do primeiro transformador devido a falha interna e foi retirado de serviço para reparo que foi concluído em abril de 2021. Este evento foi coberto pela apólice de seguros e resultou em um ressarcimento reconhecido em 2021, por conta de lucro cessante, no valor de R\$46 milhões.

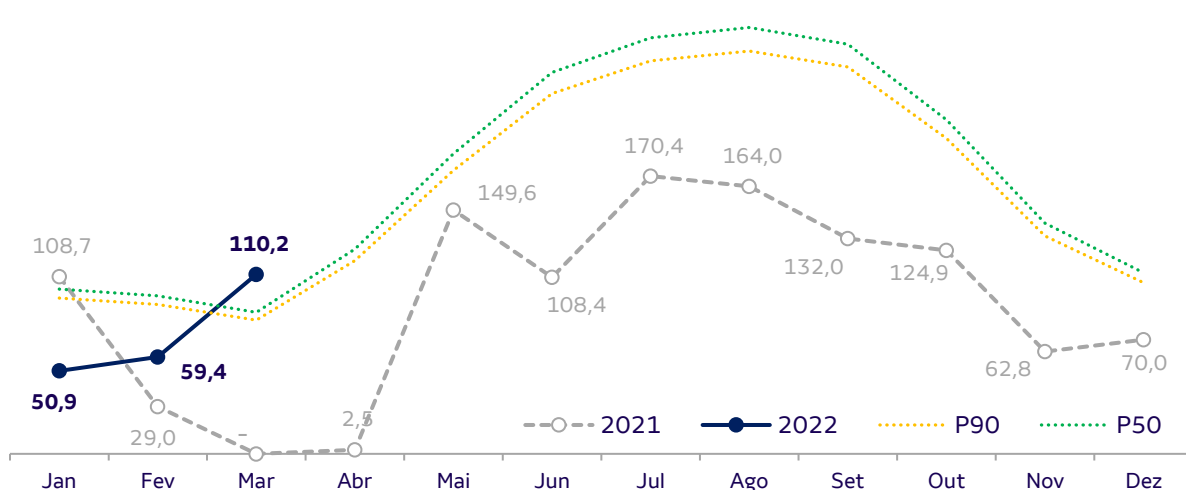
Em fevereiro de 2021, o segundo transformador foi retirado de serviço devido a avaria e o ressarcimento de lucro cessante com a seguradora ainda está em discussão. O reconhecimento contábil no resultado será realizado quando o tema for definido. Importante ressaltar que a Auren possui um Plano de Continuidade de Negócio específico para seus complexos eólicos que tem como objetivo estabelecer as diretrizes e procedimentos a serem adotados para a continuidade das atividades críticas. Além disso, a Companhia proativamente realizou uma revisão geral da subestação e a aquisição de um transformador reserva, já in loco.

Disponibilidade Temporal Média – Ventos do Araripe III (%)



Com isso, a geração de Ventos do Araripe III apresentou aumento de 59% (74 MWm no 1T22 versus 47MWm no 1T21) após o reestabelecimento dos transformadores da Subestação Coletora.

Ventos do Araripe III - Geração de energia e valores certificados para o Percentil 50 (P50) e Percentil 90 (P90) (MWm)¹⁶



¹⁶ Valores de percentil 50 (P50) e Percentil 90 (P90) segundo recertificação pela empresa UL realizada após a entrada em operação do parque.

Ventos do Araripe III – geração média			
	Geração média (MWm)	Variação (P90)	Variação (P50)
1T21	46,5	-48%	-51%
1T22	73,9	-18%	-22%
P90	89,7		
P50	94,9		

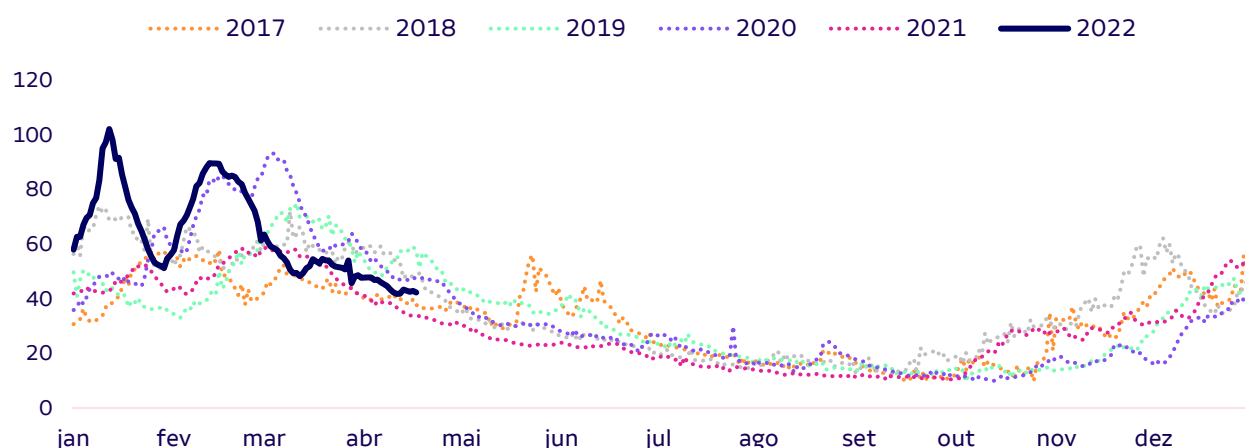
Desempenho Comercial

MERCADO DE ENERGIA

AFLUÊNCIA, RESERVATÓRIOS E CONSUMO

Os primeiros meses de 2022 apresentaram uma melhora significativa nas afluições superando os valores verificados nos últimos anos, conforme apresentado no gráfico a seguir. Este cenário é bastante diferente do observado em 2021, cuja Energia Natural Afluente (“ENA”) registrada para o submercado SE/CO foi uma das piores do histórico de 91 anos no período de janeiro a dezembro de 2021, abaixo, inclusive, dos valores realizados em anos com condições hidrelétricas adversas, tais como 2001 e 2014

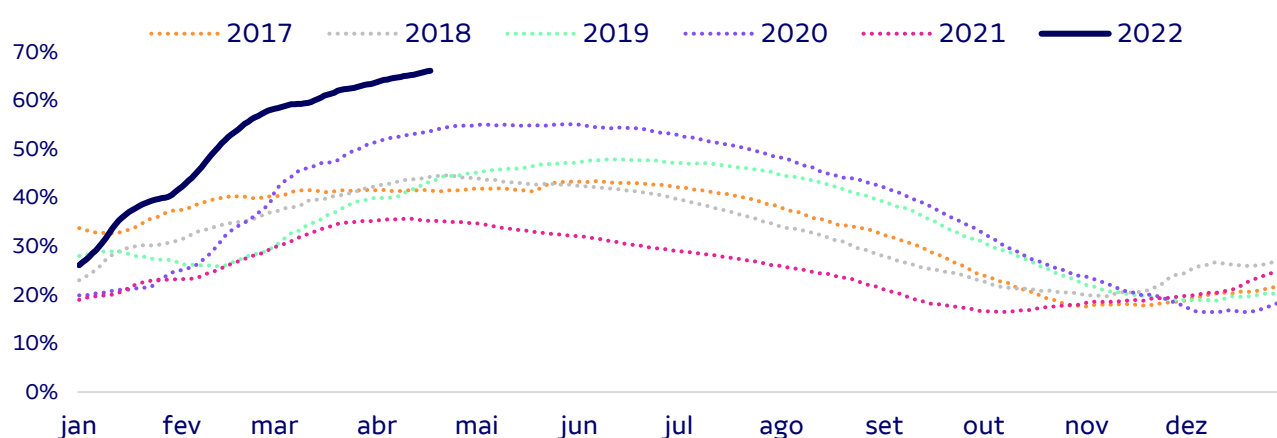
ENA SE/CO (GWm)



Neste sentido, o primeiro trimestre de 2022 foi marcado pela reversão do cenário hidrológico bastante adverso. Como consequência da melhora nas afluências, observou-se uma recuperação importante dos principais reservatórios do Sistema Interligado Nacional (“SIN”), refletindo de maneira positiva no cenário geral.

Em março de 2022, os reservatórios do subsistema Sudeste/Centro-oeste (“SE/CO”) atingiram o patamar de 67% da capacidade máxima de armazenamento versus 35% observado no mesmo período do ano passado.

Nível de reservatórios SE/CO (%)



Do ponto de vista do consumo de energia elétrica, observou-se um aumento de 4,3% em 2021 quando comparado com 2020. Segundo previsões¹⁷, estima-se que o consumo para 2022 supere o verificado em 2021 em 1,8%.

O atingimento de condições favoráveis para suprimento energético em 2022 permitiu que o despacho das térmicas fora da ordem de mérito foi reduzido de forma expressiva até abril de 2022, bem como a redução de diversas restrições de defluência impostas à algumas usinas hidrelétricas.

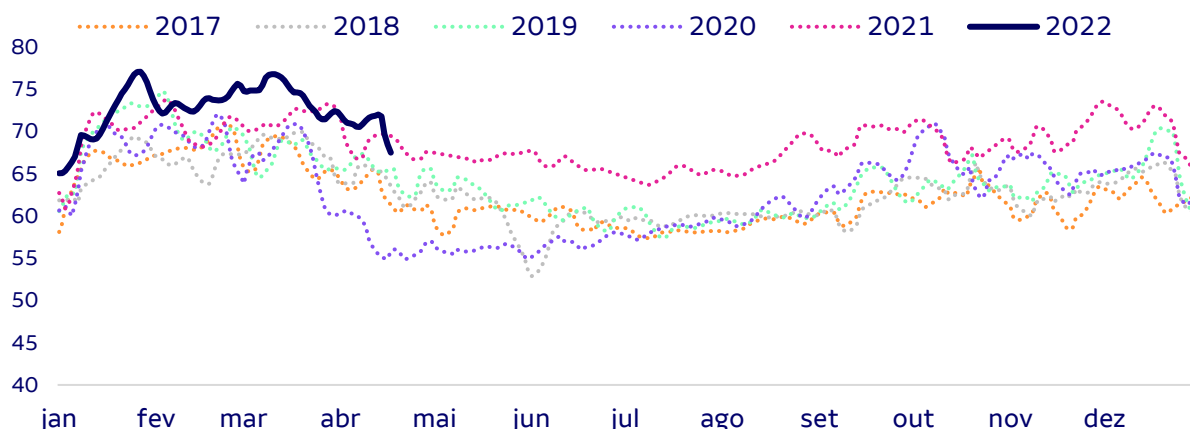
Em razão das melhoras nas condições de atendimento energético apresentadas, os impactos no preço de energia foram imediatos. O preço médio de energia (Preço de Liquidação das Diferenças – “PLD”) do primeiro trimestre de 2022 no submercado SE/CO foi de R\$58/MWh, próximo ao PLD mínimo, patamar 66% inferior quando comparado ao mesmo período de 2021 (R\$172/MWh).

Com relação ao índice de deslocamento hidrelétrico do MRE (GSF), este atingiu valores próximos a 95% na média dos meses do primeiro trimestre. Segundo a projeções da

¹⁷ Fonte: ONS

CCEE, o GSF deve fechar o ano de 2022 em 86%, contra um valor de 73% observado em 2021.

Consumo de energia do SIN (GWm)



BALANÇO ENERGÉTICO

PORTFÓLIO CONSOLIDADO AUREN

O portfólio da Auren é composto por ativos que somam 1.219,1 MWm de garantia física, já considerando a entrada em operação de Ventos do Piauí II e III.

A venda da energia está distribuída em contratos firmados no Ambiente de Contratação Livres (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 Ventos do Araripe III. Todos os contratos são reajustados com o índice de inflação IPCA em suas respectivas datas de ajuste.

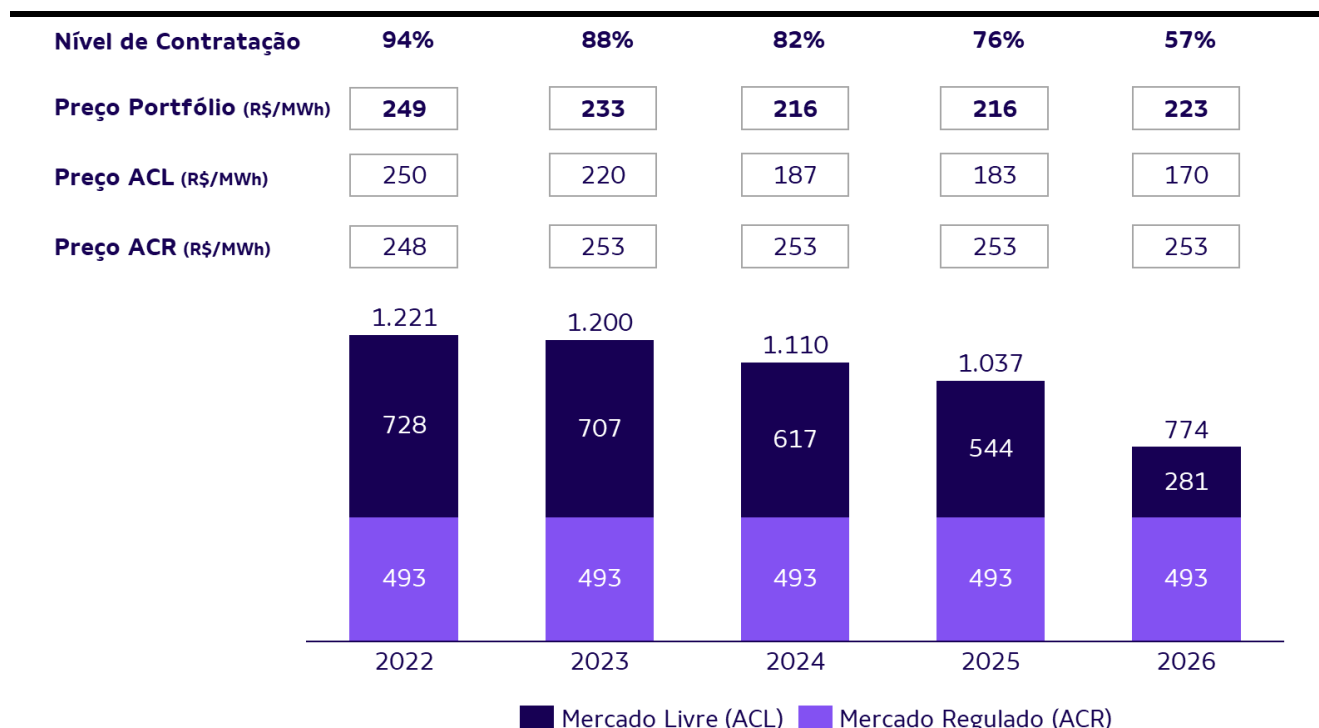
Contratos ACR				
Ativo	Leilão	Volume Anual (MWm)	Preço Atual (R\$/MWh) ¹⁸	Data de Término
UHE Porto Primavera	1º LEN	148,0	268,05	31/12/2039
UHE Porto Primavera	2º LEN	82,0	286,36	31/12/2038
Ventos do Piauí I	22º LEN	93,0	267,51	31/12/2037
Ventos do Araripe III	20º LEN	15,4	220,19	31/12/2038
Ventos 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

¹⁸ Com base em 31/03/2022.

O montante de garantia física da UHE Porto Primavera referente a contratação no ACR (230 MW médios) 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.

Para o ano de 2022 o portfólio de geração da Auren encontra-se praticamente todo contratado.

Portfólio Consolidado de Geração Auren – Perfil de Contratação¹⁹ (MWm)



¹⁹ Garantia física para cálculo do nível de contratação de 2022 considera entrada em operação parcial de VdP II e III e extensão do prazo de operação da UHE Paraibuna conforme portaria nº647/2022 publicada em 06/05/2022.

Desempenho Financeiro

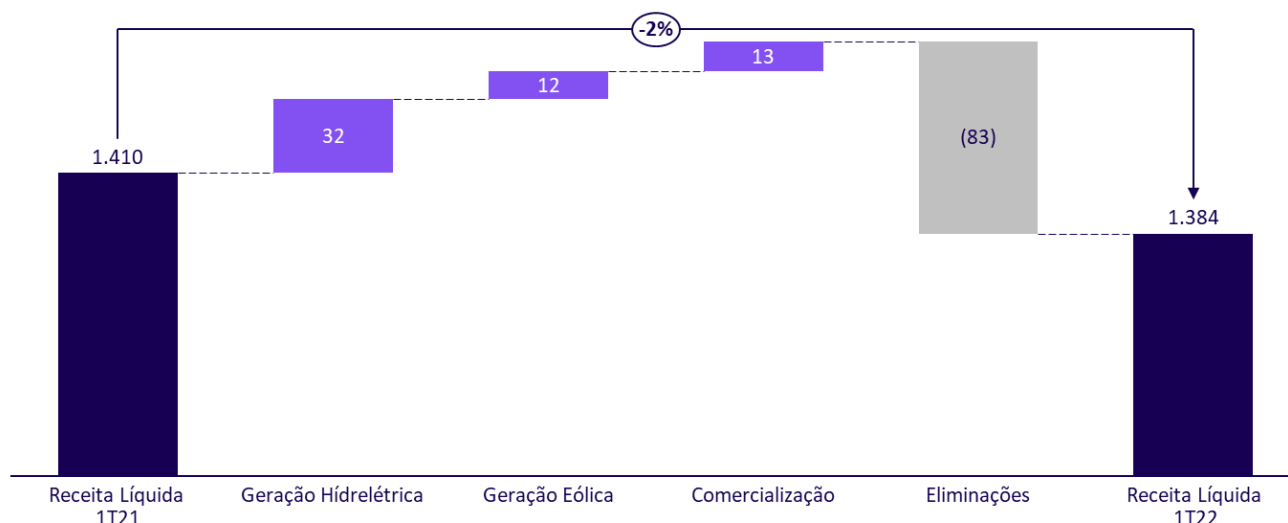
O desempenho financeiro aqui apresentado reflete o resultado da Auren consolidado proforma, não auditado, e foi preparado para refletir os efeitos da reorganização societária, como se referida combinação tivesse acontecido em 1º de janeiro de 2021.

RECEITA LÍQUIDA

A receita operacional líquida no 1T22 totalizou R\$1.384 milhões, decréscimo de R\$26 milhões ou 2% em relação aos R\$1.410 milhões do 1T21, majoritariamente decorrente de:

- (a) Geração hidrelétrica:** incremento de R\$32 milhões explicado pelo maior preço médio dos contratos e finalização do contrato de *hedge* financeiro para proteção de parte da receita da companhia atrelada a reajuste em moeda estrangeira em 31 de dezembro de 2021, totalizando uma receita R\$435 milhões no 1T22 versus R\$403 milhões no 1T21).
- (b) Geração eólica:** incremento de R\$12 milhões explicado principalmente pela atualização dos preços dos contratos e redução da provisão para ressarcimento referente ao mecanismo de ajuste quadrienal relacionado aos contratos regulados de Ventos do Araripe III, totalizando uma receita de R\$114 milhões no 1T22 versus R\$103 milhões no 1T21.
- (c) Comercialização:** incremento de R\$13 milhões na receita proveniente das operações de *trading* de energia, explicada pelo incremento no preço médio de venda, compensada parcialmente pelo menor volume comercializado (2.013 MWm no 1T22 versus 2.328 MWm no 1T21), totalizando R\$1.015 milhões no 1T22 versus R\$1.002 milhões no 1T21.
- (d) Eliminações:** incremento de R\$83 milhões (R\$180 milhões no 1T22 versus R\$97 milhões no 1T21), produzindo um efeito negativo na receita líquida consolidada, 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” deste documento.

