



**RELEASE DE
RESULTADOS
4T2024**

isa
ENERGIA

São Paulo, 24 de fevereiro de 2025 – A ISA ENERGIA BRASIL S.A. ("ISA ENERGIA BRASIL", "Companhia", B3: ISAE3 e ISAE4) anuncia seus resultados do quarto trimestre de 2024 (4T24). Os Resultados Regulatórios estão apresentados de acordo com os procedimentos e diretrizes emitidos pelo Órgão Regulador e conforme as políticas contábeis estabelecidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE) com o objetivo de colaborar com o entendimento do negócio da Companhia. Os resultados regulatórios são auditados anualmente pelo mesmo auditor independente das demonstrações financeiras societárias e não são revisados trimestralmente. Adicionalmente, é possível encontrar os resultados de acordo com as normas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e os Pronunciamentos Técnicos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) aplicáveis e em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB) na seção de "Anexos" deste documento.

Indicadores Regulatórios (R\$ Milhões)	Consolidado					
	4T24	4T23	Var (%)	2024	2023	Var (%)
Receita Líquida	1.156,6	1.109,6	4,2%	4.557,0	3.985,4	14,3%
PMSO	-230,0	-223,4	2,9%	-804,4	-749,0	7,4%
PMSO Gerenciável	-218,5	-214,4	1,9%	-759,0	-712,4	6,5%
EBITDA	794,3	826,7	-3,9%	3.541,0	3.129,1	13,2%
Margem EBITDA	68,7%	74,5%	-5,8 p.p	77,7%	78,5%	-0,8 p.p
Lucro Líquido ¹	810,1	900,6	-10,0%	2.076,6	1.942,3	6,9%
Margem Líquida	70,0%	81,2%	-11,1 p.p	45,6%	48,7%	-3,2 p.p
ROE (12 meses)	20,9%	25,8%	-4,9 p.p	20,9%	25,8%	-4,9 p.p
Dívida Líquida	10.229,8	7.908,2	29,4%	10.229,8	7.908,2	29,4%
CapEx (ex-M&A)	1.291,3	617,5	109,1%	3.634,5	2.067,0	75,8%

¹ajustado pela participação do acionista não controlador.

Destaques financeiros 4T24



Lucro líquido R\$ 810,1 milhões (-10,0%)



EBITDA R\$ 794,3 milhões (-3,9%)



Dívida líquida R\$ 10.229,8 milhões (+29,4%)



CapEx R\$ 1.291,3 milhões (+75,8%)



PMSO: R\$ 230,0 milhões (+2,9%)

Teleconferência 4T24

Teleconferência em português com tradução simultânea para inglês

Data: 25 de fevereiro de 2025

Horário: 10h00 (BRT) / 08h00 (EST)

O evento será transmitido via Zoom, através do link a seguir: [clique aqui](#)

Todos dados para conexão disponíveis no site de Relações com Investidores:

ri.isaenergiabrasil.com.br

Destaques do Período

ISA ENERGIA BRASIL

Em 2024, a Companhia completou 25 anos de uma história marcada por conquistas que fizeram parte da evolução do setor de transmissão brasileiro e expandiu suas fronteiras que começaram em São Paulo e, atualmente, está presente em 18 estados. Para refletir essa trajetória de expansão nacional e reforçar o posicionamento da Companhia como protagonista na transição energética, a ISA ENERGIA BRASIL passou a adotar uma identidade corporativa unificada entre marca, razão social e *ticker* na bolsa de valores do Brasil, B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (“B3”). Mais informações sobre a nova marca corporativa e os detalhes sobre o posicionamento estratégico estão disponíveis no site da Companhia (www.isaenergiabrasil.com.br).



Anúncio de distribuição de proventos aos acionistas

Em 12 de dezembro de 2024, o Conselho de Administração da ISA ENERGIA BRASIL aprovou a distribuição de juros sobre o capital próprio (“JCP”), no valor total de R\$ 1.555,5 milhões, correspondente a R\$ 2,360835 por ação de ambas as espécies (ordinária - “ISAE3” e preferencial - “ISAE4”). A distribuição do valor do JCP líquido do imposto de renda na fonte foi dividida em três pagamentos, sendo cada um deles com suas respectivas datas base, “ex-direito” e de pagamento, conforme tabela abaixo:

Parcela	Valor total	Data base de direito	Data "Ex-direito"	Data de pagamento	Valor bruto por ação	Valor líquido por ação
1ª	R\$ 518.504.921,67	9-jan-25	10-jan-25	21-jan-25	R\$ 0,786945	R\$ 0,668903
2ª	R\$ 518.504.921,67	11-fev-25	12-fev-25	21-fev-25	R\$ 0,786945	R\$ 0,668903
3ª	R\$ 518.504.921,66	11-mar-25	12-mar-25	21-mar-25	R\$ 0,786945	R\$ 0,668903

[Clique aqui](#) para acessar o aviso aos acionistas na íntegra.

Entrada em Operação Integral do Projeto Minuano (Evrecy)

Em 20 de dezembro de 2024, o projeto Minuano (contrato 01/2020), que havia iniciado sua operação parcialmente em novembro, entrou em operação comercial integral após energizar as linhas de transmissão Caxias Norte – Vinhedos e Caxias Norte – Monte Claro, além do seccionamento da linha de transmissão de 525 kV Campos Novos – Caxias Norte – Caxias. O empreendimento contribui com o escoamento de energia na região Sul do País e aumenta a qualidade no atendimento à Região Serrana do Rio Grande do Sul.

O projeto pertence à Evrecy, subsidiária integral da ISA ENERGIA BRASIL, que passou a ser remunerada integralmente pelo lote 01 do leilão de transmissão 02/2019 ao obter do Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”) o Termo de Liberação Definitivo (“TLD”), fazendo jus ao recebimento da Receita Anual Permitida (“RAP”) de R\$ 50,2 milhões (ciclo tarifário 2024/2025). A margem EBITDA estimada do projeto é de cerca de 90% e seu regime de tributação é de lucro presumido, com consolidação integral na ISA ENERGIA BRASIL. O investimento realizado foi de aproximadamente R\$ 720 milhões. [Clique aqui](#) para acessar detalhes. Para mais informações, veja o [vídeo](#) do projeto.

Mensagem do Presidente

Há 25 anos, a ISA ENERGIA BRASIL vem contribuindo para a transformação do setor elétrico e da sociedade. Ao celebrarmos esse marco, reforçamos nosso compromisso com a excelência na transmissão de energia elétrica e, sobretudo, com a construção de um futuro mais sustentável. Nossa atuação vai além da eficiência operacional e da qualidade na execução de projetos; buscamos ativamente promover a sustentabilidade do sistema elétrico brasileiro e impulsionar a transição energética em todo o país.

Nossa trajetória é marcada por uma evolução contínua. Nos últimos anos, conquistamos uma forte expansão nacional e desenvolvemos iniciativas de inovação pioneiras no setor elétrico brasileiro. Deixamos de ser apenas uma transmissora de energia para nos tornarmos uma empresa que viabiliza a transição energética. Nesse sentido, nossa marca evoluiu para refletir quem somos: uma empresa nacional que transmite energia e impulsiona o progresso. A partir desse marco histórico, reafirmamos de forma contundente nosso compromisso com a sociedade, com o meio ambiente e com as pessoas.

Com esse movimento, passamos a ter uma identidade corporativa unificada entre marca, razão social e *tickers* na Bolsa de Valores do Brasil (B3). Essa evolução fortalece o capital de confiança junto aos nossos públicos de interesse e elimina redundâncias nos esforços de comunicação, consolidando uma única denominação.

Nesse contexto de evolução da marca e dos negócios, a proteção à vida e a segurança das pessoas que trabalham direta ou indiretamente para a ISA ENERGIA BRASIL continuam sendo um valor inegociável. A segurança vai além de uma prioridade, pois pauta a forma como agimos. Em 2024, fortalecemos nosso programa Conectados com a Vida por meio de ações de conscientização, maior engajamento da liderança e disseminação contínua de nossa cultura de segurança. Preservamos vidas ao atingirmos as metas propostas para o ano de zero fatalidade, manutenção da taxa de frequência de acidentes abaixo de 1 e a obtenção da Certificação ISO 45001 que traz mais robustez aos nossos processos.

Segurança é mais do que uma prioridade, é um valor inegociável que pauta a forma como agimos na ISA ENERGIA BRASIL.

Em 2024, avançamos com consistência em nossos três pilares estratégicos: gerar valor ao acionista, assegurar nossa longevidade corporativa e criar impacto social e ambiental positivo. Os resultados robustos no período conferiram mais valor para nossos acionistas e para a sociedade ao alcançar marcas históricas, com receita líquida de R\$ 7.966,6 milhões e lucro líquido de R\$ 3.498,4 na contabilidade IFRS, entre outros indicadores, demonstrando nossa capacidade de gerar valor e garantir a perenidade do negócio. Já em contabilidade regulatória a receita líquida foi de R\$ 4.557,0 milhões, com crescimento de 14,3% e um lucro líquido regulatório total de R\$ 2.076,6 milhões (+6,9% vs 2023).

Mais uma vez, alcançamos o maior nível de investimento na modernização de nosso parque instalado — mais de R\$ 1,3 bilhão em reforços e melhorias — especialmente no estado de São Paulo, a fim de assegurar uma infraestrutura cada vez mais confiável e resiliente. Reforçamos nossa responsabilidade e o papel-chave na sociedade ao operar uma rede pela qual trafegam cerca de 30% de toda a energia elétrica transmitida no Brasil e aproximadamente 95% da energia transmitida no estado de São Paulo.

Para garantir nossa longevidade corporativa, investimos na construção de novos projetos que permitem a expansão do sistema de transmissão brasileiro, fundamentais para apoiar as mudanças no modelo de consumo de energia no país, além de potencializar a integração de fontes renováveis ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Em 2024, destinamos um valor recorde de mais de R\$ 2,2 bilhões para projetos estratégicos que conectam fontes limpas de energia do Nordeste ao Centro-Sul do Brasil.

Antecipamos a entrada em operação comercial do Projeto Minuano (RS), que agrega confiabilidade ao escoamento de grandes blocos de energia na região Sul e é fundamental para elevar a qualidade do atendimento à região serrana do Rio Grande do Sul. A infraestrutura do empreendimento engloba 115 quilômetros de linhas de transmissão, além da maior subestação em potência do estado, com 2.700 MVA, 195 mil m² de área instalada e 77 mil m² de área energizada.

Com o olhar para o crescimento, até 2029, está previsto um aporte de cerca de R\$ 13 bilhões em novos projetos de transmissão, sendo R\$ 5,5 bilhões destinados a mais de 210 projetos de reforços e melhorias já aprovados pela ANEEL

e aproximadamente R\$ 8 bilhões para os seis projetos que temos em construção. Quando energizados, esses ativos vão adicionar cerca de R\$ 1 bilhão à nossa Receita Anual Permitida (RAP) do ciclo 2024/2025.

Esse empenho no desenvolvimento do setor resultou na autorização da ANEEL para a implantação de uma solução inédita no sistema de transmissão nacional, capaz de oferecer maior flexibilidade operativa e estabilidade na rede. O primeiro projeto com tecnologia FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*, em português, Sistemas de Transmissão de Corrente Alternada Flexíveis) visa contribuir para a transição energética ao tornar a rede mais flexível para incorporar fontes renováveis, além de eliminar gargalos e maximizar o aproveitamento do sistema existente.

Da mesma forma em que fortalecemos nosso pioneirismo na implementação de novas tecnologias, estamos atentos aos efeitos das mudanças climáticas em nossa operação. Iniciamos, ainda em 2022, a incorporação desses riscos à nossa gestão de negócios e, a partir de 2024, realizamos o diagnóstico do nível de exposição de nossos ativos frente às ameaças climáticas. Adicionalmente, trabalhamos para fortalecer nossos planos de contingência, combinando o uso de tecnologias e a análise de dados meteorológicos, de modo que possamos nos antecipar a eventos climáticos mais severos, desenvolver ações de mitigação e agir com agilidade para recompor o sistema em caso de desligamentos.

Também foi possível avançar em nossa frente de mitigação com o esforço contínuo de reduzir as emissões de gases de efeito estufa em nossas operações, com foco no fortalecimento de sistemas para prevenir e corrigir rapidamente quaisquer vazamentos de SF₆ — gás de alto potencial de aquecimento global. Estamos cientes de que uma das nossas responsabilidades é gerar impacto social e ambiental positivo. Para isso, atuamos além das nossas operações e cadeia de valor, com o Programa Conexão Jaguar, nossa principal iniciativa de sustentabilidade voltada a combater as mudanças climáticas e promover a proteção da biodiversidade. O programa ultrapassou as fronteiras do Pantanal, chegando à Amazônia e ampliando nosso legado na conservação da onça-pintada.

Na esfera social, por meio do nosso programa corporativo Conexão Desenvolvimento, destinamos mais de três milhões de reais para projetos incentivados e iniciativas próprias. Entre as ações deste ano, contribuímos para o restabelecimento de municípios gaúchos afetados por fortes chuvas, que causaram transbordamento de rios, desabamento de infraestruturas e alagamentos no Rio Grande do Sul. Também iniciamos parceria com o USP Diversa, programa que concede bolsas de estudos para alunos egressos do ensino público em situação de vulnerabilidade socioeconômica, assegurando meios financeiros para a conclusão de seus cursos na universidade.

A iniciativa está conectada ao nosso empenho em promover a diversidade, manifestada a partir do programa Outros Olhares, no qual promovemos ações dos nossos grupos de afinidade e capacitamos nossas lideranças para que sejam verdadeiramente inclusivas. Por nossas iniciativas nessa frente, fomos incluídos no IDIVERSA, da B3, que reúne empresas com destaque em critérios de diversidade.

Valorizamos nossos talentos internos para que trilhem essa jornada de evolução conosco. Apoiamos a satisfação de nossos colaboradores, tanto na manutenção de um bom clima organizacional quanto na oferta de oportunidades de crescimento profissional e de cuidados de saúde, segurança e bem-estar. Graças aos nossos quase 1.700 colaboradores, engajados com nosso propósito, mantemos um modelo de negócio próspero e longo, capaz de atender às necessidades da sociedade atual e das gerações futuras.

Cada um de nós, na ISA ENERGIA BRASIL, participa da construção do futuro da nossa empresa e da transição energética do país, com segurança e excelência, de forma íntegra e em linha com as melhores práticas de governança, que sempre nortearam nossas atividades. Celebramos 25 anos de conquistas olhando para um futuro em que a energia limpa, segura e confiável seja acessível a todos, impulsionando o desenvolvimento do Brasil.

Rui Chammas
Diretor-presidente

Considerações sobre as informações financeiras

As informações financeiras apresentadas neste documento referem-se ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2024, e foram preparadas de acordo com as normas, procedimentos e diretrizes emitidos pelo Órgão Regulador e conforme as políticas contábeis estabelecidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL através da Resolução Normativa nº 933 em 28 de maio de 2021 e orientações do Despacho nº 2.904 de 17 de setembro de 2021 da ANEEL.

A informação denominada EBITDA (Lucro Antes dos Juros, Impostos sobre a Renda e Contribuição Social, Depreciação e Amortização – LAJIDA) está apresentada de acordo com a Resolução da comissão de valores mobiliários (CVM) 156/22.

Adicionalmente, as informações financeiras e operacionais incluídas nesta discussão de resultados são sujeitas a arredondamentos e, como consequência, os valores totais apresentados nas tabelas e gráficos podem diferir da agregação numérica direta dos valores que os precedem.

Segue o cálculo do EBITDA na contabilidade regulatória de acordo com a Resolução Normativa nº 933 e Despacho nº 2.904:

(R\$ milhões)	Consolidado					
	4T24	4T23	Var (%)	2024	2023	Var (%)
(=) Lucro Líquido Regulatório	810,1	900,6	-10,0%	2.076,6	1.942,3	6,9%
(+) Particip. do Acionista não controlador	13,3	16,5	-19,6%	54,3	51,2	6,0%
(+) IRPJ/CSLL	-427,0	-351,1	21,6%	-24,5	-44,5	-45,1%
(+) Equivalência Patrimonial	-108,4	-89,6	21,0%	-377,1	-309,2	21,9%
(+) Resultado Financeiro	263,8	180,5	46,1%	962,3	821,3	17,2%
(+) Depreciação/Amortização	242,4	169,9	42,7%	849,3	668,1	27,1%
(=) EBITDA Regulatório	794,3	826,7	-3,9%	3.541,0	3.129,1	13,2%
(-) Equivalência Patrimonial	108,4	89,6	21,0%	377,1	309,2	21,9%
(=) EBITDA Regulatório CVM 156/2022	902,7	916,3	-1,5%	3.918,1	3.438,3	14,0%

O cálculo do EBITDA de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro ("International Financial Reporting Standards - IFRS"), emitidas pelo "International Accounting Standards Board – IASB, a partir do EBITDA na contabilidade regulatória está disponível na sessão "Comparativo de Resultados (Regulatório vs. IFRS)" deste documento ([clique aqui](#)).

ÍNDICE

DESEMPENHO FINANCEIRO (RESULTADOS REGULATÓRIOS)	9
RECEITA OPERACIONAL	9
CUSTOS E DESPESAS DE O&M	11
OUTRAS RECEITAS E DESPESAS OPERACIONAIS	13
EBITDA E MARGEM	13
RESULTADO FINANCEIRO	14
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	15
IRPJ E CSLL	16
LUCRO LÍQUIDO ¹	16
COMPARATIVO DE RESULTADOS (REGULATÓRIO VS. IFRS)	17
ENDIVIDAMENTO	20
INVESTIMENTOS	21
INVESTIMENTOS EM REFORÇOS E MELHORIAS	21
INVESTIMENTOS EM PROJETOS <i>GREENFIELD</i>	22
MERCADO DE CAPITAIS	23
COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA	23
DESEMPENHO DAS AÇÕES	23
EVENTOS DO PERÍODO	27
EVENTOS SUBSEQUENTES	27
OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES	28
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA (RTP) 2024 - CONCESSÃO PAULISTA (CONTRATO RENOVADO 059/2001)	28
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA (RTP) - CONTRATOS LICITADOS	30
RAP CICLO 24/25	32
RENOVAÇÃO CONCESSÃO PAULISTA - CONTRATO 059/2001 (RBNI/RBSE)	35
PLANO DE COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA – LEI 4.819/58	36
GLOSSÁRIO	38
ANEXOS	41

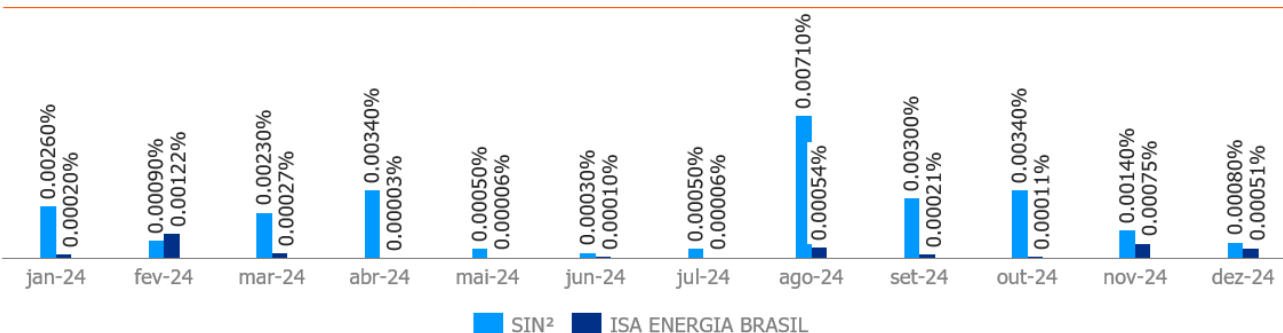
DESEMPENHO OPERACIONAL

A Companhia realiza de forma constante e minuciosa a gestão de seus indicadores operacionais com destaque para o Índice de Energia Não Suprida ("IENS"), obtido pela relação percentual entre o total de energia não suprida durante todas as ocorrências no período e a energia total que seria suprida na ausência das interrupções, ou seja, representa a energia que deixou de ser consumida em decorrência de uma interrupção. A gestão adequada do IENS é de suma importância uma vez que as companhias que atuam no segmento de transmissão de energia são remuneradas pela disponibilidade de seus ativos por meio da RAP e eventuais indisponibilidades da rede podem acarretar redução da receita por meio de desconto denominado Parcela Variável ("PV").

Em dezembro de 2024, o IENS^{1,2} da Companhia totalizou 0,00051%. Como referência, o Sistema Interligado Nacional ("SIN") registrou 0,00080%³.

IENS % 2024

¹ Índice de



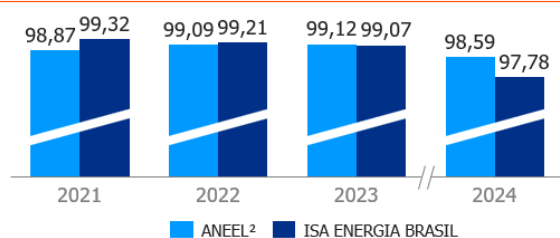
referência disponibilizado no relatório de indicadores de desempenho calculado pelo ONS.

² São considerados apenas ativos da rede básica.

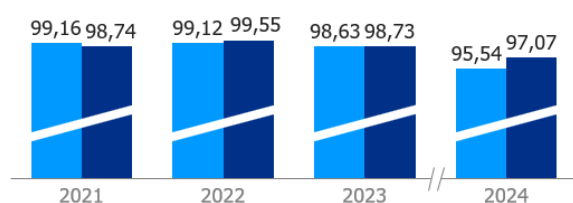
³ Dado disponibilizado no relatório de dezembro/2024 pelo SIN.

Disponibilidade de ativos

Linhas de Transmissão



Transformadores



A redução observada nas taxas de disponibilidade dos ativos da Companhia é explicada pela maior quantidade de desligamentos programados em decorrência da maior execução de projetos de reforços e melhorias.

* São considerados apenas ativos da rede básica

** O ONS/ANEEL calcula o indicador para famílias de equipamento, que é a junção do tipo e nível de tensão.

*** Os resultados consolidados apresentados são a média das famílias subordinadas a elas.

**** Dados acumulados em forma de janela móvel, novembro/2023 a dezembro/2024.

***** Fonte: ONS.

DESEMPENHO FINANCEIRO (Resultados Regulatórios)

Receita Operacional

Receita Operacional (R\$ Milhões)	Consolidado					
	4T24	4T23	Var (%)	2024	2023	Var (%)
Receita de Uso da Rede Elétrica	1.314,5	1.257,9	4,5%	5.179,6	4.539,9	14,1%
RBSE	568,6	646,2	-12,0%	2.429,7	2.129,9	14,1%
Concessão Paulista (contrato 059)	431,1	391,5	10,1%	1.658,3	1.538,5	7,8%
Operação e Manutenção (O&M) ¹	235,1	235,2	0,0%	940,6	929,1	1,2%
Reforços e Melhorias (R&M)	196,0	156,3	25,4%	717,7	609,4	17,8%
Contratos Licitados	247,7	206,5	19,9%	934,0	825,1	13,2%
Parcela de Ajuste (PA) e Antecipações	49,4	-14,2	n.a	66,7	-58,2	n.a
Parcela Variável (PV)	-27,6	-19,8	39,0%	-74,2	-59,1	25,6%
Encargos Regulatórios ex RAP (CDE e PROINFRA)	45,3	47,7	-5,1%	165,2	163,6	1,0%
Outras	14,0	14,2	-1,4%	52,9	47,5	11,4%
Receita Bruta	1.328,6	1.272,1	4,4%	5.232,5	4.587,3	14,1%
Deduções	-172,0	-162,6	5,8%	-675,5	-601,9	12,2%
Tributos e Contribuições (PIS e Cofins)	-111,8	-113,8	-1,8%	-456,2	-400,4	13,9%
Encargos Regulatórios ex RAP (CDE e PROINFRA)	-42,8	-31,6	35,4%	-151,8	-141,3	7,4%
Encargos Regulatórios in RAP (P&D, RGR e TFSEE)	-17,4	-17,1	1,6%	-67,5	-60,3	12,0%
Receita Líquida	1.156,6	1.109,6	4,2%	4.557,0	3.985,4	14,3%

¹RAP referente a parcela de operação e manutenção dos ativos existentes considerados no processo de renovação do contrato 059/2001.

A receita bruta consolidada atingiu R\$ 1.328,6 milhões no 4T24, incremento de R\$ 56,4 milhões em relação ao 4T23 (+4,4%). As principais variações da receita no período foram:

Concessão Paulista

- **Revisão Tarifária Periódica ("RTP") 2023 do contrato de concessão paulista (059/2001)**
 - ▼ redução do componente econômico do RBSE, decorrente da movimentação da base de ativos;
 - ▲ incorporação da RAP de projetos de Reforços e Melhorias ("R&M") de pequeno porte energizados entre 2018 e 2022;
 - ▼ movimentação da base de ativos blindada na primeira RTP do contrato;
 - ▲ incorporação da RAP de reforços de grande porte energizados no ciclo 23/24.
- **Reajuste do ciclo tarifário para 2024/2025**
 - ▲ atualização da RAP pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo ("IPCA") do período (3,93%).

Contratos Licitados

- ▲ reajuste do ciclo tarifário para o ciclo 2024/2025 com atualização da RAP pelo IPCA do período (3,93%);
- ▲ energização parcial do projeto Minuano em nov/24 com conclusão em dez/24.

Parcelas De Ajuste (PA) e Antecipações

- ▲ o volume de antecipações realizadas pela ANEEL R\$ 36,7 milhões maior ao realizado no 4T23;
- ▲ retomada do recebimento da anuidade de melhorias após a RTP da Concessão Paulista, de forma a adiantar parte da receita associada à execução das melhorias de pequeno porte;
- ▲ recebimento retroativo da anuidade de melhorias do ciclo tarifário anterior (23/24), devido a postergação da RTP de julho/2023 para julho/2024.

O resultado acumulado de 2024 foi positivo em R\$ 66,7 milhões (variação de R\$ 124,8 milhões vs. 2023), desempenho motivado, principalmente, pelo reconhecimento das PAs provenientes do processo de RTP ([clique aqui](#)) que foram contabilizadas integralmente no 3T24. As principais variações são:

PA e Antecipações (R\$ Milhões)	Consolidado					
	4T24	4T23	Var (%)	2024	2023	Var (%)
PA RTP 2023	0,0	0,0	N.A.	86,3	0,0	N.A.
Postergação RBSE	0,0	0,0	N.A.	-377,8	0,0	N.A.
Postergação R&M	0,0	0,0	N.A.	104,0	0,0	N.A.
Retroatividade R&M	0,0	0,0	N.A.	356,4	0,0	N.A.
Outros Ajustes	0,0	0,0	N.A.	3,6	0,0	N.A.
Anuidade Melhorias	20,5	0,0	N.A.	40,9	15,8	159,8%
Antecipação	51,9	15,2	242,4%	52,7	39,4	33,6%
Outras PAs	-23,0	-29,4	-21,8%	-113,2	-113,3	-0,1%
TOTAL	49,4	-14,2	n.a	66,7	-58,2	n.a

• **PA RTP** ([clique aqui](#))

a) PA Postergação: diferenças financeiras decorrentes da postergação da RTP dos contratos prorrogados de julho/2023 para julho/2024, sendo composta por:

- ▼ **RBSE:** redução do componente econômico devido à movimentação da base de ativos no período;
- ▲ **R&M:** RAP adicional referente à incorporação da base de ativos incremental de projetos de R&M de pequeno porte energizados entre 2018 e 2022.

b) PA Retroatividade

R&M: receita retroativa à data de entrada em operação dos projetos de R&M de pequeno porte energizados entre 2018 e 2022.

RECEITA BRUTA

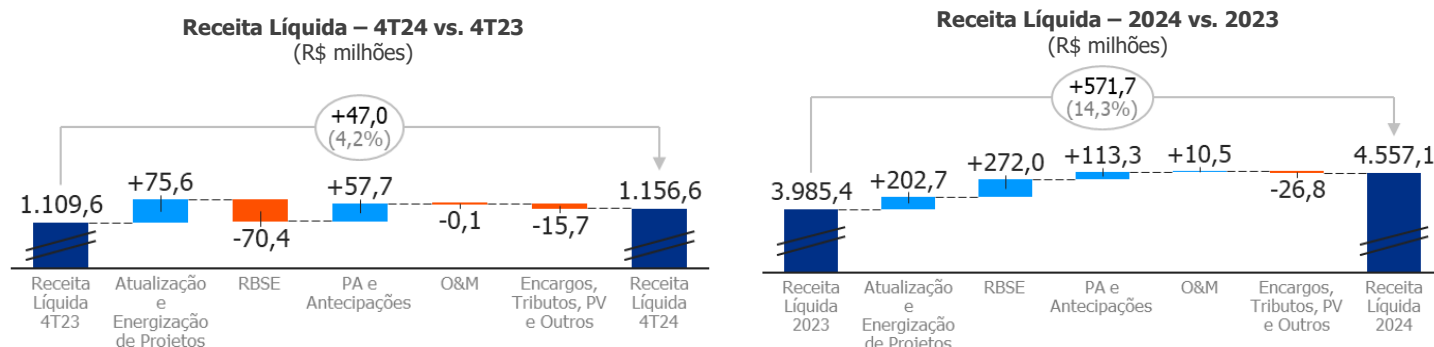
Os efeitos mencionados acima, somados à entrada em operação dos projetos *greenfield*: Itaúnas (integralmente em nov/23) e Triângulo Mineiro (ago/23), resultaram em aumento de 14,1% na receita bruta consolidada acumulada no ano, totalizando R\$ 5.232,5 milhões em 2024.

DEDUÇÕES

As deduções da receita bruta, que incluem tanto os tributos PIS e COFINS quanto encargos regulatórios (P&D, RGR e TFSE) e quotas de repasse que variam conforme a participação de consumidores livres (CDE e Proinfa), atingiram R\$ 172,0 milhões no 4T24 (+5,8%) e R\$ 675,5 milhões (+12,2%) em 2024, resultados condizentes com a variação da receita bruta.

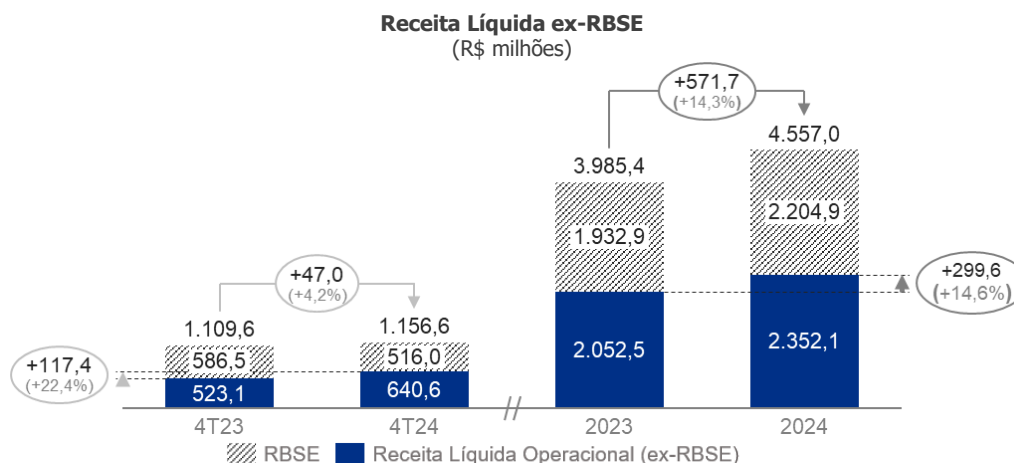
RECEITA LÍQUIDA

A receita líquida do 4T24 cresceu R\$ 47,0 milhões (+4,2%) em relação ao registrado no mesmo período do ano anterior, totalizando R\$ 1.156,6 milhões. Já a receita líquida acumulada foi de R\$ 4.557,0 milhões (+14,3%) em 2024, incremento de R\$ 571,7 milhões. As principais variações estão apresentadas abaixo:



RECEITA LÍQUIDA EX-RBSE

A receita líquida ex-RBSE do 4T24 cresceu R\$ 117,4 milhões (+22,4%) na comparação com o mesmo período do ano anterior e o crescimento acumulado no ano foi de R\$ 299,6 milhões (+14,6%) atingindo R\$ 2.352,1 milhões. O desempenho foi motivado, principalmente, pela: (i) incorporação da base incremental de reforços e melhorias após a RTP; (ii) energização de novos projetos *greenfield* entre períodos; e (iii) correção monetária no reajuste dos ciclos tarifários.



Custos e Despesas de O&M

Custos e Despesas de O&M (R\$ milhões)	Consolidado					
	4T24	4T23	Var (%)	2024	2023	Var (%)
Pessoal	-112,7	-107,0	5,4%	-415,3	-386,0	7,6%
Materiais	-7,7	-8,5	-9,4%	-26,5	-25,7	3,2%
Serviços	-73,9	-75,3	-1,8%	-222,9	-209,1	6,6%
Outros	-24,2	-23,7	2,5%	-94,2	-91,6	2,9%
PMSO (gerenciável)	-218,5	-214,4	1,9%	-759,0	-712,4	6,5%
Não recorrentes	-0,3	-3,1	-89,4%	-0,8	-12,8	-94,1%
Entidade de Previdência Privada	-11,2	-5,9	87,8%	-44,6	-23,8	87,8%
PMSO	-230,0	-223,4	2,9%	-804,4	-749,0	7,4%
Contingências	-71,8	-7,6	845,5%	-82,6	-7,9	950,4%
Depreciação	-242,4	-169,8	42,7%	-849,3	-668,0	27,1%
Demais custos e despesas	-314,2	-177,4	77,1%	-931,9	-675,9	37,9%
Total	-544,2	-400,9	35,8%	-1.736,3	-1.424,9	21,9%

Os Custos e Despesas gerenciáveis com Pessoal, Materiais, Serviços e Outros ("PMSO") totalizaram R\$ 218,5 milhões no 4T24 (+1,9% vs. 4T23) enquanto o resultado acumulado no ano foi de R\$ 759,0 milhões (+6,5% vs. 2023). Seguem os principais eventos que causaram variações no PMSO gerenciável no período:

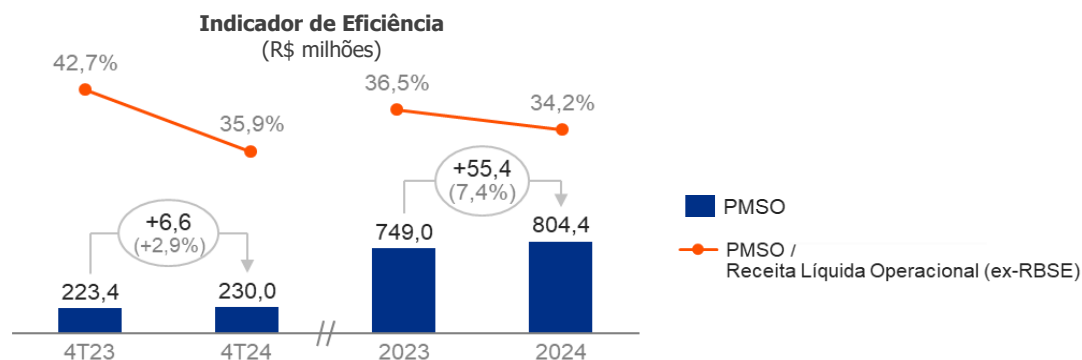
- ▼ **Pessoal:** (i) acordos coletivos assinados em setembro e novembro de 2024 com efeitos retroativos a julho de 2024; e (ii) maiores custos pontuais com alteração do plano de saúde dos colaboradores. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela maior capitalização de horas do quadro técnico;
- ▲ **Serviços:** menores despesas com (i) honorários advocatícios por êxito; (ii) serviços de conservação e limpeza de faixa em subestações; (iii) recrutamento e seleção; (iv) regularização imobiliária e documentação de propriedades da Companhia. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento de despesas com (i) honorários jurídicos relacionadas, principalmente, à ação de cobrança contra a Fazenda Pública do Estado de São Paulo ("SEFAZ"); e (ii) serviços relacionados a saúde e segurança, tais como implementação da ISO 45.001 e disseminação da cultura de segurança para colaboradores próprios e terceiros.

Além das movimentações explicadas, a provisão referente a previdência privada (passivo atuarial estimado em função de benefícios, conforme previsto no CPC33) cresceu R\$ 5,2 milhões no trimestre (+87,8% vs. 4T23). Essa variação não

possui efeito caixa e é explicada principalmente pela redução da taxa de desconto utilizada para apuração do valor presente das obrigações futuras devido à queda da NTN-B na reavaliação anual em dezembro de 2023.

Com isso, o PMSO totalizou R\$ 230,0 milhões no 4T24 (+2,9% vs. 4T23) e R\$ 804,4 milhões em 2024 (+7,4% vs. 2023).

O gráfico a seguir mostra a evolução da eficiência operacional da Companhia medida pela relação entre o PMSO e a receita líquida ex-RBSE.



CONTINGÊNCIAS

No 4T24, a Companhia apresentou despesa não recorrente com o provisionamento de R\$ 69,6 milhões referente a processo judicial no qual acionistas minoritários da Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica ("EPTE") pleiteiam a nulidade de sua incorporação pela Companhia ou, de forma subsidiária, a declaração de seu direito de recesso e determinação do pagamento do valor de reembolso de suas ações (mais detalhes nos itens 4.1 e 4.4 do Formulário de Referência 2024 e nota explicativa 14.1.3 das demonstrações financeiras referentes ao 4T24).

DEPRECIAÇÃO

A Companhia registrou R\$ 242,4 milhões em despesa com depreciação no 4T24. O aumento de 42,7% em comparação com a depreciação registrada no 4T23 é devido à (i) ajuste da taxa de depreciação média dos projetos Triângulo Mineiro e Itaúnas, após processo de regularização da unitização de seus ativos junto à ANEEL, com data retroativa à energização dos projetos, que somam R\$ 23,9 milhões; (ii) RTP dos contratos 015/2008 (IE Jaguar 9), 016/2008 e 013/2008 (IE Sul) ([clique aqui](#)), que homologou laudo de reavaliação dos ativos de projetos de reforços energizados entre 2019 e 2023 e, consequentemente, gerou montante de R\$ 3,2 milhões em depreciação retroativos às datas de energização dos respectivos projetos; e (iii) RTP da Concessão Paulista, que homologou laudo de reavaliação dos ativos de projetos de reforços e melhorias energizados entre 2018 e 2022, gerando maior Base de Remuneração Regulatória ("BRR") e, consequentemente, maior volume de depreciação a partir de então. O resultado acumulado do ano tem ainda um impacto adicional de R\$ 87,2 milhões retroativo às datas de energização dos respectivos projetos de reforços e melhorias reavaliados na RTP da Concessão Paulista.

Com isso, os custos e despesas com O&M totalizaram R\$ 544,2 milhões no 4T24, 35,8% acima do registrado no 4T23, e R\$ 1.736,3 milhões em 2024 (+21,9% vs. 2023).

Outras Receitas e Despesas Operacionais

Outras Receitas e Despesas Operacionais (R\$ milhões)	Consolidado					
	4T24	4T23	Var (%)	2024	2023	Var (%)
Receitas	6,3	6,4	-2,0%	44,8	37,2	20,5%
Alienação de área inservível à concessão	0,0	0,0	N.A.	20,2	0,0	N.A.
Alienação de bens inservíveis à concessão	4,4	3,2	38,0%	8,0	3,2	150,7%
Atualização de valores de precatórios a receber (terreno SJC)	1,1	1,0	2,8%	12,7	28,4	-55,2%
Outras	0,8	2,2	-63,1%	3,9	5,7	-31,0%
Despesas	-66,8	-58,2	14,7%	-173,9	-136,7	27,3%
Amortização de mais valia (PBTE e SF Energia)	-15,2	-15,0	1,4%	-59,8	-59,8	0,0%
Custo com desativação de bens*	-51,0	-24,2	110,8%	-101,1	-60,0	68,4%
Custo retroativo de desativação de bens (laudo RTP)	0,0	0,0	N.A.	-15,0	0,0	N.A.
Penalidade ANEEL (SE Santo Ângelo)	0,0	-15,5	-100,0%	0,0	-15,5	-100,0%
Outros	-0,6	-3,6	-83,9%	2,0	-1,3	n.a
Total	-60,5	-51,8	16,7%	-129,1	-99,5	29,8%

* custos com serviço de desativação, alienação e baixa de ativos

A ISA ENERGIA BRASIL registrou despesa de R\$ 60,5 milhões na rubrica "outras receitas e despesas operacionais" no 4T24 devido, principalmente: (i) aos custos com desativação e alienação de bens em consequência do maior volume de execução e entrada em operação de projetos de reforços e melhorias; e (ii) à realização da mais valia (*goodwill*) referente a aquisição das empresas PBTE e SF energia, que é amortizada ao longo do prazo remanescente da concessão da PBTE, até setembro de 2046. Na comparação entre períodos, o aumento das despesas foi parcialmente compensado pelo efeito pontual de penalidade aplicada pela ANEEL no valor de R\$ 15,5 milhões no 4T23. As outras despesas acumuladas até dezembro de 2024 totalizaram R\$ 129,1 milhões R\$ 29,6 milhões (+29,8%) acima do ano de 2023.

EBITDA e MARGEM

O EBITDA do 4T24 totalizou R\$ 794,3 milhões, com redução de R\$ 32,4 milhões (-3,9% vs. 4T23) e margem de 68,7% (-5,8 p.p. vs. 4T23). Já o EBITDA do período acumulado de 2024 totalizou R\$ 3.541,0 milhões, com incremento de R\$ 411,9 milhões (+13,2% vs. 2023) e margem de 78,5% (-0,8 p.p. vs. 2023).

EBITDA (R\$ milhões)	Consolidado					
	4T24	4T23	Var (%)	2024	2023	Var (%)
Receita Líquida	1.156,6	1.109,6	4,2%	4.557,0	3.985,4	14,3%
Custos e despesas (ex-depreciação)	-301,8	-231,0	30,6%	-887,0	-756,9	17,2%
Outras despesas e receitas (ex-amortização)	-60,5	-51,8	16,7%	-129,1	-99,5	29,8%
EBITDA	794,3	826,7	-3,9%	3.541,0	3.129,1	13,2%
Margem EBITDA	68,7%	74,5%	-5,8 p.p.	77,7%	78,5%	-0,8 p.p.

A variação é explicada, principalmente, por:

- ▲ RTP da concessão paulista (contrato 059/2001), com incorporação da RAP R&M de pequeno porte;
- ▼ Redução do componente econômico da RBSE após a RTP da Concessão Paulista;
- ▲ Reajuste inflacionário (IPCA) do ciclo 24/25;
- ▲ Entrada em operação de projetos *greenfield* e de reforços e melhorias nos últimos 12 meses;
- ▼ Contingência de R\$ 69,6 milhões referentes a ação judicial de acionistas minoritários da EPTE;
- ▼ Aumento no custo de pessoal;
- ▼ Maior custo com desativação e alienação de bens;

EBITDA (R\$ milhões)	Consolidado + Controladas em Conjunto					
	4T24	4T23	Var (%)	2024	2023	Var (%)
Consolidado	794,3	826,7	-3,9%	3.541,0	3.129,1	13,2%
Controladas em Conjunto	205,8	129,0	59,6%	712,6	591,8	20,4%
IE Madeira (51%)	73,8	64,6	14,2%	316,8	291,2	8,8%
IE Garanhuns (51%)	18,2	18,0	1,2%	62,9	55,7	13,0%
IE Aimorés (50%)	19,0	11,5	64,3%	53,7	45,9	16,9%
IE Paraguaçu (50%)	33,2	17,7	87,6%	85,9	68,6	25,2%
IE Ivaí (50%)	61,7	17,1	259,7%	193,3	130,5	48,2%
Total	1.000,1	955,7	4,6%	4.253,6	3.720,9	14,3%

O EBITDA da participação da ISA ENERGIA BRASIL nas empresas controladas em conjunto totalizou R\$ 205,8 milhões no 4T24, aumento de R\$ 76,8 milhões (+59,6%) em relação ao 4T23. O resultado acumulado em 2024 foi de R\$ 712,6 milhões, incremento de R\$ 120,8 milhões (+20,4%) quando comparado a 2023.

O crescimento no trimestre é explicado, principalmente, pelo melhor desempenho da IE Ivaí. Já no período acumulado, somam-se os melhores desempenhos da IE Madeira e IE Paraguaçu, principalmente. Mais detalhes estão disponíveis na sessão "Equivalência Patrimonial" deste documento ([clique aqui](#)).

Com isso, o EBITDA total, considerando o consolidado da ISA ENERGIA BRASIL (controladora + empresas controladas) e as empresas controladas em conjunto (não consolidadas), foi de R\$ 1.000,1 milhões no 4T24, com incremento de R\$ 44,4 milhões (+4,6%) contra o mesmo período do ano anterior e, R\$ 4.253,6 milhões no resultado acumulado dezembro, com crescimento de R\$ 532,7 milhões (+14,3%) na comparação com 2023.

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ milhões)	Consolidado					
	4T24	4T23	Var (%)	2024	2023	Var (%)
Receita Financeira	116,2	74,0	56,9%	283,8	222,1	27,8%
Rendimento de aplicação financeira	90,3	72,0	25,4%	251,1	201,6	24,6%
Outros	25,9	2,1	1160,7%	32,7	20,5	59,4%
Despesa Financeira	-380,0	-254,6	49,3%	-1.246,2	-1.043,4	19,4%
Juros e encargos sobre empréstimos	-263,6	-200,9	31,2%	-877,7	-770,1	14,0%
Variação Monetária	-106,8	-48,9	118,4%	-339,8	-247,4	37,4%
Outras	-9,6	-4,8	100,0%	-28,6	-25,8	10,7%
Total	-263,8	-180,5	46,1%	-962,3	-821,3	17,2%

A Companhia registrou despesa financeira líquida de R\$ 263,8 milhões no 4T24, aumento de R\$ 83,3 milhões (+46,1%) em comparação ao 4T23. A despesa financeira líquida acumulada foi R\$ 141,1 milhões maior (+17,2%) que a registrada em 2023. O resultado reflete, principalmente:

- ▼ Aumento das despesas com juros e encargos devido à maior posição de dívida bruta (+43,2% vs. 4T23) após as captações realizadas pela Companhia em 2024 (15ª, 16ª e 17ª emissões);
- ▼ Maior despesa de variação monetária devido ao maior volume de endividamento indexado ao IPCA (+24,8%), após a 17ª emissão de debêntures em outubro de 2024, além da aceleração da inflação medida pelo IPCA, que foi de 1,4% no 4T24 (vs. 0,8% no 4T23). Destaca-se que, para fins contábeis, o 4T considera a inflação dos meses de setembro a novembro;
- ▼ Maior volume de atualização monetária referente a processos judiciais;
- ▲ Maior rendimento de aplicações financeiras devido ao maior volume aplicado (+91,9%) e à alta do CDI no período (+60 bps); e
- ▲ Maior volume de receita com atualização monetária referente a créditos tributários.

Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ milhões)	Consolidado					
	4T24	4T23	Var (%)	2024	2023	Var (%)
IE Madeira (51%)	24,7	58,2	-57,6%	166,7	170,9	-2,4%
IE Garanhuns (51%)	14,4	14,0	2,4%	46,8	39,1	19,8%
AIE (50%)	69,3	17,2	302,3%	163,5	99,3	64,7%
IE Aimorés	17,2	9,5	81,9%	45,7	35,8	27,7%
IE Paraguaçu	31,3	13,9	124,9%	73,6	53,3	38,2%
IE Ivaí	20,8	-6,2	n.a	44,1	10,2	333,8%
Total	108,4	89,4	21,1%	377,1	309,2	21,9%

O resultado da equivalência patrimonial foi positivo em R\$ 108,4 milhões no 4T24, R\$ 18,9 milhões maior (+21,1%) que o registrado no 4T23. O resultado acumulado da equivalência patrimonial em 2024 foi R\$ 67,8 milhões maior (+21,9%) ao registrado em 2023 devido, principalmente, ao melhor resultado das AIE (Aimorés, Paraguaçu e Ivaí), além da atualização da RAP pelo IPCA para o ciclo 24/25, compensado parcialmente pelo menor resultado da IE Madeira. Seguem os detalhamentos por empresa:

IE Madeira

Apresentou resultado de equivalência patrimonial de R\$ 24,7 milhões no 4T24, com redução de R\$ 33,5 milhões (-57,6%) em relação ao 4T23 explicada principalmente por (i) venda de crédito de ICMS-CIAP no 4T23 no montante de R\$ 36,6 milhões; e (ii) maior despesa de IRPJ/CSLL (+R\$ 46,9 milhões), em razão da padronização do critério de contabilização do imposto em contabilidade regulatória conforme critério adotado pela Companhia. Tais efeitos foram parcialmente compensados pela (i) prorrogação do benefício fiscal da Sudam em dezembro de 2024, que apresentou reajuste de R\$ 13,1 milhões retroativo ao vencimento em dezembro de 2023; (ii) reajuste do ciclo tarifário pelo IPCA; (iii) menor incidência da Parcela Variável por Indisponibilidade ("PVI") com desconto de receita (+R\$ 6,8 milhões); e (iv) pela redução da despesa financeira líquida devido a menor posição de dívida bruta (+R\$ 2,2 milhões). O resultado acumulado em 2024 diminuiu 2,4% em relação a 2023 e, além dos motivos mencionados, também foi impactado por (i) reversão de provisão de Parcela Variável por Atraso na Entrada em Operação ("PVA") no 2T24 no montante de R\$ 34,8 milhões; e (ii) despesa de R\$ 15 milhões no 2T23 devido a adesão ao Litígio Zero, programa que permite a renegociação de dívidas tributárias em troca da desistência de contestações administrativas junto ao Fisco.

IE Garanhuns

Apresentou receita de R\$ 14,4 milhões no 4T24, com aumento de R\$ 0,3 milhão (+2,4%) em relação ao mesmo período do ano anterior explicado, principalmente, por (i) maior receita devido reajuste do ciclo tarifário pelo IPCA; e (ii) menores despesas financeiras devido à redução de 49% da dívida bruta, compensados parcialmente por PA referente a ressarcimento de CDE retroativo no 4T23. Em 2024, a receita de equivalência patrimonial de Garanhuns cresceu R\$ 7,7 milhões (+19,8%) impulsionada também pela entrada em operação de projetos de reforço no 4T23.

Aliança Interligação Elétrica (AIE)

Composta por 3 projetos em sociedade com a TAESA (Aimorés, Paraguaçu e Ivaí), a AIE apresentou receita de R\$ 69,3 milhões no 4T24, 302,3% superior ao mesmo período do ano anterior. Além do crescimento da receita devido ao reajuste do ciclo tarifário pelo IPCA, a variação deve-se a:

- IE Ivaí: (i) reversão parcial da provisão de multa por atraso de entrada em operação decorrente do prognóstico positivo em relação ao recurso administrativo junto à ANEEL (+R\$ 84,9 milhões); (ii) variação nas contas dos impostos diferidos (+ R\$ 9,5 milhões); e (iii) habilitação de 100% da RAP após obtenção do TLD no 1T24. Tais efeitos foram parcialmente compensados por maior depreciação no período após unitização do empreendimento.
- IE Paraguaçu e IE Aimorés: (i) reversão de multa referente a atraso em entrada em operação (+R\$ 25,8 milhões) após decisão favorável de recurso administrativo de excludente de responsabilidade; e (ii) PVA de R\$ 23,7 milhões no 4T23.

Em 2024, os projetos apresentaram receita de R\$ 377,1 milhões (+21,9%). Além das razões mencionadas acima, o resultado acumulado cresceu devido à aprovação do benefício fiscal SUDENE em Paraguaçu e Aimorés a partir de abril de 2023.

[Clique aqui](#) para verificar a demonstração de resultado sintética das controladas em conjunto

IRPJ e CSLL

IRPJ CSLL (R\$ milhões)	Consolidado					
	4T24	4T23	Var (%)	2024	2023	Var (%)
Corrente	396,6	349,2	13,6%	-59,2	-64,5	-8,2%
Diferido	30,4	1,9	1473,0%	83,7	109,1	-23,3%
Total	427,0	351,1	21,6%	24,5	44,5	-45,1%
Taxa efetiva	-107,7%	-62,0%	-45,7 p.p	-1,2%	-2,3%	1,1 p.p

A Companhia registrou receita de R\$ 427,0 milhões com Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido ("IR/CSLL") no 4T24, frente à receita de R\$ 351,1 milhões contabilizada no mesmo período do ano anterior, representando um aumento de 21,6%. A taxa efetiva apurada de imposto no 4T24 foi de -107,7%, frente a taxa efetiva de -62,0% registrada no 4T23.

O aumento da receita no trimestre é explicado pela maior base tributável, com melhor resultado operacional parcialmente compensado por maiores despesas financeiras líquidas, e pelo aumento na distribuição de proventos na forma de Juros Sobre Capital Próprio ("JCP") reconhecidos no 4T24 no montante de R\$ 1.555,5 milhões (+7,1% vs 4T23) e sua respectiva dedutibilidade da base de cálculo do IR/CSLL.

Em 2024, partindo do LAIR da controladora de R\$ 2.024,7 milhões e, após exclusões de JCP e equivalência patrimonial das controladas, a base tributável do exercício de 2024 foi negativa em R\$ 152,4 milhões. Ao aplicar taxa nominal de 34%, o IRPJ/CSLL da controladora apresentou receita de R\$ 51,8 milhões. Somando-se os efeitos das controladas, foi registrada receita de R\$ 24,5 milhões, frente a receita de R\$ 44,5 milhões registrada no ano anterior, decréscimo de R\$ 20,1 milhões. A taxa efetiva de imposto de renda apurada para o consolidado foi negativa em 1,2%, diante da taxa também negativa de 2,3% registrada em 2023. A variação da taxa efetiva consolidada deve-se: (i) maior representatividade do resultado da controladora, que possui alíquota superior à aplicada nas empresas controladas em regime fiscal de lucro presumido; e (ii) alteração no regime tributário de lucro presumido para lucro real da subsidiária IE Aguapéi desde janeiro de 2024. Tais efeitos foram compensados parcialmente pelo (i) ao maior volume do benefício tributário relativo ao pagamento de JCP na Controladora, e (ii) maior representatividade da equivalência patrimonial no resultado consolidado.

Apuração IRPJ CSLL (R\$ milhões)	Exercício Social 2024			
	Controladora	Controladas 100%		Consolidado
Regime Tributário	Lucro Real	Lucro Presumido	Lucro Real	-
(A) Lucro antes do IRPJ/CSLL (LAIR)	2.024,7	344,0	46,7	2.106,4
(+/-) Ajustes ¹	-2.177,2	-	-44,1	-
Juros sobre Capital Próprio Pagos	-1.555,5	-	-	-
Juros sobre Capital Próprio Recebidos Controladas	122,2	-	-44,1	-
Equivalência patrimonial controladas 100%	-366,8	-	-	-
Equivalência patrimonial controladas em conjunto	-377,1	-	-	-
(=) Base/resultado tributável	-152,4	344,0	2,5	-
Taxa Nominal	-34%	-	-34%	-
(B) IRPJ e CSLL	51,8	-26,5	-0,9	24,5
(C) ² Taxa Efetiva	2,6%	-7,7%	-1,8%	1,2%

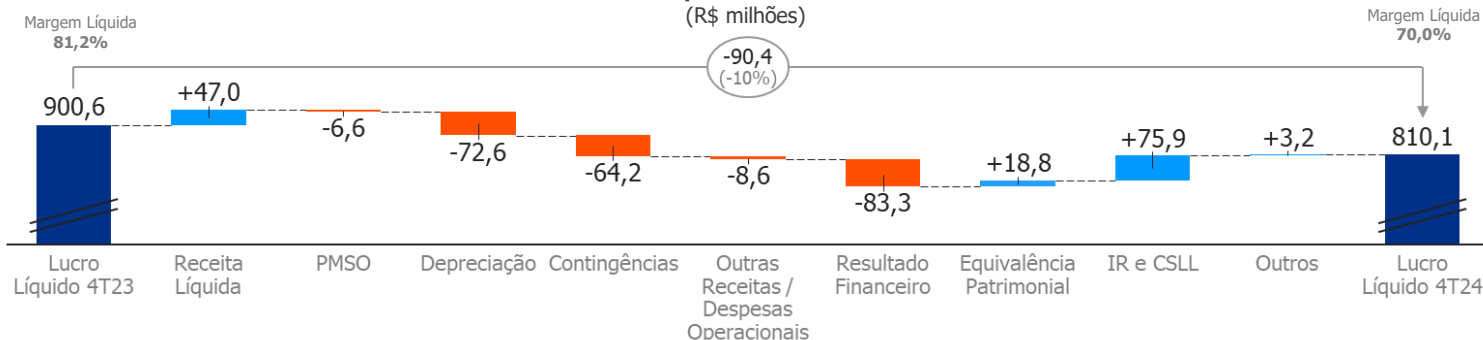
¹ adições e exclusão à base tributável.