Evolução Receita Líquida 1T21 versus 1T22 (R\$ milhões)



CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais totalizaram R\$1.253 milhões no 1T22 frente a uma despesa de R\$ 1.046 milhões no 1T21, uma variação de R\$207 milhões na comparação dos períodos, devido principalmente à variação de provisão para litígios no contencioso passivo, entre os fatores explicados abaixo:

(a) Custo com energia elétrica: redução de R\$47 milhões (R\$921 milhões no 1T22 versus R\$968 milhões no 1T21), explicado principalmente por:

- **Operações *intercompany*:** aumento do volume de energia comercializada, totalizando em uma redução de R\$180 milhões no custo total de energia no 1T22;
- **Geração hidrelétrica:** redução de R\$10 milhões na energia comprada para equacionamento do balanço energético devido à melhora significativa da hidrologia no período e consequente redução da necessidade de compra. Esse efeito foi parcialmente compensado pelo maior preço médio de compra desta energia pela estratégia de antecipação de compra adotada pela Companhia ao longo de 2021. Para o 1T22 foram comprados 191 MWm de energia (versus 361 MWm no 1T21) pelo preço de R\$315/MWh (versus R\$208/MWh no 1T21); efeitos compensados por
- **Comercialização:** incremento de R\$43 milhões pelo maior preço médio de compra no período, quando comparado com o mesmo período do ano passado, totalizando R\$992 milhões no 1T22 versus R\$949 milhões no 1T21;

- **Encargos de uso do sistema:** aumento de R\$11 milhões no período explicado pelo reajuste de aproximadamente 24% nas tarifas de transporte de energia (TUST e TUSD-g), totalizando R\$55 milhões no 1T22 versus R\$44 milhões no 1T21; e
- **Geração eólica:** incremento de R\$2 milhões, totalizando R\$11 milhões no 1T22 versus R\$8 milhões no 1T21.

(b) Despesas operacionais: incremento de R\$32 milhões (R\$111 milhões no 1T22 versus R\$78 milhões no 1T21), devido principalmente ao aumento de gastos no âmbito da reorganização societária, considerando indenizações trabalhistas e serviços de consultoria financeira e jurídica, além do reajuste dos contratos de O&M dos ativos eólicos.

(c) Outras despesas:

- **Reversão de provisão para litígios:** impacto negativo de R\$248 milhões devido à constituição de provisão no valor de R\$45 milhões no 1T22 versus reversão de provisão no valor de R\$203 milhões no 1T21, sendo este um efeito não-caixa. Para mais detalhes sobre a variação do passivo contencioso da Companhia no período, consultar a seção “Contencioso Passivo e Ativo” deste documento.
- **Baixa de depósitos judiciais:** despesa incorrida no 1T21 que não se repetiu no 1T22 de R\$40 milhões, resultado do processo de atualização do contencioso passivo e dos depósitos judiciais da controlada CESP.
- **Contratos futuros de energia (MtM):** efeito positivo de R\$2 milhões (R\$5 milhões no 1T22 versus R\$7 milhões no 1T21), sendo este um efeito não-caixa, explicado principalmente pela volatilidade das premissas usadas no cálculo da marcação à mercado do portfólio de comercialização de energia.

(d) Depreciação e amortização: incremento na despesa em R\$8 milhões (R\$163 milhões no 1T22 versus R\$155 milhões no 1T21), reflete a adição do ativo intangível de extensão do prazo de concessão resultante da repactuação do risco hidrológico.

EBITDA AJUSTADO

O EBITDA ajustado consolidado totalizou R\$340 milhões no 1T22, com margem de 25%, valor 4% abaixo do que o mesmo período de 2021 (R\$356 milhões). A variação do EBITDA ajustado no trimestre pode ser explicada, principalmente por:

(a) Geração Hidrelétrica: incremento de R\$39 milhões totalizando R\$302 milhões no 1T22 versus R\$262 milhões no 1T21, reflexo de:

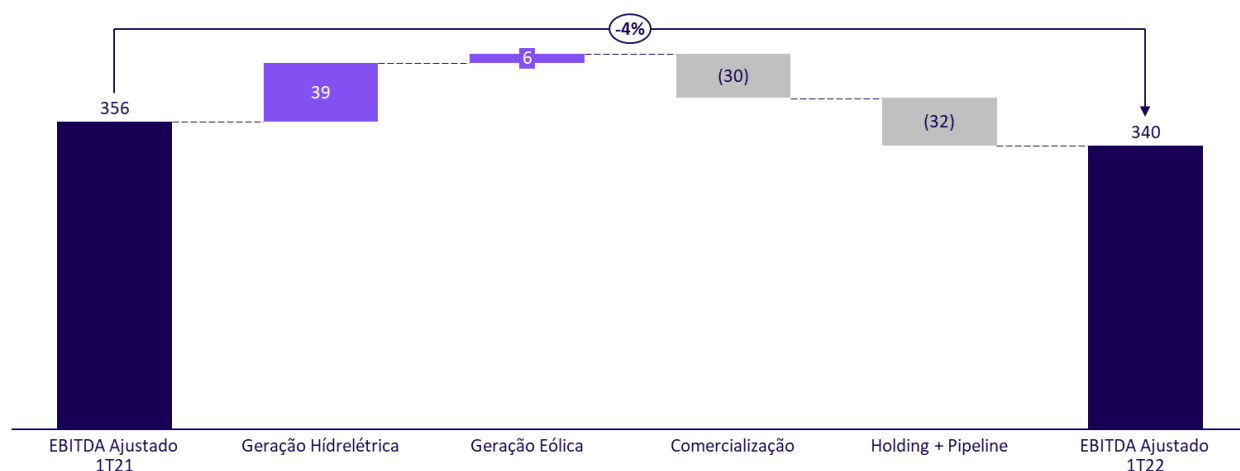
- Impacto positivo de R\$10 milhões trazido pela redução da necessidade de compra de energia principalmente para equacionamento do balanço energético, efeito esse impactado pelo incremento do preço médio de compra, em linha com a estratégia da Companhia; e
- Incremento de R\$32 milhões na receita pelo maior preço médio dos contratos e finalização do contrato de *hedge* financeiro para proteção de parte da receita da companhia atrelada a reajuste em moeda estrangeira em 31 de dezembro de 2021.

(b) Geração Eólica: variação positiva de R\$6 milhões devido à atualização dos preços dos contratos de leilão regulado, combinado com o decréscimo na provisão para ressarcimento referente ao mecanismo de ajuste quadrienal relacionado aos contratos regulados de Ventos do Araripe III, totalizando R\$82 milhões no 1T22 versus R\$76 milhões no 1T21.

(c) Comercialização: efeito negativo de R\$30 milhões na comparação entre os períodos explicado pelo maior preço de compra de energia para equalizar o balanço, totalizando um resultado negativo de R\$8 milhões versus um resultado positivo de R\$22 milhões no 1T21.

(d) Holding e Pipeline: impacto negativo de R\$32 milhões no período, explicado principalmente pela maior despesa com consultorias para apoio ao processo de reorganização societária e incremento de gastos, não capitalizáveis, com os projetos em estruturação e construção, totalizando uma redução de R\$35 milhões no EBITDA

Evolução EBITDA Ajustado 1T21 versus 1T22 (R\$ milhões)



A tabela com o detalhamento da composição do EBITDA Ajustado por segmento pode ser encontrada na seção “Anexos” deste documento.

RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro			
R\$ milhões	1T22	1T21	Var. %
Receitas Financeiras	86.074	7.842	-
Despesas Financeiras	(250.510)	(218.011)	15%
Encargos de dívidas	(64.724)	(52.131)	24%
Atualização monetária sobre debêntures	(61.557)	(45.102)	36%
Atualização monetária sobre provisões para litígios	(46.701)	(65.723)	-29%
Baixa de depósitos judiciais	(2.497)	(1.832)	36%
Atualização do saldo de benefícios pós-emprego	(38.102)	(39.530)	-4%
Outras despesas financeiras, líquidas	(36.929)	(13.693)	-
Total	(164.436)	(210.169)	-22%

O resultado financeiro líquido no 1T22 foi uma despesa de R\$166 milhões comparado a despesa de R\$211 milhões apresentada no 1T21. A redução da despesa na comparação trimestral pode ser explicada principalmente, por:

- (a) **Receita financeira:** incremento de R\$80 milhões na receita financeira, explicado principalmente pelo maior volume de caixa aplicado no período (R\$3.280 milhões no 1T22 versus R\$1.780 milhões no 1T21); e

- (b) Atualização do saldo de provisão para litígios:** redução de R\$19 milhões, decorrente da baixa significativa do contencioso passivo total entre os períodos e pela desaceleração do IGP-M acumulado do período (5,39% no 1T22 versus 8,04% no 1T21) totalizando R\$47 milhões no 1T22 versus R\$66 milhões no 1T21; efeitos parcialmente compensados pelos:
- (c) Encargos de dívidas e atualização monetária de debêntures:** incremento de R\$44 milhões devido ao aumento do CDI médio no 1T22 de 10,21% versus 2,01% no 1T21 e do IPCA médio anualizado de 10,74% no 1T22 versus 5,29% no 1T21, utilizados para cálculos da remuneração e atualização monetária das debêntures da Companhia, totalizando uma despesa de R\$141 milhões no 1T22 versus R\$97 milhões no 1T21.
- (d) Capitalização de juros sobre empréstimos:** R\$15 milhões refere-se aos encargos sobre os empréstimos e financiamentos alocados como CAPEX, conforme orientação do CPC 20, nos empreendimentos de Ventos do Piauí II e III.

RESULTADO LÍQUIDO

Lucro líquido de R\$18 milhões no 1T22, versus R\$136 milhões no 1T21, devido principalmente à:

- (a) EBITDA ajustado:** a companhia registrou um EBITDA ajustado consolidado de R\$340 milhões, uma redução de R\$16 milhões comparado com os R\$356 milhões registrados no 1T21, principalmente pelo incremento dos gastos com os projetos de expansão e reorganização societária.
- (b) Ajustes do EBITDA:** o resultado líquido foi impactado principalmente pela movimentação da provisão para litígios, um efeito negativo de R\$248 milhões (provisão de R\$45 milhões no 1T22 versus reversão de provisão de R\$203 milhões).
- (c) Resultado financeiro:** redução de R\$45 milhões na despesa financeira líquida, devido ao incremento de R\$80 milhões na receita financeira, um decréscimo de R\$19 milhões na atualização do saldo de provisão para litígios, compensado parcialmente pelo aumento dos encargos de dívida e atualização monetária sobre as debêntures de R\$30 milhões.
- (d) IR:** decréscimo de R\$52 milhões, em linha com a redução do lucro tributável, seguindo uma alíquota efetiva de aproximadamente 34%.
- (e) Equivalência patrimonial:** representa o resultado nas usinas hidroelétricas que a Auren possui participação, por meio de ações preferenciais. No 1T22 foi registrado R\$65 milhões de resultado positivo de equivalência patrimonial, incremento de R\$19 milhões comparado com R\$46 milhões no 1T21.

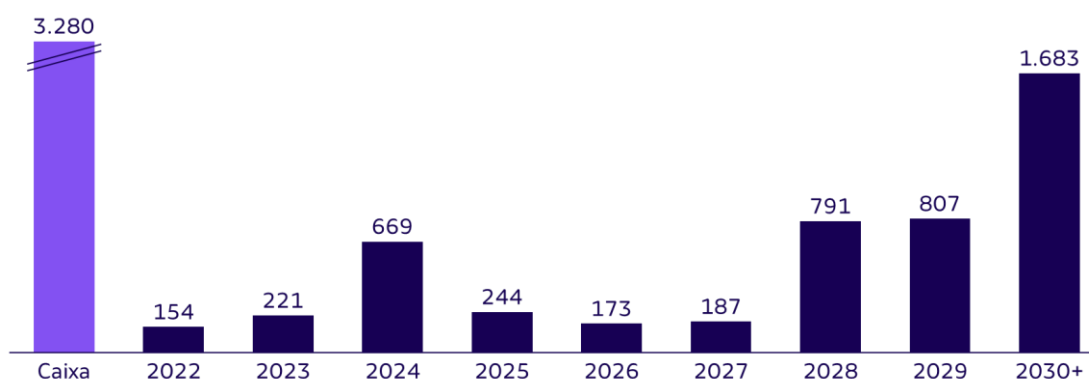
Endividamento

O endividamento bruto da Companhia, em 31 de março de 2022, era de R\$4,8 bilhões em comparação com R\$4,7 bilhões em 31 de março de 2021.

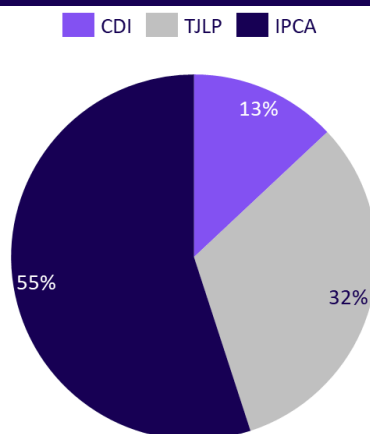
A posição de caixa e equivalentes de caixa ao final do 1T22 era R\$3,3 bilhões versus R\$1,8 bilhão no mesmo período do ano passado. Este saldo reflete principalmente: (i) o aporte recebido do acionista controlador CPP Investments, no contexto da reorganização societária, no valor total de R\$1,5 bilhão; (ii) a emissão de debênture em dezembro de 2021, no valor de R\$300 milhões para aquisição de projetos de energias renováveis e reforço de caixa; e (iii) entrada das primeiras tranches do financiamento junto ao BNDES do complexo eólico Ventos do Piauí II e III (R\$537 milhões em dezembro de 2021 e R\$76 milhões em fevereiro de 2021), sendo os fatores (ii) e (iii) acima apresentados efeitos positivos no caixa, porém efeitos neutros na dívida líquida

Com isso, a dívida líquida consolidada da Companhia, em 31 de março de 2022, era de R\$1,6 bilhão. O prazo médio da dívida consolidada da Companhia, no mesmo período, era de 6,9 anos e o custo médio pré-fixado da carteira era de 10,6% a.a. (IPCA + 4,2% a.a. ou CDI -0,8% a.a.).

Cronograma de Amortização (R\$ milhões)



Endividamento Bruto por Indexador²⁰ (R\$ milhões)



A tabela com o detalhamento da composição da carteira de dívida da Companhia pode ser encontrada na seção “Anexos” deste documento.

ALAVANCAGEM E COVENANTS

A alavancagem, medida pela relação entre dívida líquida e EBITDA ajustado, encerrou o 1T22 em 1,5x.

RATING

	Agência	Rating	Outlook	Revisão
VTRM – Corporativo	Fitch Ratings	AAA (bra)	Estável	11/21
Auren – Corporativo	Fitch Ratings	BBB- AAA (bra)	Negativo Estável	03/22
CESP – Corporativo	Standards & Poor's	BB- br.AAA	Estável	05/21
CESP – 12ª Debênture	Fitch Ratings	AAA (bra)	Negativo Estável	07/21
Ventos do Piauí I	Fitch Ratings	BB AAA (bra)	Estável	03/22
Ventos do Araripe III	Fitch Ratings	BB AA (bra)	Estável	10/21

[Clique aqui](#) para acessar o último relatório emitido pela Fitch Ratings, em 26 de abril de 2022.

²⁰ IPCA inclui dívidas atreladas à TLP.

Fluxo de Caixa Livre²¹

Fluxo de Caixa Livre			
R\$ mil	1T22	1T21	Var. %
EBITDA Ajustado	340.362	356.130	-4%
IR/CS caixa	(19.744)	(36.320)	-46%
Capital de giro	(40.927)	15.852	-
CAPEX <i>sustaining</i>	(2.359)	(1.012)	133%
Fluxo de caixa operacional	277.331	334.650	-17%
Serviço de dívida	(75.839)	(66.499)	14%
Fluxo de caixa operacional após serviço da dívida	201.492	268.151	-25%
CAPEX projetos	(265.586)	(17.646)	-
Pagamento de litígio	(65.082)	(11.934)	-
Captações	76.600	-	-
Amortizações	(26.467)	(27.343)	-3%
Aumento de capital social	1.500.000	-	-
Recompra de ações (ADR CESP)	-	(3.332)	-
Dividendos	-	-	-
Fluxo de caixa livre	1.420.957	207.896	-
Saldo de caixa inicial	1.752.890	1.332.121	32%
Saldo de caixa final	3.173.847	1.540.017	106%
Saldo de caixa final, considerando conta reserva	3.281.167	1.646.218	99%

A Companhia encerrou o 1T22 com R\$201 milhões de geração de caixa operacional após serviço da dívida, o que representa um índice de conversão de caixa²² de 59%. A variação no fluxo de caixa operacional entre os trimestres decorre, principalmente por:

(a) Capital de giro: aumento do desembolso em R\$57 milhões (R\$41 milhões no 1T22 versus reversão de R\$16 milhões no 1T21), sendo os principais impactos:

- Início do pagamento das parcelas do plano de equacionamento do plano de pensão (Vivest), no valor de R\$15 milhões, sendo que este efeito não transita pelo resultado;
- Marcação à mercado da atividade de comercialização (R\$4 milhões), sendo esse um efeito não-caixa; e

²¹ Resultado proforma, não auditado.

²² Índice de Conversão de Caixa = FCO após o serviço da dívida/EBITDA Ajustado.

- Redução do capital de giro dos ativos eólicos entre os trimestres (R\$21 milhões) pelo efeito trazido pelo *constrained-off*. Para mais detalhes sobre o tema acesse à seção “Temas Regulatórios” deste documento.

(b) IR/CS caixa: redução da despesa em R\$17 milhões (R\$20 milhões no 1T22 versus R\$36 milhões no 1T21) devido à distribuição de JCP no 1T21, que não se repetiu esse ano.

O fluxo de caixa livre registrado ao final de março de 2022 foi positivo em R\$1,4 bilhão, em decorrência dos pontos trazidos acima e:

- (a) Impacto positivo de R\$1,5 bilhão no 1T22 trazido pelo aporte do controlador CPP Investments no âmbito do processo de reorganização societária;
- (b) Impacto positivo de R\$77 milhões no 1T22 referente a primeira parcela do financiamento do complexo eólico Ventos do Piauí II e III junto ao BNDES, conforme detalhado na seção de “Endividamento” deste documento; efeitos parcialmente compensados pelo:
- (c) Incremento do CAPEX dispendido para construção dos projetos em desenvolvimento atualmente (Ventos do Piauí II e III), no valor de R\$266 milhões no 1T22; e
- (d) Incremento de pagamento de litígios, de R\$53 milhões no 1T22.

Dividendos

A Companhia aprovou a distribuição de **R\$100.000.000,00** (cem milhões de reais), equivalentes a R\$0,10 (dez centavos) por ação, relativos ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2021.

Em Reunião do Conselho da Administração, realizada em 25 de março de 2022 e Assembleia Geral Ordinária, realizada em 29 de abril de 2022, foi aprovada a distribuição do dividendo mínimo obrigatório da Companhia, no montante de R\$13.950.572,00 (treze milhões, novecentos e cinquenta mil, quinhentos e setenta e dois reais), equivalente a R\$0,013950572000 por ação, correspondente a 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido ajustado do exercício.

Em Reunião do Conselho de Administração, realizada em 11 de abril de 2022, foi aprovada a distribuição: (i) de dividendo complementar da Companhia, no montante de R\$41.851.716,00 (quarenta e um milhões, oitocentos e cinquenta e um mil, setecentos e dezesseis reais), correspondentes ao lucro retido do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021 (reserva de investimentos) equivalentes a R\$0,041851716000 por ação; e (ii) de dividendo complementar da Companhia, no montante de R\$44.197.712,00 (quarenta e quatro milhões, cento e noventa e sete mil, setecentos e doze reais), correspondentes a reserva de retenção de lucros anteriores ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021 equivalentes a R\$0,044197712000 por ação.