² (C) = (B) / (A)

Lucro Líquido¹

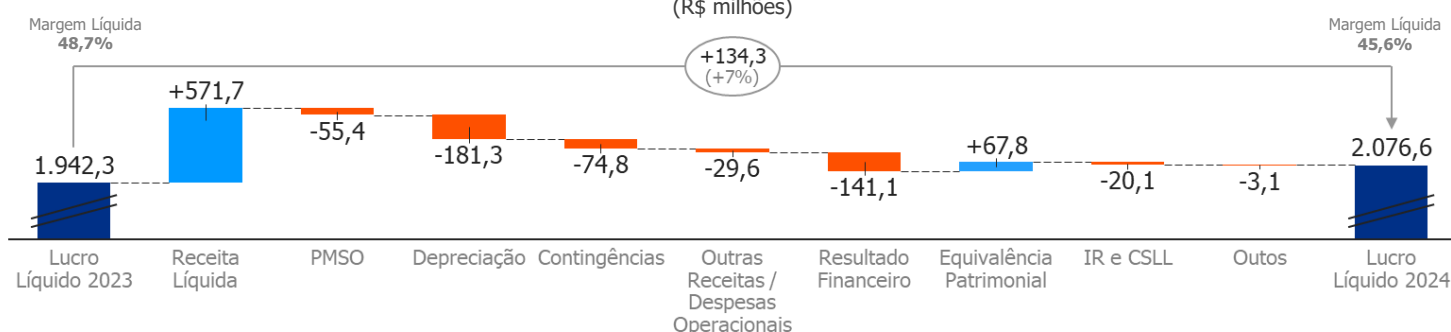
Como resultado das explicações apresentadas, o lucro líquido do trimestre totalizou R\$ 810,1 milhões, redução de 10,0% em relação ao 4T23. O lucro líquido acumulado no ano cresceu R\$ 134,3 milhões (+6,9%) em comparação com o ano de 2023, totalizando R\$ 2.076,6 milhões.

Lucro Líquido¹ 4T24 vs 4T23 (R\$ milhões)



¹ ajustado pela participação do acionista não controlador.

Lucro Líquido¹ 2024 vs 2023 (R\$ milhões)



¹ ajustado pela participação do acionista não controlador.

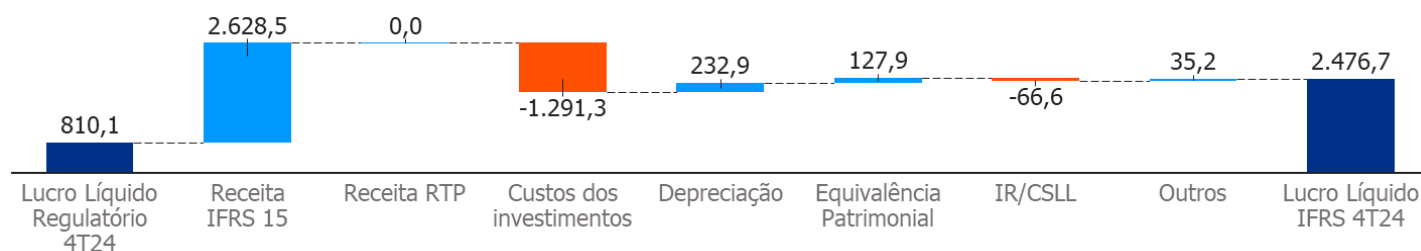
Comparativo de Resultados (Regulatório vs. IFRS)

No 4T24, a Companhia registrou lucro líquido de R\$ 1.211,7 milhões na contabilização IFRS, resultado R\$ 190,3 milhões maior (+18,6%) que o registrado no 4T23. Já no período acumulado do ano, a ISA ENERGIA BRASIL apresentou lucro líquido de R\$ 3.498,4 milhões (+23,1%). A DRE detalhada na contabilidade IFRS está disponível no [anexo IX](#) deste documento.

Demonstração de Resultado (IFRS) (R\$ milhões)	Consolidado					
	4T24	4T23	Var (%)	2024	2023	Var (%)
Receita Operacional Líquida	2.520,1	1.688,0	49,3%	7.966,6	6.215,5	28,2%
Custos dos Serviços de Implementação da infraestrutura, operação e manutenção e de serviços prestados	-1.459,0	-793,2	83,9%	-4.229,1	-2.506,6	68,7%
Lucro Bruto	1.061,0	894,8	18,6%	3.737,5	3.708,9	0,8%
Receitas e Despesas Operacionais	67,5	19,6	245,0%	1.393,8	233,7	496,5%
Lucro antes das receitas e despesas financeiras e dos impostos sobre o lucro	1.128,5	914,4	23,4%	5.131,3	3.942,6	30,2%
Resultado Financeiro	-263,9	-180,6	46,1%	-962,6	-821,6	17,2%
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	864,6	733,8	17,8%	4.168,7	3.121,0	33,6%
Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	360,3	304,1	18,5%	-615,9	-228,6	169,4%
Lucro/Prejuízo Consolidado	1.225,0	1.037,9	18,0%	3.552,7	2.892,4	22,8%
Participação do Acionista não Controlador	-13,3	-16,5	-19,6%	-54,3	-51,2	6,0%
Lucro/Prejuízo	1.211,7	1.021,4	18,6%	3.498,4	2.841,1	23,1%

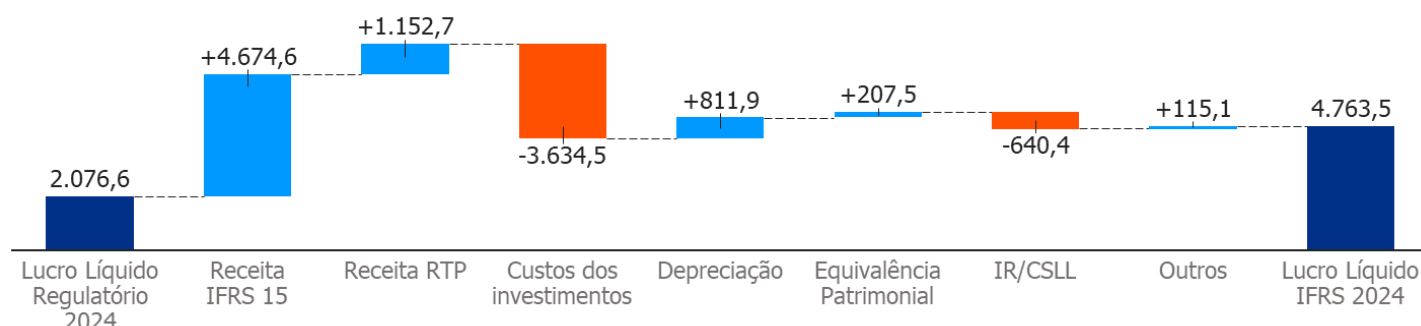
As principais variações entre o resultado consolidado em IFRS e Regulatório no trimestre e no período acumulado estão apresentadas abaixo:

Lucro Líquido¹ 4T24 - Regulatório vs. IFRS (R\$ milhões)



¹ ajustado pela participação do acionista não controlador

Lucro Líquido¹ 2024 - Regulatório vs. IFRS (R\$ milhões)



¹ ajustado pela participação do acionista não controlador

Receita - IFRS 15: No IFRS, as receitas que se referem aos investimentos realizados ao longo da concessão são registradas com o reconhecimento da margem de implementação de infraestrutura e determinação da taxa de desconto do ativo contratual. Além disso, existe a receita de remuneração dos ativos de contrato que é a recomposição do valor a receber pela taxa de desconto ao longo do tempo. No regulatório, a receita reflete a RAP registrada conforme o faturamento no prazo da concessão.

Custos dos investimentos: No IFRS, os custos de implementação de infraestrutura referem-se ao investimento realizado no período de obra, calculados a partir do investimento das aquisições de CapEx (equipamentos, serviços e mão de obra interna e externa). No regulatório, os investimentos são tratados como ativo imobilizado.

Depreciação: No IFRS, não há depreciação de ativos da concessão, uma vez que estes não são considerados ativo imobilizado, e sim ativo contratual ou financeiro. O imobilizado do IFRS refere-se substancialmente a bens utilizados pela Companhia e não vinculados ao contrato de concessão. No regulatório, os ativos da concessão são considerados ativo imobilizado e depreciados linearmente considerando sua vida útil.

Equivalência Patrimonial: Os principais efeitos da equivalência patrimonial são reflexo das explicações da receita, custos e depreciação para as empresas controladas em conjunto.

IR/CSLL: No IFRS, o IR/CSLL são provisionados mensalmente, obedecendo ao regime de competência e apurados conforme previsto na Lei 12.973/14, de forma que os valores efetivamente tributados consideram a realização do caixa. A Companhia adota o regime de lucro real com estimativa mensal.

Segue o cálculo do EBITDA na contabilidade IFRS de acordo com a Resolução CVM 156/22:

(R\$ milhões)	Consolidado					
	4T24	4T23	Var (%)	2024	2023	Var (%)
(=) Lucro Líquido IFRS	1.211,7	1.021,4	18,6%	3.498,4	2.841,1	23,1%
(+) Particip. do Acionista não controlador	13,3	16,5	-19,6%	54,3	51,2	6,0%
(+) IRPJ/CSLL	-360,3	-304,1	18,5%	615,9	228,6	169,4%
(+) Equivalência Patrimonial	-236,2	-110,5	113,8%	-584,6	-489,3	19,5%
(+) Resultado Financeiro	263,9	180,6	46,1%	962,6	821,6	17,2%
(+) Depreciação/Amortização	9,5	5,8	63,3%	37,4	24,9	50,1%
(=) EBITDA IFRS	901,7	809,7	11,4%	4.584,1	3.478,1	31,8%
(-) Equivalência Patrimonial	236,2	110,5	113,8%	584,6	489,3	19,5%
(=) EBITDA IFRS CVM 156/2022	1.138,0	920,2	23,7%	5.168,6	3.967,4	30,3%

Segue o cálculo do EBITDA na contabilidade Regulatória a partir do EBITDA CVM 156/22:

(R\$ milhões)	Consolidado					
	4T24	4T23	Var (%)	2024	2023	Var (%)
EBITDA IFRS (CVM 156/22)	1.138,0	920,2	23,7%	5.168,7	3.967,5	30,3%
(-) Receita de implementação da infraestrutura	-1.523,9	-862,6	76,7%	-4.461,9	-2.575,0	73,3%
(-) Remuneração dos ativos de concessão	-860,0	-692,0	24,3%	-3.028,6	-3.025,1	0,1%
(-) Ganho de eficiência na implementação da infraestrutura	-42,8	7,8	n.a	-98,8	-46,8	111,2%
(-) Receita de O&M	-376,5	-339,0	11,0%	-1.363,8	-1.333,2	2,3%
(+) Receita de uso da rede elétrica	1.314,5	1.257,9	4,5%	5.179,7	4.539,9	14,1%
(+) Outras receitas	3,2	4,0	-20,7%	11,0	10,9	0,8%
(+) PIS e COFINS diferidos	122,0	45,5	168,4%	352,8	199,2	77,1%
(+) Custo de implementação da infraestrutura	1.291,3	617,5	109,1%	3.634,5	1.942,9	87,1%
(-) Custo de O & M	11,1	15,8	-29,7%	32,5	28,7	13,3%
(-) Despesas gerais e administrativas	4,9	1,9	159,8%	2,4	4,0	-41,3%
(-) Equivalência patrimonial	-127,9	-20,9	511,3%	-207,5	-180,1	15,2%
(-) Outras receitas (despesas) operacionais	-51,3	-39,8	28,9%	-150,2	-98,2	52,9%
EBITDA REGULATÓRIO (CVM 156/22)	902,7	916,3	-1,5%	3.918,1	3.438,3	14,0%
(-) Equivalência Patrimonial	-108,4	-89,6	21,0%	-377,1	-309,2	21,9%
EBITDA REGULATÓRIO	794,3	826,7	-3,9%	3.541,0	3.129,1	13,2%

ENDIVIDAMENTO

A dívida bruta da Companhia atingiu R\$ 13.273,8 milhões em 31 de dezembro de 2024, aumento de R\$ 4.005,1 milhões (+43,2%) em relação ao saldo de 31 de dezembro de 2023. O aumento se deve, principalmente, às captações realizadas ao longo do ano para fazer frente aos investimentos da Companhia:

- 15ª emissão de debêntures no montante de R\$ 1.327,4 milhões realizada no 1T24;
- 16ª emissão de debêntures com valor de R\$ 1.000,0 milhão no 2T24;
- Desembolso do BNDES com valor de R\$ 80,0 milhões no 2T24; e
- 17ª emissão de debêntures com valor de R\$ 1.800,0 milhões no 4T24.

Em fevereiro de 2024, a Companhia liquidou a 5ª emissão de debêntures no montante de R\$ 445,0 milhões. Desde então, as únicas dívidas com *covenants* financeiros são os contratos de financiamento com o BNDES, que totalizam R\$ 640,8 milhões. Esses *covenants*, medidos anualmente pelo índice Dívida Líquida/EBITDA, têm um limite de 3,0x. O índice de alavancagem gerencial da Companhia, seguindo a metodologia do BNDES, foi de 2,72x no 4T24, comparado a 2,39x no 4T23. Mais detalhes sobre a alavancagem estão no [anexo VII](#) deste documento.

A mudança no perfil do endividamento, com crescimento do volume indexado ao CDI, e os avanços de 19 bps no IPCA dos últimos 12 meses, e de 60 bps no CDI anualizado (vs. 4T23) levaram o custo médio nominal das dívidas da Companhia para 11,83% a.a. (vs. 11,06% a.a. no 4T23). Considerando o IPCA acumulado dos últimos 12 meses, o custo médio real* da dívida é 6,63%, com aumento de 54 bps (vs. 6,10% no 4T23).

A Companhia encerrou 2024 com o total de R\$ 3.400,7 milhões em disponibilidades (+91,9% vs. 2023). Ao excluir as disponibilidades das empresas controladas em conjunto, a dívida líquida da Companhia atingiu R\$ 10.229,8 milhões em 31 de dezembro de 2024 com aumento de R\$ 2.321,6 milhões (+29,4%) em comparação à dívida líquida em 31 de dezembro de 2023.

(*) Razão entre (i) Custo médio nominal; e (ii) IPCA últimos 12 meses.

Empréstimos e Financiamentos R\$ (milhões)	31/12/2024	31/12/2023	Var (%)
Dívida Bruta³	13.273,8	9.268,7	43,2%
Curto Prazo	1.204,0	652,9	84,4%
Longo Prazo	12.069,8	8.615,8	40,1%
Disponibilidades Consolidadas	3.400,7	1.772,0	91,9%
ISA ENERGIA BRASIL e Controladas	3.044,0	1.360,5	123,8%
Subsidiárias controladas em conjunto ¹	356,7	411,6	-13,3%
Dívida Líquida²	10.229,8	7.908,2	29,4%

¹ Parte dos recursos da Companhia estão em fundos de investimentos exclusivos, que também são utilizados de forma segregada pelas empresas 100% e empresas controladas em conjunto (IE Madeira, IE Garanhuns, IE Aimorés, IE Paraguaçu e IE Ivaí) e referem-se a quotas de fundos de investimentos com alta liquidez, prontamente conversíveis em montante de caixa, independentemente do vencimento dos ativos neles alocados.

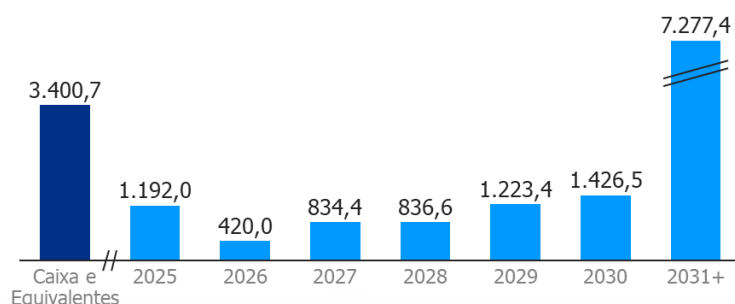
² Dívida líquida considera disponibilidades ISA ENERGIA BRASIL e subsidiárias controladas 100%.

³ Considera arrendamentos mercantis (*leasing*), segundo novo manual de contabilidade do setor elétrico (MCSE) vigente a partir de janeiro de 2022, o qual considera adoção do CPC 6 pela ANEEL.

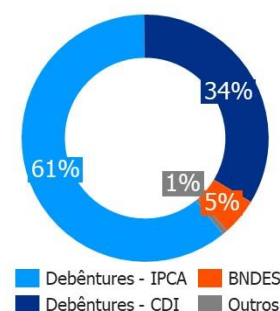
O prazo médio da dívida consolidada da Companhia em 31 de dezembro de 2024 era de 7,6 anos (vs. 7,9 anos em 31 de dezembro de 2023) e seu perfil de amortização é compatível com a natureza do negócio que apresenta baixo risco com alta previsibilidade de receitas e geração de caixa operacional. Além disso, a Companhia possui *rating* corporativo em "triplo A" em escala local com perspectiva estável, estabelecido pela Fitch Ratings que destaca, entre outras coisas, a previsibilidade e a segurança da receita com a forte geração de caixa operacional.

Mais informações sobre o endividamento estão disponíveis no website da Companhia ([clique aqui](#)).

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

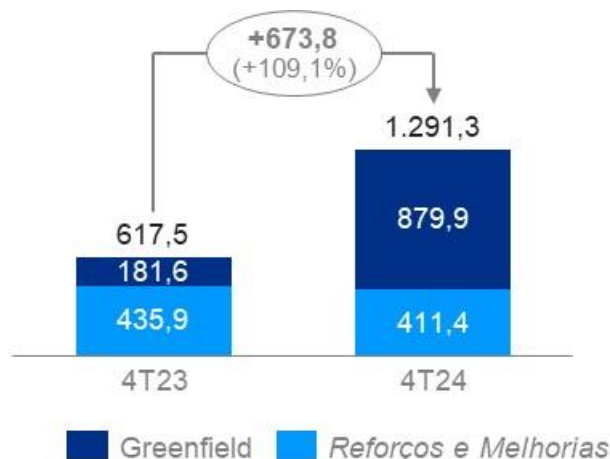


Indexação da Dívida
31/12/2024



INVESTIMENTOS

A ISA ENERGIA BRASIL, suas empresas controladas e empresas controladas em conjunto investiram R\$ 1.291,3 milhões no 4T24, montante recorde em um único trimestre e R\$ 673,8 milhões maior (+109,1%) que o registrado no 4T23. A variação é explicada pelo aumento de R\$ 698,3 milhões (+384,5%) em investimentos realizados em projetos *greenfield*, com destaque para Piraquê, Riacho Grande, Minuano e Serra Dourada, que receberam investimentos de R\$ 501,8 milhões, R\$ 134,6 milhões, R\$ 111,0 milhões e R\$ 68,0 milhões, respectivamente.



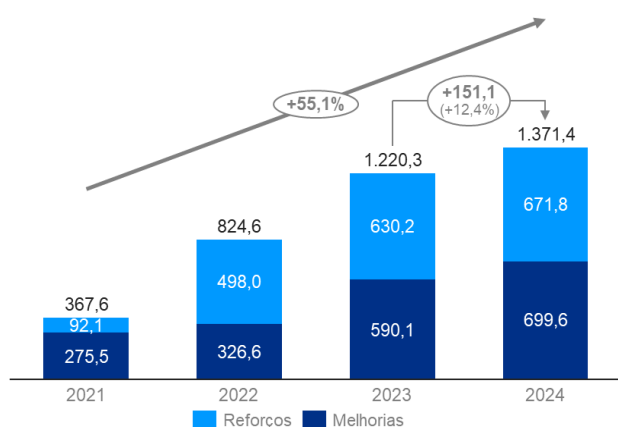
Investimentos em Reforços e Melhorias

A Companhia investiu R\$ 1.371,4 milhões em reforços e melhorias em 2024, aumento de R\$ 151,1 milhões (+12,4%) em comparação com 2023. Nesse período, a ISA ENERGIA BRASIL substituiu 1.794 equipamentos, dentre os quais estão transformadores, disjuntores, chaves seccionadoras, sistemas de proteção e linhas de transmissão. Entre 2021 e 2024, o investimento nesses projetos apresentou taxa de crescimento anual média composta (CAGR) de 55,1%.

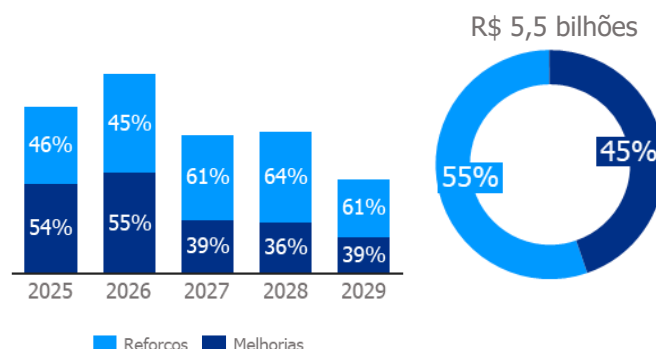
Em 2024 a ISA ENERGIA BRASIL recebeu autorizações para executar 57 novos projetos de reforços e melhorias com investimento total de R\$ 1,7 bilhão. Com isso, atualmente a Companhia possui cerca de R\$ 5,5 bilhões de investimentos em projetos de reforços e melhorias já autorizados pela ANEEL que serão executados até 2029. Estes investimentos são remunerados conforme a Regulação e cabe destacar que a receita de aproximadamente 55% dos projetos de Reforços e Melhorias autorizados entre os anos de 2023 e 2027 será habilitada somente na RTP prevista para acontecer em 2028, com pagamento da receita retroativa às respectivas datas de entrada em operação de cada projeto.

A renovação dos ativos é fundamental para a adequada gestão do sistema de transmissão e, além de garantir a excelência na prestação de serviço com confiabilidade e segurança, permite a redução de custos de operação e manutenção (O&M) e traz maior longevidade aos ativos.

Investimento em Reforços e Melhorias
(R\$ milhões)



Investimento Autorizado para Reforços e Melhorias
(R\$ bilhões, valor real base jun/24)



Investimentos em Projetos *Greenfield*

Em 2024, a Companhia investiu R\$ 2.263,2 milhões em empreendimentos que foram licitados em leilões de transmissão. O aumento de R\$ 1.416,5 milhões (+167,3%) em relação ao mesmo período de 2023 é devido, principalmente, ao investimento de R\$ 1.265,2 milhões no projeto Piraquê que recebeu adiantamentos em contratos de fornecimento de equipamentos e materiais e teve sua construção iniciada em agosto de 2024. Adicionalmente, a Companhia intensificou os investimentos no projeto (i) Riacho Grande, que soma R\$ 350,3 milhões no período e se encontra em estágio avançado de construção; (ii) Minuano, que foi concluído e entrou em operação no 4T24; e (iii) Serra Dourada, que se encontra no processo de licenciamento ambiental e regularização fundiária.

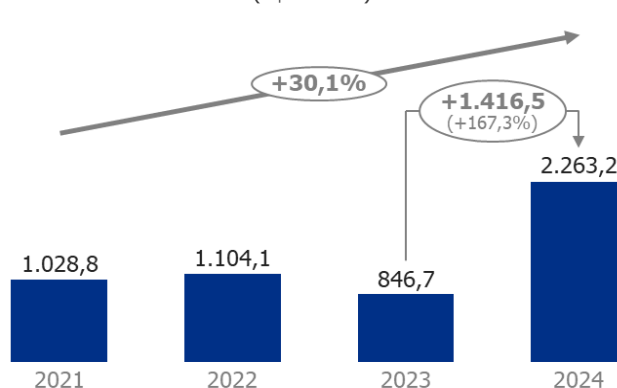
A Companhia ainda possui 6 projetos *greenfield* em execução com investimento ANEEL remanescente de aproximadamente R\$ 8 bilhões e RAP ciclo 24/25 de R\$ 978,7 milhões. Segue tabela com informações dos projetos em construção:

Leilões	Projetos	Situação Atual	Contrato	Empresa	UF	RAP ISA ENERGIA BRASIL Ciclo 24/25 (R\$ milhões)	Início das Obras	Prazo ANEEL	Avanço Físico ¹	CapEx Participação ISA ENERGIA BRASIL (R\$ milhões)	
										Total ANEEL (valor real, data base leilão)	ISA ENERGIA BRASIL (valor nominal, realizado até 31/12/24)
001/2020 (dez/2020)	Riacho Grande (Lote 7)	Em Obras	005/2021	IE Riacho Grande	SP	88,4	3T23	mar-26	80%	1.141,0	530,1
001/2022 (jun/2022)	Piraquê (Lote 3)	Em Obras	008/2022	ISA ENERGIA BRASIL	MG / ES	325,8	3T24	set-27	37%	3.653,6	1.620,5
	Jacarandá (Lote 6)	Em Obras	011/2022	IE Jaguar 8	SP	15,3	3T24	mar-26	49%	232,3	35,5
001/2023 (jun/2023)	Serra Dourada (Lote 1)	Licenciamento Ambiental	006/2023	ISA ENERGIA BRASIL	BA/MG	305,6	2T26	mar-29	17%	3.157,0	211,9
	Itatiaia (Lote 7)	Licenciamento Ambiental	012/2023	ISA ENERGIA BRASIL	RJ/MG	235,6	4T25	mar-29	20%	2.342,3	95,9
	Água Vermelha (Lote 9)	Em Obras	014/2023	IE Tibagi	SP	8,0	3T24	set-26	59%	94,2	34,8
Total (6)						978,7	-	-	31%	10.620,4	2.528,8

¹Avanço do Projeto: evolução de todas as atividades relativas ao empreendimento até sua energização.

Mais informações sobre os projetos *greenfield* estão disponíveis no website da Companhia e você pode acessar [clcando aqui](#).

Investimento em *Greenfield*
(R\$ milhões)



MERCADO DE CAPITAIS

Composição Acionária

Controlada pela ISA, empresa multilatina que atua nos setores de energia elétrica, rodovias e telecomunicações. A Companhia possui 64% das ações em circulação (*free float*).

Acionistas	ISAE3 (ON)		ISAE4 (PN)		Total (ON+PN)	
	Qtd Ações	%	Qtd Ações	%	Qtd Ações	%
ISA Capital do Brasil S.A	230.856.832	89,50%	5.144.528	1,28%	236.001.360	35,82%
Administração	-	-	-	-	-	-
Ações em Circulação (<i>Free Float</i>)	27.080.900	10,50%	395.801.044	98,72%	422.881.944	64,18%
Eletrobras	25.106.829	9,73%	117.399.836	29,28%	142.506.665	21,63%
Outros	1.974.071	0,77%	278.401.208	69,44%	280.375.279	42,55%
Total	257.937.732	100,00%	400.945.572	100,00%	658.883.304	100,00%

Data base: 31/12/2024

Desempenho das Ações

As ações ordinárias ("ISAE3") e preferenciais ("ISAE4") da ISA ENERGIA BRASIL encerraram o quarto trimestre de 2024 cotadas a R\$ 30,49 (-2,3% vs. 3T24) e R\$ 23,01 (-5,7% vs. 3T24). Neste mesmo período, o Índice de Energia Elétrica ("IEE") e o Ibovespa apresentaram desvalorizações de 13,8% e 8,7%, respectivamente. A ISA ENERGIA BRASIL encerrou o quarto trimestre de 2024 com valor de mercado de R\$ 17,1 bilhões e o volume financeiro médio diário negociado ("ADTV²") da ISAE4 foi de R\$ 80,9 milhões no 4T24 (+9,9% vs. 4T23).

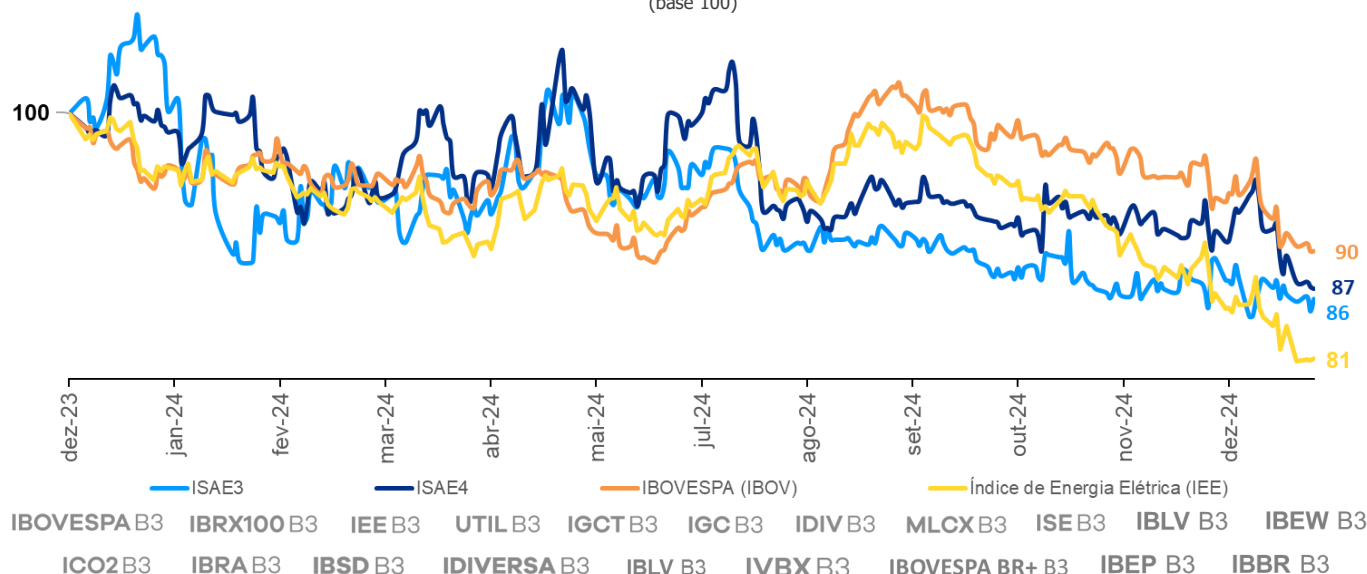
Mercado de Capitais	4T24	4T23	3T24
	658.882.604	658.882.604	658.882.604
Valor de Mercado ¹ (R\$ bilhões)	17,1	19,8	17,8
ISAE3			
Volume médio/dia (mil ações)	3,2	3,3	2,5
Volume financeiro médio/dia - ADTV ² (R\$ mil)	99	106	81
Cotação Média (R\$)	30,9	31,7	32,28
Preço de fechamento (R\$)	30,49	35,45	31,20
ISAE4			
Volume médio/dia (mil ações)	2.699	4.235	3.227
Volume financeiro médio/dia - ADTV ² (R\$ mil)	80.919	73.605	80.220
Cotação Média (R\$)	24,26	23,88	25,06
Preço de fechamento (R\$)	23,01	26,50	24,40

¹ calculado a partir do preço de fechamento das ações no período

² volume diário médio de negociações diárias (ADTV)

Atualmente, a Companhia integra os seguintes índices: Índice Bovespa (Ibovespa B3), Índice Brasil Amplo (IBRA), Índice de Dividendos (IDIV), Índice de Energia Elétrica (IEE), Índice de Governança Corporativa (IGC), Índice de Governança Corporativa Trade (IGCT), Índice MidLarge Cap (MLCX), Índice de Utilidade Pública (UTIL), Índice Brasil 100 (IBRX100), Índice Carbono Eficiente (ICO2), Índice Bovespa Smart Dividendos (IBSD), Índice Bovespa BR+ (IBBR), Índice Bovespa Smart Low Volatility (IBLV), Índice de Diversidade (IDVR), Índice Valor (IVBX) e o Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE).

Evolução ISAE3 x ISAE4 x Ibovespa x IEE – 2024
(base 100)



SUSTENTABILIDADE

Cumprindo com o compromisso de manter a transparência na gestão e relacionamento com os seus grupos de interesse, a ISA ENERGIA BRASIL apresenta os resultados do quarto trimestre de 2024 na sua agenda de sustentabilidade. As informações e indicadores são referentes à ISA ENERGIA BRASIL e às subsidiárias sobre as quais possui participação integral, exceto quando sinalizado em nota de rodapé.

DESTAQUES DO PERÍODO

Inauguração da 1ª usina solar para autoconsumo de energia

A Companhia inaugurou sua primeira usina solar para autoconsumo em Mogi Mirim (SP) representando um marco para a jornada de sustentabilidade e seu compromisso com a transição energética. Composta por 1.165 placas fotovoltaicas, a usina de 500 kW gera energia limpa suficiente para atender 35 unidades consumidoras (subestações) e reduzir em cerca de 38 toneladas as emissões anuais de CO₂. Até 2025, a ISA ENERGIA BRASIL pretende expandir sua capacidade instalada de geração solar em São Paulo para 1.500 kW.

ISA ENERGIA BRASIL na COP 16: diálogos sobre conservação e corredores ecológicos

Com a presença na COP 16 em Cali, na Colômbia, a Companhia articulou diálogos com o governo do Estado de São Paulo no Espaço Brasil. Também apresentou o Programa Conexão Jaguar, iniciativa que apoia técnica e financeiramente a implementação de projetos de conservação em áreas como o Pantanal e a Amazônia, gerando créditos de carbono que são revertidos como forma de garantir a preservação da área e beneficiar comunidades locais. Também pôde compartilhar suas experiências em painéis sobre REDD+, corredores ecológicos e bioeconomia, destacando a importância da parceria entre setores público e privado para a proteção da natureza.

Encontro com Fornecedores e Encontro pela Vida

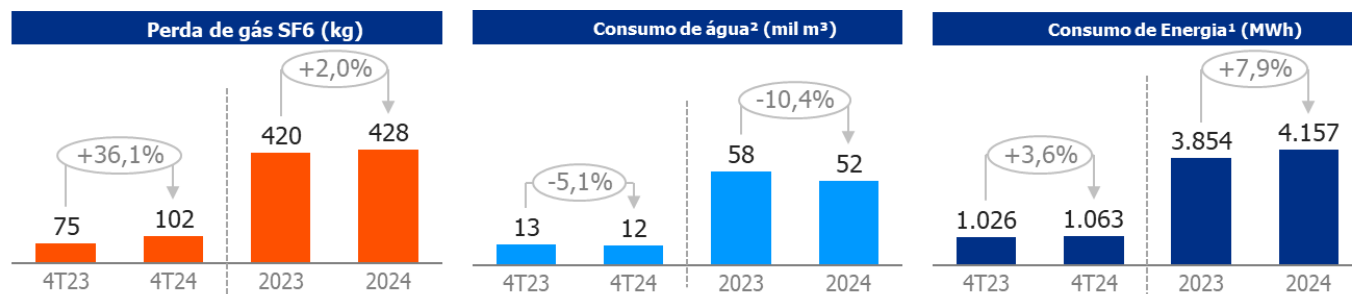
A Companhia realizou o Encontro com Fornecedores e o Encontro pela Vida, reunindo mais de 200 representantes de 130 empresas parceiras. O evento, além de apresentar o planejamento estratégico da Companhia, serviu como uma oportunidade para reconhecer e premiar os fornecedores que se destacaram em segurança e reafirmar seu compromisso com a vida e o bem-estar em toda a cadeia de valor com ações que promovem a saúde e a segurança.

Ações Voluntárias

A Companhia possui o Programa de Voluntariado Corporativo que, em 2024, contou com a participação de mais de 300 colaboradores e mais de 640 horas dedicadas a atividades voluntárias que impactaram mais de 2 mil pessoas, fortalecendo laços e promovendo o bem-estar social. No 4T24 foram promovidas ações de voluntariado em parceria com diversas ONGs (Cabelegría, Instituto da Oportunidade Social, e Sonhar Acordado) com atividades como doação de sangue, confecção de brinquedos, revitalização de espaços comunitários e gincanas com crianças.

INDICADORES DE SUSTENTABILIDADE

Emissões e ecoeficiência*



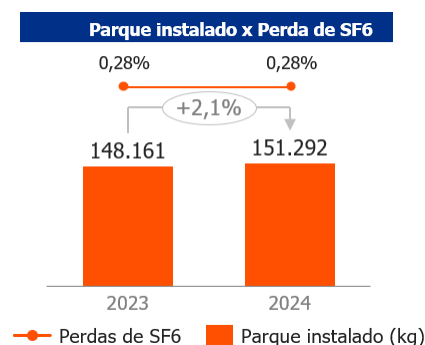
¹ considera o consumo de energia proveniente exclusivamente da concessionária | ² considera o consumo de água proveniente de distribuidora e poço tubular.

*os dados do 4T23 podem sofrer ajustes até a auditoria externa que será concluída no primeiro trimestre de 2025.

As metas anuais de ecoeficiência da Companhia compreendem, prioritariamente, a redução de emissões relacionadas ao gás SF₆, consumo de energia, água, combustível, geração de resíduos, e emissões evitadas com a modalidade de teletrabalho.

As perdas de gás SF₆ são as principais emissões diretas da Companhia, motivo pelo qual foram mantidos esforços contínuos para controlá-los rapidamente e para buscar alternativas de substituição, as quais, podem ser citadas a intensificação de ações preventivas e a utilização de tecnologias digitais, câmeras de monitoramento e projetos de inovação, buscando reduzir a ocorrência de vazamentos e ter maior agilidade em ações de remediação.

Com relação ao ano de 2023, a perda de gás SF₆ aumentou 2,0%. O resultado do 4T24 cresceu 36,1% na comparação devido a ocorrência de vazamento em um equipamento novo e que foi rapidamente corrigido.



Mesmo com o aumento do parque instalado em relação ao ano de 2023 em mais de 3.100,0 kg, as perdas foram mantidas abaixo de 430,0 kg no ano, mantendo o patamar do ano anterior e fechando o ano a 0,28%, índice substancialmente inferior à referência da norma internacional da Comissão Eletrotécnica Internacional ("IEC"), abaixo de 0,5%.

Com relação ao consumo de energia, houve um aumento de +7,9% no consumo anual, que é justificado pela energização de novos projetos em 2024 e diversos projetos de reforços e melhorias que envolvem obras estruturais nos ativos em operação. Já em relação no consumo de água nas instalações e escritórios, houve reduções de -5,1% no 4T24 e de -10,4% no resultado acumulado do ano.

Saúde e Segurança do Trabalho ("SST")

A Companhia registrou oito acidentes no 4T24, sendo seis sem afastamento e dois com afastamento. Diante desse cenário, foram implementadas diversas medidas para fortalecer a cultura de segurança com destaque para o aumento da presença de profissionais de SST em atividades de alto risco, a correção de não conformidades identificadas em campo e a intensificação das atividades de treinamento e conscientização. Com essas iniciativas, a ISA ENERGIA BRASIL busca consolidar a nossa cultura de segurança e reduzir ainda mais os indicadores de acidentes.

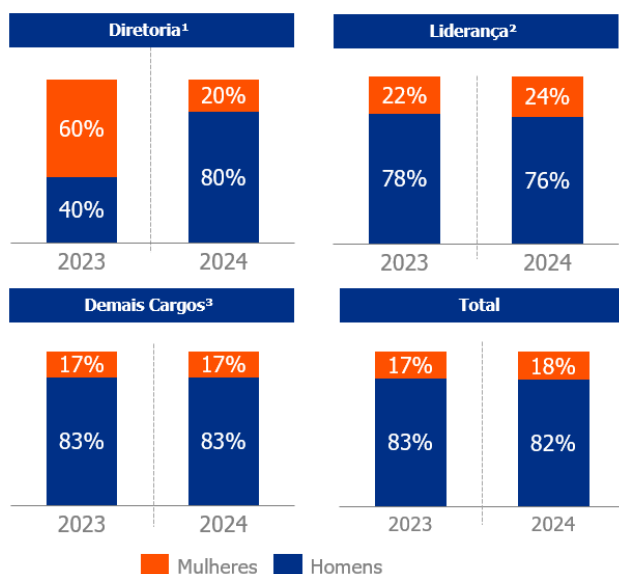
Categoria / Colaboradores	4T23	4T24	Var (%)	2023	2024	Var (%)
Acidentes sem afastamento						
Próprios	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Terceiros	1	6	5,0	3	12	3,0
Total	1	6	5,0	3	12	3,0
Acidentes com Afastamento						
Próprios	0	0	N.A.	0	2	N.A.
Terceiros	1	2	1,0	3	4	0,3
Total	1	2	1	3	6	1,0
Acidentes com óbitos						
Próprios	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Terceiros	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Total	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Taxa de frequência de acidentes						
Próprios	0,0	0,0	N.A.	0	1	N.A.
Terceiros	1,3	2,0	0,6	1,0	1,5	0,5

Diversidade*

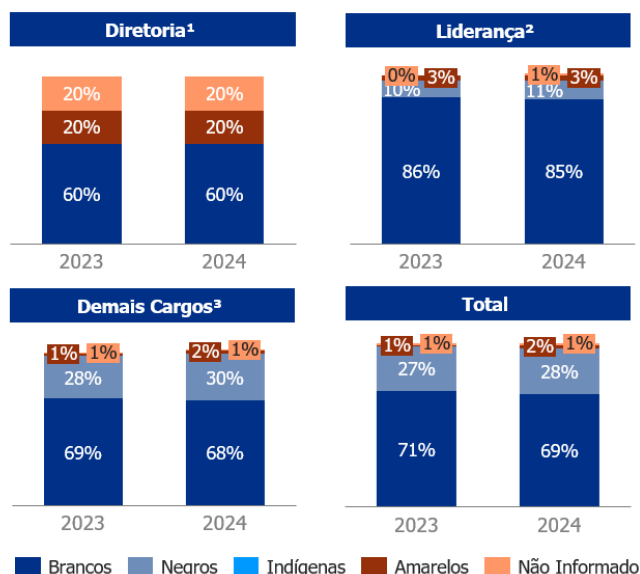
Em 2024, a ISA ENERGIA BRASIL realizou um diagnóstico aprofundado com o apoio de uma consultoria especializada que possibilitou ajustar o Plano Tático e realizar o primeiro Workshop de Liderança Inclusiva. Ações como a criação de grupos de afinidade, a implementação de seleções afirmativas e a oferta de capacitações específicas visam garantir um ambiente de trabalho seguro e acolhedor para todos os colaboradores.

A liderança da Companhia terminou 2024 composta por 24% de mulheres e 11% de pessoas pretas e pardas, com avanços de 2 p.p. e 1 p.p., respectivamente. Ao analisar a totalidade do quadro de colaboradores, esses grupos passaram a representar 18% e 28%, respectivamente.

Diversidade de Gênero (%)



Étnico-racial (%)⁴



¹ Diretores estatutários e Presidente.

² Diretores empregados, Gerentes e Coordenadores.

³ Especialistas e demais cargos, exceto Conselheiros, Aprendizes e Estagiários.

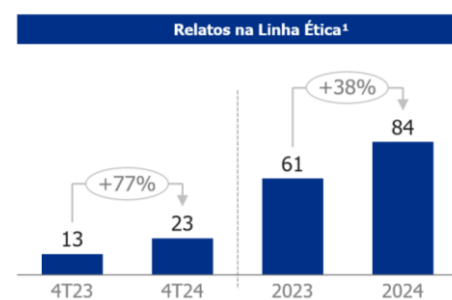
⁴ As informações étnico-racial são feitas de acordo com as classificações do IBGE.

* Os indicadores de diversidade consideram o total de colaboradores no último dia de cada período.

Comportamento ético

No último trimestre, a Companhia recebeu 23 (+10 vs. 4T23) denúncias pela Linha Ética o que demonstra a confiança dos colaboradores em reportar possíveis irregularidades. Os casos confirmados foram devidamente investigados e as medidas disciplinares aplicadas.

A ISA ENERGIA BRASIL continua investindo em ações de capacitação e sensibilização para fortalecer a cultura de ética e integridade, garantindo um ambiente de trabalho seguro e transparente para todos.



Conformidade Ambiental

A Companhia não registrou multas significativas¹ por não conformidade ambiental no período, tendo recebido apenas uma sanção não monetária referente a nível de ruído em subestação, da qual já está em análise o recurso administrativo.

¹ Multa não significativa: Sanções por não conformidade ambiental (valor inferior a US\$10 mil).

EVENTOS DO PERÍODO

ISA ENERGIA BRASIL

Em 2024, a Companhia completou 25 anos de uma história marcada por conquistas que fizeram parte da evolução do setor de transmissão brasileiro e expandiu suas fronteiras que começaram em São Paulo e, atualmente, está presente em 18 estados. Para refletir essa trajetória de expansão nacional e reforçar o posicionamento da empresa como protagonista na transição energética a ISA ENERGIA BRASIL passou a adotar uma identidade corporativa unificada entre marca, razão social e *ticker* na B3. Assim, as ações de emissão da Companhia passaram a ser negociadas na B3 sob os códigos "ISAE3" (ordinária) e "ISAE4" (preferencial) em substituição a "TRPL3" e "TRPL4", conforme deliberado pela Assembleia Geral Extraordinária. Para maiores informações, [clique aqui](#).

Aprovação de pagamento de Juros sobre Capital Próprio

Em 12 dezembro de 2024, o Conselho de Administração aprovou distribuição de proventos via JCP relativos ao exercício social de 2024 no montante de R\$ 1.555,5 milhões (R\$ 2,360835 por ação), dividido em três pagamentos iguais de R\$ 518,5 milhões com datas de pagamento previstas para: (i) 21 de janeiro de 2025; (ii) 21 de fevereiro de 2025; (iii) 21 de março de 2025. [Clique aqui](#) para maiores detalhes.

Início da operação comercial do projeto Minuano

Em 20 de dezembro de 2024, após o recebimento do Termo de Liberação Definitivo ("TLD"), a Companhia deu início a operação comercial da segunda fase do projeto Minuano. O empreendimento contribui com o escoamento de energia na região Sul do País e aumenta a qualidade no atendimento à Região Serrana do Rio Grande do Sul. O TLD faz jus ao recebimento integral da RAP de R\$ 50,2 milhões (ciclo tarifário 2024/2025). O investimento realizado foi de aproximadamente R\$ 720 milhões e foi integralmente financiado por debêntures verdes de infraestrutura emitidas pela Companhia. Para mais detalhes [clique aqui](#).

Obtenção de Licenças Ambientais do projeto Jacarandá

Em 17 de outubro de 2024, a Companhia Ambiental do Estado de São Paulo ("CETESB") emitiu as Licenças Ambiental Prévia e de Instalação da Subestação Água Azul do Projeto Jacarandá. Com a obtenção das licenças, a Companhia iniciará as obras, cujo prazo de energização estabelecido pela ANEEL é março de 2026. Para maiores informações, [clique aqui](#).

Atualização sobre a ação de cobrança contra a Fazenda Pública do Estado de São Paulo

Em 10 de outubro de 2024, O Superior Tribunal de Justiça ("STJ") suspendeu o trâmite processual da ação de cobrança que a Companhia move contra a Fazenda Pública do Estado de São Paulo ("FESP", "SEFAZ") por 180 (cento e oitenta) dias por convenção das partes para tentativa de conciliação. A tentativa de conciliação amigável não significa prejuízo aos direitos da Companhia e não altera qualquer decisão judicial vigente ou o atual fluxo de pagamentos. Para maiores informações, [clique aqui](#).

EVENTOS SUBSEQUENTES

Participação da ISA ENERGIA BRASIL nos principais índices da B3

Em janeiro de 2025, a Companhia confirmou a manutenção da participação das suas ações preferenciais, ISAE4, na carteira do índice Ibovespa, reforçando a solidez no mercado de capitais com compromisso de geração de valor sustentável para seus acionistas. Além disso, pelo terceiro ano consecutivo, a ISA ENERGIA BRASIL participa da carteira dos seguintes índices:

- Índice de Sustentabilidade Empresarial ("ISE"): indicador do desempenho médio das cotações dos ativos de empresas selecionadas pelo seu reconhecido comprometimento com a sustentabilidade empresarial;
- IBRX100: índice que contempla o desempenho médio das cotações dos 100 ativos com maior negociabilidade e representatividade do mercado de ações;
- ICO2: ações das empresas participantes do IBrX 100 que reportam de forma transparente suas emissões de gases de efeito estufa ("GEE"). Cabe destacar que a ISA ENERGIA BRASIL está entre as empresas de capital aberto que possui o menor coeficiente de emissão ponderado pela receita.

OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES

Revisão Tarifária Periódica (RTP) 2024 - Concessão Paulista (contrato renovado 059/2001)

Valores na data base junho de 2023

Em 08 de julho de 2024, a Diretoria da ANEEL aprovou a Resolução Homologatória ("ReH") Nº 3.344/2024 ([clique aqui](#)), que apresentou o resultado da Consulta Pública nº 012/2024 ("CP") ([clique aqui](#)), que consta do Processo nº 48500.007747/2022-06, para apresentar o resultado da Revisão Periódica de 2023 RAP dos Contratos de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica prorrogados nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, dentre os quais, o Contrato de Concessão nº 059/2001, referente a concessão Paulista, outorgado à Companhia.

O Contrato renovado define, em sua cláusula oitava, as regras de revisão suficientes para manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, com periodicidade quinquenal considerando a primeira revisão periódica em julho de 2018. Portanto, a segunda revisão estava prevista para ocorrer em julho de 2023.

Em 31 de janeiro de 2023, a ABRATE, por meio da Carta CT-004/2023, solicitou a postergação da Revisão para julho de 2024 para discussão adequada da metodologia a ser aplicada na revisão e dilatação de prazo para consolidação da documentação necessária para o processo de fiscalização. Desta forma, por meio do Despacho nº 402, de 14 de fevereiro de 2023, a ANEEL deu provimento ao pedido. Diante do exposto, os efeitos financeiros decorrentes da revisão retroagiriam a julho de 2023, sendo compensados por meio de PA, denominada de "PA Postergação".

Em 19 de abril de 2024, foi emitida a Nota Técnica nº 58/2024-STR/ANEEL, contendo a instrução de proposta para abertura de CP para a revisão tarifária e, em 24 de abril de 2024, CP nº 12/2024, com vigência entre 24 de abril a 23 de maio de 2023. O prazo foi prorrogado para 27 de maio de 2023, a pedido das transmissoras. Por meio do Memorando nº 128/2024-SFF/ANEEL, de 8 de julho de 2024, a Superintendência de Fiscalização Econômica ("SFF") encaminhou as informações referentes à BRR das transmissoras prorrogadas para consideração no presente processo, após conclusão do processo de fiscalização.

Em 8 de julho de 2024, foi emitida a Nota Técnica nº 103/2024-STR/ANEEL pela Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica ("STR"), contendo a instrução de proposta para conclusão da CP nº 12/2024 e os efeitos da RTP serão aplicados entre 1º de julho de 2024 e 30 de junho de 2028.

A resolução homologatória fixou o reposicionamento da RAP definindo índice de reposicionamento tarifário que resulta 12,84% inferior à RAP homologada pela ReH nº 2.714/20, no montante de R\$ 2.011,9 milhões.

Cumprir destacar que, conforme mencionado na referida resolução, a RAP total deve ser acrescida do componente financeiro do RBSE vigente, homologados nas Resoluções Homologatórias nº 2.845/2021 a nº 2.853/2021. O componente financeiro da Portaria MME nº 120/2016 refere-se ao custo de capital dos ativos RBSE, que não foi pago às transmissoras entre janeiro de 2013 e junho de 2017. Destaca-se que esses valores são objetos de Pedidos de Reconsideração, os quais ainda aguardam julgamento pela Diretoria da ANEEL. Desse modo, tais valores não fazem parte do escopo desse processo de revisão, uma vez que estão sendo discutidos no âmbito de outros processos.

Revisão Tarifária Periódica (RTP) 2024	Evolução RAP - Contrato Renovado 059/2001			
R\$ milhões, valores reais data base jun/23	Pós RTP (ReH 3.344)	RAP ciclo 23/24	Var (R\$)	Var (%)
RBSE	2.025,3	2.374,6	-349,3	-14,7%
Componente Econômico (CAAE)	528,0	895,2	-367,1	-41,0%
Componente Econômico (Outros)	46,6	28,8	17,8	61,8%
Componente Financeiro	1.450,6	1.450,6	0,0	0,0%
Reforços e Melhorias (R&M)	625,9	558,7	67,2	12,0%
R&M Base Blindada	258,9	320,6	-61,6	-19,2%
R&M Base Incremental com RAP Prévia	255,9	238,1	17,8	7,5%
R&M Base Incremental sem RAP Prévia	111,1	0,0	111,1	n.a
RAP O&M	811,4	824,9	-13,6	-1,6%
Total	3.462,6	3.758,2	-295,7	-7,9%

O componente econômico do RBSE refere-se à remuneração pelo custo de capital dos ativos classificados como RBSE e ainda não depreciados. Essa parcela de receita é devida às transmissoras prorrogadas enquanto tais ativos não

estiverem totalmente depreciados. A tabela acima segrega o RBSE entre o Custo Anual dos Ativos Elétricos (“CAAE”) e outros (Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI e Outras Receitas). Após processo de depreciação dos ativos durante o período da atual revisão tarifária, o novo patamar de RAP para o componente econômico do RBSE definido para a Companhia é de R\$ 574,6 milhões.

Os projetos de Reforços e Melhorias (“R&M”) energizados no período de cinco anos anterior à RTP e que passam por sua primeira RTP terão seus investimentos reavaliados na revisão. Com isso, esses ativos passam a compor a BRR blindada e tem suas respectivas RAPs reavaliadas de forma definitiva seguindo a reavaliação dos investimentos.

Em contrapartida, os reforços e melhorias que já passaram por RTP fazem parte da base blindada e não necessitam de nova valoração passam apenas por atualização dos parâmetros de cálculo, efetuando as depreciações e eventuais baixas incorridas. A RAP de R&M cresceu 12% com a RTP, tendo sido definida em R\$ 514,8 milhões para as instalações com receita previamente estabelecida e R\$ 111,1 milhões para as instalações autorizadas sem receita prévia, demonstrando a materialização da geração de valor decorrente da estratégia de crescimento sustentável.

A RTP também estabeleceu a aplicação de nova trajetória da RAP de O&M, entre os custos operacionais regulatórios que compunham a RAP no momento da revisão e os custos considerados eficientes. A identificação do nível eficiente de custos é obtida pela comparação entre as transmissoras por meio de um processo de *benchmarking*. Também foi estabelecido Fator X de 0,817%, um componente aplicado na remuneração dos custos de O&M que tem como objetivo capturar ganhos de eficiência e incentivar a melhoria da qualidade técnica dos serviços prestados pelas concessionárias. Com isso, será adotada uma trajetória decrescente nos custos operacionais regulatórios entre os ciclos tarifários 23/24 e 27/28, que será reconhecida e está discriminada na tabela abaixo:

Trajetória RAP de O&M ¹ (R\$ milhões, base jun/23)				
Ciclo 23/24	Ciclo 24/25	Ciclo 25/26	Ciclo 26/27	Ciclo 27/28
811,4	785,3	759,9	735,3	711,5

¹valores já consideram a aplicação de Fator X = 0,817%

Os valores da RAP do contrato 059/2001 definidos na ReH 3.344, somados aos do componente financeiro do RBSE, compõem um valor total de R\$ 3.462,6 milhões, líquidos de PIS e COFINS para o ciclo 24/25.

A resolução também definiu os valores das seguintes PAs para tratar eventuais ajustes financeiros:

- PA Retroatividade: parcelas adicionais da RAP dos reforços e melhorias que estão passando pela primeira revisão periódica (base incremental) retroativa às suas respectivas datas de energização, já descontadas das anuidades de melhorias. Essa PA deve ser compensada em parcelas iguais até a próxima RTP;
- PA Postergação: refere-se às diferenças financeiras decorrentes da postergação da revisão periódica da RAP dos contratos prorrogados de julho/2023 para julho/2024. Essa PA deve ser compensada em um único ciclo tarifário;
- PA Outros Ajustes: refere-se aos demais ajustes, também compensada em um único ciclo tarifário.