Tem direito aos dividendos declarados, as pessoas inscritas como acionistas da Companhia na data base de 03 de maio de 2022, respeitadas as negociações realizadas até essa data, inclusive. As ações da Companhia foram negociadas ex-dividendos a partir de 04 de maio de 2022, inclusive.

O efetivo pagamento dos proventos será realizado em moeda corrente nacional em 19 de maio de 2022, conforme deliberação do Conselho de Administração da Companhia em 13 de maio de 2022 e também divulgada por meio de novo Aviso aos Acionistas.

Contencioso Passivo e Ativo

CONTENCIOSO PASSIVO

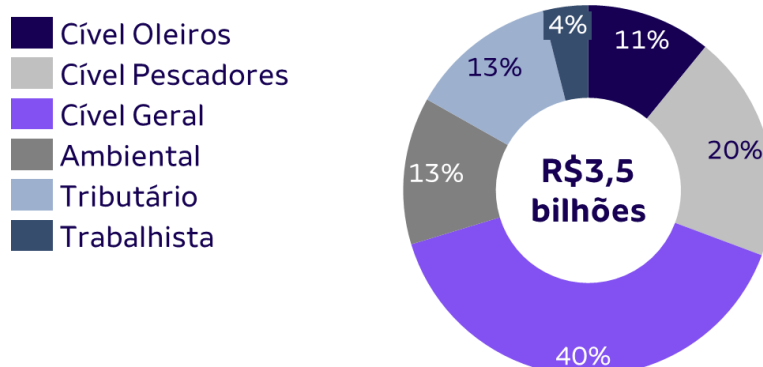
Em linha com a estratégia do contencioso passivo da Auren, a partir do 1T22 passamos a reportar o total do passivo excluindo o montante com probabilidade de perda estimada como remota.

Atualmente, a Companhia é parte em processos judiciais que representam uma contingência passiva total de R\$3,5 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.

A variação em relação ao final do trimestre anterior, no contencioso passivo total, na data de publicação deste relatório, foi uma redução de R\$129 milhões, após atualização monetária e juros, que contempla, acordos, encerramento de ações de forma favorável à Companhia, adequações de estimativa e prognóstico de outros processos.

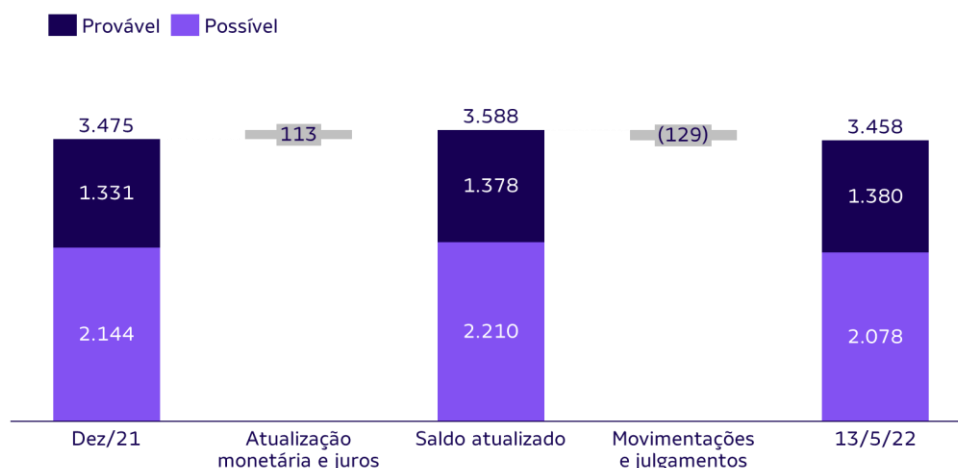
No contencioso provável, o trimestre fechou com um acréscimo de R\$ 2 milhões, após atualização monetária e juros, devido a revisão de estimativas conforme evolução processual dos casos.

Perfil do Contencioso Passivo (R\$ % Total)



Evolução Ações Judiciais²³ (R\$ milhões)

²³ O valor apresentado contempla a carteira de ações judiciais combinada das empresas após o processo de reorganização societária.



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

CONTENCIOSO ATIVO – TRÊS IRMÃOS

O processo que discute o valor de indenização pela reversibilidade da UHE Três Irmãos (processo nº 45939-32.2014.4.01.3400) transita em 1ª instância e está em fase de instrução probatória, com discussões a respeito do último laudo do perito judicial, que avaliou os ativos reversíveis em R\$4,7 bilhões (a valores históricos de junho de 2012). O valor avaliado é composto de: Usina: R\$1,9 bilhão; Eclusas e Canal: R\$1,0 bilhão; e Terrenos: R\$1,8 bilhão.

Atualmente, aguarda-se decisão do juiz.

Plano de Pensão – Vivest

PLANO DE MIGRAÇÃO VOLUNTÁRIA

Em dezembro de 2021, o Sindicato dos Trabalhadores da Indústria de Energia Elétrica de Campinas, Instituto Adecon, Sindicato dos Engenheiros no Estado de São Paulo e Sindicato dos Empregados na Geração, Transmissão e Distribuição de Eletricidade no Município de Bauru/SP, ingressaram com uma ação judicial (processo nº 1139986-11.2021.8.26.0100) visando suspender o processo de migração voluntária dos beneficiários.

Em janeiro de 2022, foi proferida uma decisão provisória (tutela antecipada) suspendendo o processo de migração voluntária, sendo tal decisão parcialmente revogada, pelo Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo, após recurso interposto pela CESP, controlada da Companhia.

Com isso, os beneficiários que aderiram a migração voluntária o fizeram até dia 24 de março de 2022, estes representam 1.211 migrações, correspondendo a 18% do passivo total atuarial totalizando R\$ 1,4 bilhão de RMI.

Em maio de 2022 o processo foi sentenciado de forma favorável à Companhia, sendo refutadas todas as alegações trazidas pelos autores do caso, de forma que a migração segue seu processamento normal, com data prevista para ocorrer em 01 de julho de 2022. A discussão sobre o tema ainda remanesce no Judiciário, responsável por decidir finalmente sobre a questão.

Temas Regulatórios

ACONTECE AGORA

Aqui apresentamos temas que estão atualmente impactando o negócio da Companhia e os resultados apresentados no trimestre, trazendo o histórico e atualização.

GERAÇÃO FORA DA ORDEM DE MÉRITO ("GFOM")

Autorizada pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico ("CMSE"), a Geração Fora de Mérito de Custo - GFOM permite que o Operador Nacional do Sistema ("ONS") despache usinas termelétricas, cujo Custo Variável Unitário - CVU de operação é superior ao Custo Marginal de Operação - CMO indicado pela cadeia de modelos de planejamento da operação e formação de preços de curto prazo utilizados pelo ONS para operar e despachar os recursos de geração para atendimento da demanda de energia do Sistema Interligado Nacional - SIN, portanto, são recursos termelétricos que não seriam acionados segundo o critério de mérito de custo segundo os procedimentos de planejamento da operação, porém são avaliados como necessários em determinadas situações de elevação do risco de suprimento de energia e atendimento da carga.

A decisão do despacho cabe ao ONS, mediante autorização prévia do CMSE, que avalia constantemente as condições de atendimento do sistema e o risco de déficit de energia. Desde outubro de 2020, o ONS tem utilizado o mecanismo da GFOM, especialmente durante a crise hídrica de 2021. Esses despachos auxiliaram na recuperação mais acelerada dos reservatórios a partir do início do período úmido em outubro de 2021, consequentemente, a GFOM vinha sendo reduzida desde o início de 2022, devido à reversão e redução acentuada do risco de déficit no atendimento do consumo do SIN. Em abril de 2022, o CMSE revogou a autorização para acionamentos de termelétricas fora da ordem de mérito, em razão da melhora nas condições de armazenamento dos reservatórios.

Devido ao fato deste mecanismo ser uma medida de aversão a risco não incorporado aos modelos de formação de preço e operação, os agentes geradores hidrelétricos fazem jus a uma compensação financeira, estabelecida pela Resolução Normativa nº 784/2017 da ANEEL, que corresponde à quantidade de energia que a usina deixou de gerar pela decisão do CMSE de priorizar o despacho fora da ordem de mérito, com base em sua participação no Mecanismo de Realocação de Energia ("MRE"). Essa compensação é paga mensalmente aos agentes e corresponde a diferença entre o preço de curto prazo (PLD) vigente no momento do deslocamento e um preço de referência ("PLDx") definido pelo regulador, cujo valor atual corresponde a R\$178,44/MWh. O PLDx é o preço associado ao custo de oportunidade de geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios. Como esta é uma operação puramente financeira junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE"), não existe volume de energia atrelado a este ressarcimento.

Esta compensação é coberta pelo Encargo de Serviços do Sistema ("ESS").

UHE PORTO PRIMAVERA - RESTRIÇÕES HIDRÁULICAS

Nos termos do que a Companhia vem considerando em suas divulgações, a permanência do cenário de crise hidrológica no país em 2021, e especialmente na bacia do Rio Paraná, onde se localiza a UHE Porto Primavera, causado pela precipitação significativamente abaixo da média nas principais bacias hidrográficas com usinas hidrelétricas integrantes do Sistema Interligado Nacional ("SIN") entre 2020 e 2021, sendo observadas naquele período as piores sequências hidrológicas do histórico de vazões registrado em 91 anos, levou à determinação de medidas, pelas autoridades governamentais, visando garantir a governabilidade hidráulica da bacia, inclusive por meio da redução das vazões mínimas praticadas.

Entre as diversas medidas determinadas enquanto vigorou a situação crítica de escassez dos recursos hídricos, declarada pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico ("ANA"), destaca-se a criação da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética ("CREG"), com atribuições para definir diretrizes obrigatórias para, em caráter excepcional e temporário, estabelecer limites de uso, armazenamento e vazão das usinas hidrelétricas e que, em suas últimas reuniões em 2021, antes da dissolução em razão da não conversão da Medida Provisória nº 1.055/2021 em lei, deliberou sobre medidas relacionadas à flexibilização de vazão defluente da UHE Porto Primavera em 2022.

O cenário atual, com condições hidrológicas favoráveis que indicam a recuperação dos reservatórios, atualmente com níveis de armazenamento no submercado SE/CO de ~70%, não demandou o acionamento pleno das medidas emergenciais previamente aprovadas pela CREG (prevalecendo em 2022 uma redução na vazão mínima defluente da UHE Porto Primavera), tendo inclusive o Ministério de Minas e Energia ("MME") determinado o fim, em 15.04.2022, da bandeira tarifária denominada "escassez hídrica", cuja finalidade era cobrir custos adicionais do sistema com medidas para garantir o atendimento da demanda.

UHE PARAIBUNA

A Companhia opera a UHE Paraibuna sob regime de concessão, nos termos do contrato de concessão para geração de energia elétrica a título de serviço público nº 3/2004, cujo prazo expira em 03.06.2022, considerando a extensão de prazo em razão da compensação por fatores não hidrológicos prevista na Lei nº 14.052/2020. Considerando o eminente término do período da concessão, a Companhia informou ao Poder Concedente a respeito do não interesse na prorrogação da concessão conforme divulgado ao mercado em 12.02.2021.

Em 06 de maio de 2022, foi publicada no Diário Oficial da União a Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 647/2022, que definiu a CESP, controlada da Companhia, como operadora temporária da UHE Paraibuna a partir de 04 de junho de 2022. A operação da UHE Paraibuna seguirá de acordo com todas as normas aplicáveis, sendo que, a partir da data mencionada, passarão também a ser aplicáveis as normas relativas à geração de energia em regime de cotas. Durante o período de operação temporária, a remuneração

do ativo terá como base a receita anual de geração ("RAG"), nos termos da legislação vigente e conforme disposto na portaria mencionada.

RADAR REGULATÓRIO

Aqui apresentamos temas que estão atualmente em andamento e que possuem, em alguma medida, impacto no negócio da Companhia após resolução.

REVISÃO ORDINÁRIA DA GARANTIA FÍSICA

Nos termos do Decreto nº 2.655/1998, foram definidas as regras para revisão de garantia física de energia de usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente, que ocorre a cada 5 anos de forma ordinária ou extraordinariamente na ocorrência de fatos relevantes, como, por exemplo, alterações de características técnicas, de potência instalada e de número de unidades geradoras. Nos termos da metodologia para cálculo dos novos empreendimentos, definida pela Portaria MME nº 101/2016, as eventuais reduções de garantia física devem observar o limite de 5% do valor estabelecido na revisão anterior e 10% da garantia física originalmente estabelecida.

O último processo de revisão ordinária ocorreu em 2017 e os valores revisados de garantia física passaram a vigorar a partir de 01.01.2018, com vigência de cinco anos. Em observância à periodicidade definida no Decreto, o MME deu início ao processo em 28.03.2022 através do lançamento da Consulta Pública ("CP") nº 123/2022, cujo prazo de contribuições dos agentes e da sociedade encerrou-se em 02.05.2022.

Nos termos da abrangência definida na CP, a proposta contempla a exclusão de usinas cuja garantia física tenha sido definida e tornada eficaz há menos de 5 anos em relação a data de 31.12.2022. Com isso, a UHE Porto Primavera, cuja garantia física vigora a partir de 15.04.2019, em razão da nova definição no âmbito do processo de privatização da CESP estará excluída do processo de revisão.

Segundo a legislação vigente, especialmente para fins de sazonalização da garantia física para 2023, os novos valores de garantia física devem ser publicados no início de novembro de 2022 e passarão a vigorar a partir de 01/01/2023.

PROJETO DE LEI Nº 414/2021

O Projeto de Lei ("PL") nº 414/21, nova nomenclatura do Projeto de Lei do Senado ("PLS") nº 232/16, é visto como a principal via para viabilizar o projeto de modernização do setor elétrico brasileiro, incluindo temas como:

- (a) Abertura do mercado – por meio da redução e posterior eliminação dos limites mínimos de demanda contratada para acesso dos consumidores ao Ambiente de Comercialização Livre ("ACL");
- (b) Separação de lastro e energia;
- (c) Separação das atividades de comercialização regulada e distribuição;

- (d) Renovação das concessões de geração;
- (e) Definição legal da autoprodução; e
- (f) Formação de preço da energia.

O PL, que já foi aprovado no Senado, deve passar por alterações na Câmara dos Deputados antes de ser votado, dado que alguns dispositivos estão desatualizados em razão de leis e resoluções publicadas desde a sua apresentação. Com isso, será necessária nova aprovação no Senado, para que o PL seja encaminhado para sanção presidencial.

A última movimentação formal do Projeto foi a indicação da formação de comissão especial na Câmara, dado que se havia definido a análise dele por mais de três comissões permanentes, o que, pelo regimento interno da Câmara, enseja a formação de comissão especial. Além disso, o PL foi incluído na agenda prioritária do Governo Federal para 2022.

A Companhia segue acompanhando o tema e atualizará o mercado oportunamente.

CONSTRAINED-OFF DE PARQUES EÓLICOS

Devido às limitações físicas momentâneas ao escoamento de energia pelos sistemas de transmissão e necessidade de garantir a estabilidade da operação do sistema em tempo real, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”) determina, em algumas ocasiões, a redução da geração dos parques eólicos, preponderantemente na região nordeste do país. A essa restrição de geração, dá-se o nome de *constrained-off* ou *curtailment*. Abaixo, apresentamos os principais efeitos dessa restrição:

- (i) Ressarcimento: como o *constrained-off* afeta a geração dos parques eólicos, há previsão de compensação, para mitigar os efeitos dessa energia gerada a menor sobre os resultados comerciais dos geradores e sobre o consequente pagamento de ressarcimentos previstos nos contratos regulados de venda de energia, oriundos de leilão. Esse tratamento vem sendo discutido pela ANEEL e foi parcialmente regulamentado por meio da REN nº 927/21.
- (ii) Revisão de garantia física: como o *constrained-off* tem efeito sobre a geração dos parques eólicos, essa geração a menor implicaria no aumento da exposição do ativo à revisão da garantia física.

Diante desses impactos e por, até este momento, não haver detalhamento da metodologia de cálculo dessa energia não fornecida por restrição externa, as usinas afetadas por *constrained-off* foram afastadas da revisão de garantia física e suspensa a aplicação do mecanismo de ajuste anual e quadrienal previsto nos contratos de compra e venda de energia no Ambiente Regulado.

Com a aprovação das Regras de Comercialização relacionadas ao tema em 03.05.2022, há expectativa de que, nos próximos meses, seja efetivada a cobrança dos

ressarcimentos previstos nos contratos de energia regulados dos parques eólicos dos complexos Ventos do Araripe III e Ventos do Piauí I.

Agenda ESG

Para nós, o futuro passa por ideias inovadoras e atitudes sustentáveis. Nossa estratégia ambiental, social e de governança (ESG) é direcionadora dos projetos e do planejamento estratégico da companhia para guiar valores e reduzir os riscos no longo prazo. Atuamos de acordo com as diretrizes do Pacto Global das Nações Unidas.

Aproveitamos para informar que o Relatório Anual e de Sustentabilidade da CESP e da Votorantim Energia, controladas e incorporadas pela Companhia, respectivamente, foram publicados em 28 de março de 2022 e 03 de maio de 2022, respectivamente, e encontram-se disponíveis no website de RI da Companhia. [Clique aqui](#) para acessar o relatório da CESP e [aqui](#) para acessar o relatório da Votorantim Energia.

PILAR AMBIENTAL (E)

Cuidamos do meio ambiente no entorno das nossas operações todos os dias. Nossos programas de controle e monitoramento ambiental contribuem para a formação de um ecossistema saudável para a fauna e flora local. Baseada nos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) nossa gestão ambiental considera a destinação correta de resíduos e efluentes gerados nas usinas e complexos eólicos, ações estruturadas de recomposição e fomento florestal, gestão dos recursos hidrelétricos e das emissões atmosféricas, entre outras. Com um olhar responsável e comprometido com o futuro, geramos valor para toda a cadeia.

Sabemos da importância de um ecossistema equilibrado e do impacto das mudanças climáticas no nosso negócio. Portanto, nos desafiamos a avançar a partir do portfólio de geração de energia renovável para ir além da redução de emissões de carbono que são evitadas nas nossas operações. Gerimos nossas emissões de GEE (Gases de Efeito Estufa), as quais são mapeadas e quantificadas no Inventário de GEE seguindo as diretrizes do GHG Protocol. Além disso estamos em constante evolução acompanhando tendências de mercado e nos desafiando a fazer sempre mais e melhor. Como membros do CDP (Carbon Disclosure Project), divulgamos nossa performance climática visando avaliar oportunidades economicamente viáveis de redução de emissões com as tecnologias disponíveis. Já como signatários do Pacto Global divulgamos nossas práticas de gestão associadas aos Dez Princípios da ONU que contribuem diretamente para o alcance das metas dos ODS (Objetivos de Desenvolvimento Sustentável) das Nações Unidas.

Ainda no quesito climático, oferecemos a nossos clientes soluções sustentáveis que evitam ou compensam as emissões de gás de efeito estufa (GEE) através de Créditos de Carbono e Certificados de Energia Renovável (I-Rec).

Nossa atenção às questões climáticas está refletida em todas as nossas ações e projetos, desde o seu planejamento: a operação dos complexos Ventos do Piauí II e III, por exemplo, deve evitar a emissão anual de cerca de 617.289 tCO₂eq. A expansão da energia eólica, somada a produção futura de energia solar, serão responsáveis por consolidar uma plataforma diversificada, com potencial para acelerar a nossa transição para uma economia de baixo carbono.

Somos também um dos fundadores do Legado das Águas, maior reserva privada de Mata Atlântica do Brasil, administrado pela Reservas Votorantim e mantido pela Votorantim S.A e suas investidas.

Em 2021, passamos a monitorar os indicadores construídos em 2020 relacionados aos ODS e publicamos seu primeiro relatório de progresso. A unidade alia a proteção da floresta e o desenvolvimento de pesquisas científicas às atividades de produção de plantas nativas para reflorestamento e paisagismo, bem como atividades de ecoturismo.

PILAR SOCIAL (S)

Para nós, o pilar social passa pela construção de um legado junto às comunidades, priorizando a segurança do entorno e das nossas operações, e promoção de uma companhia mais inclusiva e diversa. Além do estímulo e incorporação de uma cultura de inovação.

O impacto positivo deve permear todo o ecossistema. Acreditamos no potencial das comunidades e atuamos de forma a intensificar as alavancas de desenvolvimento socioeconômico das localidades onde estamos presentes. Ao atuar junto às comunidades, realizamos ações transformadoras em diversas regiões do Brasil, por meio de ações sustentáveis e que valorizam a cultura local. Em 2021 trabalhamos em diversos projetos e também desenvolvemos planos de engajamento com stakeholders em todas as nossas operações, tendo em vista o fortalecimento da parceria com as comunidades e o desenvolvimento local. Principais linhas de atuação nos territórios:

- (e) Melhoria da qualidade da educação pública;
- (f) Incentivo ao empreendedorismo e geração de renda;
- (g) Incremento de qualificação e infraestrutura na zona rural;
- (h) Proteção da infância e da adolescência;
- (i) Fomento ao diálogo entre os representantes locais; e
- (j) Enfrentamento da pandemia e suas consequências.

Em 2022, planejamos executar 103 projetos socioambientais (42 projetos sociais e 61 projetos ambientais), com investimento total de R\$ 33 milhões, em todas as regiões em que estamos presentes.

Internamente, o tema de Inclusão & Diversidade (I&D) é um dos pilares centrais da estratégia da Companhia. Entendemos essa diversidade no seu sentido mais amplo, incluindo raça, gênero, orientação sexual, mas também os diferentes perfis. A cultura inclusiva permeia os pilares Atração, Treinamento & Desenvolvimento, Engajamento & Retenção e Comunicação, por meio de iniciativas que propiciam um ambiente atrativo para todos e todas. Essas ações são acompanhadas de forma integrada na Companhia, pelo Comitê de Diversidade composto por colaboradores das diversas áreas e localidades.

PILAR DE GOVERNANÇA (G)

Nossa atuação é pautada por princípios que traduzem as melhores práticas de gestão, alinhando os interesses dos nossos acionistas, clientes, parceiros, colaboradores e comunidade.

SEGMENTO DE LISTAGEM

As ações da Companhia são negociadas no segmento de listagem Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão ("B3"), sob o *ticker* AURE3.

ESTRUTURA ACIONÁRIA



DESTAQUES RECENTES

Nestes primeiros meses de 2022, a Companhia avançou em sua reorganização societária, tendo como objetivo a criação de uma plataforma líder em energia renovável no Brasil, com a combinação de determinados ativos de energia na Auren Energia.

Ainda em fevereiro, a Companhia obteve o seu registro como companhia aberta categoria "A" perante a Comissão de Valores Mobiliários – CVM e teve o seu pedido de listagem na B3 – Brasil, Bolsa, Balcão deferido, com a admissão de suas ações à negociação no segmento especial do Novo Mercado como acima citado.

Diante do cumprimento de todas as condições suspensivas previstas no âmbito da reorganização societária da Companhia, consumou-se a consolidação dos ativos de

energia na Auren Energia especialmente com a conclusão da incorporação de ações da CESP – Companhia Energética de São Paulo (“CESP”), tornando-se esta sua subsidiária integral, na data de 25 de março de 2022.

Dessa forma, a referida data acima foi o último dia de negociação das ações (CESP3/CESP5/CESP6) da CESP, e em 28 de março de 2022 as ações da Companhia, sob o ticker “AURE3”, passaram a ser negociadas no Novo Mercado da B3.

Além dos destaques acima, ressaltamos ainda os seguintes temas no contexto da governança da Companhia:

▪ **Acordo de Acionistas da Auren Energia:**

Celebrado o aditivo e consolidação do Acordo de Acionistas entre Votorantim S.A. e Canada Pension Plan Investment Board para disciplinar, dentre outras matérias, seus direitos de votos e a transferência de ações da Companhia. A cópia do Acordo de Acionistas está disponível para consulta no site de relações com investidores da Companhia, da CVM e da B3.

▪ **Nova composição de membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Comitê de Auditoria Estatutário da Companhia:**

Foram eleitos os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Comitê de Auditoria Estatutário da Companhia, conforme tabelas abaixo:

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Nome	Cargo	Eleição	Término do mandato
Mateus Ferreira	Presidente do Conselho	mar/22	ago/23
Fabio Rogério Zanfelize	Conselheiro Efetivo	mar/22	ago/23
Ricardo Szlejf	Conselheiro Efetivo	mar/22	ago/23
Megan Veronica Hansen	Conselheiro Efetivo	mar/22	ago/23
João Schmidt	Conselheiro Efetivo	mar/22	ago/23
Sergio Romani	Conselheiro Efetivo e Independente	mar/22	ago/23
Marcos Pinto	Conselheiro Efetivo e Independente	mar/22	ago/23

DIRETORIA

Nome	Cargo	Eleição	Término do mandato
Fabio Rogério Zanfelize	Diretor Presidente (CEO)	mar/22	ago/23
Mario Bertoni	VP de Finanças e Novos Negócios e Diretor de Relações com Investidores (DRI)	mar/22	ago/23
Márcia Cunha	VP de Operações	mar/22	ago/23
Raul Cadena	VP de Clientes e Comercialização	mar/22	ago/23

COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

Nome	Cargo	Eleição	Término do mandato
Sergio Romani	Coordenador	mar/22	mar/24
Heraldo Oliveira	Membro	mar/22	mar/24
Marcos Quintanilha	Membro	mar/22	mar/24

▪ **Regimentos Internos dos órgãos de administração, Código de Conduta e novas políticas aprovadas:**

Aprovados os novos Regimentos Internos do Conselho de Administração, do Comitê de Auditoria Estatutário para disciplinar os procedimentos quanto ao funcionamento, responsabilidades e atribuições dos referidos órgãos de administração da Companhia, observadas as disposições do Estatuto Social da Companhia, do Regulamento do Novo Mercado da B3 e demais normas e orientações aplicáveis.

Também foi aprovado o Código de Conduta da Companhia, que reflete os mais rigorosos padrões de integridade e conduta profissional, e o compromisso de agir sempre no melhor interesse da Auren Energia.

Por fim, também foram aprovadas novas políticas da Companhia, dentre as quais, destacamos:

- Política de Negociação de Valores Mobiliários;
- Política de Divulgação de Atos ou Fatos Relevantes;
- Política de Dividendos;
- Política de Comercialização de Energia; e
- Política de Incentivo de Longo Prazo – ILP.

▪ **Declaração de dividendos:**

Aprovada a distribuição de dividendos pela Companhia, relativos ao exercício social findo em 31.12.2021, que perfazem um montante total de dividendos a pagar no exercício social de 2022 de R\$100.000.000,00 (cem milhões de reais), equivalentes a R\$0,10 (dez centavos) por ação. Para mais detalhes sobre o tema, se referir a seção “Dividendos” deste documento.

▪ **Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 29 de abril de 2022:**

Realizada a Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária da Companhia na data de 29.04.2022, de forma exclusivamente digital, na qual foram deliberadas, em sede de AGO, as matérias relativas às demonstrações financeiras da Companhia, acompanhadas das respectivas notas explicativas e do relatório dos auditores independentes, referentes ao exercício social encerrado em 31.12.2021, as contas dos administradores e o relatório da administração referentes ao exercício social encerrado em 31.12.2021, a proposta da administração para a destinação

do resultado relativo ao exercício social encerrado em 31.12.2021, e a fixação da remuneração global anual dos administradores e membros do comitê de auditoria estatutário para o exercício social de 2022; e em sede de AGE, matéria relativa à reforma e alteração do Estatuto Social, com a sua consequente consolidação.

Informações Importantes

SEGMENTAÇÃO DOS RESULTADOS

A segmentação do negócio apresentada aqui reflete:

1. **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.
2. **Geração Eólica:** segmento composto pelos complexos eólicos de Ventos do Piauí I, II e III e Ventos de Araripe III.
3. **Comercialização:** segmento composto pelas comercializadoras Votener e CESP Comercializadora.
4. **Holding e Pipeline:** segmento composto pelas despesas da estrutura da Companhia e demais projetos em fase de estruturação e construção, como os Projetos Híbrido e Jaíba V.

Para baixar os dados em Excel, [clique aqui](#).

OPERAÇÕES INTERCOMPANY

As operações *intercompany* envolvendo as empresas do grupo 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 (Votener e CESP Comercializadora), e referem-se à 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 integram o resultado da Companhia via equivalência patrimonial são provenientes das participações societárias indiretas nos ativos hidrelétricos 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, 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 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

R\$ mil	Consolidado			Geração Hídrica			Geração Eólica			Comercialização			Holding			Eliminações		
	1T21	1T22	Var. %	1T21	1T22	Var. %	1T21	1T22	Var. %	1T21	1T22	Var. %	1T21	1T22	Var. %	1T21	1T22	Var. %
Receita bruta	1.590.014	1.555.587	-2%	463.363	497.150	7%	107.628	119.636	11%	1.126.439	1.137.154	1%	-	-	-	(107.416)	(198.353)	85%
Receita líquida	1.410.333	1.384.187	-2%	402.872	434.560	8%	102.617	114.439	12%	1.002.324	1.015.193	1%	-	-	-	(97.480)	(180.005)	85%
Custo com compra de energia	(968.384)	(921.336)	-5%	(108.230)	(98.650)	-9%	(8.283)	(10.540)	27%	(949.351)	(992.151)	5%	-	-	-	97.480	180.005	85%
Custo com operação	(156.599)	(170.550)	9%	(106.290)	(116.697)	10%	(50.255)	(53.853)	7%	(54)	-	-100%	-	-	-	-	-	-
Lucro (prejuízo) bruto	285.350	292.301	2%	188.352	219.213	16%	44.079	50.046	14%	52.919	23.042	-56%	-	-	-	0	-	-100%
Receitas (despesas) operacionais	78.829	(161.321)	-305%	139.258	(71.315)	-151%	(1.902)	(1.598)	-16%	(32.324)	(31.570)	-2%	(26.203)	(56.838)	117%	-	-	-
Equivalência patrimonial	45.786	64.699	41%	59.140	67.882	15%	-	-	-	-	(45)	-	53.932	(16.529)	-131%	(67.286)	13.391	-120%
Resultado financeiro	(211.037)	(166.449)	-21%	(168.071)	(148.866)	-11%	(42.007)	(42.732)	2%	(1.420)	(5.579)	293%	461	30.728	6566%	-	-	-
Lucro (prejuízo) antes do IR/CSLL	198.928	29.230	-85%	218.679	66.914	-69%	170	5.716	3262%	19.175	(14.152)	-174%	28.190	(42.639)	-251%	(67.286)	13.391	-120%
Imposto de renda e contribuição social	(63.024)	(11.439)	-82%	(57.095)	(2.284)	-96%	(3.755)	(9.873)	163%	(7.370)	4.779	-165%	5.196	(4.061)	-178%	-	-	-
Lucro (prejuízo) líquido	135.904	17.791	-87%	161.584	64.630	-60%	(3.585)	(4.157)	16%	11.805	(9.373)	-179%	33.386	(46.700)	-240%	(67.286)	13.391	-120%
Lucro (prejuízo) líquido	135.904	17.791	-87%	161.584	64.630	-60%	(3.585)	(4.157)	16%	11.805	(9.373)	-179%	33.386	(46.700)	-240%	(67.286)	13.391	-120%
Imposto de renda e contribuição social	63.024	11.439	-82%	57.095	2.284	-96%	3.755	9.873	163%	7.370	(4.779)	-165%	(5.196)	4.061	-178%	-	-	-
Lucro antes dos impostos	198.928	29.230	-85%	218.679	66.914	-69%	170	5.716	3262%	19.175	(14.152)	-174%	28.190	(42.639)	-251%	(67.286)	13.391	-120%
Equivalência patrimonial	(45.786)	(64.699)	41%	(59.140)	(67.882)	15%	-	-	-	-	45	-	(53.932)	16.529	-131%	67.286	(13.391)	-120%
Resultado financeiro líquido	211.037	166.449	-21%	168.071	148.866	-11%	42.007	42.732	2%	1.420	5.579	293%	-461	-30.728	6566%	-	-	-
Depreciação e Amortização	155.042	163.220	5%	97.855	107.623	10%	33.534	33.596	0%	928	389	-58%	22.725	21.612	-5%	-	-	-
EBITDA	519.221	294.200	-43%	425.465	255.521	-40%	75.711	82.044	8%	21.523	(8.139)	-138%	(3.478)	(35.226)	913%	0	-	-100%
Reversão de provisão para litígios	(202.872)	45.391	-122%	(202.872)	45.391	-122%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Baixa de depósitos judiciais	39.781	771	-98%	39.781	771	-98%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA Ajustado	356.130	340.362	-4%	262.374	301.683	15%	75.711	82.044	8%	21.523	(8.139)	-138%	(3.478)	(35.226)	913%	0	-	-100%
Margem EBITDA Ajustado	25%	25%	-0,7 p.p.	65%	69%	4,3 p.p.	74%	72%	-2,1 p.p.	2%	-1%	-2,9 p.p.	-	-	-	0%	0%	0,0 p.p.

ENDIVIDAMENTO

	Dívida Bruta (R\$ milhões)	Indexador	Spread	Amortização	Vencimento
Ventos do Piauí I	785,9				
BNDES	651,6	TJLP	2,16%	16 anos	Jun 2034
1ª Debênture	134,3	IPCA	5,47%	À vista	Jun 2024
Ventos do Piauí II e III	644,8				
BNDES	644,8	TLP	4,56%	22 anos	Mar 2045
Ventos do Araripe III	1.062,4				
Repasse	427,9	TJLP	3,15%	12 anos	Dez 2029
BNDES	452,9	TJLP	2,49%	16 anos	Jun 2035
1ª Debênture	181,6	IPCA	6,99%	14 anos	Jul 2032
VTRM - Holding	308,2				
1ª Debênture	308,2	CDI	1,48%	À vista	Dez 2024
CESP	2.027,1				
11ª Debênture	307,8	CDI	1,64%	7 anos	Dez 2025
12ª Debênture	1.719,3	IPCA	4,30%	10 anos	Ago 2030
Subtotal Total	4.828,3				
Arrendamento	6,8				
Total	4.835,1				

Earnings Release 1Q22



Webcast

May 16, 2022

11 a.m. (Brasília) / 10 a.m. (NYC) / 15 p.m. (London)

[Click here](#) to access the link

Presentation available at ri.aurenenergia.com.br

Local participants: +55 (11) 3181-8565

Foreign participants: +1 (412) 717-9627 | +1 (844) 204-8942

Contact Information

Investor Relations

Mario Bertoncini (CFO and IRO)

Mariana Mayumi (IR)

Lais Lobão (IR)

Tamires Parini (IR)

ri@aurenenergia.com.br

ri.aurenenergia.com.br

On March 31, 2022

AURE3: R\$15.99

Market Cap: R\$16.0 billion

CONTENTS

The Company	<u>4</u>
Asset Portfolio	<u>5</u>
Management Message	<u>7</u>
1Q22 Highlights	<u>9</u>
Operational Performance	<u>10</u>
Commercial Performance	<u>16</u>
Financial Performance	<u>20</u>
Indebtedness	<u>26</u>
Free Cash Flow	<u>28</u>
Dividends	<u>30</u>
Contingent Liabilities and Assets	<u>31</u>
Retirement Plan – Vivest	<u>33</u>
Regulatory Matters	<u>34</u>
Agenda ESG	<u>38</u>
Important Information	<u>43</u>
Appendices	<u>45</u>

The Company

Auren was born from the merger of energy assets of Votorantim S.A. and CPP Investments and came to the market as one of Brazil's largest renewable energy and trading platforms.

The Company has a clean and diversified matrix. It also has a broad portfolio of clients, products and solutions focused on clients' needs and based on continuous investment in market intelligence and digitalization.

Auren relies on its 100-year history and knowledge of the sector and is led by a team of experts ready to innovate and create shared value for shareholders, clients, partners and society.

Asset Portfolio

ASSETS IN OPERATION¹

Asset	Source	Installed Capacity ² (MW)	Physical Guarantee ¹ (MWavg)	Indirect economic interest ³
Porto Primavera	Hydroelectric	1,540.0	886.8	100.0%
Paraibuna	Hydroelectric	87.0	47.5	100.0%
Barra Grande (BAESA)	Hydroelectric	71.2	39.2	11.0%
Campos Novos (Enercan) ⁴	Hydroelectric	143.9	61.9	17.4%
Campos Novos (Enercan) ⁵	Hydroelectric	131.9	57.1	17.5%
Amador Aguiar I e II	Hydroelectric	40.6	25.7	10.5%
Igarapava	Hydroelectric	35.9	22.9	19.9%
Picada	Hydroelectric	35.7	22.1	83.3%
Machadinho	Hydroelectric	38.8	16.2	75.0%
Ventos do Piauí I	Wind	205.8	106.3	100.0%
Ventos do Araripe III	Wind	357.9	178.5	100.0%
Total	-	2,688.6	1,464.2	-

ASSETS UNDER CONSTRUCTION

Asset	Source	Installed Capacity ¹ (MW)	Physical Guarantee (MWavg) ¹	Economic interest
Ventos do Piauí II and III	Wind	409.2	197.0	100%
Total	-	409.2	197.0	-

¹ Includes assets in which the Company has investments: CBA Energia, Pollarix and VC 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

PIPELINE

Asset	Source	Installed Capacity ⁶ (MW)	Physical Guarantee (MWavg) ²	Economic interest
Sol do Piauí (Hybrid)	Solar	68.7	17.9	100%
Jaíba V	Solar	516.0	154.2	100%
Helios	Solar	1,210.0	355.3	100%
Corumbá	Hydroelectric	81.6	51.5	51%
Total	-	1,876.3	578.9	-

For more details about our asset portfolio, [click here](#)

⁶ Installed capacity proportional to interest held by the Company in the assets.

Management Message

On March 28, we started the operation of a new company and a new chapter in the history of the electricity sector.

Auren was born with a total installed capacity of 3.3 GW⁷, a portfolio of hydroelectric and wind assets, and one of the largest trading companies in Brazil. We are immensely proud of what we have built so far and we are ready to grow much more. The Company's growth strategy is mainly based on developing its project pipeline (1.9 GW), mostly solar projects. Moreover, we actively analyze the merger and acquisitions market, seeking projects and assets that complement our portfolio and reduce the volatility of our results, in order to create value for our shareholders. Currently, the Company has a capital structure ready to support this growth.

This is the first quarter that we are reporting the Company's results in a consolidated manner. Starting with hydroelectric power generation, note that our energy balance, is equalized since mid-2021, when the Company, in line with its commercial strategy, proactively purchased all the energy necessary for balancing the structural exposure in 2022.

In the wind power segment, 2021 was a particularly challenging year due to the incident with the transformers of the Collector Substation at Ventos do Araripe III wind complex, which was resolved and currently the asset is 100% operational. Since this quarter had above average rain in the region where the wind farms are installed, generation of these assets was affected in the first two months of the year, but, in March, the production returned to the level expected for this season.

In addition, we continue to progress on the construction of the Ventos do Piauí II and II wind complex and on April 19, 2022, we obtained authorization for operational startup in test mode of its first wind turbines. The construction schedule and budget are strictly in accordance with the original plan, which guarantees the competitive financial returns from the project. Total investment in the complex is R\$2.1 billion.