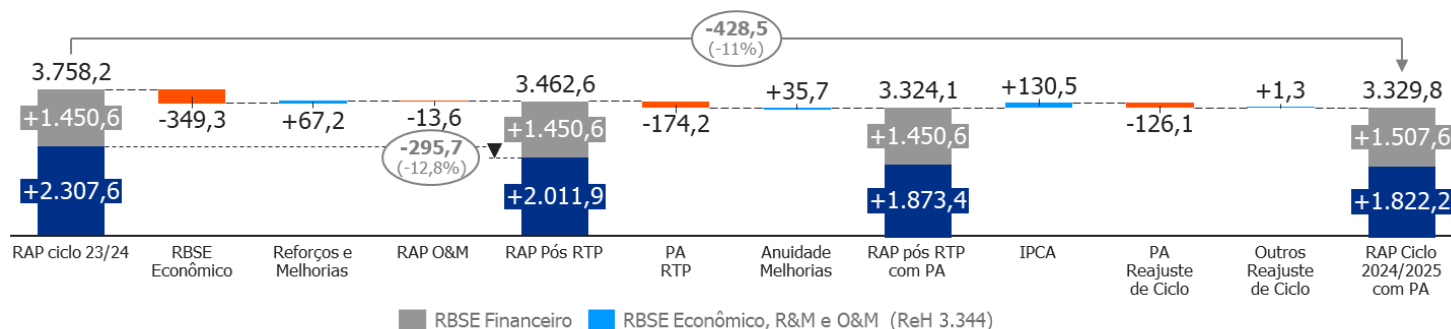
Além das parcelas listadas acima, há outro componente adicional à RAP das transmissoras renovadas chamado de anuidade de melhorias de pequeno porte. Tal componente serve de adiantamento de parte dos valores de receita associados à execução das melhorias de pequeno porte sem receita previamente estabelecida. O valor de anuidade definido foi R\$ 35,7 milhões entre os ciclos tarifários de 23/24 e 27/28.

Revisão Tarifária Periódica (RTP) 2024 R\$ mil, valores reais data base jun/23	Parcela de Ajuste (PA) - Contrato Renovado 059/2001				
	PA Ciclo 24/25	PA Ciclo 25/26	PA Ciclo 26/27	PA Ciclo 27/28	PA RTP TOTAL
PA Postergação	-263,4	-	-	-	-263,4
RBSE Econômico	-363,5	-	-	-	-363,5
R&M Base Blindada	-61,6	-	-	-	-61,6
R&M Base Incremental com RAP Prévia	17,7	-	-	-	17,7
R&M Base Incremental sem RAP Prévia	144,0	-	-	-	144,0
PA Retroatividade Anual (R&M)	85,7	85,7	85,7	85,7	343,0
R&M Base Incremental com RAP Prévia	51,7	51,7	51,7	51,7	206,9
R&M Base Incremental sem RAP Prévia	34,0	34,0	34,0	34,0	136,1
PA Outros Ajustes	3,4	-	-	-	3,4
PA TOTAL	-174,2	85,7	85,7	85,7	83,0
Anuidade Melhorias	35,7	35,7	35,7	35,7	143,0
Total Adicionais a RAP	-138,5	121,5	121,5	121,5	226,0

Desta forma, o resultado da PA e demais adicionais à RAP do contrato 059/2001 definido após processo de RTP foi negativo em R\$ 138,5 milhões. Os valores de PA definidos para os próximos ciclos estão dispostos abaixo:

Assim, a RAP estabelecida para o contrato renovado 059/2001 após RTP, acrescida das PAs do ciclo e reajustada monetariamente pelo IPCA da RTP, na data base junho de 2024, foi definida em R\$ 3.329,8 milhões.

Evolução da RAP Ciclo
(milhões)



Os principais motivos para a redução de aproximadamente R\$ 428,5 milhões (-11%) em relação ao ciclo tarifário anterior (2023/2024) são:

- ▼ Redução do componente econômico da RBSE em consequência da depreciação acumulada e das desmobilizações incorridas no período de 2018 a 2022;
- ▲ Novos projetos de reforços e melhorias que entraram em operação no período, compensados parcialmente pela depreciação acumulada de projetos antigos;
- ▼ Redução da RAP de O&M devido a aplicação do Fator X;
- ▼ PA negativa para o ciclo tarifário 24/25;
- ▲ Aplicação de anuidade de melhorias no montante de R\$ 35,7 milhões; e
- ▲ Correção monetária do ciclo 2024/2025 (IPCA);

Destaca-se que os valores de RAP e de Parcela de Ajuste definidos na revisão tarifária devem ser acrescidos dos montantes definidos no processo de reajuste de ciclo tarifário 24/25, através da Resolução Homologatória 3.348, publicada no dia 16 de julho de 2024. Para conferir o resultado da RAP do ciclo 24/25, [clique aqui](#).

Revisão Tarifária Periódica (RTP) - Contratos Licitados

RTP Licitadas 2024

Em julho de 2024, foi publicada a Resolução Homologatória nº 3.343/2024 ([clique aqui](#)), a qual reposicionou a RAP dos contratos dos empreendimentos licitados com RTP prevista para o ciclo tarifário em julho de 2024, entre eles: 015/2008 (IE Jaguar 9), 012/2018 (IE Biguaçu), 016/2008 (IE Sul), 013/2008 (IE Sul) das empresas controladas e, 013/2009 (IE Madeira) e 015/2009 (IE Madeira) para a empresa de controle compartilhado.

O índice de reposicionamento econômico real médio foi de +0,77%, com impacto positivo de R\$ 2,7 milhões em valor absoluto. O que representa um aumento de 0,04% na RAP Potencial de R\$ 6,2 bilhões da Companhia (Ciclo 23/24), sem considerar PAs. Considerando o IPCA do período de 3,93%, o índice de reposicionamento nominal médio, ponderado pela participação da ISA ENERGIA BRASIL, para essas concessões foi de 4,72%:

RTP 2024 Licitadas								
Empresa	Particip. ISA CTEEP (%)	Contrato	RAP (R\$ milhões, sem PA)			Índice Reposicionamento		Impacto na RAP (A x B) (R\$ milhões)
			Vigente (jun/23) (A)	Revisada (jun/24)	var R\$	Nominal	Real (B)	
IESul	100%	016/2008	18,4	19,4	+1,0	5,52%	1,54%	0,3
		013/2008	8,0	8,3	+0,4	4,84%	0,88%	0,1
IE Madeira	51%	013/2009	372,7	387,7	+15,0	4,02%	0,09%	0,3
		015/2009	320,6	334,6	+14,0	4,36%	0,42%	1,4
IE Jaguar 9	100%	015/2008	61,0	65,8	+4,8	7,89%	3,81%	2,3
IE Biguaçu	100%	012/2018	51,7	53,4	+1,8	3,41%	-0,49%	-0,3
IE Jaguar 8	100%	012/2008	14,4	15,2	+0,8	5,72%	1,73%	0,2
IE Itapura	100%	021/2018	13,7	14,1	+0,4	3,17%	-0,72%	-0,1
Total			860,4	898,6	+38,2	4,44%	0,50%	4,3
Total Particip. ISA CTEEP			349,2	365,7	+16,5	4,72%	0,77%	2,7

Cabe destacar que apenas o contrato 015/2008, da subsidiária controlada IE Jaguar 9, apresentou valores de PA, devido a efeitos retroativos de RAP de reforços que entraram em operação entre os anos de 2018 e 2022, no montante de R\$ 1,6 milhão. O valor será recebido anualmente até a próxima revisão tarifária, prevista para julho de 2029.

RTP Licitadas 2023

Em junho de 2023 foi publicada a Resolução Homologatória nº 3.205/2023 ([clique aqui](#)) que reposicionou a RAP dos contratos dos empreendimentos licitados com Revisão Tarifária prevista para julho de 2023, entre eles: (i) 001/2008 (IENNE), 026/2017 (IE Tibagi), 027/2017 (IE Itaquerê), 042/2017 (IE Jaguar 6) e 046/2017 (IE Aguapeí) das empresas controladas, e 022/2017 (IE Ivaí) entre as empresas de controle compartilhado.

No entanto, os efeitos da referida Resolução foram desconsiderados na Resolução Homologatória nº 3.216, a qual homologou a RAP para o ciclo 23/24 (julho de 2023 a junho de 2024). A Companhia entrou com recurso administrativo junto a ANEEL, pleiteando a consideração do reposicionamento tarifário.

Em 12 de dezembro de 2023, foi publicado o Despacho nº 4.675, onde consta o resultado do referido recurso administrativo, no qual a ANEEL reconhece os efeitos na RAP das concessões envolvidas. Desta forma, os efeitos passaram a ser aplicados a partir do reajuste do ciclo tarifário de 2024/2025.

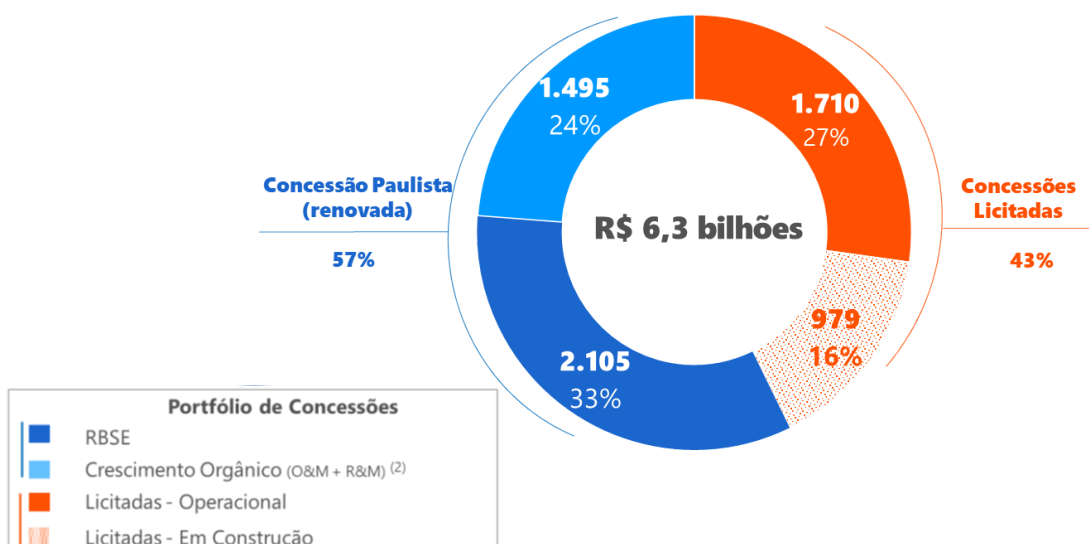
O índice de reposicionamento econômico real médio para os empreendimentos foi de -1,30%, com impacto de - R\$ 5,6 milhões em valor absoluto, o que representa uma redução de 0,09% na RAP Potencial de R\$ 6,2 bilhões da Companhia (Ciclo 23/24). O reposicionamento nominal médio para essas concessões foi de 2,57%:

RTP 2023								
Empresa	Contrato	Particip. ISA CTEEP (%)	RAP (R\$ milhões, sem PA)			Índice Reposicionamento		Impacto na RAP (A x B) (R\$ milhões)
			Vigente (jun/23)	Revisada (jun/24)	var R\$	Nominal	Real	
IENNE	001/2008	100%	61,3	67,7	+6,4	10,51%	6,31%	+3,9
IE Ivaí	022/2017	50%	375,9	378,6	+2,7	0,74%	-3,08%	-11,6
IE Tibagi	026/2017	100%	22,3	22,5	+0,2	0,84%	-2,98%	-0,7
IE Itaquerê	027/2017	100%	64,9	67,2	+2,3	3,53%	-0,39%	-0,3
IE Jaguar 6	042/2017	100%	15,1	15,3	+0,3	1,67%	-2,18%	-0,3
IE Aguapeí	046/2017	100%	75,5	75,9	+0,5	0,62%	-3,19%	-2,4
Total		-	615,0	627,3	+12,3	2,01%	-1,85%	-11,4
Total Particip. ISA CTEEP		-	427,0	438,0	+11,0	2,57%	-1,30%	-5,6

RAP Ciclo 24/25

Em 16 de julho de 2024 foi publicada a Resolução Homologatória nº 3.348/2024 ([clique aqui](#)), que estabeleceu a RAP da ISA ENERGIA BRASIL e suas Empresas controladas e controladas em conjunto pela disponibilização das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão, para o Ciclo Tarifário de 12 meses compreendendo o período de 01 de julho de 2024 a 30 de junho de 2025 (ciclo 24/25). A resolução consolidou os resultados das revisões tarifárias do contrato 059/2001 e das licitadas com RTPs previstas para 2023 e 2024, citadas nas sessões anteriores do presente documento, além de incorporar os efeitos do reajuste de ciclo tarifário.

RAP Ciclo 2024/2025¹



¹ Receita Anual Permitida ("RAP") ciclo 2024/2025 | ² Operação e Manutenção + Reforços e Melhorias

De acordo com a REH nº 3.348/2024, a RAP do Consolidado e empresas controladas em conjunto, líquida de PIS e COFINS passou a ser de R\$ 6.288,9 milhões no ciclo 24/25, ponderada pela participação da ISA ENERGIA BRASIL (base junho de 2024). A RAP do contrato renovado (059/2001), incluindo Reforços e Melhorias, RBSE e a parcela de Operação de Manutenção (O&M), representa 57% do total, enquanto 43% referem-se a contratos licitados provenientes de leilões de transmissão ou aquisições (M&A).

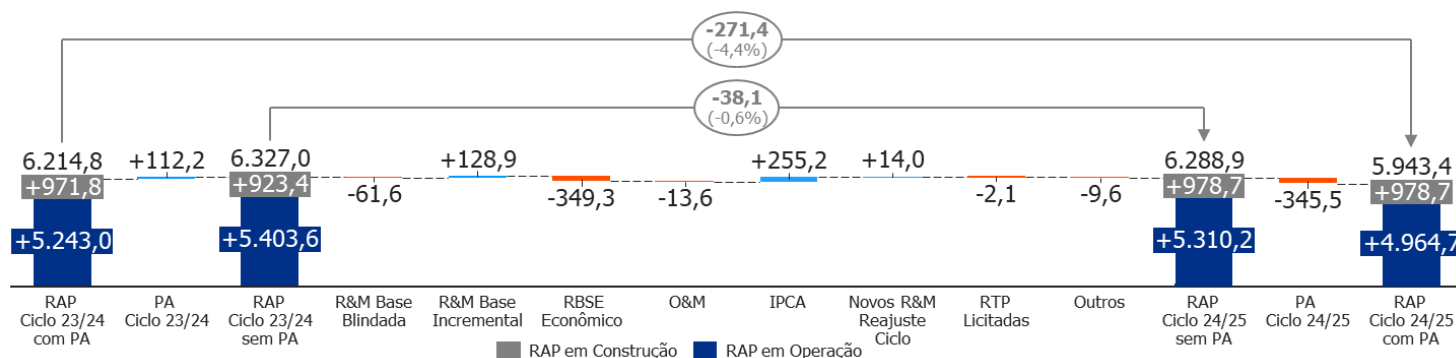
A resolução também definiu valores das PAs a serem compensados no mesmo período para tratar eventuais ajustes financeiros. O valor correspondente à PA do Consolidado e empresas controladas em conjunto foi de R\$ 345,5 milhões negativos para ciclo 24/25 e R\$ 128,4 milhões para os ciclos 25/26, 26/27 e 27/28, conforme tabela abaixo:

Parcela de Ajuste (PA) Total - Consolidado + Controladas em Conjunto					
R\$ milhões, valores reais data base jun/24	Ciclo 24/25	Ciclo 25/26	Ciclo 26/27	Ciclo 27/28	TOTAL
(A = C+D) Concessão Paulista (contrato 059)	-270,0	126,3	126,3	126,3	108,7
(C) Total RTP Concessão Paulista	-143,9	126,3	126,3	126,3	234,8
Postergação	-273,8	-	-	-	-273,8
RBSE Econômico	-377,8	-	-	-	-377,8
R&M Base Blindada	-64,0	-	-	-	-64,0
R&M Base Incremental com RAP Prévia	18,4	-	-	-	18,4
R&M Base Incremental sem RAP Prévia	149,7	-	-	-	149,7
Retroatividade Anual (R&M)	89,1	89,1	89,1	89,1	356,4
R&M Base Incremental com RAP Prévia	53,7	53,7	53,7	53,7	215,0
R&M Base Incremental sem RAP Prévia	35,4	35,4	35,4	35,4	141,5
Outros Ajustes	3,6	-	-	-	3,6
Anuidade Melhorias	37,1	37,1	37,1	37,1	148,6
(D) Total Reajuste Ciclo Contrato 059	-126,1	-	-	-	-126,1
Apuração (superávit/déficit TUST) ¹	-158,1	-	-	-	-158,1
Retroativo R&M	1,3	-	-	-	1,3
Outros Ajustes	30,7	-	-	-	30,7
(B) CONTRATOS LICITADOS	-75,4	2,1	2,1	2,1	-69,0
RTP Retroatividade Anual	2,1	2,1	2,1	2,1	8,6
Apuração (superávit/déficit TUST) ¹	-71,1	-	-	-	-71,1
Outros Ajustes	-6,5	-	-	-	-6,5
(A+B) TOTAL PA (Concessão Paulista + Licitadas)	-345,5	128,4	128,4	128,4	39,8

¹ PA Apuração já é provisionada pela Companhia e não impacta o resultado do ciclo.

Desta forma, o valor a RAP, acrescida dos valores correspondentes à PA do Consolidado e empresas com controle compartilhado, líquida de PIS e COFINS³, passou a ser de R\$ 5.943,4 milhões no ciclo 24/25, ponderado pela participação da ISA ENERGIA

Evolução da RAP Ciclo² (milhões)



² considera valores estabelecidos no momento da publicação das respectivas Resoluções Homologatórias da RAP dos ciclos tarifários.

³ com exceção aos contratos 020/2008 e 143/2001, que somam R\$ 37,3 milhões, 0,6% da RAP Total da Companhia.

A Receita Anual Permitida do ciclo 24/25, com e sem PA, apresentou redução de aproximadamente R\$ 271,4 milhões (-4,4%) e R\$ 38,1 milhões (-0,6%), respectivamente, em relação ao ciclo tarifário anterior (23/24). Os principais motivos dessa variação são:

- correção monetária do ciclo 24/25 (IPCA), no total de R\$ 255,2 milhões;
- novos projetos de R&M que entraram em operação no último ciclo, adicionando R\$ 14,0 milhões;
- movimentação/depreciação da base blindada de R&M da primeira RTP do contrato (-R\$ 61,6 milhões);
- novos projetos de R&M reconhecidos no processo de RTP deste ano, acrescentando RAP de R\$ 128,9 milhões;
- redução componente econômico do RBSE, decorrente da movimentação da base do RBSE definida na RTP, reduzindo a RAP em R\$ 349,3 milhões;
- redução da receita de O&M do contrato 059/2001, conforme trajetória definida na RTP do contrato;
- revisão tarifária dos contratos licitados (-R\$ 2,1 milhão);
- outros ajustes, que consideram (i) redução da RAP da Subestação Centro, após processo de licitação do ativo (-R\$ 3,1 milhões); e redução de 50% da RAP pró-rata prevista no contrato 004/2007 (IEMG).

Os contratos de concessão adquiridos até o leilão do ano de 2018 preveem o direito de indenização sobre os ativos não depreciados da concessão ao término de sua vigência. A partir de 2019 somente ativos autorizados pela ANEEL, mediante reforços, possuem direito de indenização. Segue abaixo quadro resumo da RAP ciclo 24/25. Os valores são líquidos de PIS e COFINS, incluem encargos regulatórios P&D, TFSE e RGR e excluem os encargos CDE e PROINFA.

Controladora													
Concessionária	Contrato	Projeto	Índice	RAP Ciclo 23/24	Inflação	R&M	RTP	Outros¹	RAP Ciclo 24/25	PA	RAP Ciclo 24/25	RAP Ciclo 23/24	Var % ex-PA
				REH 3.216					REH 3.348		Total		
ISA ENERGIA BRASIL	059/2001	O&M	IPCA	825	32	0	-41	-3	813	-141	671	825	-1,5%
		R&M		558	22	4	98	0	682	249	931	558	22,3%
		RBSE		2.375	93	0	-363	0	2.105	-378	1.727	2.375	-11,4%
	012/2016	PBTE	IPCA	215	8	0	0	0	223	-10	213	215	3,9%
Total Controladora Operacional				3.972	156	4	-306	-3	3.823	-280	3.543	3.972	-4%
Subsidiárias Controladas													
Concessionária	Contrato	Projeto	Índice	RAP Ciclo 23/24	Inflação	R&M	RTP	Outros²	RAP Ciclo 24/25	PA	RAP Ciclo 24/25	RAP Ciclo 23/24	Var % ex-PA
				REH 3.216					REH 3.348		Total		
Subsidiárias (100%) em operação				699	26	3	3	-7	725	-37	688	699	4%
IE Aguapeí	046/2017	Aguapeí	IPCA	75	3	0	-3	0	76	1	77	75	1%
IE Itaúnas	018/2017	Itaúnas	IPCA	66	3	0	0	0	68	-9	59	66	4%
IE Itaquerê	027/2017	Itaquerê	IPCA	65	3	0	-0	0	67	-3	64	65	4%
IEMG	004/2007	IEMG	IPCA	20	1	0	0	-7	14	-1	13	20	-29%
	007/2020	Triângulo Mineiro³	IPCA	42	2	0	0	0	44	-3	40	42	4%
IE NNE	001/2008	IE NNE	IPCA	61	2	0	4	0	68	1	69	61	11%
IE Japi	026/2009	Serra do Japi	IPCA	55	2	0	0	0	57	-2	55	55	4%
IE Jaguar 9	015/2008	Getulina	IPCA	61	2	0	2	0	66	-5	61	61	8%
IE Biguaçu	012/2018	Biguaçu	IPCA	52	2	0	-0	0	53	-3	51	52	3%
IE Jaguar 6	143/2001	Botucatu-Xavantes	IGP-M	19	-0	0	0	0	19	-1	18	19	0%
	042/2017	Bauru	IPCA	15	1	0	-0	0	15	-1	15	15	2%
IE Tigabi	026/2017	Tibagi	IPCA	22	1	0	-1	0	22	-8	15	22	1%
	006/2020	Três lagoas	IPCA	7	0	0	0	0	7	1	8	7	4%
IE SUL	016/2008	Forquilha	IPCA	18	1	0	0	0	19	-1	18	18	6%
	013/2008	Scharlau	IPCA	8	0	0	0	0	8	-1	8	8	5%
Evrecy	020/2008	Evrecy	IGP-M	20	-0	0	0	0	20	-1	19	20	0%
	001/2020	Minuano	IPCA	48	2	0	0	0	50	0	50	48	4%
IE Itapura	021/2018	Lorena	IPCA	14	1	3	-0	0	17	-1	17	14	27%
	021/2011	Itapeti	IPCA	8	0	0	0	0	9	-0	9	8	4%
IE Jaguar 8	012/2008	Piratininga	IPCA	14	1	0	0	0	15	-0	15	14	6%
IE Pinheiros	018/2008	Atibaia II	IPCA	8	0	0	0	0	8	-1	7	8	5%
Consolidado ISA ENERGIA BRASIL em operação				4.671	182	8	-303	-10	4.547	-316	4.231	4.671	-3%
Subsidiárias Controle Compartilhado													
Concessionária	Contrato	Projeto	Índice	RAP REH 3.216	Inflação	R&M	RTP	Outros	RAP REH 3.348	PA Total	RAP com PA	RAP Ciclo	Var % ex-PA
				REH 3.348					Total		com PA		
Subsidiárias (não consolidadas) em operação				1.449	57	13	-10	0	1.508	-58	1.450	1.449	4%
IE Madeira (51%)	013/2009	Lote D	IPCA	373	15	0	0	0	388	-16	371	373	4%
	015/2009	Lote F		321	13	0	1	0	335	-12	322	321	4%
IE Paraguaçu (50%)	003/2017	Paraguaçu	IPCA	148	6	0	0	0	154	4	158	148	4%
IE Garanhuns (51%)	022/2011	Garanhuns	IPCA	132	5	13	0	0	150	-6	144	132	13%
IE Aimorés (50%)	004/2017	Aimorés	IPCA	99	4	0	0	0	103	-4	99	99	4%
IE Ivaí (50%)	022/2017	Ivaí	IPCA	376	15	0	-12	0	379	-22	356	376	1%
Participação ISA ENERGIA BRASIL				733	29	6	-5	0	763	-29	734	733	4%
ISA ENERGIA BRASIL Total em operação				5.404	210	14	-308	-10	5.310	-345	4.965	5.404	-2%
PROJETOS EM CONSTRUÇÃO													
Concessionária	Contrato	Projeto	Índice	RAP REH 3.216	Inflação	R&M	RTP	Outros	RAP REH 3.348	PA Total	RAP com PA	RAP Ciclo	Var % ex-PA
				REH 3.348					Total		com PA		
Concessões Controladora em Construção				816	51	0	0	0	867	0	867	816	6%
ISA ENERGIA BRASIL	008/2022	Piraquê	IPCA	313	12	0	0	0	326	0	326	313	4%
	006/2023	Serra Dourada	IPCA	284	22	0	0	0	306	0	306	284	8%
	012/2023	Itatiaia	IPCA	219	17	0	0	0	236	0	236	219	8%
Concessões Controladas em construção				107	4	0	0	0	112	0	112	107	4%
IE Riacho Grande	005/2021	Riacho Grande	IPCA	85	3	0	0	0	88	0	88	85	4%
IE Jaguar 8	011/2022	Jacarandá	IPCA	15	1	0	0	0	15	0	15	15	4%
IE Tibagi	014/2023	Água Vermelha	IPCA	7	1	0	0	0	8	0	8	7	8%
ISA ENERGIA BRASIL em construção				923	55	0	0	0	979	0	979	923	6%
ISA ENERGIA BRASIL TOTAL (OPERAÇÃO + CONSTRUÇÃO)				6.327	266	14	-308	-10	6.289	-345	5.943	6.327	-1%

¹ Refere-se a redução da RAP da Subestação Centro, conforme 8º termo aditivo do contrato 059/2001, exposto no item 3.4.5.19 da NT 105/2024.

² Redução de 50% da RAP pró-rata prevista no contrato de concessão, a partir do 15º ano da data de entrada em operação comercial.

Renovação Concessão Paulista - Contrato 059/2001 (RBNI/RBSE)

Em Assembleia Geral Extraordinária (AGE) realizada em 3 de dezembro de 2012, os acionistas da Companhia aprovaram por unanimidade a prorrogação do contrato de concessão nº 059/2001 nos termos da Lei 12.783/2013. Com isso o prazo da concessão foi prorrogado até dezembro de 2042 e o direito ao recebimento dos valores relativos aos ativos do NI (*) e do SE (**) foram garantidos à Companhia.

Os valores referentes aos ativos do NI, equivalente a R\$2.891.291, conforme Portaria Interministerial nº 580, foram recebidos entre os anos de 2013 e 2015 (nota 14.1.3 (ii) das demonstrações financeiras referentes ao 4T24).

Em 2016, a ANEEL emitiu a Nota Técnica nº 336/2016 que apresentou proposta de regulamentação quanto ao previsto na Portaria nº 120/2016 do MME para a metodologia de cálculo do custo de capital (Ke) e do cálculo da RAP e determina os valores do SE e prazos de pagamento para as concessionárias. Em 30 de maio de 2017, foi emitido Despacho ANEEL nº 1.484/17, que reconheceu como valor destes ativos o total de R\$4.094.440, na data base 31 de dezembro de 2012. Na metodologia contábil pelo modelo IFRS, o impacto inicial dos valores da RBSE foi reconhecido contabilmente em setembro de 2016 e o complemento do valor reconhecido pela ANEEL foi registrado contabilmente durante o segundo trimestre de 2017, e estão apresentados como "Ativos da concessão" (nota 5.1 das demonstrações financeiras referentes ao 4T24).

A Nota técnica nº 108/2020 – SGT/ANEEL, de 25 de junho de 2020, recalculou os valores da RAP a partir do ciclo 2020/2021, incluindo a parcela de remuneração do custo de capital (Ke) e operacionalizou os efeitos da revogação das liminares que impediam o pagamento do Ke. Tais valores foram incluídos nos cálculos da RTP e aprovados pela Diretoria da ANEEL pela Resolução Homologatória nº 2.714/2020. Atualmente, existem duas liminares vigentes.