On the energy trading pillar, we advanced in our strategy of expanding our portfolio of clients and diversification of solutions offered. We developed and amplified the sale of new products focused on smaller customers. We advanced in the relationship with our current customers as well in attending energy managing companies spread throughout Brazil. Regarding energy telemetry services, we consolidated our partnership with Way2 Technology through our 50% stake in the company. Our trading company continues to advance in the sale of green products such as carbon credits and i-RECs. Finally, we continue to invest in technology, digitalization and data science to sophisticate and automate our processes, products and services.

We closed the first quarter of the year with Adjusted EBITDA of R\$340 million versus R\$356 million in 1Q21, mainly reflecting the hydrology improvement, with consequent

⁷ Considers the capacity at holding level of the hydroelectric assets in which the company has investments.

price reduction, impacting the energy balance strategy, in addition to the increase related to the corporate restructuring.

Our governance agenda also made significant progress. In April, the Board of Directors meeting approved the Dividend Policy and Long-Term Incentive Policy of the Company, underlining our commitment to transparency of information.

Together with the approval of our new policy, we announced to the market the distribution of R\$100 million (R\$0.10/share) as dividends, considering the minimum mandatory dividends, as approved at Auren's Annual Shareholders Meeting held on April 29, 2022, and the complementary dividends approved at the Board of Directors Meeting held on April 11, 2022.

We thank everyone who is with us in this journey of creating a leading renewable energy platform in Brazil.

Fabio Rogério Zanfelize

Chief Executive Officer

Mario Bertoncini

CFO and
Investor Relations Officer

1Q22 Highlights

Financial Highlights ⁸			
<i>R\$ thousand</i>	Q122	1T21	Var. %
Net Revenue	1,384,187	1,410,333	-1.9%
EBITDA	294,200	519,221	-43.3%
Adjusted EBITDA ⁹	340,362	356,130	-4.4%
Adjusted EBITDA Margin	25%	25%	-0.7 p.p.
Net profit	17,791	135,904	-86.9%
Operating cash flow	1,420,957	207,896	-
Net debt ¹⁰	1,553,881	2,949,301	-47.3%
Leverage ratio ¹¹	1.53x	2.20x	-

(a) Adjusted EBITDA of R\$340 million, reflecting:

- **Hydroelectric Power Generation:** net revenue increase brought by contracts price adjustment and termination of the financial hedge contract to protect part of the company's revenue linked to foreign currency. This effect partially offset by the increase in the average energy purchase price to manage the energy balance;
- **Wind Power Generation:** revenue increase also due to contract price adjustment and the impact of the quadrennial adjustment mechanism related to the regulated contracts of Ventos do Araripe III;
- **Trading:** result impacted by higher energy purchase price to equalize the balance; and
- **Holding and Pipeline:** result reflects an increase in expenses with third-party services, mainly linked to the corporate reorganization process.

(b) Operating cash generation (after debt service) of R\$201 million, which represents a cash conversion ratio¹² of 59%.

(c) Net debt of R\$1.6 billion, reflecting the contribution of R\$1.5 billion received from the controlling shareholder CPP Investments within the scope of the corporate reorganization, resulting in a leverage ratio of 1.5x in 1Q22.

⁸ The financial performance reflects unaudited proforma consolidated results of Auren, and has been prepared to reflect the corporate reorganization effects, as if the combination had taken place on January 1st, 2021.

⁹ Adjusted EBITDA excludes provision /reversal of provision for litigation and write-off of judicial deposits

¹⁰ Net debt considers loans and financings, leases, cash and cash equivalents, financial investments, liquidity fund and financial derivative instruments.

¹¹ Net debt / Adjusted EBITDA in the last 12 months

¹² Cash conversion ratio = Operating cash flow (after debt service)/Adjusted EBITDA

(d) Subsequent events:

- **Ventos do Piauí II and III:** start-up of operational test of the first wind turbines, reaffirming our commitment to the original schedule and budget.
- **Vivest:** beginning of VIVEST pension plan migration process, expected to occur on July 1, 2022.
- **Litigation Liabilities:** after the end of 1Q22, decrease of R\$13.4 million in probable litigation and R\$124.9 million in total litigation liabilities¹³, up to the date of publication of this report.

Operating Performance

HYDROELECTRIC POWER GENERATION

Production from the Company's wholly owned hydroelectric assets			
(MWavg)	1Q22	1Q21	Var. %
Porto Primavera	802	867	-7%
Paraibuna	19	3	-
Total	821	870	-6%

Power generation at hydroelectric power plants, which are 100% owned by the Company, came to 821 MW average in 1Q22, down 6% from 1Q21 (870 MW average). The decline in the first quarter 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 1Q22, expressive recovery of inflows in the reservoir during the rainy season in Southeast/Mid-West Brazil were observed. However, complying with the decisions of the Exceptional Water & Energy Management Rules Chamber (CREG) and the Electricity Sector Monitoring Committee (CMSE), the National Electricity System Operator (ONS) maintained the flexible minimum flow rates at Porto Primavera HPP and restricted outflow to help recover the reservoirs upstream and to reestablish the Tietê-Paraná waterway.

Important to highlight that the Porto Primavera HPP is located at the end of the cascade of reservoirs on the Paraná River, downstream from the Jupiá HPP and upstream from the Itaipu HPP. The three plants operate under the run-of-the-river system, which means that they do not have significant capacity to regulate the flows in their reservoirs. Hence, their power generation depends on flows from the hydroelectric power plants

¹³ Considers estimates of probable and possible loss.

located upstream. This reservoir cascade configuration means that the reduction inflows at run-of-the-river plants helps to preserve water levels in the reservoirs located upstream of such assets, mainly those located in the basins of the Paranaíba, Grande, Tietê and Paraná rivers.

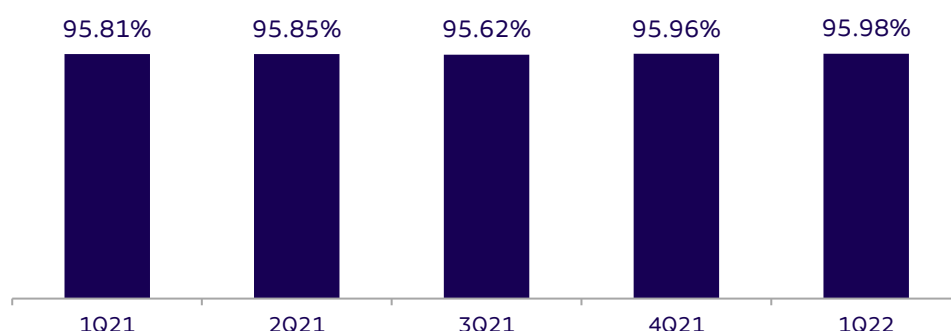
Regarding Paraibuna HPP, the generation schedule of the plant is based on the control of flows in the Paraíba do Sul River. The dispatch and the definition the flow rate of the cascade plants is established by ONS in order to meet the hydraulic restrictions of the basin. In 1Q22, rainfall was less intense in the Paraíba do Sul River basin than in the same period the previous year, which did not prevent ONS from reducing the generation by plants at the headwaters of the basin. In 1Q21, ONS maintained the minimum generation guideline in the headwaters of the Paraíba do Sul river basin.

AVAILABILITY

In 1Q22, the Porto Primavera and Paraibuna plants maintained the average availability factor at 96.0%, in line with 4Q21 and 0.2 p.p. higher than in 1Q21 (95.8%), maintaining the Company's normal levels.

The availability factors of Auren's plants in 1Q22 remain significantly higher than the reference values defined by the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL) and have remained relatively stable, demonstrating the quality of operations, maintenance of operational assets and effective management of operational risks.

Consolidated HPP Availability Factor¹⁴ (%)



WIND POWER GENERATION

Production from the Company's wholly-owned wind power assets			
(MWavg)	1Q22	1Q21	Var. %
Ventos do Piauí I	58	61	-5%
Ventos do Araripe III	74	47	59%
Total	132	108	22%

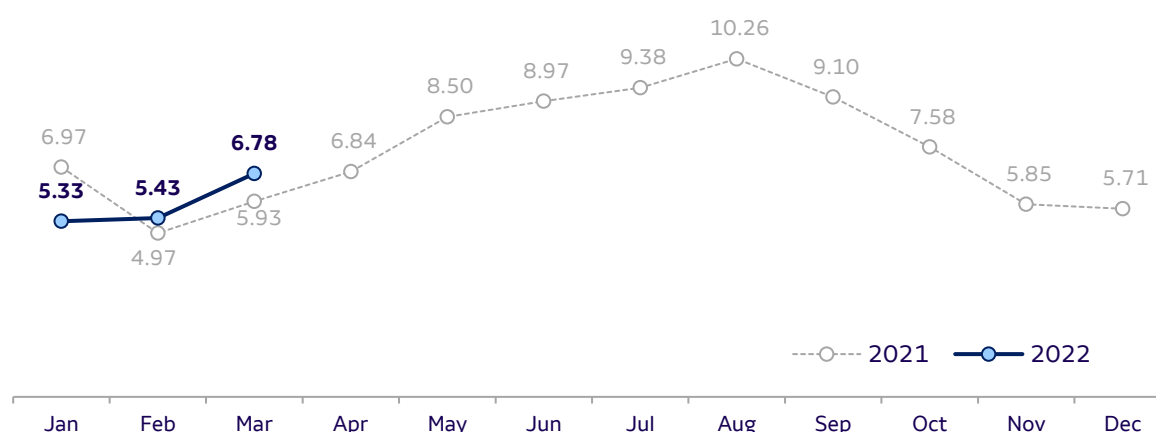
¹⁴ 60-month moving average - availability index is calculated through the Calculated Equivalent Rate of Forced Availability ("TEIFa") and the Programmed Unavailability Equivalent Rate ("TEIP"), defined by ANEEL.

Power generation at the wind farms operated by Auren in 1Q22 totaled 132 MW average, up 22% from 1Q21 (108 MW average).

VENTOS DO PIAUÍ I

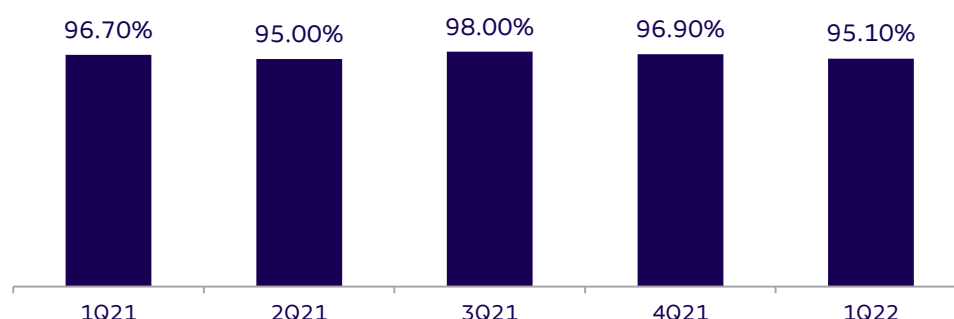
In 1Q22 Ventos do Piauí I registered an average wind speed below expectations for January, affected by rainfall above forecasts. On the other hand, in February and March the average was higher in relation to 2021 (5.9 m³/s in 1Q22 versus 6.0 m³/s in 1Q21).

Ventos do Piauí I – Average monthly wind speed (m³/s)



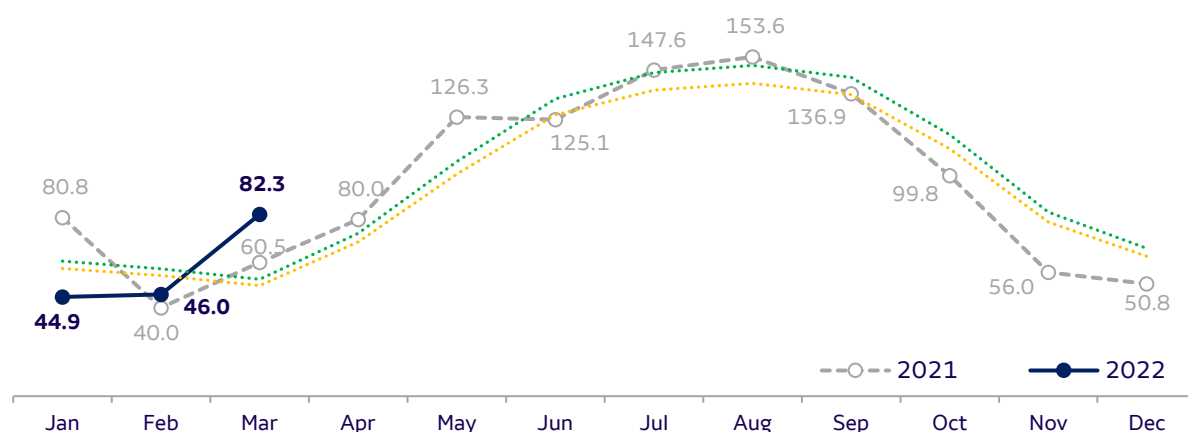
The average time availability factor of the complex reached 95.1% in 1Q22, down 1.6 p.p. from 1Q21 (96.7%) and 1.8 p.p. from 4Q21 (96.9%). The decline in the factor during the period is due to the scheduled shutdowns at Curral Novo do Piauí's Sectioning Substation for constructions (connection of Ventos do Piauí II and III projects).

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



With that, generation in 1Q22 decreased 5% in comparison to the same period the previous year (58 MWavg in 1Q22 versus 61MWavg in 1Q21).

Ventos do Piauí I – Energy generation and certified values¹⁵ for P50 and P90 (MWavg)



Ventos do Piauí I – Average generation

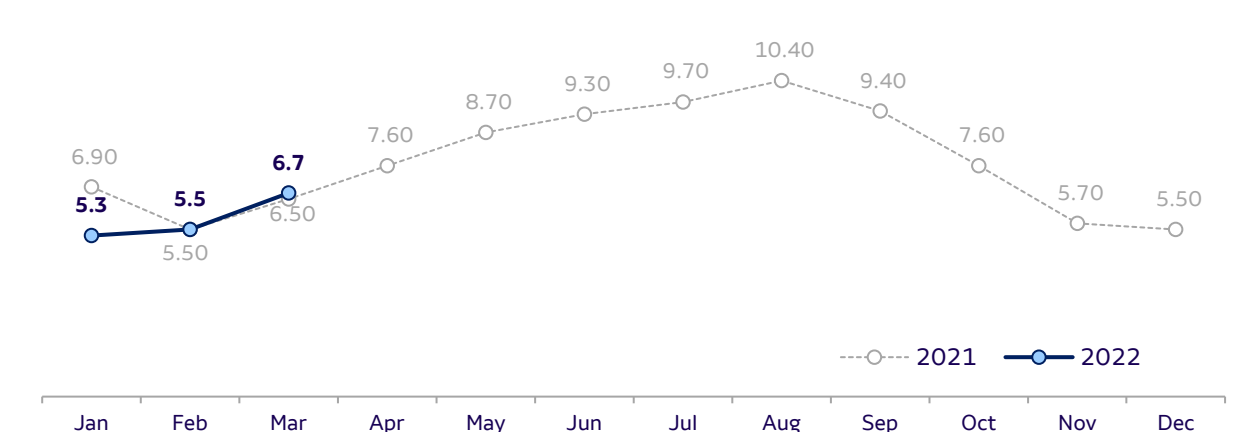
	Average generation (MWavg)	Var. (P90)	Var. (P50)
1Q21	61.1	13%	7%
1Q22	58.1	7%	2%
P90	54.1		
P50	57.2		

¹⁵ P50 and P90 values according to recertification by the UL company performed after the park was put into operation.

VENTOS DO ARARIPE III

In 1Q22, Ventos do Araripe III registered lower average wind speed in January and February when compared to the same period in 1Q21, due to rainfall above forecasts. In March, average wind speed was in line with the expected, exceeding the historical average. In the quarter, the average stood at 5.8 m³/s versus 6.3 m³/s in 1Q21.

Ventos do Araripe III – Average Monthly wind speed (m³/s)

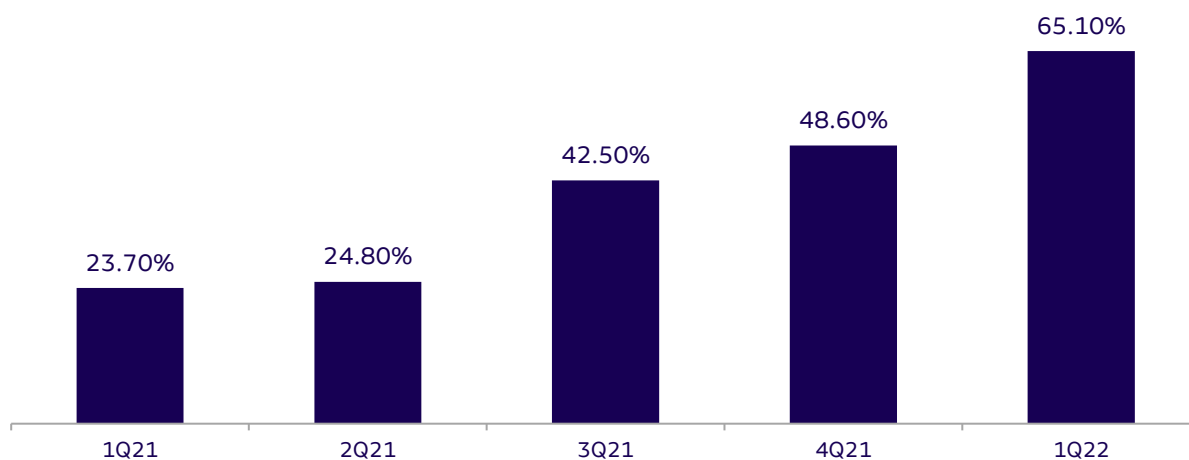


The complex's availability factor reached 65.1%, increasing 41.4 p.p. from 1Q21 (23.7%) and 16.5 p.p. from 4Q21 (48.3%), indicating the advances made in optimizing the asset's availability factor. The Company currently is taking efforts to normalize the indicator after two incidents, occurred in 2020 and 2021.

In June 2020, occurred the breakdown of the first transformer due to internal failure and was taken out of service for repair, which was completed in April 2021. This event was covered by the insurance policy and resulted in a reimbursement of R\$46 million for loss of profits, booked in 2021.

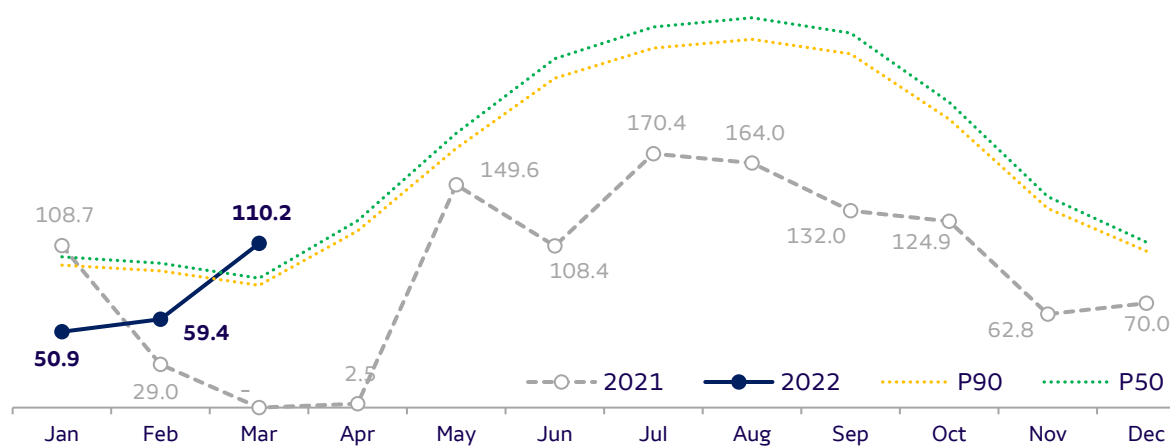
In February 2021, occurred the second transformer was taken out of service due to malfunction and the reimbursement of loss of profits, with the insurance company, is still under discussion. The accounting recognition in the result will be performed when the issue is defined. It is important to highlight that Auren has a specific Business Continuity Plan for its wind complexes that aims to establish the guidelines and procedures to be adopted for the continuity of critical activities. Besides that, the Company proactively performed a general revision of the substation and acquired a backup transformer, already on site.