Em 22 de abril de 2021, a ANEEL julgou favoravelmente o recurso administrativo interposto pela Companhia contra Resolução Homologatória nº 2.714/2020, que pleiteava o direito a atualização retroativa dos valores do RBSE, e aplicou o reperfilamento do componente financeiro do RBSE conforme Nota Técnica nº 068/2021 (nota 1.2a das demonstrações financeiras referentes ao 4T24). As premissas válidas a partir do ciclo 2021/2022 são: (i) a conclusão do pagamento do RBSE em 2028; (ii) a redução da amortização dos valores a receber do RBSE durante os ciclos 2021/2022 e 2022/2023; e (iii) a remuneração pelo WACC regulatório definido na RTP de 2018. A partir do ciclo 2023/2024, os fluxos de pagamentos previstos pela ANEEL retornaram aos patamares similares aos aprovados na Resolução Homologatória nº 2.714/2020.

Após a homologação do resultado da RTP das Transmissoras (ReH 2.851/21), que incluiu o reperfilamento do recebimento do componente financeiro do RBSE, a ABIAPE/ABRACE/ESBR apresentaram pedido de reconsideração, pós trânsito em julgado, questionando o cálculo do componente financeiro do RBSE e o reperfilamento. Em junho de 2021, a Superintendência Geral de Tarifas ("SGT") da ANEEL publicou a NT 117/2021 e emitiu comunicado público explicando não existirem erros de cálculo e tampouco erros metodológicos. Entretanto, em junho de 2022, a SGT da ANEEL emitiu a Nota Técnica nº 85/2022, que trata da análise dos pedidos de reconsideração interpostos no âmbito do pagamento do componente financeiro e reperfilamento do RBSE e, neste mesmo mês, ocorreu decisão monocrática (Despacho nº 1.762/2022) deliberada por diretor da ANEEL sobre o referido tema. Após decisão colegiada da diretoria da ANEEL, a decisão monocrática foi suspensa. Em abril de 2023, a SGT publicou a nova nota técnica (85/2023), que trata das manifestações acerca NT 085/2022 e o Ofício-Circular nº 23/2022, de 16 de agosto de 2022. As referidas notas técnicas não produzem efeitos práticos imediatos e toda e qualquer evolução relacionada ao tema RBSE depende de decisão colegiada em reunião de diretoria da ANEEL de forma que premissas, metodologias e cálculos considerados até o momento, aprovados por meio da ReH nº 2.851/2021, estão vigentes e permanecem apropriados.

Destaca-se que o tema do componente financeiro do RBSE vem sofrendo questionamentos na esfera judicial, como acima reportado, e em âmbito administrativo. Não se pode descartar a possibilidade de novas judicializações e/ou novas discussões administrativas acerca do tema, tampouco pode-se desconsiderar a possibilidade de novas decisões judiciais e/ou decisões da ANEEL, Ministério de Minas e Energia e/ou TCU, eventualmente, alterarem uma ou mais condições do pagamento do RBSE. Eventuais novas decisões judiciais e/ou administrativas, dependendo do seu conteúdo e abrangência, se não revertidas a tempo e modo, podem trazer ou não impactos significativos ao recebimento da Companhia exigindo, inclusive, conforme o caso, a revisão de planos de investimentos, distribuição de proventos e estratégia corporativa, além dos regulares registros contábeis de tais impactos. Não obstante, a Companhia por meio de seus assessores ou por meio da ABRATE segue firme na defesa de seus interesses e pela higidez do reperfilamento do componente financeiro do RBSE conforme Nota Técnica nº 068/2021- SGT/SCT/SFF/SRM/ANEEL mantendo-se os critérios anteriormente estabelecidos na Resolução Normativa ANEEL nº 762/2017, bem como da legalidade e legitimidade do recebimento do RBSE nos termos da Lei 12.783/13 e Portaria MME nº 120/16, e na defesa

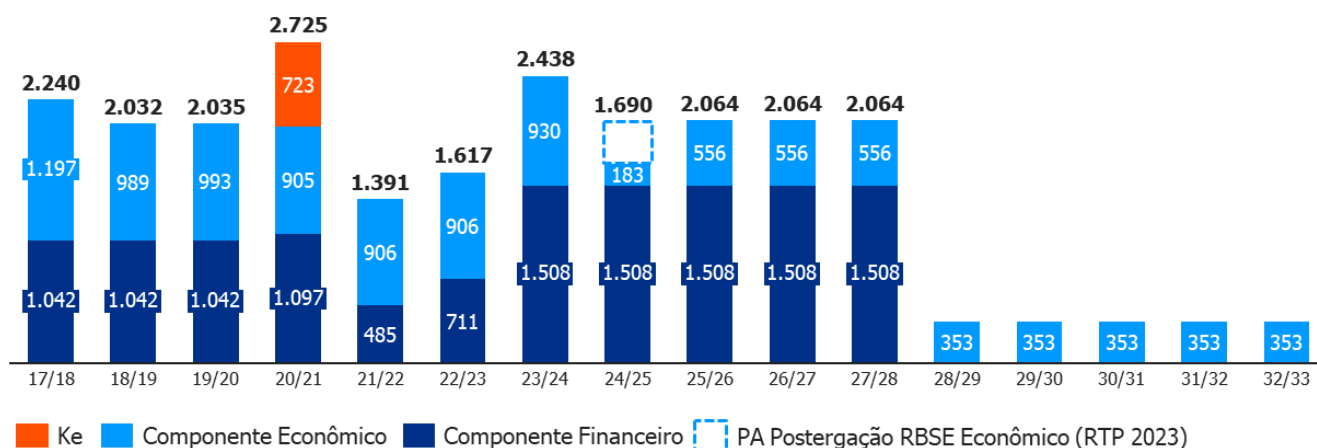
dos seus interesses através dos processos administrativos que tramitam perante a ANEEL Nº 48500.005952/2022-29 e 48500.000748/2019-16.

Além disso, está em tramitação o Processo nº TC 012.715/2017-4 perante o Tribunal de Contas da União – TCU, cujo objeto é a avaliação da conformidade e transparência da metodologia da definição dos valores dos ativos de transmissão existentes em 31/05/2000, mas não amortizados, bem como à metodologia de atualização e repasse desses valores à tarifa de energia elétrica pendente de análise. Em 05/07/2023, o Ministério Público do Tribunal de Contas da União – MPTCU manifestou-se favoravelmente ao ingresso da ISA ENERGIA BRASIL como parte interessada e concluiu que a opção regulatória do MME deve ser respeitada pelo TCU. A apreciação do referido processo pela Corte ainda está pendente. A Companhia seguirá atenta ao fiel cumprimento dos pagamentos determinados tendo em vista a relevância do tema para a sociedade e seus acionistas.

(*) NI – instalações energizadas a partir de 1º de junho de 2000

(**) SE – instalações de ativos não depreciados existentes em 31 de maio de 2000.

Fluxo de Recebimento da RBSE Pós Revisão Tarifária Periódica 2023 (R\$ milhões) ^{1 2 3 4 5}



¹ Valores reais, data base junho de 2024, com base nas planilhas publicadas no encerramento da CP nº 12/2024.

² Desconsidera a parcela de CAIMI e Outras Receitas da RAP do RBSE.

³ Movimentação da base de ativos que compõe o RBSE deverá reduzir gradualmente a parcela de RAP do componente econômico, e após o ciclo 33/34, permanecerá somente o valor referente a remuneração de capital de terrenos e almoxarifado até o fim da concessão, em 2042.

⁴ Fluxo previsto do ciclo 28/29 a 32/33 foi estimado com base no laudo e nas premissas definidas na RTP de 2023. Os valores serão reavaliados no processo de revisão tarifária de 2028.

⁵ O Ciclo 24/25 considera PA Postergação do RBSE Econômico no montante negativo de R\$ 377,8 milhões, contabilizada integralmente no resultado no 3T24.

Plano de Complementação de Aposentadoria – Lei 4.819/58

O plano de complementação de aposentadoria, regido pela Lei Estadual 4.819/58, aplica-se aos empregados de autarquias e de sociedades anônimas em que o Estado de São Paulo fosse detentor da maioria das ações com direito de controle, admitidos até 13 de maio de 1974.

Os recursos necessários para fazer face aos encargos assumidos nesse plano são de responsabilidade do Governo do Estado de São Paulo, cuja operacionalização ocorreu conforme convênio firmado entre a Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo ("SEFAZ") e a Companhia em 10 de dezembro de 1999. A forma de pagamento da complementação da aposentadoria foi através de um fluxo mensal com origem na SEFAZ. Esta realizava uma transferência da quantia a ser paga para a ISA ENERGIA BRASIL e a Companhia realizava a transferência deste mesmo valor para a Fundação CESP, que então repassava aos aposentados. A partir de janeiro de 2004, o pagamento aos aposentados passou a ser processado diretamente pela SEFAZ. Com essa mudança de processo, glosas passaram a ser aplicadas, como por exemplo, benefícios acima do teto (equivalente ao salário do governador do Estado de São Paulo). Desta forma, a SEFAZ passou a excluir este excedente do valor do benefício pago aos aposentados.

Ação Civil Pública e Ação Coletiva

Em junho de 2005, após decisão desfavorável na Justiça Comum, a Associação dos Aposentados da Funcesp ("AAFC") obteve liminar na Justiça do Trabalho, determinando que a quantia integral paga anteriormente seja mantida. Desde

então, o processamento do pagamento dos benefícios voltou ao modelo original, em que a responsabilidade era da Fundação CESP, porém a SEFAZ transfere a quantia ajustada e a ISA ENERGIA BRASIL faz a complementação para que o pagamento aos aposentados seja feito de maneira integral, conforme estabelecido em liminar.

Ação de Cobrança

Desde 2005, a SEFAZ repassa à Companhia valor inferior ao necessário para o cumprimento do pagamento aos aposentados (~70%), por força da decisão liminar da 49ª Vara do Trabalho. A ISA ENERGIA BRASIL tem feito então a complementação para pagamento integral dos benefícios aos aposentados (~30%). Essa complementação realizada pela Companhia está sendo cobrada através de uma ação contra a SEFAZ.

Esta ação de cobrança foi julgada favorável à Companhia em 2ª instância. Em agosto de 2017, a SEFAZ interpôs Recurso Especial para o STJ, que aguarda análise de admissibilidade. Em 31 de dezembro de 2024, o valor registrado no balanço da Companhia é de cerca de R\$ 2,6 bilhões, líquido da provisão para perdas sobre realização de créditos, realizada em 2013.

Entre agosto de 2018 e março de 2019, a ISA ENERGIA BRASIL recebeu repasse integral da SEFAZ em razão de decisão judicial liminar, posteriormente suspensa pelo STJ até julgamento do recurso da SEFAZ.

O recurso da SEFAZ foi julgado monocraticamente no STJ em março de 2024, determinando o retorno do processo ao TJSP, que deverá delimitar na decisão a responsabilidade de cada uma das partes entre si em relação às parcelas e rubricas que compõem as complementações de aposentadoria. Foi determinada a manutenção do pagamento das glosas pela ISA ENERGIA BRASIL (como ocorre desde 2005) até o trânsito em julgado da ação.

Em 10 de outubro de 2024, o STJ suspendeu por 180 dias o trâmite processual da ação de cobrança que a Companhia move contra a SEFAZ após convenção das partes para tentativa de conciliação. A tentativa de conciliação amigável não significa prejuízo aos direitos da Companhia e não altera qualquer decisão judicial vigente ou o atual fluxo de pagamentos. Caso a tentativa de conciliação seja infrutífera, o processo voltará a fluir como anteriormente.

GLOSSÁRIO

ADTV (*Average Daily Traded Volume*) - Volume médio diário negociado.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) - Autarquia que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil, zelando pela qualidade do serviço prestado, pelo trato isonômico dispensado aos usuários e pelo controle da razoabilidade das tarifas cobradas aos consumidores, preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria. A ANEEL fiscaliza e regulamenta o acesso aos sistemas de transmissão e estabelece as tarifas referentes a tais sistemas, sendo a TUST a tarifa cobrada pelo uso da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão – DIT.

CAAE (Custo Anual dos Ativos Elétricos) - Receita pelos investimentos em ativos. É composto pela remuneração do capital e pela quota de reintegração regulatória (QRR).

CAGR (*Compound Annual Growth Rate*) - Taxa de crescimento anual composto.

CAOM (Custos de Administração, Operação e Manutenção) - Parcela da receita que pode ser dividida em (i) receita de O&M, que tem como finalidade cobrir os custos e despesas (exemplo: gastos com salários, despesas de manutenção e outros); e (ii) receita para cobrir os custos das instalações móveis e imóveis (CAIMI).

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) - Atua sob autorização do Poder Concedente e da regulação e fiscalização da ANEEL, com a finalidade de viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes da CCEE.

CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) - Encargo regulatório para promover a universalização do serviço de energia e subsidiar os consumidores baixa renda.

Crescimento orgânico - Crescimento por meio de investimentos em reforços e melhorias.

CVM (Comissão de valores mobiliários) – autarquia vinculada ao ministério da fazenda, que tem o objetivo de fiscalizar, normatizar, disciplinar e desenvolver o mercado de valores mobiliários do Brasil.

EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation & Amortization*) - Lucro antes de serem subtraídos os juros, impostos, depreciação e amortização.

Encargos regulatórios – São arrecadados pelas Transmissoras e repassados à CCEE, à ANEEL, ao MME e/ou investidos em projetos de P&D. Tem efeito neutro na Transmissora.

Energização - Início de operação de um empreendimento (reforço, melhoria ou *greenfield*).

Greenfield - projetos de crescimento por meio de leilões.

IBBR (Índice Bovespa B3 BR+) - indicador do desempenho médio das cotações dos ativos com maior negociabilidade e representatividade. composto de ações, units e BDRs de empresas brasileiras.

IBEP (Índice Bovespa B3 Empresas Privadas) - indicador de desempenho médio dos ativos de maior negociabilidade, representatividade e que possuem controle acionário privado.

IBEW (Índice Bovespa B3 Equal Weight) - indicador de desempenho médio dos ativos de maior negociabilidade.

IBOV B3 (Índice bovespa B3) - principal indicador de desempenho das ações negociadas na B3 e reúne as empresas mais importantes do mercado de capitais brasileiro.

IBRA – (Índice Brasil amplo) - indicador do desempenho médio das cotações de todos os ativos negociados no mercado a vista (lote-padrão) da B3 que atendam a critérios mínimos de liquidez e presença em pregão, de forma a oferecer uma visão ampla do mercado acionário.

IBRX100 (Índice Brasil 100) - indicador do desempenho médio das cotações dos 100 ativos de maior negociabilidade e representatividade do mercado de ações brasileiro.

IBSD (Índice Bovespa Smart Dividendos) - indicador de desempenho médio dos ativos de empresas listadas que se destacam em termos de remuneração dos investidores, sob a forma de distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio.

IBVL (Índice Bovespa Smart Low Volatility B3) - indicador de desempenho médio dos ativos de maior negociabilidade, representatividade e que possuem menor volatilidade nos retornos diários.

ICO2 (Índice Carbono eficiente) - adesão das companhias ao ICO2 B3 demonstra o comprometimento com sua eficiência na emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE) e na adoção de práticas de gestão que conduzam a uma maior eficiência nessas emissões, contribuindo para o avanço da transição para uma economia de baixo carbono.

IDIV (Índice dividendos) - desempenho médio das cotações dos ativos que se destacaram em termos de remuneração dos investidores, sob a forma de dividendos e juros sobre o capital próprio

IE - Interligação Elétrica.

IEE (Índice de Energia Elétrica) - Índice setorial da Bolsa (B3) que tem como objetivo medir o desempenho do setor de energia elétrica.

IENS (Índice de Energia não Suprida) - Índice de energia que deixou de ser consumida em decorrência de uma interrupção.

IGC (Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada) – indicador de desempenho médio das cotações dos ativos de empresas listadas no Novo Mercado ou nos Níveis 1 ou 2 da B3

IGCT (Índice de Governança Corporativa Trade) - indicador do desempenho médio das cotações dos ativos de emissão de empresas integrantes do IGC.

IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) - medir a inflação de uma série de produtos vendidos no comércio e varejo.

JCP (Juros sobre Capital Próprio) – tipo de remuneração que uma empresa pode distribuir aos seus acionistas, sócios ou cotistas.

Leilões de Transmissão de Energia - Processos licitatórios estabelecidos pelo MME e ANEEL a fim de outorgar concessões para linhas de transmissão e subestações no Brasil.

M&A (Mergers and Acquisitions) - Fusões e aquisições.

Melhoria - compreende a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de transmissão existentes, ou a adequação destas instalações, visando manter a regularidade, continuidade, segurança e atualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica.

MLCX (Índice MidLarge Cap) - desempenho médio dos ativos das empresas de maior capitalização da B3.

MME – Ministério de Minas e Energia.

O&M - Operação e Manutenção.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) - Órgão responsável por executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica do SIN.

Outras Receitas - Receitas auferidas com atividades extra concessão, sendo parcialmente destinadas a contribuir com a modicidade tarifária.

PA (Parcela de Ajuste) - Compensa excesso ou déficit de arrecadação no período anterior ao reajuste.

PMSO - Pessoal, Materiais, Serviços e Outros.

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (encargo regulatório para subsídios às fontes alternativas de energia).

PV (Parcela Variável) - Penaliza a receita do ativo em função da indisponibilidade.

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento.

RAP (Receita Anual Permitida) - Remuneração que as transmissoras recebem pela prestação do serviço público de transmissão aos usuários. Para as transmissoras que foram licitadas, a RAP é obtida como resultado do próprio leilão de transmissão e é paga às transmissoras a partir da entrada em operação comercial de suas instalações, com revisão a cada quatro ou cinco anos, nos termos dos contratos de concessão. Para as transmissoras que tiveram o seu contrato de concessão renovado, a RAP foi calculada com base nos custos de Operação e Manutenção, conforme estabelece a Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Em casos nos quais os estudos indicam a necessidade de reforços na concessão de transmissão, a ANEEL calcula um valor adicional a RAP com o intuito de remunerar as novas instalações, sempre por meio de uma Resolução Autorizativa.

RB (Rede Básica) - Instalações de transmissão do SIN, de propriedade de concessionárias de serviço público de transmissão, definida segundo critérios estabelecidos na regulamentação da ANEEL.

RBNI (Rede Básica Novos Investimentos) - Parcela da receita (RAP) correspondente às novas instalações componentes da Rede Básica autorizadas e com receitas estabelecidas por resolução específica.

RBSE (Rede Básica do Sistema Existente) - Parcela da RAP correspondente às instalações componentes da Rede Básica, definidas no Anexo da Resolução nº 166, de 31 de maio de 2000.

Reforço - Instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de transmissão existentes, ou adequação destas instalações, visando o aumento de capacidade de transmissão, o aumento de confiabilidade do Sistema Interligado Nacional, de vida útil ou a conexão de usuários, recomendadas pelos planos de expansão do sistema de transmissão.

RGR - Reserva Global de Reversão.

SIN (Sistema Interligado Nacional) – Conjunto de instalações e de equipamentos que possibilitam o suprimento de energia elétrica nas regiões do país interligadas eletricamente, conforme regulamentação aplicável.

TCU - Tribunal de Contas da União.

TFSEE - Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica.

TUST (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica) – Tarifa paga por distribuidoras, geradoras e consumidores livres e especiais pela utilização da Rede Básica e das DIT, e é reajustada anualmente de acordo com (i) a inflação; e (ii) novas receitas, correspondentes aos empreendimentos energizados.

UTIL B3 (Índice Utilidade Pública) - indicador do desempenho médio das cotações dos ativos de maior negociabilidade e representatividade do setor de utilidade pública (energia elétrica, água e saneamento e gás).

ANEXOS

Anexo I – Projetos *Greenfield* | Crescimento

Leilões	Projetos	Contrato	Empresa	% ISA ENERGIA BRASIL	UF	Deságio	RAP ISA ENERGIA BRASIL Ciclo 2024/2025 (R\$ milhões)	Data de Necessidade ¹	Prazo ANEEL	CapEx ANEEL Participação ISA ENERGIA BRASIL data base leilão (R\$ milhões)	CapEx ISA ENERGIA BRASIL total até 31/12/2024 (R\$ milhões)	Licenci. Ambiental (LJ)	Início da Construção	Avanço Fundiário ³	Avanço Físico ⁴	Entrada em Operação Comercial ²
013/2015 (out/2016)	Paraguaçu (Lote 3)	003/2017	IE Paraguaçu	50%	BA/MG	0,0%	77,1	jan-19	fev-22	255	333	✓	2T19	100%	100%	3T22
	Aimorés (Lote 4)	004/2017	IE Aimorés	50%	MG	0,0%	51,6	jan-19	fev-22	171	198	✓	2T19	100%	100%	2T22
	Itaúnas (Lote 21)	018/2017	IE Itaúnas	100%	ES	25,1%	68,5	jul-18	jun-22	298	374	✓	3T18	100%	100%	4T23
005/2016 (abr/2017)	Ivaí (Lote 1)	022/2017	IE Ivaí	50%	PR	33,2%	189,3	fev-21	ago-22	968	1.050	✓	4T19	100%	100%	4T22
	Tibagi (Lote 5)	026/2017	IE Tibagi	100%	SP / PR	32,2%	22,5	jan-17	ago-21	135	118	✓	3T18	100%	100%	4T20
	Itaquerê (Lote 6)	027/2017	IE Itaquerê	100%	SP / PR	44,5%	67,2	jun-18	ago-21	398	256	✓	3T18	100%	100%	3T20
	Aguapeí (Lote 29)	046/2017	IE Aguapeí	100%	SP / PR	52,7%	75,9	dez-18	ago-21	602	363	✓	3T19	100%	100%	1T21
	Bauru (Lote 25)	042/2017	IE Jaguar 6	100%	SP	57,6%	15,3	ago-19	fev-21	126	63	✓	2T18	100%	100%	3T19
002/2018 (jun/2018)	Lorena (Lote 10)	021/2018	IE Itapura	100%	SP	73,9%	17,4	jan-20	set-22	238	126	✓	3T19	100%	100%	4T21
	Biguaçu (Lote 1)	012/2018	IE Biguaçu	100%	SC	66,7%	53,4	set-21	set-23	641	456	✓	1T21	100%	100%	3T22
002/2019 (dez/2019)	Minuano (Lote 1)	001/2020	Evrecy	100%	RS	66,9%	50,2	jan-20	mar-25	682	737	✓	3T22	100%	100%	4T24
	Três Lagoas (Lote 6)	006/2020	IE Tibagi	100%	MS / SP	68,1%	7,1	jan-20	set-23	99	87	✓	2T21	100%	100%	2T22
	Triângulo Mineiro (Lote 7)	007/2020	IEMG	100%	MG	65,4%	43,8	jan-20	mar-25	554	520	✓	1T22	100%	100%	3T23
001/2020 (dez/2020)	Riacho Grande (Lote 7)	005/2021	IE Riacho Grande	100%	SP	57,9%	88,4	jan-26	mar-26	1.141	530	✓	3T23	100%	80%	-
001/2022 (jun/2022)	Piraquê (Lote 3)	008/2022	ISA ENERGIA BRASIL	100%	MG / ES	46,8%	325,8	jan-26	set-27	3.654	1.621	✓	3T24	96%	37%	-
	Jacarandá (Lote 6)	011/2022	IE Jaguar 8	100%	SP	59,2%	15,3	mar-26	mar-26	232	35	✓	3T24	61%	49%	-
001/2023 (jun/2023)	Serra Dourada (Lote 1)	006/2023	ISA ENERGIA BRASIL	100%	BA/MG	44,8%	305,6	Imediata	mar-29	3.157	212	4T25	2T26	50%	17%	-
	Itatiaia (Lote 7)	012/2023	ISA ENERGIA BRASIL	100%	RJ/MG	41,8%	235,6	Imediata	mar-29	2.342	96	3T25	4T25	49%	20%	-
	Água Vermelha (Lote 9)	014/2023	IE Tibagi	100%	SP	50,4%	8,0	Imediata	set-26	94	35	✓	3T24	100%	59%	-
Total (19)						47,2%	1.718,0	-	-	15.785	7.209	-	-	-	-	-

¹Conforme contrato de concessão | ² Início do recebimento da RAP | ³Avanço Fundiário: evolução das propriedades liberadas | ⁴Avanço do Projeto: evolução de todas as atividades relativas ao empreendimento até sua energização. [Clique aqui](#) para acessar a planilha.

Anexo II – Investimentos em Projetos

Investimentos (R\$ milhões)	Consolidado + Controladas em Conjunto					
	4T24	4T23	Var (%)	2024	2023	Var (%)
Reforços/Melhorias	411,4	435,9	-5,6%	1.371,4	1.220,3	12,4%
Projetos Greenfield	879,9	181,6	384,5%	2.263,2	846,7	167,3%
Piraquê	501,8	67,2	647,2%	1.265,2	304,2	316,0%
Riacho Grande	134,6	25,8	421,7%	350,3	74,2	371,8%
Minuano	111,0	47,1	135,6%	272,2	152,5	78,5%
Serra Dourada	68,0	0,0	N.A	211,9	0,0	N.A
Itatiaia	28,4	0,0	N.A	95,9	0,0	N.A
Água Vermelha	22,3	0,0	N.A	34,8	0,0	N.A
Triângulo Mineiro	7,8	17,7	-55,8%	21,4	136,3	-84,3%
Jacarandá	5,9	0,2	2392,2%	12,1	23,3	-48,0%
Itaquerê	0,0	0,0	N.A	4,3	0,5	761,3%
Biguaçu	0,0	-2,8	N.A	-6,9	-9,7	N.A
Itapura-Lorena	0,0	0,3	-100,0%	2,0	0,2	715,8%
Itaúnas	0,0	26,2	-100,0%	0,2	38,3	-99,6%
Ivaí (50%)	0,0	0,0	N.A	0,0	124,0	-100,0%
Aguapeí	0,0	0,0	N.A	0,0	2,8	-100,0%
Tibagi	0,0	0,1	N.A	-0,2	-0,5	N.A
Três lagoas	0,0	-0,1	N.A	-0,2	0,4	-162,0%
Total	1.291,3	617,5	109,1%	3.634,5	2.067,0	75,8%

Nota: Considera a participação proporcional da ISA ENERGIA BRASIL nas empresas não consolidadas (controladas em conjunto).

Anexo III - Balanço Patrimonial Regulatório

Ativo (R\$ mil)	Consolidado	
	31/12/2024	31/12/2023
CIRCULANTE		
Caixa e equivalentes de caixa	2.914.747	245.819
Aplicações financeiras	485.995	1.526.208
Contas a Receber - Concessionárias e	259.819	441.987
Estoques	39.928	30.654
Serviços em Curso	0	0
Tributos e contribuições a compensar	453.046	268.730
Instrumentos financeiros derivativos	41.658	0
Créditos com partes relacionadas	118.989	235.642
Despesas pagas antecipadamente	19.461	12.732
Caixa restrito	1.273	6.657
Outros	221.724	217.968
	4.556.640	2.986.397
NÃO CIRCULANTE		
Realizável a longo prazo		
Caixa restrito	17.862	17.578
Contas a receber - Concessionárias e Permissionárias	624.135	365.945
Valores a receber - Secretaria da Fazenda	2.563.255	2.371.307
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	438	826
Cauções e depósitos vinculados	43.650	42.677
Créditos com controladas	0	0
Instrumentos financeiros derivativos	84.715	2.615
Outros	93.364	109.226
	3.427.419	2.910.174
Investimentos	1.721.387	1.596.572
Imobilizado	16.478.040	11.770.158
Intangível	1.782.527	1.626.979
	19.981.954	14.993.709
	23.409.373	17.903.883
Total do Ativo	27.966.013	20.890.280

Passivo e Patrimônio Líquido (R\$ mil)	Consolidado	
	31/12/2024	31/12/2023
CIRCULANTE		
Empréstimos e financiamentos	82.056	75.811
Debêntures	1.109.914	570.815
Arrendamento	12.020	6.268
Instrumentos financeiros derivativos	0	25.926
Fornecedores	184.644	180.007
Tributos e encargos sociais a recolher	139.168	115.157
Imposto de renda e contribuição social diferidos	0	0
Encargos regulatórios a recolher	66.750	53.071
Juros sobre capital próprio e dividendos a pagar	1.408.488	1.374.021
Obrigações trabalhistas	71.658	63.940
Valores a pagar – Funesp	351	731
Outros	271.133	107.190
	3.346.182	2.572.937
NÃO CIRCULANTE		
Exigível a longo prazo		
Empréstimos e financiamentos	651.766	633.914
Debêntures	11.392.559	7.959.755
Arrendamento	25.489,0	22.102
Instrumentos financeiros derivativos	0	880
Fornecedores	1.393	1.746
Benefício a Empregados - Déficit Atuarial	0	401.059
PIS e COFINS diferidos	38.083	32.715
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.675.869	887.770
Encargos Regulatórios a recolher	30.763	38.163
Provisões	193.721	124.951
Reserva Global de Reversão - RGR	0	0
Obrigações vinculadas à concessão do serviço	683.178	675.038
Outros	610	15.909
	14.693.431	10.794.002
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social	3.590.020	3.590.020
Reservas de capital	666	666
Reservas de lucro	2.958.714	2.115.918
Reserva de Reavaliação	2.846.948	1.612.738
Outros Resultados Abrangentes	173.351	-207.573
	9.569.699	7.111.769
Participação de não controladores nos fundos de investimentos	356.701	411.572
	9.926.400	7.523.341
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	27.966.013	20.890.280

Anexo IV - Demonstração de Resultado Regulatório

Demonstração de Resultado (R\$ mil)	Consolidado					
	4T24	4T23	Var (%)	2024	2023	Var (%)
Receita Operacional Bruta	1.328.559	1.272.147	4,4%	5.232.532	4.587.318	14,1%
Receita de Uso da Rede Elétrica	1.314.522	1.257.910	4,5%	5.179.722	4.539.861	14,1%
Outras	14.037	14.237	-1,4%	52.810	47.457	11,3%
(-) Deduções à Receita Operacional	-171.979	-162.550	5,8%	-675.486	-601.932	12,2%
Tributos e Contribuições sobre a Receita	-111.789	-113.832	-1,8%	-456.201	-400.362	13,9%
Encargos Regulatórios	-60.190	-48.718	23,5%	-219.285	-201.570	8,8%
(=) Receita Operacional Líquida	1.156.580	1.109.597	4,2%	4.557.046	3.985.386	14,3%
(-) Custos e Despesas Operacionais	-544.199	-400.872	35,8%	-1.736.294	-1.424.907	21,9%
Pessoal	-123.836	-112.896	9,7%	-459.968	-409.775	12,2%
Material	-7.725	-8.530	-9,4%	-26.492	-25.670	3,2%
Serviços	-74.230	-78.372	-5,3%	-223.685	-221.979	0,8%
Depreciação	-242.393	-169.831	42,7%	-849.300	-668.045	27,1%
Outros	-96.016	-31.243	207,3%	-176.849	-99.438	77,8%
(=) Resultado do Serviço	612.381	708.725	-13,6%	2.820.752	2.560.479	10,2%
(+/-) Resultado Financeiro	-263.825	-180.532	46,1%	-962.327	-821.259	17,2%
Rendimento de Aplicações Financeiras	90.289	71.988	25,4%	251.119	201.571	24,6%
Resultado da Variação Monetária Líquida	-108.808	-40.446	169,0%	-348.680	-246.432	41,5%
Juros Ativo/Passivos	-378	-82	361,0%	-543	-477	13,8%
Juros/Encargos sobre empréstimos	-263.162	-200.778	31,1%	-876.928	-769.525	14,0%
Outras	18.234	-11.214	n.a	12.705	-6.396	n.a
(=) Resultado Operacional	348.556	528.193	-34,0%	1.858.425	1.739.220	6,9%
(-) Equivalência Patrimonial	108.356	89.572	21,0%	377.072	309.237	21,9%
(-) Outras Receitas/Despesas Operacionais	-60.484	-51.836	16,7%	-129.077	-99.464	29,8%
(=) Resultado Anterior aos Tributos	396.428	565.929	-30,0%	2.106.420	1.948.993	8,1%
(-) IR e CSLL	426.987	351.126	21,6%	24.466	44.538	-45,1%
Corrente	396.550	349.191	13,6%	-59.238	-64.534	-8,2%
Diferido	30.437	1.935	1473,0%	83.704	109.072	-23,3%
(=) Lucro/Prejuízo Consolidado	823.415	917.055	-10,2%	2.130.886	1.993.531	6,9%
(-) Partic. Acionista não Controlador	-13.270	-16.496	-19,6%	-54.315	-51.245	6,0%
(=) Lucro/Prejuízo	810.145	900.559	-10,0%	2.076.571	1.942.286	6,9%

Anexo V – Fluxo de Caixa Indireto – Regulatório¹

Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais (R\$ mil)	Consolidado	
	2024	2023
Fluxo de caixa das atividades operacionais	3.774.445	3.251.783
Lucro líquido do período	2.130.886	1.942.286
Benefício a empregados – déficit atuarial	44.623	23.755
PIS e COFINS diferidos	5.368	-14.296
Depreciação e amortização	936.765	657.602
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-80.433	-109.072
Provisão para Demandas judiciais	77.516	1.139
Custo residual de ativo imobilizado/intangível baixado	34.557	99.469
Benefício fiscal – ágio incorporado	37	37
Realização de ativo da concessão na aquisição de controlada	0	57.114
Realização da perda em controlada em conjunto	0	-8.195
Resultado de equivalência patrimonial	-377.071	-309.237
Receita sobre aplicações financeiras	-164.042	-61.479
Juros e variações cambiais sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	1.209.509	1.018.114
Juros e variações monetárias e cambiais sobre ativos e passivos	11.045	5.790
Transações com acionistas não controladores	-54.315	-51.244
(Aumento) diminuição de ativos	-204.611	-557.400
Caixa restrito	0	10.064
Contas a receber – Concessionárias e Permissionárias	-76.022	96.350
Estoques	-9.274	-3.765
Valores a receber - Secretaria da Fazenda	-191.948	-195.807
Tributos e contribuições a compensar	-175.722	-154.495
Despesas pagas antecipadamente	-6.729	-5.825
Cauções e depósitos vinculados	448	103
Crédito com controladas	0	-144.269
Outros	254.636	-159.756
Aumento (diminuição) de passivos	-250.369	4.493
Fornecedores	4.284	60.735
Tributos e encargos sociais a recolher	213.460	84.111
Obrigações trabalhistas	7.718	10.130
Pagamentos de impostos	-422.317	-166.233
Encargos regulatórios a recolher	8.263	1.509
Provisões	-20.715	-22.209
Reserva Global de Reversão	-2.480	-2.480
Obrigações vinculadas à concessão do serviço	-58.781	0
Benefício pós emprego - passivo atuarial	-36.385	0
Outros	56.964	39.022
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais	3.319.465	2.698.876
Caixa gerado (utilizado) nas atividades de investimentos	-2.183.164	-2.415.418
Caixa restrito	5.100	0
Aplicações financeiras	-6.296.500	-2.985.529
Regates de Aplicações financeiras	7.445.884	2.480.669
Imobilizado	-3.543.070	-2.154.997
Dividendos recebidos	205.422	244.439
Caixa utilizado nas atividades de financiamentos	1.532.627	-374.162
Adições Empréstimos e Debêntures	4.116.668	2.467.412
Pagamentos Empréstimos e Debêntures (principal)	-554.937	-1.311.578
Pagamentos Empréstimos e Debêntures (juros)	-772.742	-916.093
Pagamentos Arrendamento Mercantil (principal e juros)	-20.295	-14.344
Instrumentos financeiros derivativos	3.003	-1.802
Dividendos e juros sobre capital próprios pagos	-1.239.070	-597.757
Aumento (redução) líquido em caixa e equivalentes de caixa	2.668.928	-90.704
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	245.819	336.523
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	2.914.747	245.819
Variação em caixa e equivalentes de caixa	2.668.928	-90.704

¹O fluxo de caixa indireto contabilizado na metodologia regulatória considera as saídas de caixa relacionadas aos projetos *greenfield*, *brownfield* e de Reforços e Melhorias como fluxos de investimentos.

Anexo VI – Resultado Regulatório Empresas não consolidadas

IE MADEIRA						
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	4T24	4T23	Var (%)	2024	2023	Var (%)
Receita Operacional Bruta	191.985	177.134	8,4%	792.051	740.471	7,0%
Deduções à receita operacional	-28.197	-24.759	13,9%	-99.597	-95.970	3,8%
Receita Operacional Líquida	163.788	152.375	7,5%	692.454	644.501	7,4%
Custos e Despesas	-19.079	-25.241	-24,4%	-69.440	-72.842	-4,7%
Depreciação	-36.395	3.618	n.a	-140.394	-109.026	28,8%
EBITDA	144.721	126.697	14,2%	621.158	570.932	8,8%
Resultado do Serviço	108.314	130.752	-17,2%	482.620	462.633	4,3%
Resultado Financeiro	-15.241	-18.388	-17,1%	-70.541	-111.084	-36,5%
Outras receitas/despesas líquidas	12	-437	n.a	-1.855	-727	155,2%
Lucro antes do IR & CSLL	93.085	111.927	-16,8%	410.224	350.822	16,9%
IR & CSLL	-44.728	2.152	n.a	-83.294	-15.759	428,5%
Lucro líquido	48.357	114.078	-57,6%	326.930	335.063	-2,4%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (51%) no EBITDA	73.808	64.615	14,2%	316.791	291.175	8,8%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (51%) no Lucro	24.662	58.180	-57,6%	166.734	170.882	-2,4%

IE GARANHUNS						
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	4T24	4T23	Var (%)	2024	2023	Var (%)
Receita Operacional Bruta	45.204	43.856	3,1%	159.593	141.747	12,6%
Deduções à receita operacional	-5.357	-5.082	5,4%	-21.315	-19.251	10,7%
Receita Operacional Líquida	39.846	38.774	2,8%	138.278	122.496	12,9%
Custos e Despesas	-4.283	-3.539	21,0%	-14.945	-13.265	12,7%
Depreciação	-6.354	-6.355	0,0%	-25.401	-25.409	0,0%
EBITDA	35.648	35.235	1,2%	123.417	109.231	13,0%
Resultado do Serviço	29.210	28.880	1,1%	97.932	83.822	16,8%
Resultado Financeiro	-689	-559	23,4%	-3.959	-4.759	-16,8%
Outras receitas/despesas líquidas	84	0	N.A.	84	0	N.A.
Lucro antes do IR & CSLL	28.605	28.321	1,0%	94.057	79.063	19,0%
IR & CSLL	-443	-811	-45,3%	-2.202	-2.388	-7,8%
Lucro líquido	28.162	27.511	2,4%	91.855	76.674	19,8%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (51%) no EBITDA	18.180	17.970	1,2%	62.943	55.708	13,0%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (51%) no Lucro	14.363	14.030	2,4%	46.846	39.104	19,8%

IE AIMORÉS						
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	4T24	4T23	Var (%)	2024	2023	Var (%)
Receita Operacional Bruta	36.066	27.284	32,2%	118.048	107.839	9,5%
Deduções à receita operacional	-2.927	-2.836	3,2%	-11.677	-11.551	1,1%
Receita Operacional Líquida	33.139	24.448	35,5%	106.371	96.288	10,5%
Custos e Despesas	4.779	-1.372	n.a	1.008	-4.453	n.a
Depreciação	-2.719	-2.719	0,0%	-10.875	-10.850	0,2%
EBITDA	37.918	23.076	64,3%	107.379	91.835	16,9%
Resultado do Serviço	35.199	20.357	72,9%	96.504	80.985	19,2%
Resultado Financeiro	-177	702	n.a	1.406	4.359	-67,7%
Outras receitas/despesas líquidas	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Lucro antes do IR & CSLL	35.022	21.059	66,3%	97.910	85.344	14,7%
IR & CSLL	-625	-2.146	-70,9%	-6.468	-13.716	-52,8%
Lucro líquido	34.397	18.912	81,9%	91.442	71.628	27,7%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no EBITDA	18.959	11.538	64,3%	53.690	45.918	16,9%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no Lucro	17.199	9.456	81,9%	45.721	35.814	27,7%

IE PARAGUAÇU						
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	4T24	4T23	Var (%)	2024	2023	Var (%)
Receita Operacional Bruta	58.122	42.130	38,0%	182.730	161.787	12,9%
Deduções à receita operacional	-4.518	-4.340	4,1%	-17.723	-16.921	4,7%
Receita Operacional Líquida	53.604	37.790	41,8%	165.007	144.866	13,9%
Custos e Despesas	12.778	-2.408	n.a	6.700	-7.753	n.a
Depreciação	-4.780	-4.615	3,6%	-18.625	-18.410	1,2%
EBITDA	66.382	35.382	87,6%	171.707	137.113	25,2%
Resultado do Serviço	61.602	30.767	100,2%	153.082	118.703	29,0%
Resultado Financeiro	590	1.353	-56,4%	3.570	6.692	-46,7%
Outras receitas/despesas líquidas	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Lucro antes do IR & CSLL	62.192	32.120	93,6%	156.652	125.395	24,9%
IR & CSLL	475	-4.254	n.a	-9.400	-18.869	-50,2%
Lucro líquido	62.667	27.866	124,9%	147.252	106.526	38,2%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no EBITDA	33.191	17.691	87,6%	85.854	68.557	25,2%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no Lucro	31.334	13.933	124,9%	73.626	53.263	38,2%

IE IVAÍ						
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	4T24	4T23	Var (%)	2024	2023	Var (%)
Receita Operacional Bruta	104.585	100.427	4,1%	414.330	371.072	11,7%
Deduções à receita operacional	-10.970	-11.144	-1,6%	-42.884	-40.029	7,1%
Receita Operacional Líquida	93.615	89.283	4,9%	371.446	331.042	12,2%
Custos e Despesas	-5.890	-5.698	3,4%	-20.448	-20.798	-1,7%
Depreciação	-26.301	-14.362	83,1%	-70.367	-34.933	101,4%
EBITDA	123.343	34.292	259,7%	386.617	260.953	48,2%
Resultado do Serviço	61.424	69.222	-11,3%	280.632	275.310	1,9%
Resultado Financeiro	-54.622	-40.930	33,5%	-203.087	-195.315	4,0%
Outras receitas/despesas líquidas	35.619	-49.293	n.a	35.619	-49.291	n.a
Lucro antes do IR & CSLL	42.420	-21.001	n.a	113.164	30.705	268,6%
IR & CSLL	-823	8.690	n.a	-24.876	-10.354	140,3%
Lucro líquido	41.597	-12.311	n.a	88.288	20.351	333,8%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no EBITDA	61.672	17.146	259,7%	193.309	130.477	48,2%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no Lucro	20.799	-6.155	-437,9%	44.144	10.175	333,8%

Anexo VII – Covenants (R\$ milhões)

BNDES (apuração anual)	
Dívida Líquida 31/12/24	11.559,0
EBITDA últimos 12 meses	4.249,5
Dívida Líquida/EBITDA 31/12/24	2,72
Patrimônio Líquido 31/12/24	20.071,3
Dívida Liq./(Dívida Liq. + PL) 31/12/24	0,37

Os principais compromissos financeiros dos contratos de financiamento (*covenants* financeiros) que a ISA ENERGIA BRASIL está submetida são estabelecidos conforme abaixo:

Os Contratos de financiamento com **BNDES** (válidos até o vencimento do contrato em 2041) devem cumprir os indicadores financeiros máximos de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado BNDES $\leq 3,0$ e Dívida Líquida/(Dívida Líquida + Patrimônio Líquido) $\leq 0,6$. O saldo desses financiamentos junto ao BNDES na data de 31/12/2024 soma o montante de R\$ 640,9 milhões em que os contratos possibilitam pré-pagamento.

Os indicadores são apurados ao final de cada exercício social. Para fins de cálculo e comprovação dos referidos índices, a Companhia deverá consolidar todas as controladas e controladas em conjunto (de forma proporcional à sua participação), desde que detenha participação acionária igual ou superior a 10%. O EBITDA é calculado de acordo com a metodologia definida nos contratos. O indicador de Dívida Líquida/EBITDA de acordo com essa metodologia foi de **2,72x** no 4T24.

Anexo VIII – Balanço Patrimonial – IFRS

Ativo (R\$ mil)	Consolidado	
	31/12/2024	31/12/2023
CIRCULANTE		
Caixa e equivalentes de caixa	2.914.747	245.819
Aplicações Financeiras	485.995	1.526.208
Ativo de concessão	3.604.640	3.370.449
Tributos e contribuições a compensar	453.046	268.730
Instrumentos financeiros derivativos	41.658	-
Créditos com partes relacionadas	142.546	107.483
Outros	296.817	459.739
	7.939.449	5.978.428
NÃO CIRCULANTE		
Realizável a longo prazo		
Ativo de concessão	27.442.183	22.618.926
Valores a receber - Secretaria da Fazenda	84.715	2.615
Cauções e depósitos vinculados	43.650	42.677
Instrumentos financeiros derivativos	2.564.527	2.371.307
Outros	283.142	292.896
	30.418.217	25.328.421
Investimentos	4.354.888	4.022.567
Imobilizado	153.613	120.104
Intangível	438.465	461.636
	4.946.966	4.604.307
	35.365.183	29.932.728
Total do Ativo	43.304.632	35.911.156

Passivo e Patrimônio Líquido (R\$ mil)	Consolidado	
	31/12/2024	31/12/2023
CIRCULANTE		
Empréstimos e financiamentos	82.056	75.811
Debêntures	1.109.914	570.815
Arrendamento	12.020	6.268
Fornecedores	182.169	177.986
Tributos e encargos sociais a recolher	139.146	115.139
Encargos regulatórios a recolher	64.270	53.071
Juros sobre capital próprio e dividendos a	1.329.622	1.247.850
Outros	345.621	197.796
	3.264.818	2.444.736
NÃO CIRCULANTE		
Exigível a longo prazo		
Empréstimos e financiamentos	651.766	633.914
Debêntures	11.392.559	7.959.755
Arrendamento	25.489	22.102
PIS e COFINS diferidos	2.493.513	2.034.661
Imposto de renda e contribuição social	5.175.168	4.436.717
Encargos regulatórios a recolher	30.763	38.163
Provisões	197.271	129.803
Benefício a empregados – déficit atuarial	-	401.059
Outros	2.003	18.534
	19.968.532	15.674.708
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social	3.590.020	3.590.020
Reservas de capital	666	666
Reservas de lucro	15.950.329	13.997.026
Outros Resultados Abrangentes	173.566	-207.572
Dividendos adicionais propostos	-	-
	19.714.581	17.380.140
Participação de não controladores nos fundos de investimentos	356.701	411.572
	20.071.282	17.791.712
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	43.304.632	35.911.156

Anexo IX – Demonstração de Resultados – IFRS

Demonstração de Resultado (R\$ milhões)	Consolidado					
	4T24	4T23	Var (%)	2024	2023	Var (%)
Receita Operacional Líquida	2.520,1	1.688,0	49,3%	7.966,6	6.215,5	28,2%
Receita de infraestrutura, operação e manutenção, ganho de eficiência na implementação da infraestrutura e outras, líquidas	1.739,6	628,0	177,0%	5.218,2	2.745,3	90,1%
Remuneração dos ativos da concessão, líquida	780,5	1.060,0	-26,4%	2.748,4	3.470,2	-20,8%
Custos dos Serviços de Implementação da infraestrutura, operação e manutenção e de serviços prestados	-1.459,0	-793,2	83,9%	-4.229,1	-2.506,6	68,7%
Lucro Bruto	1.061,0	894,8	18,6%	3.737,5	3.708,9	0,8%
Receitas e Despesas Operacionais	67,5	19,6	245,0%	1.393,8	233,7	496,5%
Receitas – Revisão Tarifária Periódica (RTP)	0,0	0,0	N.A.	1.152,7	-3,7	-31381,1%
Gerais e Administrativas	-156,7	-75,7	106,9%	-347,5	-235,0	47,9%
Honorários da administração	-2,9	-3,2	-8,3%	-17,1	-15,7	8,9%
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	-9,2	-12,0	-23,7%	21,1	-1,2	-1804,1%
Resultado de equivalência patrimonial	236,2	110,5	113,8%	584,6	489,3	19,5%
Lucro antes das receitas e despesas financeiras e dos impostos sobre o lucro	1.128,5	914,4	23,4%	5.131,3	3.942,6	30,2%
Resultado Financeiro	-263,9	-180,6	46,1%	-962,6	-821,6	17,2%
Receitas financeiras	116,2	74,0	56,9%	283,8	222,1	27,8%
Despesas financeiras	-380,0	-254,6	49,2%	-1.246,5	-1.043,6	19,4%
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	864,6	733,8	17,8%	4.168,7	3.121,0	33,6%
Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	360,3	304,1	18,5%	-615,9	-228,6	169,4%
Corrente	396,6	349,2	13,6%	-59,2	-64,5	-8,3%
Diferido	-36,2	-45,1	-19,7%	-556,7	-164,1	239,2%
Lucro/Prejuízo Consolidado	1.225,0	1.037,9	18,0%	3.552,7	2.892,4	22,8%
Participação do Acionista não Controlador	-13,3	-16,5	-19,6%	-54,3	-51,2	6,0%
Lucro/Prejuízo	1.211,7	1.021,4	18,6%	3.498,4	2.841,1	23,1%

Anexo X – Fluxo de Caixa – IFRS (R\$ mil)

Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais (R\$ mil)	Consolidado	
	2024	2023
Fluxo de caixa das atividades operacionais	-5.096.144	-3.247.339
Lucro líquido do período	3.552.731	2.892.362
Benefício a empregados – déficit atuarial	44.624	23.755
Depreciações e amortizações	37.357	24.889
PIS e COFINS diferidos	458.852	184.773
IR e CS diferidos	556.723	164.105
Provisão para Demandas Judiciais	75.927	1.940
Valor residual de ativo permanente baixado	2.781	-118
Benefício Fiscal - Ágio Incorporado	37	37
Receita sobre aplicações financeiras	-164.042	-61.479
Juros e variações cambiais sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	1.209.509	1.018.114
Juros e variações cambiais sobre ativos e passivos	11.331	7.640
Resultado de equivalência patrimonial	-584.578	-489.318
Reversão da perda em controlada em conjunto	0	-4.388
Contas a receber - Ativo de Concessão	-10.262.943	-6.976.264
Realização de ativo de Concessão na aquisição de Controlada	19.862	24.242
Transações com acionistas não controladores	-54.315	-51.245
(Aumento) diminuição de ativos	5.015.038	4.079.836
Caixa restrito	0	10.064
Contas a receber - Ativo de concessão	5.205.495	4.739.653
Estoques	65.143	-160.355
Valores a receber - Secretaria da Fazenda	-193.220	-195.807
Tributos e contribuições a compensar	-175.722	-154.495
Cauções e depósitos vinculados	448	103
Despesas pagas antecipadamente	-6.729	-5.825
Outros	119.623	-153.501
Aumento (diminuição) de passivos	-100.371	-242.650
Fornecedores	3.830	62.119
Tributos e encargos sociais a recolher	213.456	-133.779
Pagamentos IR/CSLL	-422.317	-166.233
Obrigações trabalhistas	7.718	10.130
Encargos regulatórios a recolher	8.263	1.509
Empréstimos e financiamentos a pagar	-36.385	-27.131
Provisões	-20.715	-24.281
Valores a pagar Vivest	-380	-92
Reserva Global de Reversão	-2.480	-2.480
Outros	148.639	37.587
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais	-181.477	589.847
Caixa gerado (utilizado) nas atividades de investimentos	1.317.777	-306.390
Caixa restrito	6.373	-
Aplicações financeiras	-6.296.500	-2.985.529
Regates de Aplicações financeiras	7.445.884	2.480.669
Aquisição de Imobilizado	-35.888	-36.484
Intangível	-7.514	-9.485
Dividendos recebidos	205.422	244.439
Caixa utilizado nas atividades de financiamentos	1.532.628	-374.162
Adições Empréstimos e Debêntures	4.116.668	2.467.412
Pagamentos Empréstimos e Debêntures (principal)	-554.936	-1.311.578
Pagamentos Empréstimos e Debêntures (juros)	-772.742	-916.093
Pagamentos Arrendamento Mercantil (principal e juros)	-20.295	-14.344
Dividendos e juros sobre capital próprios pagos	-1.239.070	-597.757
Aumento (redução) líquido em caixa e equivalentes de caixa	2.668.928	-90.704
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	245.819	336.523
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	2.914.747	245.819
Variação em caixa e equivalentes de caixa	2.668.928	-90.704



**EARNINGS
RELEASE
4Q2024**

isa
ENERGIA

São Paulo, February 24, 2025 – ISA ENERGIA BRASIL S.A. ("ISA ENERGIA BRASIL", "Company", B3: ISAE3 and ISAE4) announces its results for the fourth quarter of 2024 (4Q24). Regulatory results are shown in accordance with the procedures and guidelines issued by the regulatory authority and in compliance with the accounting policies established in the Electricity Sector Accounting Manual (MCSE) to facilitate understanding of the Company's business. These regulatory results are audited every year by the same independent auditor of the corporate financial statements and are not reviewed on a quarterly basis. Moreover, the results have been prepared in accordance with the standards established by the Securities and Exchange Commission of Brazil (CVM), applicable announcements by the Accounting Statements Committee (CPC) and the International Financial Reporting Standards (IFRS) issued by the International Accounting Standards Board (IASB) in the "Attachments" section of this document.

Regulatory Indicators (R\$ million)	Consolidated					
	4Q24	4Q23	Chg (%)	2024	2023	Chg (%)
Net Revenue	1,156.6	1,109.6	4.2%	4,557.0	3,985.4	14.3%
PMSO	-230.0	-223.4	2.9%	-804.4	-749.0	7.4%
Manageable PMSO	-218.5	-214.4	1.9%	-759.0	-712.4	6.5%
EBITDA	794.3	826.7	-3.9%	3,541.0	3,129.1	13.2%
EBITDA Margin	68.7%	74.5%	-5.8 p.p	77.7%	78.5%	-0.8 p.p
Net Income ¹	810.1	900.6	-10.0%	2,076.6	1,942.3	6.9%
Net Margin	70.0%	81.2%	-11.1 p.p	45.6%	48.7%	-3.2 p.p
ROE (LTM)	20.9%	25.8%	-4.9 p.p	20.9%	25.8%	-4.9 p.p
Net Debt	10,229.8	7,908.2	29.4%	10,229.8	7,908.2	29.4%
CapEx (ex-M&A)	1,291.3	617.5	109.1%	3,634.5	2,067.0	75.8%

¹ Adjusted for non-controlling interest.

Financial Highlights 4Q24



Net income R\$810.1 million (-10.0%)



EBITDA R\$794.3 million (-3.9%)



Net debt R\$10,229.8 million (+29.4%)



Capex R\$1,291.3 million (+75.8%)



PMSO: R\$230.0 million (+2.9%)

4Q24 Conference Call

Conference call in Portuguese with simultaneous translation into English

Date: February 25, 2025

Time: 10:00 a.m. (BRT) / 8:00 a.m. (EST)

The event will be streamed on Zoom: [click here](#)

All connection data is available on the Investor Relations website:

ri.isaenergiabrasil.com.br

Highlights

ISA ENERGIA BRASIL

In 2024, the Company completed 25 years of a history marked by achievements that were part of the evolution of the Brazilian transmission sector and expanded its footprint that began in the state of São Paulo to 18 states on this date. To reflect this trajectory of national expansion and reinforce the positioning of the Company as a leader in the energy transition, ISA ENERGIA BRASIL has adopted a unified corporate identity among brand, corporate name, and ticker on the Brazilian stock exchange, B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão ("B3"). More information about the new corporate brand and details about the strategic positioning are available on the Company's website (www.isaenergiabrasil.com.br/en/).



Announcement of earnings distribution to shareholders

On December 12, 2024, the Board of Directors of ISA ENERGIA BRASIL approved the distribution of interest on equity ("IOE"), totaling R\$1,555.5 million, corresponding to R\$2.360835 per share of both types (common – "ISAE3" and preferred – "ISAE4"). The distribution of the Interest on Equity, net of withholding income tax, was divided into three payments, each with its respective record, "ex-rights", and payment dates, according to the table below:

Tranche	Total amount	Record date	Ex-right date	Payment	Gross amount per share	Net amount per share
1 st	R\$ 518,504,921.67	9-Jan-25	10-Jan-25	21-Jan-25	R\$ 0.786945	R\$ 0.668903
2 nd	R\$ 518,504,921.67	11-Feb-25	12-Feb-25	21-Feb-25	R\$ 0.786945	R\$ 0.668903
3 rd	R\$ 518,504,921.66	11-Mar-25	12-Mar-25	21-Mar-25	R\$ 0.786945	R\$ 0.668903

[Click here](#) to access the notice to shareholders in full.