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



With that, the generation of Ventos do Araripe III presented an increase of 59% (74 MWavg in 1Q22 versus 47MWavg in 1Q21) after the reestablishment of the transformers of the Collecting Substation.z

Ventos do Araripe III - Energy generation and certified values¹⁶ for P50 and P90 (MWavg)



Ventos do Araripe III - Average generation

	Average generation (MWavg)	Var. (P90)	Var. (P50)
1Q21	46.5	-48%	-51%
1Q22	73.9	-18%	-22%
P90	89.7		
P50	94.9		

¹⁶ P50 and P90 values according to recertification by the UL company performed after the park was put into operation.

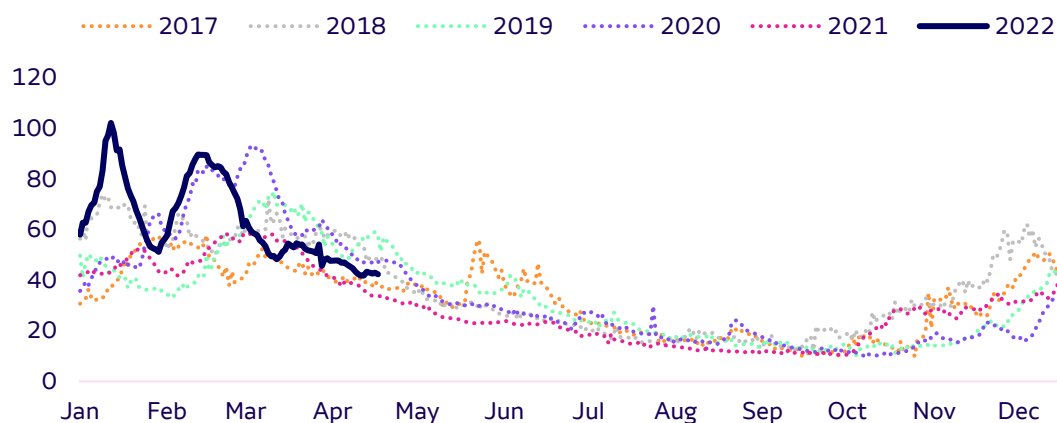
Commercial Performance

ENERGY MARKET

INFLOWS, RESERVOIRS AND CONSUMPTION

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.

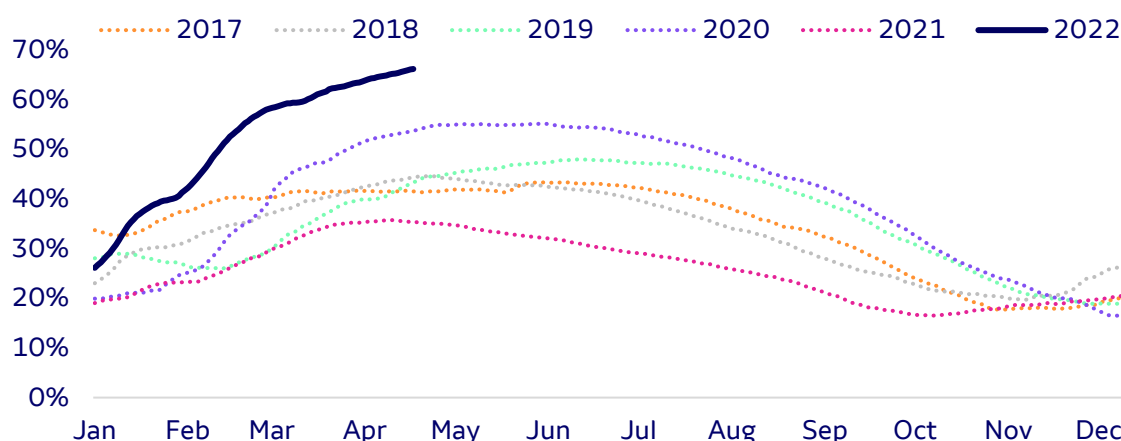
ENA SE/CO (GWavg)



With that, the first quarter of 2022 was marked by the reversal of the very adverse hydrological scenario. As a consequence of the improvement of inflows, an important recovery of the main reservoirs of the National Interconnected System ("SIN") was observed, reflecting positively in the general scenario.

In March 2022, the reservoirs of the Southeast/Mid-West subsystem reached the level of 67% of maximum storage capacity versus 35% observed in the same period last year.

Reservoir Levels Southeast/Mid-West (%)



From the consumption point of view, there was an increase of 4.3% in 2021 when compared to 2020. According to forecasts¹⁷, it is estimated that consumption for 2022 will exceed that verified in 2021 by 1.8%.

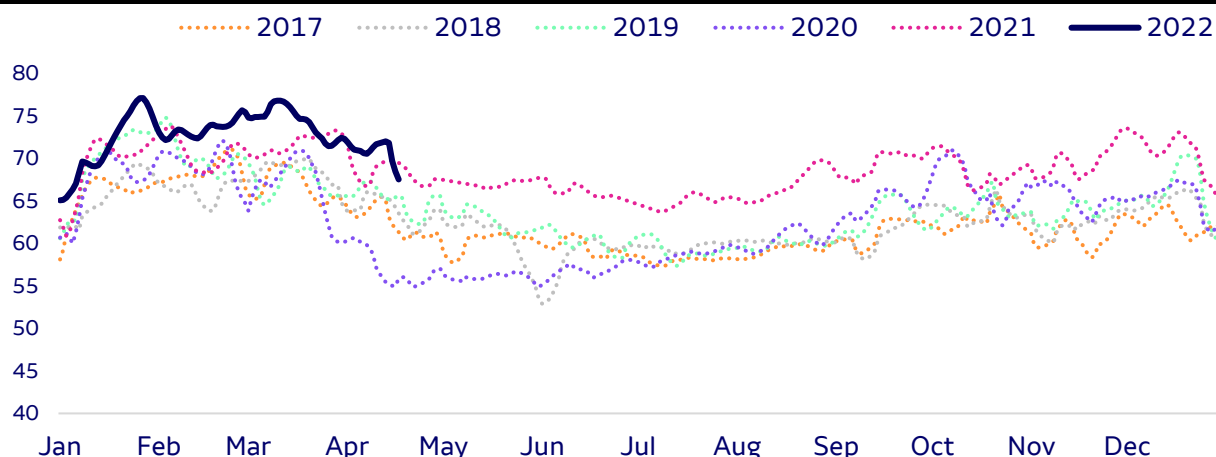
The achievement of favorable conditions for energy supply in 2022 allowed the dispatch of thermal plants outside the merit order to be reduced significantly until April 2022, as well as the reduction of various restrictions of outflow imposed for some hydroelectric plants.

Due to the improvements in the conditions of energy supply presented, the impacts on the price of energy were immediate. The average energy price (Spot Price - "PLD") for the first quarter of 2022 in the Southeast/Mid-West submarket was R\$58/MWh, close to the minimum PLD, 66% lower when compared to the same period of 2021 (R\$172/MWh).

With regard to the MRE's hydroelectric deficit index (GSF), it reached values close to 95% in the average of the months of the first quarter. According to the CCEE projections, the GSF should close the year 2022 at 86%, against 73% observed in 2021.

¹⁷ Source: ONS.

SIN's energy consumption (GWavg)



ENERGY BALANCE

AUREN'S CONSOLIDATED PORTFOLIO

Auren's portfolio is composed by assets that together accounts for 1,219.1 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.

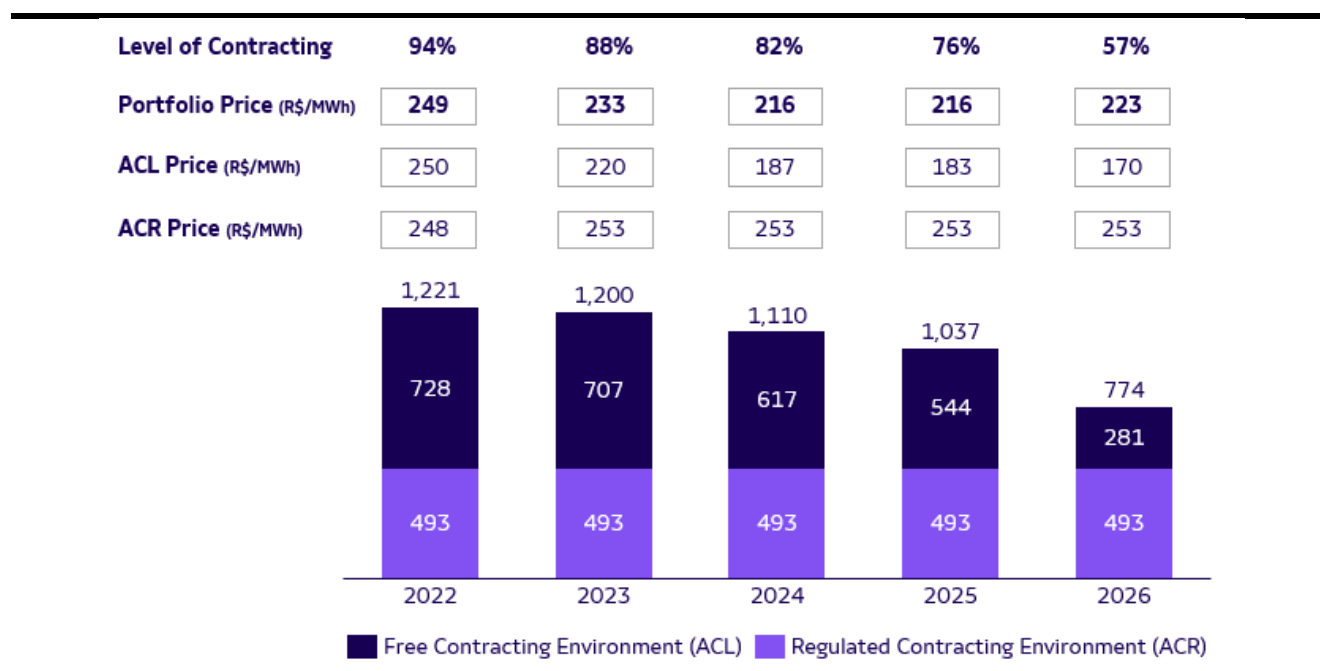
ACR Contracts				
Asset	Auction	Annual Volume (MWavg)	Current Price (R\$/MWh) ¹⁸	End date
UHE Porto Primavera	1st LEN	148.0	268.05	12/31/2039
UHE Porto Primavera	2nd LEN	82.0	286.36	12/31/2038
Ventos do Piauí I	22nd LEN	93.0	267.51	12/31/2037
Ventos do Araripe III	20th LEN	15.4	220.19	12/31/2038
Ventos do Araripe III	18th LEN	102.5	203.32	12/31/2037
Ventos do Araripe III	6th LER	52.2	212.07	09/30/2037

¹⁸ As of 03/31/2022.

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.

For the year 2022, Auren's generation portfolio is practically all contracted.

Auren's generation consolidated portfolio – Contracting Profile¹⁹ (MWavg)



¹⁹ 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 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.

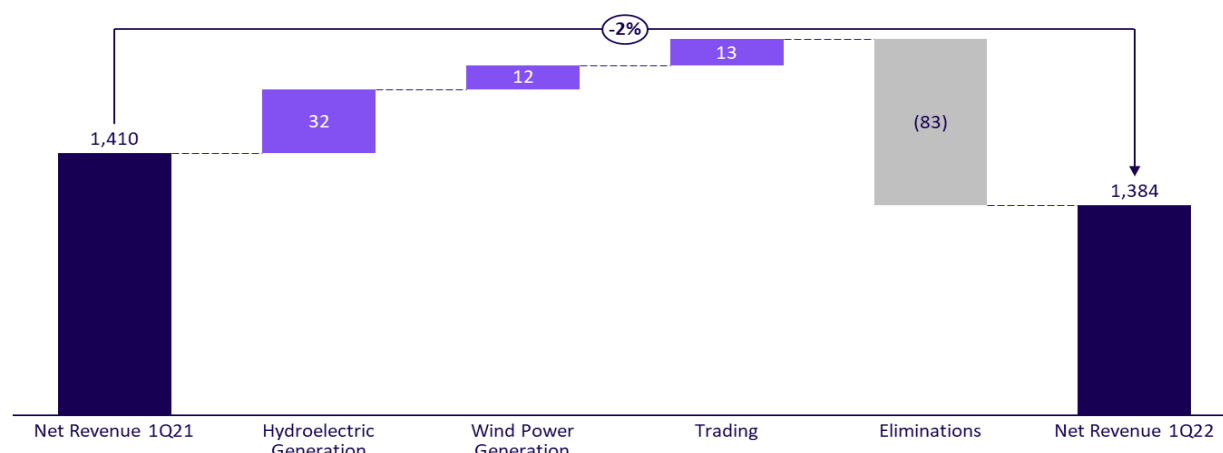
NET REVENUE

Net operating revenue in 1Q22 amounted to R\$1,384 million, a decrease of R\$26 million, or 2%, from R\$1,410 million in 1Q21, mainly due to:

- (a) Hydroelectric Generation:** R\$32 million increase explained by the higher average price power of contracts and termination of the financial hedge contract to protect part of the company's revenue linked to foreign currency adjustment on December 31, 2021, totaling a revenue of R\$435 million in 1Q22 versus R\$403 million in 1Q21.
- (b) Wind Power Generation:** R\$12 million increase in net revenue, mainly due to the adjustment in prices of contracts and reduction of provision for reimbursement related to the quadrennial adjustment mechanism related to Ventos do Araripe III regulated contracts, totaling revenue of R\$114 million in 1Q22 versus R\$103 million in 1Q21.
- (c) Trading:** R\$13 million increase in revenues from energy trading operations, explained by higher average selling price, partially offset by the lower volume traded (2,013 MWm in 1Q22 versus 2,328 MWm in 1Q21), totaling R\$1,015 million in 1Q22 versus R\$1,002 million in 1Q21.
- (d) Eliminations:** R\$83 million increase (R\$180 million in 1Q22 versus R\$97 million in 1Q21), resulting in a negative effect on consolidated net revenue, mainly due to an increase in the volume of intercompany transactions between the generation assets and the trading company.

For a better understanding of these operations, please access the "Important Information" section of this document.

Net Revenue Evolution – 1Q21 versus 1Q22 (R\$ million)



OPERATING COSTS AND EXPENSES

Operating costs and expenses totaled R\$1,253 million in 1Q22, compared to R\$1,046 million in 1Q21, a variation of R\$207 million between the periods, mainly due to the variation of f provision for contingent liabilities, among the factors detailed below:

(a) Energy cost: reduction of R\$47 million (R\$921 million in 1Q22 versus R\$968 million in 1Q21), explained mainly by:

- **Intercompany Operations:** increase in the volume of energy traded, totaling a reduction of R\$180 million in the total energy cost in 1Q22 versus R\$97 million in 1Q21;
- **Hydroelectric Generation:** reduction of R\$10 million in energy purchased to manage the energy balance due to the significant improvement in hydrology in the period, and consequent reduction in the need to purchase. This effect was partially offset by the higher average purchase price of this energy due to the strategy of anticipating purchases adopted by the Company throughout 2021. For 1Q22, 191 MWm of energy were purchased (versus 361 MWm in 1Q21) at a price of R\$315/MWh (versus R\$208/MWh in 1Q21); effects partially offset by
- **Trading:** R\$43 million increase due to the higher average purchase price in the period, when compared to the same period last year, totaling R\$992 million in 1Q22 versus R\$949 million in 1Q21;
 - **System use charges:** increase of R\$11 million in the period explained by the readjustment of approximately 24% in the energy transport tariffs (TUST and TUSD-g), totaling R\$55 million in 1Q22 versus R\$44 million in 1Q21; and

- **Wind Power Generation:** increase of R\$2 million, totaling R\$11 million in 1Q22 versus R\$8 million in 1Q21.

(b) Operating expenses: increase of R\$32 million (R\$111 million in 1Q22 versus R\$78 million in 1Q21), mainly due to the increase in expenses related to the corporate reorganization, considering labor indemnities and financial and legal consulting services, in addition to the readjustment of the O&M contracts of the wind power assets.

(c) Other expenses:

- **Reversal of provision for litigation:** negative impact of R\$248 million, due to the provision of R\$45 million in 1Q22 versus a provision reversal of R\$203 million in 1Q21, a non-cash effect. For more details on changes in the Company's contingent liabilities in the period, see the "Contingent Assets and Liabilities" section of this Earnings Release.
- **Write-off of judicial deposits:** expense incurred in 1Q21 that did not repeat in 1Q22, of R\$40 million, resulting from the revision process of contingent liabilities and judicial deposits of the subsidiary CESP.
- **Energy futures contracts (MtM):** positive effect of R\$2 million (R\$5 million in 1Q22 versus R\$7 million in 1Q21), a non-cash effect, mainly caused by the volatility in the assumptions used to calculate mark-to-market adjustments of operations.

(d) Depreciation and amortization: expense increase of R\$8 million (R\$163 million in 1Q22 versus R\$155 million in 1Q21) reflects the addition of intangible asset of extension of the concession period resulting from the renegotiation of hydrological risk.

ADJUSTED EBITDA

Consolidated adjusted EBITDA totaled R\$340 million in 1Q22, with margin of 25%, down 4% from the same period in 2021 (R\$356 million). The variation in adjusted EBITDA in the quarter is mainly due to:

(a) Hydroelectric Power Generation: Increase of R\$39 million (totaling R\$302 million in 1Q22 versus R\$262 million in 1Q21), reflecting:

- Positive impact of R\$10 million given the lower need for energy purchasing to equalize the energy balance, offset by the increased average purchase price, in line with the Company's strategy; and
- R\$32 million increase in revenue due to higher average price of contracts for financial and derivative instruments and the finalization of the financial

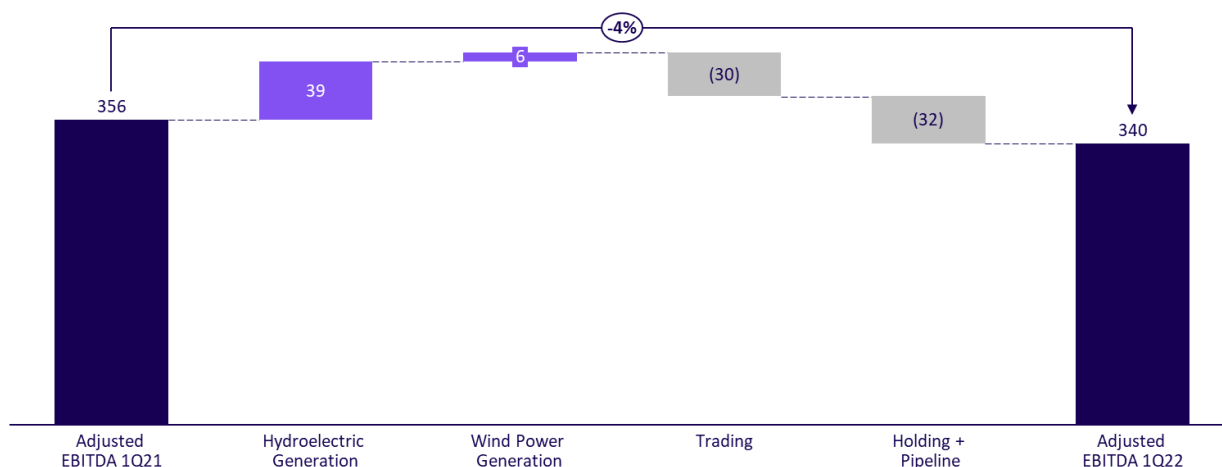
hedge contract to protect part of the company's revenue linked to the adjustment in foreign currency on December 31, 2021.

(b) Wind Power Generation: positive variation of R\$6 million, due to the adjustment of prices 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 1Q22 versus R\$76 million in 1Q21.

(c) Trading: negative effect of R\$30 million in the comparison between the periods explained by higher energy purchase price to equalize the balance, totaling a negative result of R\$8 million versus a positive result of R\$22 million in 1Q21.

(d) Holding and Pipeline: negative impact of R\$32 million in the period, explained mainly by higher expenses with consultancy services to support the corporate reorganization process and increased expenses, non-capitalizable, with projects under structuring and construction, totaling a reduction of R\$35 million in EBITDA.

Adjusted EBITDA Evolution – 1Q21 vs. 1Q22 (R\$ million)



The table breaking down Adjusted EBITDA by segment is included in the “Appendices” section.

FINANCIAL INCOME (EXPENSES)

Financial Result			
R\$ mil	1Q22	1Q21	Var. %
Financial Income	86,074	7,842	-
Financial Expenses	(250,510)	(218,011)	15%
Debt charges	(64,724)	(52,131)	24%
Monetary update of debentures	(61,557)	(45,102)	36%
Balance update of provision for litigation	(46,701)	(65,723)	-29%
Judicial deposits write-off	(2,497)	(1,832)	36%
Balance update of postemployment benefits	(38,102)	(39,530)	-4%
Other financial expenses, net	(36,929)	(13,693)	-
Total	(164,436)	(210,169)	-22%

In 1Q22, the Company registered net financial expense of R\$166 million, compared to net financial expense of R\$211 million in 1Q21. The decrease in the quarterly comparison is mainly due to:

- (a) Financial income:** increase of R\$80 million in financial income, mainly due to higher cash balance invested during the period (R\$3,280 million in 1Q22 vs. R\$1,780 million in 1Q21); and
- (b) Balance update of provision for litigation:** decrease of R\$19 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 (5.39% in 1Q22 versus 8.04% in 1Q21), amounting to R\$47 million in 1Q22 versus R\$66 million in 1Q21; these effects were partially offset by:
- (c) Debt charges and inflation adjustment of debentures:** increase of R\$44 million due to the rise in the average CDI rate in 1Q22 of 10.21% versus 2.01% in 1Q21 and the average annualized IPCA rate of 10.74% in 1Q22 versus 5.29% in 1Q21, used to calculate the remuneration and inflation adjustment of the Company's debentures, resulting in an expense of R\$141 million in 1Q22 vs. R\$97 million in 1Q21.
- (d) Capitalized interest on loans:** R\$15 million refer to charges on loans and financing allocated as Capex, in accordance with CPC 20, in the Ventos do Piauí II and III projects.

NET INCOME (LOSS)

In 1Q22, reported net income of R\$18 million, compared to net income of R\$136 million in 1Q21, mainly due to:

- (a) Adjusted EBITDA:** the Company registered consolidated adjusted EBITDA of R\$340 million, a reduction of R\$16 million from the R\$356 million registered in 1Q21, mainly due to expansion projects expenses increase and corporate restructuring.
- (b) EBITDA adjustments:** net loss was mainly impacted by the movement in the provision for litigation, a negative effect of R\$248 million (provision of R\$45 million in 1Q22 versus reversal of provision of R\$203 million).
- (c) Financial income (expense):** reduction of R\$45 million in net financial expense, due to the increase of R\$80 million in financial income, a decrease of R\$19 million in adjustment of balance of provision for litigations, partially offset by the increase in debt charges and inflation adjustment on debentures of R\$30 million.
- (d) Income tax:** decrease of R\$52 million, in line with the decrease in taxable income, using an effective rate of approximately 34%.
- (e) Equity income:** represents the results from hydroelectric plants in which Auren holds interest, through preferred shares. In 1Q22, equity income was R\$65 million, an increase of R\$19 million from the R\$46 million in 2Q21.

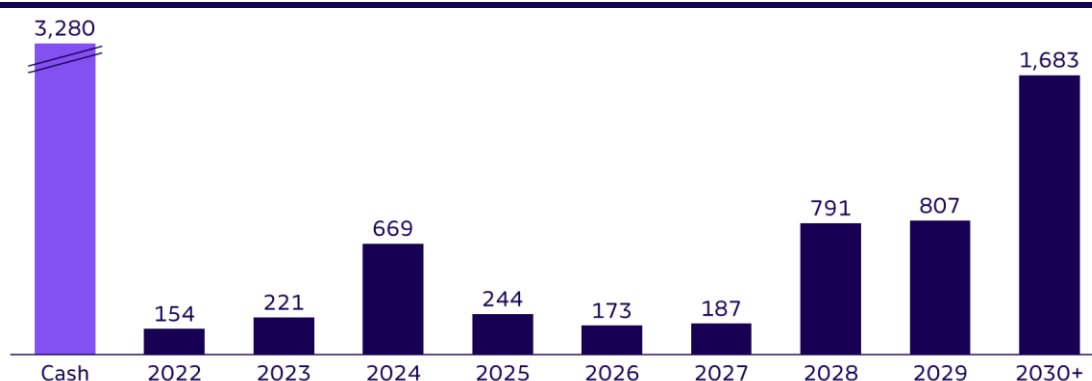
Indebtedness

The Company's gross debt on March 31, 2022 was R\$4.8 billion, compared to R\$4.7 billion on March 31, 2021.

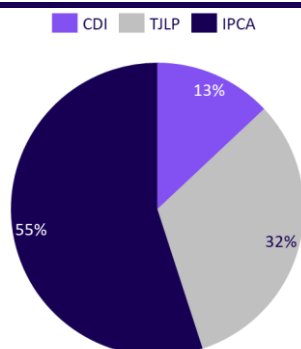
Cash and cash equivalents ended 1Q22 at R\$3.3 billion, versus R\$1.8 billion in the same period last year. This balance mainly reflects: (i) the investments of R\$1.5 billion from the controlling shareholder CPP Investments as part of corporate restructuring; (ii) the debenture issue in December 2021 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 and R\$76 million in February 2021), 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 March 31, 2022 was R\$1.6 billion. The consolidated average term during the period was 6.9 years and the fixed average cost of the portfolio was 10.6% per year (IPCA + 4.2% per year or CDI -0.8% per year).

Amortization Schedule (R\$ million)



Gross Debt by Indexer²⁰ (R\$ million)



²⁰ IPCA includes debts linked to TLP.

The table breaking down the Company's debt portfolio is included in the Appendices section.

LEVERAGE AND COVENANTS

Leverage, as measured by the ratio of net debt to adjusted EBITDA, ended 1Q22 at 1.5x.

RATING

	Agency	Rating	Outlook	Revision
VTRM – Corporate	Fitch Ratings	AAA (bra)	Stable	11/21
Auren – Corporate	Fitch Ratings	BBB- AAA (bra)	Negative Stable	03/22
CESP – Corporate	Standards & Poor's	BB- br.AAA	Stable	05/21
CESP – 12 th Debenture	Fitch Ratings	AAA (bra)	Negative Stable	07/21
Ventos do Piauí I	Fitch Ratings	BB AAA (bra)	Stable	03/22
Ventos do Araripe III	Fitch Ratings	BB AA (bra)	Stable	10/21

[Click here](#) to access the latest report from Fitch Ratings dated April 26, 2022.

Free Cash Flow

Free Cash Flow			
R\$ mil	1Q22	1Q21	Var. %
Adjusted EBITDA	340,362	356,130	-4%
Cash income tax and social contribution	(19,744)	(36,320)	-46%
Working Capital	(40,927)	15,852	-
CAPEX <i>sustaining</i>	(2,359)	(1,012)	133%
Operating cash flow	277,331	334,650	-17%
Debt service	(75,839)	(66,499)	14%
Operating cash flow after debt service	201,492	268,151	-25%
CAPEX projects	(265,586)	(17,646)	-
Payment of litigation	(65,082)	(11,934)	-
Funding	76,600	-	-
Amortization	(26,467)	(27,343)	-3%
Capital increase	1,500,000	-	-
Share Buyback (CESP ADR)	-	(3,332)	-
Dividends	-	-	-
Free cash flow	1,420,957	207,896	-
Initial cash balance	1,752,890	1,332,121	32%
Final cash balance	3,173,847	1,540,017	106%
Final cash balance, considering reserve	3,281,167	1,646,218	99%

The Company ended 1Q22 with R\$201 million of operational cash flow after debt service, which represents a cash conversion ratio of 59%. The change in operational cash flow between the quarters was mainly due to:

(a) Working capital: Increase of R\$57 million in disbursements (R\$41 million in 1Q22 versus reversal of R\$16 million in 1Q21), with the following main impacts:

- Start of payment of installment plan to equalize the pension plan (Vivest), in the amount of R\$15 million, without any effects on result;
- Mark-to-market adjustment of trading activity (R\$4 million), whose effect is non-cash; and
- Reduction of the working capital of wind power assets between the quarters (R\$21 million), an effect caused by the constrained-off process. For more details on this topic, see the “Regulatory Matters” section of this Earnings Release.

- (b) Cash income tax/social contribution:** Decrease of R\$17 million in expense (R\$20 million in 1Q22 vs. R\$36 million in 1Q21) due to the distribution of interest on equity in 1Q21, which did not repeat this year.

Free cash flow at the end of March 2022 was a positive R\$1.4 billion, resulting from the above-mentioned points and:

- (a) Positive impact of R\$1.5 billion in 1Q22, from the capital injection by the controlling shareholder CPP Investments in connection with corporate restructuring.
- (b) Positive impact of R\$77 million in 1Q22 related to the first installment of the loan from BNDES for the Ventos do Piauí II and III wind complex, as detailed in the Debt section of this earnings release; whose effects were partially offset by the:
 - a. Increase in the Capex allocated to the construction of projects currently under development (Ventos do Piauí II and III), in the amount of R\$266 million in 1Q22; and
 - b. Increase in litigation payments by R\$53 million in 1Q22.

Dividends

The Company approved the distribution of one hundred million reais (**R\$100,000,000.00**), equivalent to ten centavos (R\$0.10) per share, for the fiscal year ended December 31, 2021.

The Board of Directors Meeting held on March 25, 2022 and the Annual Shareholders Meeting held on April 29, 2022 approved the distribution of minimum mandatory dividends of the Company, in the amount of thirteen million, nine hundred fifty thousand, five hundred seventy-two reais (R\$13,950,572.00), equivalent to R\$0.013950572000 per share, corresponding to twenty-five percent (25%) of the adjusted net income from the fiscal year.

The Board of Directors Meeting held on April 11, 2022, approved the distribution of: (i) additional dividends by the Company, in the amount of forty-one million, eight hundred fifty-one thousand, seven hundred sixteen reais (R\$41,851,716.00), corresponding to the retained earnings from the fiscal year ended December 31, 2021 (investment reserve) and equivalent to R\$0.041851716000 per share; and (ii) additional dividends by the Company in the amount of forty-four million, one hundred ninety-seven thousand, seven hundred twelve reais (R\$44,197,712.00), corresponding to the reserve for the retention of profits prior to the fiscal year ended December 31, 2021 and equivalent to R\$0.044197712000 per share.

Payment will be made to shareholders of record as of May 3, 2022, considering any trades made until such date, inclusive. The shares of the Company have been traded ex-dividends as from May 4, 2022, inclusive.

The effective payment of the dividends will be made in local currency on May 19th, 2022, as approved by the Board of Directors of the Company on May 13th, 2022 and disclosed via Notice to Shareholders.

Contingent Liabilities and Assets

CONTINGENT LIABILITIES

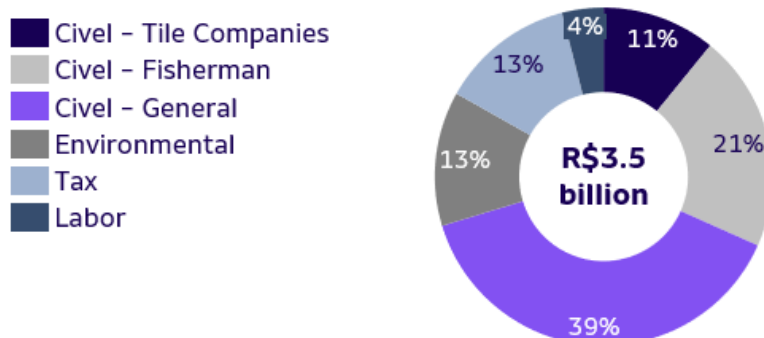
In line with Auren's contingent liability strategy, starting from 1Q22 we are reporting total contingent liabilities excluding amounts in lawsuits whose likelihood of loss is considered remote.

The Company is currently a party to lawsuits that represent a total contingent liability of R\$3.5 billion, of which R\$1.4 billion pertains to lawsuits whose likelihood of loss is considered probable and, for the remaining balance, is possible.

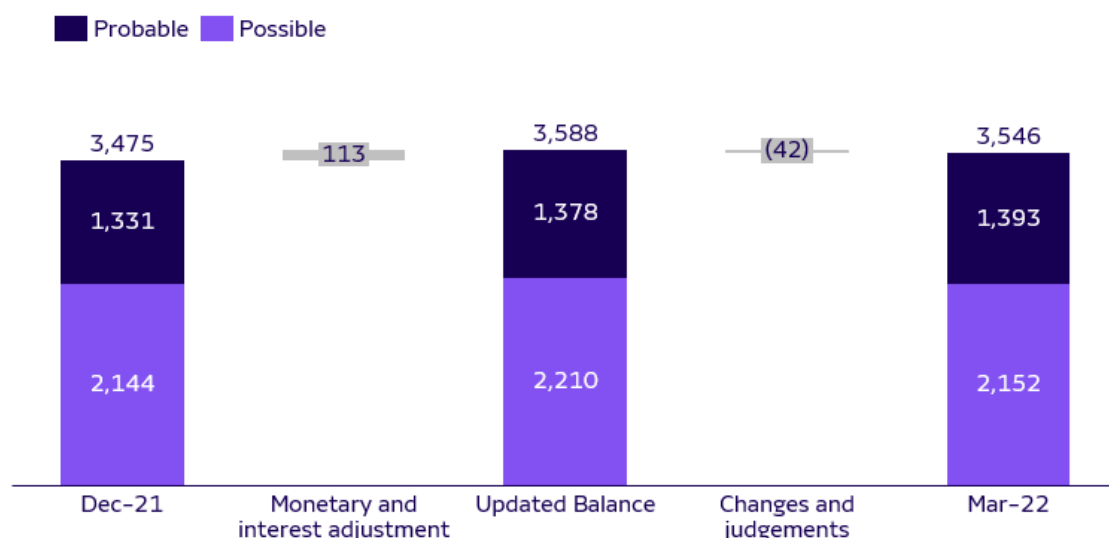
Compared to the previous quarter, total contingent liabilities, up to the date of publication of this report, decreased R\$129 million, after inflation adjustment and interest, which includes agreements, closing of lawsuits in a favorable way to the Company, adjustment of estimates and prognosis of other lawsuits.

Probable contingent liabilities ended the quarter increasing R\$2 million, after inflation adjustment and interest, due to the revision of estimates based on the progress of lawsuits.

Contingent Liabilities Profile (R\$ % Total)



Evolution of Legal Actions²¹ (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.

²¹ Amount shown includes the combined legal actions portfolio of the companies after corporate restructuring.

Pension Fund – Vivest

VOLUNTARY MIGRATION PLAN

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 (case No. 1139986-11.2021.8.26.0100) to suspend the voluntary migration process of beneficiaries.

In January 2022, a provisory decision (interlocutory relief) suspended the voluntary migration process but was partially revoked by the São Paulo State Court of Appeals based on an appeal filed by CESP, Company's subsidiary.

With this, the beneficiaries who joined the voluntary migration did so until March 24, 2022, and these represent 1,211 migrations, corresponding to 17.6% of the total actuarial liabilities totaling R\$ 1.4 billion of RMI.

In May 2022, the lawsuit was decided in Company's favor, refuting all the allegations brought by the plaintiffs in the case, so that the migration is being processed normally, and is scheduled to take place on July 1, 2022. The discussion about the issue remains in the Judiciary, responsible for finally deciding on the issue.

Regulatory Matters

CURRENT ISSUES

This section presents issues that are currently affecting the Company's business and the results in the quarter, bringing historic information and updates.

GENERATION OUTSIDE OF MERIT ORDER (GFOM):

Authorized by the Electricity Sector Monitoring Committee (CMSE), the Generation Outside of Merit Order of Cost (GFOM) enables the National Electricity System Operator (ONS) to dispatch thermoelectric plants, whose Unit Variable Cost (CVU) of operation is higher than the Marginal Operating Cost (CMO) indicated by the chain of operational planning models and the short-term pricing used by ONS to operate and dispatch the generation resources to meet the energy demand from the National Interconnected System (SIN), and hence, these are thermoelectric resources that would not be activated according to the cost merit criterion according to the operational planning procedures, but are assessed as necessary in certain situations of higher risk of energy supply and fulfillment of demand.

The decision on dispatch pertains to the ONS, with prior authorization from the CMSE, which constantly evaluates the system's supply conditions and the risk of energy shortages. Since October 2020, the ONS has been using the GFOM mechanism, especially during the water crisis in 2021. These dispatches helped in the accelerated recovery of the reservoirs starting from the onset of the rainy season in October 2021. Consequently, the GFOM had been scaled down since the beginning of 2022, due to the reversal and sharp reduction in the risk of deficit in meeting the consumption demand from the SIN. In April 2022, the CMSE revoked the authorization for activating thermoelectric plants outside the order of merit due to better storage conditions at the reservoirs.

Since this mechanism is a risk aversion measure that is not incorporated into the pricing and operation models, hydroelectric generators agents are entitled to financial compensation established by ANEEL Normative Resolution 784/2017, which corresponds to the volume of energy that the plant ceased to generate due to the CMSE's decision to prioritize dispatch outside the order of merit, based on its stake in the Energy Reallocation Mechanism (MRE). This compensation is paid monthly to the generators and corresponds to the difference between the short-term price (PLD) in effect at the time of dispatch and a reference price (PLDx) defined by the regulatory agency, which is currently R\$178.44/MWh. PLDx is the price associated with the opportunity cost of generation arising from the incremental storage in reservoirs. Since this is a purely financial transaction with the Electricity Trading Chamber (CCEE), no volume of energy is linked to this reimbursement.

This compensation is covered by the System Services Charge (ESS).

PORTO PRIMAVERA HPP – WATER RESTRICTIONS

In view of the persisting hydrology crisis in Brazil during 2021 (especially in the Paraná River Basin, where the Porto Primavera HPP is located) caused by significantly below average rainfall in the main watersheds with hydroelectric plants that are part of the National Interconnected System (SIN) between 2020 and 2021, which have suffered the worst hydrological sequences, with inflows among the lowest in the last 91 years, authorities have determined measures to ensure the hydraulic governability of the basin, which include reducing the minimum release flows.

Among the various measures taken during the critical water scarcity, declared by the National Water and Basic Sanitation System (ANA), are the creation of the Exceptional Water & Energy Management Rules Chamber (CREG), with powers to define mandatory guidelines, on an exceptional and temporary basis, to set the limits of use, storage and flow of hydroelectric plants and which, in its final meetings in 2021 prior to its dissolution (given that Provisional Presidential Decree 1055/2021 was not made into law), resolved on measures for the flexibilization of the release flows of the Porto Primavera HPP in 2022.

The current scenario of favorable hydrological conditions, indicating a recovery in reservoir storage levels, which are currently on Southeast/Mid-West of approximately 70%, did not require the adoption of all the emergency measures previously approved by CREG (in 2022, the minimum release flow of Porto Primavera HPP was reduced), with the Ministry of Mines and Energy establishing, on April 15, 2022, the end of the specific tariff called “water shortage,” aimed at covering the additional costs of the system incurred to meet demand.

PARAIBUNA HPP

The Company operates the Paraibuna HPP under a concession, pursuant to the concession agreement for generation of electricity as public utility 3/2004, which ends on June 3, 2022, considering the term extension due to the compensation for non-hydrological factors established in Law 14,052/2020. Considering the imminent expiring concession, the Company informed the Concession Authority that it is not interested in extending the concession term, as disclosed to the market on February 12, 2021.

On May 06, 2022, the Diário Oficial da União the Ordinance of the Ministry of Mines and Energy No. 647/2022, which defined CESP, Company’s subsidiary, as the temporary operator of the Paraibuna Hydroelectric Power Plant (“Paraibuna HPP”), from June 04, 2022. The operation of the Paraibuna HPP will continue in accordance with all the norms applicable, being that, as of the date mentioned will also become applicable the generation of energy in quota system. During the temporary period of operation, the asset remuneration will be based in an Annual Generation Revenue, under existing legislation and as provided in the Ordinance mentioned.

REGULATORY RADAR

REVISION OF PHYSICAL GUARANTEE

Pursuant to Decree 2,655/1998, rules were defined for revising the physical guarantee of the energy from hydroelectric plants dispatched centrally, which ordinarily occur every 5 years or extraordinarily upon the occurrence of material events, such as, for example, changes of technical characteristics, of installed capacity and of number of generating units. In the terms of the methodology for calculating new projects, defined by MME Ordinance No. 101/2016, the eventual reductions in physical guarantee must observe the limit of 5% established in the previous revision and 10% of the physical guarantee originally established, as per the methodology for calculating new projects, defined by Ordinance 101/2016 of the MME.

The last ordinary revision was made in 2017 by the MME and the physical guarantees revised were defined to be effective from 01.01.2018, with duration of five years. In compliance with the periodicity defined in the Decree, the MME started the process on March 28, 2022 as per Public Consultation ("CP") 123/2022 launch, which received inputs from the players and society up to 05.02.2022.

As per the scope defined in the Public Consultation, the proposal includes the exclusion of plants whose physical guarantee had been defined and became effective for less than 5 years as of 12.31.2022. As such, HPP Porto Primavera, whose physical guarantee has been effective since 04.15.2019, due to the new definition within the scope of the privatization of CESP will be excluded from this revision process.

BILL 414/2021

Bill 414/21, the new name of Senate Bill 232/16, is seen as the main route for rolling out the project to modernize the electricity sector in Brazil, covering issues such as:

- (a) Opening up of market - by reducing and subsequently removing the minimum contracted demand limits for consumer access to the Free Trading Environment ("ACL");
- (b) Separation of guarantee and energy;
- (c) Separation of regulated trading and distribution activities;
- (d) Renewal of generation concessions;
- (e) Legal definition of self-production; and
- (f) Energy pricing.

The Bill, which was already approved by the Senate, must undergo changes in the Chamber of Deputies before being voted upon, since a few provisions are outdated due to laws and resolutions published since its presentation. As such, a fresh approval by the Senate will be required for the Bill to be sent for presidential sanction.

The last formal development in the Bill was the indication that a special commission will be formed in the Chamber, since it had been analyzed by more than three permanent commissions, which, according to the internal charter, envisages the formation of a

special commission. Moreover, the Bill was included in the Federal Government's priority agenda for 2022.

The Company continues to monitor the issue and will keep the market updated in due course.

CONSTRAINED-OFF EVENTS OF WIND FARMS

Due to temporary physical limitations on energy flows through transmission systems and necessity of guaranteeing the stability of the system's real time operation, the ONS occasionally determines a reduction in generation by wind farms, mainly in northeastern Brazil. This restriction on generation is called constrained-off or curtailment. Following are the main effects of this restriction:

- (i) Reimbursement: since constrained-off events affect the generation of wind farms, there is a provision for compensation to mitigate the effects of this lesser energy generated on the business results of generators and the consequent payment of reimbursements established in the regulated energy sales contracts resulting from auctions. This treatment has been discussed by ANEEL and was partially regulated through REN no. 927/21
- (ii) Revision of physical guarantee: since constrained-off events have an effect on the generation of wind farms, this lower generation would imply an increase in the exposure of the asset to the revision of its physical guarantee.

In light of these impacts and since no details are available so far on the methodology for calculating this energy not supplied due to external restrictions, the plants affected by constrained-off events were excluded from the revision of physical guarantee and the application of the annual and quadrennial adjustment mechanism provided for in the energy purchase and sale agreements in the Regulated Environment is suspended.

With the approval of the Trading Rules on the subject on 05.03.2022, it is expected that claims for the reimbursements established in the regulated energy contracts be made for the wind farms in the Ventos do Araripe III and Ventos do Piauí I complexes in the coming months.

ESG Agenda

For us, the future involves innovative ideas and sustainable actions. Our environmental, social and governance (ESG) strategy guides the company's projects and strategic plans to determine our values and to reduce long-term risks. Our actions are based on the guidelines of the UN Global Compact.

The Annual and Sustainability Report of CESP and Votorantim Energia, the Company's subsidiaries, were published on March 28, 2022 and May 3, 2022, respectively, and are available on the IR website. [Click here](#) to access the CESP report and [here](#) to access the Votorantim Energia report.

ENVIRONMENTAL (E) PILLAR

We take care of the environment surrounding our operations every day. Our environmental control and monitoring programs help to create a healthy ecosystem for the local flora and fauna. Based on the Sustainable Development Goals (SDG), our environmental management includes the correct disposal of solid waste and wastewater generated by plants and wind complexes, structured actions for recovering forests and reforestation, management of hydroelectric resources and atmospheric emissions, among others. With a responsible outlook and a commitment to the future, we create value for the entire chain.

We are aware of the importance of a balanced ecosystem and the impact of climate change on our business, and hence we have undertaken the challenge of moving forward from our renewable energy portfolio to go beyond reducing carbon emissions that are avoided in our operations. We manage our Greenhouse Gas (GHG) emissions, which are mapped and quantified in the GHG Inventory following the GHG Protocol guidelines. Moreover, we are constantly evolving by following the market trends and ourselves to always do more and better. As members of the Carbon Disclosure Project (CDP), we disclose our climate performance to evaluate economically feasible opportunities to reduce emissions using available technology. As a signatory to the Global Compact, we disclose our management practices associated with the Ten Principles of the UN that directly contribute to the achievement of the UN Sustainable Development Goals (SDGs).

Still on the climate front, we offer our clients sustainable solutions that avoid or offset GHG emissions through Carbon Credits and Renewable Energy Certificates (I-REC).

Our attention to climate issues is reflected in all our actions and projects since their planning phase: the operation of Ventos do Piauí II and III, for example, should avoid annual emissions of around 617,289 tCO₂eq. The expansion of wind power, combined with the future solar power generation, will drive the consolidation of a diversified platform with the potential to accelerate our transition to a low-carbon economy.

We are also founders of Legado das Águas, Brazil's largest private Atlantic Forest reserve, managed by Votorantim Reserves and maintained by Votorantim S.A. and its investees.

In 2021, we started monitoring SDG-related indicators established in 2020 and published the first report about their progress. The unit combines the protection of forests and scientific research with the production of native plants for reforestation and landscaping, as well as ecotourism activities.

SOCIAL (S) PILLAR

The social pillar involves building a legacy for the communities, prioritizing the safety of surrounding populations and our operations, and promoting a more inclusive and diverse company, besides encouraging and incorporating a culture of innovation.

The positive impact should permeate the entire ecosystem. We believe in the potential of communities and strive to intensify the drivers of social and economic development in the regions where we operate. We have implemented transformative initiatives in several regions across Brazil through sustainable actions that also value local culture. In 2021, we worked in several projects and developed stakeholder engagement plans in all out operations to strengthen partnerships with communities and support grassroots development. The key lines of initiatives in the regions are:

- (a) Improving the quality of public education;
- (b) Encouraging entrepreneurship and income generation;
- (c) Improving qualification and infrastructure in rural areas;
- (d) Protecting children and adolescents;
- (e) Promoting dialogue among local representatives;
- (f) Combating the pandemic and its consequences.

In 2022, we plan to execute 103 social environmental projects (42 social projects and 61 environmental projects), with a total investment of R\$33 million, in all regions where we have presence.

Internally, the issue of Inclusion & Diversity (I&D) is one of the Company's key strategic pillars. We consider diversity in its broadest sense, including race, gender, sexual orientation and different profiles. The inclusive culture permeates the Attraction, Training & Development, Engagement & Retention and Communication pillars through initiatives that provide an attractive environment for everyone. These actions are monitored in an integrated manner across the Company by the Diversity Committee consisting of employees from diverse areas and locations.

GOVERNANCE (G) PILLAR

Our operations are based on principles that translate the best management practices, aligning the interests of our shareholders, clients, partners, employees, shareholders and community.

LISTING SEGMENT

The shares of the Company are traded on the Novo Mercado listing segment of B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão ("B3") under the ticker AURE3.

OWNERSHIP STRUCTURE



RECENT HIGHLIGHTS

In these initial months of 2022, the Company continued its corporate restructuring process to create a leading renewable energy platform in Brazil by combining some energy assets in Auren Energia.

In February, the Company obtained its registration with the Securities and Exchange Commission of Brazil (CVM) as an "A" category publicly held company and the approval of its request to be listed on B3 – Brasil, Bolsa, Balcão, with its shares being admitted for trading in the Novo Mercado special segment, as mentioned above.

Since all the conditions precedent established in the Company's corporate restructuring were met, the consolidation of assets into Auren Energia was concluded, especially with the conclusion of merger of shares of CESP – Companhia Energética de São Paulo ("CESP"), with the latter becoming Auren's wholly-owned subsidiary on March 25, 2022.

Accordingly, said date was the last trading day of CESP's shares (CESP3/CESP5/CESP6) and on March 28, 2022, the Company's shares started trading on B3's Novo Mercado segment under the ticker "AURE3".

In addition to the above, the following highlights are related to the Company's governance:

- **Shareholders Agreement of Auren Energia:**

The Shareholders Agreement between Votorantim S.A. and Canada Pension Plan Investment Board was amended to govern, among others, their voting rights and the transfer of the Company shares. A copy of the Shareholders Agreement is available for consultation on the websites of the investor relations department of the Company, as well as the CVM and B3.

- **New composition of the Board of Directors, Board of Executive Officers and Statutory Audit Committee of the Company:**

The following were elected to the Board of Directors, Board of Executive Officers and Statutory Audit Committee of the Company:

BOARD OF DIRECTORS			
Name	Position	Election Date	Due Date
Mateus Ferreira	Chairman	Mar/22	Aug/23
Fabio Rogério Zanfelize	Effective Member	Mar/22	Ago/23
Ricardo Szlejf	Effective Member	Mar/22	Ago/23
Megan Veronica Hansen	Effective Member	Mar/22	Ago/23
João Schmidt	Effective Member	Mar/22	Ago/23
Sergio Romani	Effective Independent Member	Mar/22	Ago/23
Marcos Pinto	Effective Independent Member	Mar/22	Ago/23

Statutory Directors			
Name	Position	Election Date	Due Date
Fabio Rogério Zanfelize	Chief Executive Officer	Mar/22	Ago/23
Mario Bertoncini	VP of Finance & New Business and Investor Relations Officer (IRO)	Mar/22	Ago/23
Márcia Cunha	VP of Operations	Mar/22	Ago/23
Raul Cadena	VP of Customers and Trading	Mar/22	Ago/23

STATUTORY AUDIT COMMITTEE			
Name	Position	Election Date	Due Date
Sergio Romani	Coordinator	mar/22	mar/24
Heraldo Oliveira	Member	mar/22	mar/24
Marcos Quintanilha	Member	mar/22	mar/24

- **Charters of management bodies, Code of Conduct and new policies approved:**

The Company approved new charters of the Board of Directors and the Statutory Audit Committee to establish the functioning procedures, duties and responsibilities of said bodies, in compliance with the Bylaws of the Company, the B3 Novo Mercado Rules and other applicable rules and guidelines.

The Company also approved the Code of Conduct, which reflects the most rigorous standards of integrity and professional conduct and the commitment to always act in the best interests of Auren Energia.

Lastly, the Company approved new policies, notably:

- Securities Trading Policy;
- Policy on Disclosure of Material Facts or Events;
- Dividend Policy;
- Energy Trading Policy; and
- Long-Term Incentive (ILP) Policy.

▪ **Declaration of dividends:**

The Company approved the distribution of dividends for the fiscal year ended December 31, 2021, totaling one hundred million reais (R\$100,000,000.00), equivalent to ten centavos (R\$0.10) per share, to be paid in fiscal year 2022. For more details on this item, refer to “Dividends” section of this Earnings Release.

▪ **Annual and Extraordinary Shareholders Meeting held on April 29, 2022:**

The Annual and Extraordinary Shareholders Meeting of the Company was held on April 29, 2022, exclusively digitally, in which the following matters were resolved: at the annual meeting – matters related to the financial statements of the Company, accompanied by the respective notes and the independent auditor’s report, for the fiscal year ended December 31, 2021, the management accounts and management report for the fiscal year ended December 31, 2021, the management proposal for the allocation of profit from the fiscal year ended December 31, 2021, and the establishment of annual overall compensation of directors, executive officers and members of the statutory audit committee for fiscal year 2022; and at the extraordinary meeting – matter related to the amendment and restatement of Bylaws.

Important Information

SEGMENTATION OF RESULTS

The business segmentation shown here reflects:

1. **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.
2. **Wind Power Generation:** Segment consisting of the Ventos do Piauí I, II and III and Ventos de Araripe III wind power complexes.
3. **Trading:** Segment comprising the trading companies Votener and CESP Comercializadora.
4. **Holding and 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.

[Clique 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 (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 in order 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, the 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, 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 Votener's 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

R\$ thousands	Consolidated			Hydroelectric Generation			Wind Power Generation			Trading			Holding			Eliminations		
	1T21	1T22	Ch. %	1T21	1T22	Ch. %	1T21	1T22	Ch. %	1T21	1T22	Ch. %	1T21	1T22	Ch. %	1T21	1T22	Ch. %
Gross revenue	1,590,014	1,555,587	-2%	463,363	497,150	7%	107,628	119,636	11%	1,126,439	1,137,154	1%	-	-	-	(107,416)	(198,353)	85%
Net Revenue	1,410,333	1,384,187	-2%	402,872	434,560	8%	102,617	114,439	12%	1,002,324	1,015,193	1%	-	-	-	(97,480)	(180,005)	85%
Purchased energy costs	(968,384)	(921,336)	-5%	(108,230)	(98,650)	-9%	(8,283)	(10,540)	27%	(949,351)	(992,151)	5%	-	-	-	97,480	180,005	85%
Operating costs	(156,599)	(170,550)	9%	(106,290)	(116,697)	10%	(50,255)	(53,853)	7%	(54)	-	-100%	-	-	-	-	-	-
Gross profit (loss)	285,350	292,301	2%	188,352	219,213	16%	44,079	50,046	14%	52,919	23,042	-56%	-	-	-	0	-	-100%
Operating revenues (expenses)	78,829	(161,321)	-305%	139,258	(71,315)	-151%	(1,902)	(1,598)	-16%	(32,324)	(31,570)	-2%	(26,203)	(56,838)	117%	-	-	-
Equity income	45,786	64,699	41%	59,140	67,882	15%	-	-	-	-	(45)	-	53,932	(16,529)	-131%	(67,286)	13,391	-120%
Financial result	(211,037)	(166,449)	-21%	(168,071)	(148,866)	-11%	(42,007)	(42,732)	2%	(1,420)	(5,579)	293%	461	30,728	6566%	-	-	-
Net income (loss) before income tax and social contribution	198,928	29,230	-85%	218,679	66,914	-69%	170	5,716	3262%	19,175	(14,152)	-174%	28,190	(42,639)	-251%	(67,286)	13,391	-120%
Income tax and social contribution	(63,024)	(11,439)	-82%	(57,095)	(2,284)	-96%	(3,755)	(9,873)	163%	(7,370)	4,779	-165%	5,196	(4,061)	-178%	-	-	-
Net income (loss)	135,904	17,791	-87%	161,584	64,630	-60%	(3,585)	(4,157)	16%	11,805	(9,373)	-179%	33,386	(46,700)	-240%	(67,286)	13,391	-120%
Net income (loss)	135,904	17,791	-87%	161,584	64,630	-60%	(3,585)	(4,157)	16%	11,805	(9,373)	-179%	33,386	(46,700)	-240%	(67,286)	13,391	-120%
Income tax and social contribution	63,024	11,439	-82%	57,095	2,284	-96%	3,755	9,873	163%	7,370	(4,779)	-165%	(5,196)	4,061	-178%	-	-	-
Net income (loss) before income tax and social contribution	198,928	29,230	-85%	218,679	66,914	-69%	170	5,716	3262%	19,175	(14,152)	-174%	28,190	(42,639)	-251%	(67,286)	13,391	-120%
Equity income	(45,786)	(64,699)	41%	(59,140)	(67,882)	15%	-	-	-	-	45	-	(53,932)	16,529	-131%	67,286	(13,391)	-120%
Financial result	211,037	166,449	-21%	168,071	148,866	-11%	42,007	42,732	2%	1,420	5,579	293%	-461	-30,728	6566%	-	-	-
Depreciation and amortization	155,042	163,220	5%	97,855	107,623	10%	33,534	33,596	0%	928	389	-58%	22,725	21,612	-5%	-	-	-
EBITDA	519,221	294,200	-43%	425,465	255,521	-40%	75,711	82,044	8%	21,523	(8,139)	-138%	(3,478)	(35,226)	913%	0	-	-100%
Reversal of provision for litigation	(202,872)	45,391	-122%	(202,872)	45,391	-122%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Judicial deposits write-off	39,781	771	-98%	39,781	771	-98%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Adjusted EBITDA	356,130	340,362	-4%	262,374	301,683	15%	75,711	82,044	8%	21,523	(8,139)	-138%	(3,478)	(35,226)	913%	0	-	-100%
Adjusted EBITDA Margin	25%	25%	-0.7 p.p.	65%	69%	4.3 p.p.	74%	72%	-2.1 p.p.	2%	-1%	-2.9 p.p.	-	-	-	0%	0%	0.0 p.p.

DEBT

	Gross Debt (R\$ million)	Index	Spread	Amortization	Maturity
Ventos do Piauí I	785.9				
BNDES	651.6	TJLP	2.16%	16 years	Jun 2034
1 st Debenture	134.3	IPCA	5.47%	Spot	Jun 2024
Ventos do Piauí II e III	644.8				
BNDES	644.8	TLP	4.56%	22 years	Mar 2045
Ventos do Araripe III	1,062.4				
Repass	427.9	TJLP	3.15%	12 years	Dec 2029
BNDES	452.9	TJLP	2.49%	16 years	Jun 2035
1 st Debenture	181.6	IPCA	6.99%	14 years	Jul 2032
VTRM - Holding	308.2				
1 st Debenture	308.2	CDI	1.48%	Spot	Dec 2024
CESP	2,027.1				
11 st Debenture	307.8	CDI	1.64%	7 years	Dec 2025
12 st Debenture	1,719.3	IPCA	4.30%	10 years	Ago 2030
Subtotal	4,828.3				
Leasing	6.8				
Total	4,835.1				