Minuano Project (Evrecy) operation'n start up

On December 20, 2024, the Minuano project (contract 01/2020), which had partially started its operation in November, began full commercial operation after energizing the transmission lines Caxias Norte – Vinhedos and Caxias Norte – Monte Claro, in addition to the sectioning of the transmission line of 525 kV Campos Novos – Caxias Norte – Caxias. The project contributes to the flow of energy in the southern region of the country and improves the quality of service to the Mountain Region of Rio Grande do Sul.

The project belongs to Evrecy, a wholly-owned subsidiary of ISA ENERGIA BRASIL, which began receiving full remuneration for lot 01 of the transmission auction 02/2019 upon obtaining the Definitive Release Term ("TLD") from the National Electricity System Operator ("ONS"), being entitled to receive the Permitted Annual Revenue ("RAP") of R\$50.2 million (2024/2025 tariff cycle). The estimated EBITDA margin of the project is around 90% and its taxation regime is the presumed income method, with full consolidation in ISA ENERGIA BRASIL. Investments made were approximately R\$720 million. [Click here](#) for details. For more information, watch the [video](#) on the project.

Message from the CEO

ISA ENERGIA BRASIL has been contributing to the transformation of the electricity sector and society for 25 years. As we celebrate this milestone, we reinforce our commitment to excellence in the transmission of electricity and, above all, to building a more sustainable future. Our actions go beyond operational efficiency and quality in project execution; we actively seek to promote the sustainability of the Brazilian electrical system and drive the energy transition throughout the country.

Our trajectory is marked by continuous evolution. In recent years, we have achieved a strong national expansion and developed pioneering innovation initiatives in the Brazilian electricity sector. We are no longer just an energy transmission company; we have become a company that enables energy transition. In this sense, our brand has evolved to reflect who we are: a national company that transmits energy and drives progress. From this historic milestone, we strongly reaffirm our commitment to society, the environment, and people.

With this move, we now have a unified corporate identity between brand, corporate name, and tickers on the Brazilian Stock Exchange (B3). This evolution strengthens the capital of trust with our stakeholders and eliminates redundancies in communication efforts, consolidating a single denomination.

In this context of brand and business evolution, the protection of life and the safety of people who work directly or indirectly for ISA ENERGIA BRASIL continue to be a non-negotiable value. Safety goes beyond priority, as it guides the way we act. In 2024, we strengthened our *Conectados com a Vida* program through awareness initiatives, increased leadership engagement, and continuous dissemination of our safety culture. We preserve lives by achieving the goals of zero fatalities proposed for the year, maintaining the accident frequency rate below 1, and obtaining the ISO 45001 Certification that brings more robustness to our processes.

Safety is more than a priority; it is a non-negotiable value that guides the way we act at ISA ENERGIA BRASIL.

In 2024, we advanced consistently in our three strategic pillars: creating value to the shareholders, ensuring our corporate longevity, and creating a positive social and environmental impact. The robust results in the period added more value for our shareholders and for society by reaching historical milestones, with net revenue of R\$7,966.6 million and net profit of R\$3,498.4 under IFRS accounting, among other indicators, demonstrating our ability to create value and ensure the longevity of the business. In regulatory accounting, net revenue was R\$4,557.0 million, with a growth of 14.3% and a total regulatory net profit of R\$2,076.6 million (+6.9% vs 2023).

Once again, we achieved the highest level of investment in the modernization of our installed capacity — more than R\$1.3 billion in retrofitting and improvement projects — especially in the state of São Paulo, in order to ensure an increasingly reliable and resilient infrastructure. We reinforce our responsibility and key role in society by operating a network through which about 30% of all the electricity transmitted in Brazil and approximately 95% of the electricity transmitted in the state of São Paulo flows.

To ensure our corporate longevity, we invest in the construction of new projects that allow the expansion of the Brazilian transmission system, which are essential to support changes in the energy consumption model in the country, as well as enhance the integration of renewable sources into the National Interconnected System (SIN). In 2024, we allocated a record amount of more than R\$2.2 billion to strategic projects that connect clean energy sources from the Northeast to the center-south of Brazil.

We anticipated the start of commercial operation of the Minuano Project (RS), which adds reliability to the flow of large energy blocks in the south region and is essential to enhance the quality of service to the mountainous region of Rio Grande do Sul. The infrastructure of the project includes 115 kilometers of transmission lines, in addition to the largest substation by power capacity in the state, with 2,700 MVA, 195,000 m² of installed area, and 77,000 m² of energized area.

With a focus on growth, by 2029, an investment of about R\$13 billion is planned in new transmission projects, with R\$5.5 billion allocated to more than 210 retrofitting projects already approved by the Brazilian Electricity Regulatory

Agency (ANEEL) and approximately R\$8 billion for the six projects we have under construction. When energized, these assets will add about R\$1 billion to our Permitted Annual Revenue (RAP) for the 2024/2025 cycle.

This commitment to the development of the sector resulted in the authorization by the ANEEL for the implementation of an unprecedented solution in the national transmission system, capable of offering greater operational flexibility and stability in the network. The first project with FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) technology aims to contribute to the energy transition by making the grid more flexible to incorporate renewable sources, as well as eliminating bottlenecks and maximizing the use of the existing system.

In the same way that we have strengthened our pioneering spirit in the implementation of new technologies, we are aware of the effects of climate change on our operations. We began, back in 2022, the incorporation of these risks into our business management and, starting in 2024, we conducted the assessment of the exposure level of our assets to climate threats. Additionally, we work to strengthen our contingency plans by combining the use of technologies and the analysis of meteorological data, so that we can anticipate more severe weather events, develop mitigation initiatives, and act swiftly to restore the system in case of outages.

It was also possible to advance in our mitigation initiative with the continuous effort to reduce greenhouse gas emissions in our operations, focusing on strengthening systems to prevent and quickly correct any leaks of SF6 — a gas with high global warming potential. We are aware that one of our responsibilities is to generate positive social and environmental impact. To this end, we extend our efforts beyond our operations and value chain through the *Conexão Jaguar* Program, our main sustainability initiative aimed at combating climate change and promoting biodiversity protection. The program went beyond the borders of the Pantanal, reaching the Amazon and expanding our legacy in jaguar conservation.

In the social sphere, through our corporate program *Conexão Desenvolvimento*, we allocated more than three million reais to incentivized projects and our own initiatives. Among the initiatives this year, we contributed to the restoration of municipalities in Rio Grande do Sul affected by heavy rains, which caused river overflows, infrastructure collapses, and flooding. We also started a partnership with *USP Diversa*, a program that grants scholarships to students who graduated from public education in situations of social and economic vulnerability, ensuring financial means to complete their courses at the university.

The initiative is connected to our effort to promote diversity, manifested through the *Outros Olhares* program, in which we promote the initiatives of our affinity groups and empower our leaders to be truly inclusive. Due to our initiatives on this front, we were included in IDIVERSA, from B3, which brings together companies that stand out in diversity criteria.

We value our internal talents so that they can walk this journey of evolution with us. We support the satisfaction of our employees, both in maintaining a good organizational climate and in offering opportunities for professional growth and healthcare, safety, and well-being. Thanks to our nearly 1,700 employees, engaged with our purpose, we maintain a prosperous and long-lasting business model that is capable of meeting the needs of society today and of future generations.

Each of us at ISA ENERGIA BRASIL participates in building the future of our company and the country's energy transition, with safety and excellence, with integrity and in line with the best governance practices, which have always guided our activities. We celebrate 25 years of achievements looking to a future in which clean, safe, and reliable energy is accessible to everyone, driving Brazil's development.

Rui Chammas
CEO

Considerations about financial information

The financial information presented in this document relating to the fiscal year ended December 31, 2024 was prepared in accordance with the standards, procedures and guidelines issued by the regulatory authority and in compliance with the accounting policies established in the Electricity Sector Accounting Manual approved by the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL) through Normative Resolution 933 of May 28, 2021 and ANEEL Order 2,904 of September 17, 2021.

EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes and Depreciation and Amortization) is presented in accordance with the Securities and Exchange Commission of Brazil (CVM) Resolution 156/22.

Also, the financial and operational information is subject to rounding and so the total amounts in tables and charts may differ from the additions of the numbers preceding them.

Below is the calculation of EBITDA as per regulatory accounting, according to Normative Resolution 933 and ANEEL Order 2,904:

(R\$ million)	Consolidated					
	4Q24	4Q23	Var (%)	2024	2023	Var (%)
(=) Regulatory Net Income	810.1	900.6	-10.0%	2,076.6	1,942.3	6.9%
(+) Non-controlling shareholder particip.	13.3	16.5	-19.6%	54.3	51.2	6.0%
(+) IRPJ/CSLL	-427.0	-351.1	21.6%	-24.5	-44.5	-45.1%
(+) Equity Income	-108.4	-89.6	21.0%	-377.1	-309.2	21.9%
(+) Financial Result	263.8	180.5	46.1%	962.3	821.3	17.2%
(+) Depreciation/Amortization	242.4	169.9	42.7%	849.3	668.1	27.1%
(=) Regulatory EBITDA	794.3	826.7	-3.9%	3,541.0	3,129.1	13.2%
(-) Equity Income	108.4	89.6	21.0%	377.1	309.2	21.9%
(=) Regulatory EBITDA CVM 156/2022	902.7	916.3	-1.5%	3,918.1	3,438.3	14.0%

The calculation of EBITDA in accordance with accounting practices adopted in Brazil and International Financial Reporting Standards (IFRS) issued by the International Accounting Standards Board (IASB) based on EBITDA as per regulatory accounting is available in the section "Comparison of Results (Regulatory vs. IFRS)" ([click here](#)).

CONTENTS

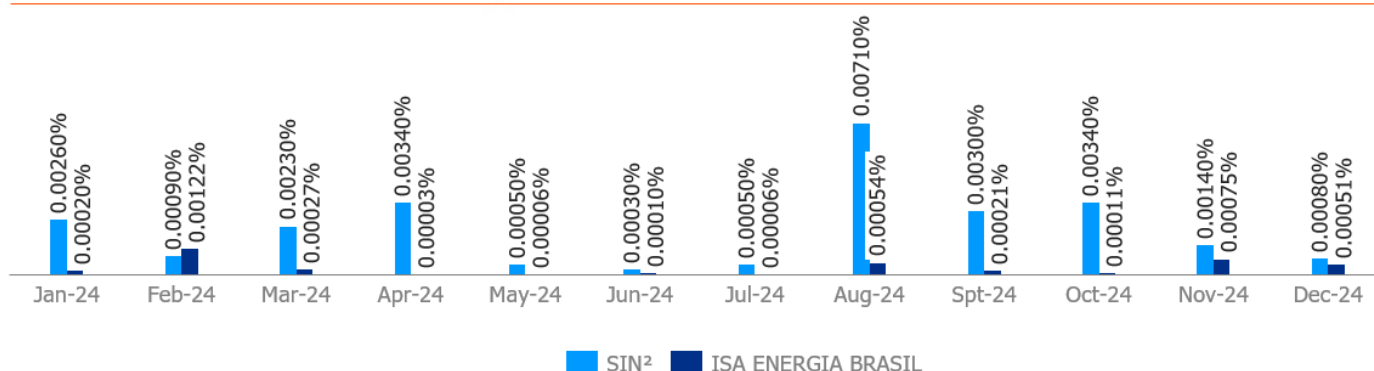
OPERATING PERFORMANCE	8
FINANCIAL PERFORMANCE (REGULATORY RESULTS)	9
OPERATING REVENUE	9
O&M COSTS AND EXPENSES	11
OTHER OPERATING INCOME AND EXPENSES	13
EBITDA AND MARGIN	13
FINANCIAL RESULT	14
EQUITY INCOME	15
INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION ON NET INCOME	16
NET INCOME ¹	16
COMPARISON OF RESULTS (REGULATORY VS. IFRS)	17
DEBT	20
INVESTMENTS	21
INVESTMENTS IN RETROFITTING AND IMPROVEMENTS PROJECTS	21
INVESTMENTS IN GREENFIELD PROJECTS	22
CAPITAL MARKETS	23
OWNERSHIP BREAKDOWN	23
STOCK PERFORMANCE	23
SUSTAINABILITY	24
EVENTS DURING THE PERIOD	27
EVENTS SUBSEQUENT TO THE REPORTING PERIOD	27
OTHER MATERIAL INFORMATION	28
PERIODIC TARIFF REVIEW (RTP) 2024 - RENEWED CONTRACT 059/2001	28
PERIODIC TARIFF REVIEW (RTP) - BIDDING CONTRACTS	31
RTP AUCTIONED 2024	31
2024/2025 RAP CYCLE	32
CONCESSION RENEWAL – AGREEMENT 059/2001 (RBNI/RBSE)	35
SUPPLEMENTARY RETIREMENT PLAN – LAW 4,819/58	36
GLOSSARY	38
ATTACHMENT	41

OPERATING PERFORMANCE

The Company constantly manages its operating indicators meticulously, notably the Index of Non-Supplied Energy ("IENS"), which is the percentage of total energy not supplied during incidents throughout the year versus total energy that would be supplied in the absence of interruptions, that is, it represents the energy that was not consumed due to an interruption. Adequate management of IENS is important for the Transmission business since the companies that operate in this segment are remunerated for the uptime of their assets through RAP and any downtime may result in a reduction in revenue through a deduction called Variable Portion ("PV").

In December 2024, the Company's IENS^{1 2} was 0.00051%. For reference, Brazil's National Interconnected System ("SIN") registered 0.00080%³.

IENS % 2024



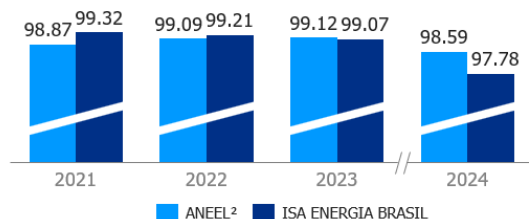
¹ Reference index available in the performance indicators report published by the ONS.

² Only the basic network assets are considered.

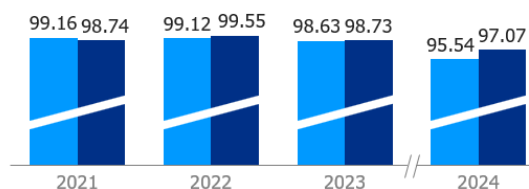
³ Data in the December/2024 report from SIN.

Availability of assets

Transmission lines



Power Transformers



The decrease in the availability rates of the Company's assets is explained by an increase in scheduled disconnections due to increased execution of retrofitting projects.

*Only the basic network assets are considered

**The National Electricity System Operator (ONS)/ANEEL calculates the indicator for families of equipment, which is the combination of type and voltage.

***The consolidated results presented are the average of the families subordinated to them.

****Data accumulated in the form of a moving window, November 2023 to December 2024.

*****Source: ONS.

FINANCIAL PERFORMANCE (Regulatory Results)

Operating Revenue

Operational Revenue (R\$ million)	Consolidated					
	4Q24	4Q23	Chg (%)	2024	2023	Chg (%)
Eletric Network Revenue	1,314.5	1,257.9	4.5%	5,179.6	4,539.9	14.1%
RBSE	568.6	646.2	-12.0%	2,429.7	2,129.9	14.1%
059/2001 Contract	431.1	391.5	10.1%	1,658.3	1,538.5	7.8%
Existing ¹ O&M	235.1	235.2	0.0%	940.6	929.1	1.2%
Retrofitting & Improvement Projects	196.0	156.3	25.4%	717.7	609.4	17.8%
New Concessions	247.7	206.5	19.9%	934.0	825.1	13.2%
PA and anticipation	49.4	-14.2	n.a	66.7	-58.2	n.a
Variable Portion (PV)	-27.6	-19.8	39.0%	-74.2	-59.1	25.6%
Regulatory charges ex RAP (CDE e PROINFRA)	45.3	47.7	-5.1%	165.2	163.6	1.0%
Others	14.0	14.2	-1.4%	52.9	47.5	11.4%
Gross Revenue	1,328.6	1,272.1	4.4%	5,232.5	4,587.3	14.1%
Deduction	-172.0	-162.6	5.8%	-675.5	-601.9	12.2%
Taxes and Contributions (PIS & Cofins)	-111.8	-113.8	-1.8%	-456.2	-400.4	13.9%
Regulatory charges ex RAP (CDE e PROINFRA)	-42.8	-31.6	35.4%	-151.8	-141.3	7.4%
Regulatory charges in RAP (P&D, RGR e TFSEE)	-17.4	-17.1	1.6%	-67.5	-60.3	12.0%
Total	1,156.6	1,109.6	4.2%	4,557.0	3,985.4	14.3%

¹ RAP related to the operation and maintenance portion of existing assets considered in the renewal process of contract 059/2001.

In 4Q24, consolidated gross revenue was R\$1,328.6 million, up R\$56.4 million (+4.4%) from 4Q23. The main changes during the period were:

Concessão Paulista

- **Periodic Tariff Review ("RTP") 2023 of the São Paulo concession contract (059/2001)**
 - ▼ reduction of RBSE economic component, resulting from the movement of the asset base;
 - ▲ incorporation of RAP of small-scale Retrofitting and Improvements projects ("R&I") energized between 2018 and 2022;
 - ▼ movement of the protected asset base in the first RTP of the contract;
 - ▲ incorporation of the RAP of large-scale retrofitting energized in the 2023/2024 cycle.
- **Adjustment of the tariff cycle for 2024/2025**
 - ▲ update of the RAP by the Broad Consumer Price Index ("IPCA") for the period (3.93%).

New Concessions

- ▲ adjustment to the tariff cycle for the 2024/2025 cycle with an update of the RAP by the IPCA of the period (3.93%);
- ▲ partial energization of the Minuano project in Nov/24 with completion in Dec/24.

Adjustment Installments (PA) and Anticipation

- ▲ the volume of anticipations made by the ANEEL was up R\$36.7 million from 4Q23;
- ▲ resumption of the receipt of the annuity for improvements after the RTP of Concessão Paulista, in order to advance part of the revenue associated with the execution of minor improvements;
- ▲ retroactive receipt of the annuity for improvements of the previous tariff cycle (2023/2024), due to the postponement of the RTP from July/2023 to July/2024.

The accumulated result for 2024 was positive at R\$66.7 million (variation of R\$124.8 million vs. 2023), a performance mainly driven by the recognition of the PAs from the RTP ([click here](#)) that were fully accounted for in the 3Q24. The main variations are:

PA e Antecipações (R\$ Milhões)	Consolidado					
	4T24	4T23	Var (%)	2024	2023	Var (%)
PA RTP 2023	0.0	0.0	N.A.	86.3	0.0	N.A.
Postergação RBSE	0.0	0.0	N.A.	-377.8	0.0	N.A.
Postergação R&M	0.0	0.0	N.A.	104.0	0.0	N.A.
Retroatividade R&M	0.0	0.0	N.A.	356.4	0.0	N.A.
Outros Ajustes	0.0	0.0	N.A.	3.6	0.0	N.A.
Anuidade Melhorias	20.5	0.0	N.A.	40.9	15.8	159.8%
Antecipação	51.9	15.2	242.4%	52.7	39.4	33.6%
Outras PAs	-23.0	-29.4	-21.8%	-113.2	-113.3	-0.1%
TOTAL	49.4	-14.2	n.a	66.7	-58.2	n.a

- **PA RTP** ([click here](#))

a) Postponement PA: financial differences resulting from the deferral of the RTP of contracts postponed from July 2023 to July 2024, consisting of:

- ▼ **RBSE:** reduction in the economic component due to the movement of the asset base in the period;
- ▲ **R&I:** additional RAP related to the incorporation of the incremental asset base of small-scale R&M projects energized between 2018 and 2022.

b) Retroactive Effect PA

R&I: revenue retroactive to the date of the operational startup of small-scale retrofitting projects energized between 2018 and 2022.

GROSS REVENUE

The effects mentioned above, added to the entry into operation of the greenfield projects: Itaúnas (fully in Nov/23) and Triângulo Mineiro (Aug/23), resulted in an increase of 14.1% in accumulated consolidated gross revenue for the year, totaling R\$5,232.5 million in 2024.

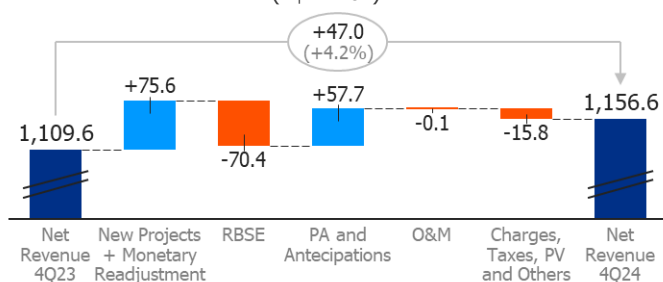
DEDUCTIONS

Deductions from gross revenue, which include both PIS and COFINS taxes and regulatory charges (R&D, RGR and TFSE) and transfer quotas, which vary according to the share of free consumers (CDE and Proinfa), reached R\$172.0 million in 4Q24 (+5.8%) and R\$675.5 million (+12.2%) in 2024, which are results in line with the variation in gross revenue.

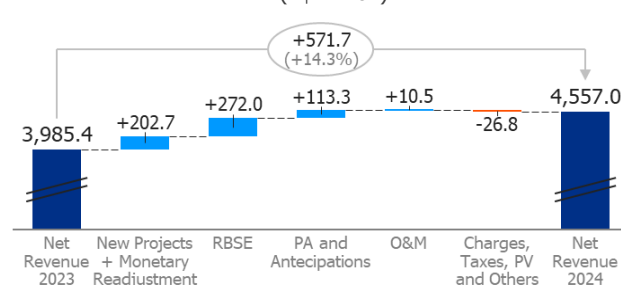
NET REVENUE

In 4Q24, net revenue increased by R\$47.0 million (+4.2%) compared to the same period last year, totaling R\$1,156.6 million. The accumulated net revenue was R\$4,557.0 million (+14.3%) in 2024, an increase of R\$571.7 million. The main changes are shown below:

Net revenue - 4Q24 vs. 4Q23
(R\$ million)



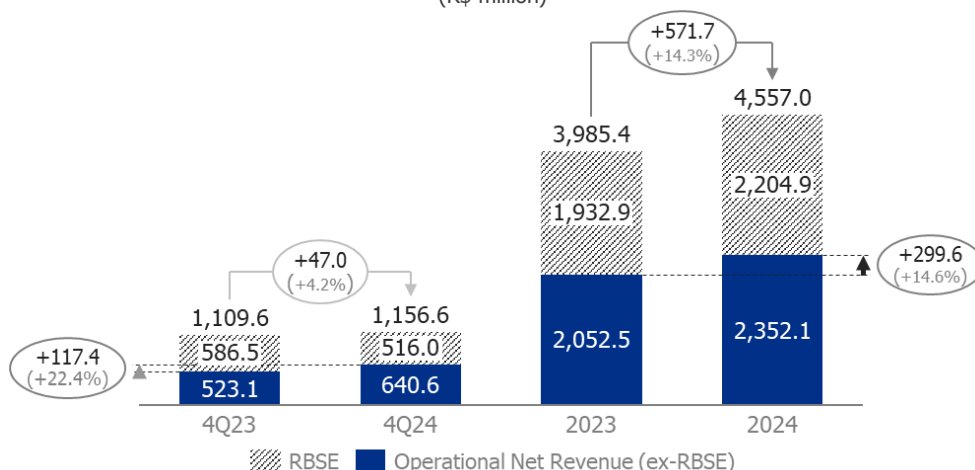
Net revenue - 2024 vs. 2023
(R\$ million)



NET REVENUE EX-RBSE

The net revenue ex-RBSE for 4Q24 increased R\$117.4 million (+22.4%) compared to the same period of the previous year, and the accumulated growth for the year was R\$299.6 million (+14.6%), reaching R\$2,352.1 million. The performance was primarily driven by (i) the integration of the incremental base of retrofitting projects following the RTP; (ii) the energization of new greenfield projects between periods; and (iii) the inflation adjustment in the tariff cycle adjustments.

Net revenue ex-RBSE
(R\$ million)



O&M Costs and Expenses

O&M Costs and Expenses (R\$ million)	Consolidated					
	4Q24	4Q23	Chg (%)	2024	2023	Chg (%)
Personnel	-112.7	-107.0	5.4%	-415.3	-386.0	7.6%
Material	-7.7	-8.5	-9.4%	-26.5	-25.7	3.2%
Services	-73.9	-75.3	-1.8%	-222.9	-209.1	6.6%
Others	-24.2	-23.7	2.5%	-94.2	-91.6	2.9%
Manageable PMSO	-218.5	-214.4	1.9%	-759.0	-712.4	6.5%
Non-recurring	-0.3	-3.1	-89.4%	-0.8	-12.8	-94.1%
Private Pension Entity	-11.2	-5.9	87.8%	-44.6	-23.8	87.8%
PMSO	-230.0	-223.4	2.9%	-804.4	-749.0	7.4%
Contingences	-71.8	-7.6	845.5%	-82.6	-7.9	950.4%
Depreciation	-242.4	-169.8	42.7%	-849.3	-668.0	27.1%
Other costs and expenses	-314.2	-177.4	77.1%	-931.9	-675.9	37.9%
Total	-544.2	-400.9	35.8%	-1,736.3	-1,424.9	21.9%

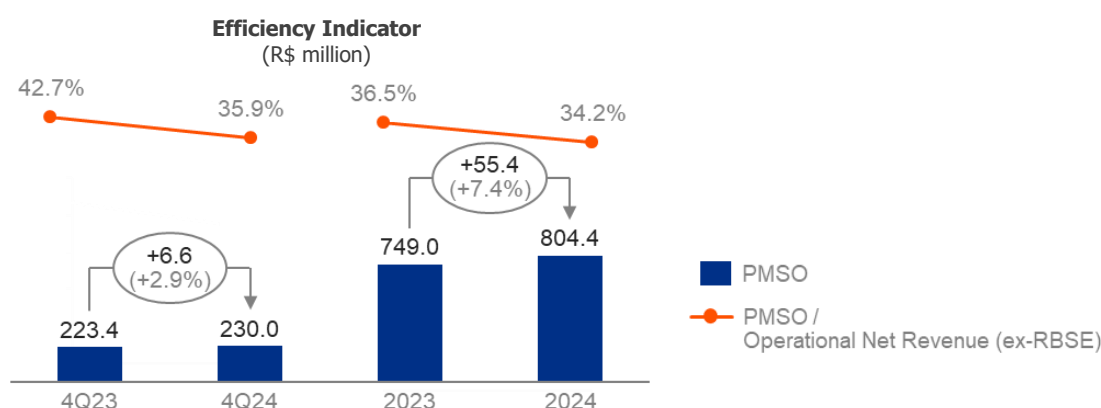
Manageable Costs and Expenses with Personnel, Materials, Services and Other ("PMSO") totaled R\$218.5 million in 4Q24 (+1.9% vs. 4Q23) while the accumulated result for the year was R\$759.0 million (+6.5% vs. 2023). The following are the main events that caused variations in the manageable PMSO in the period:

- ▼ **Personnel:** (i) the collective bargaining agreements signed in September and November 2024 with retroactive effects to July 2024; and (ii) higher one-time costs due to changes in the employees' health plan. These effects were partially offset by greater capitalization of hours from the technical workforce;
- ▲ **Services:** lower expenses with (i) success fees for legal services; (ii) maintenance and cleaning services for right-of-way areas in substations; (iii) recruitment and selection; (iv) real estate regularization and documentation of Company properties. These effects were partially offset by the increase in expenses with (i) legal fees related, mainly, to the collection action against the Public Treasury of the State of São Paulo ("SEFAZ"); and (ii) services related to health and safety, such as implementation of ISO 45.001 and dissemination of the safety culture to own employees and third parties.

In addition to the explained movements, the provision related to private pension (actuarial liability estimated based on benefits, as provided in CPC33) increased by R\$5.2 million in the quarter (+87.8% vs. 4Q23). This variation does not have any cash effect and is mainly explained by the reduction in the discount rate used for calculating the present value of future obligations due to the decrease in the NTN-B in the annual revaluation in December 2023.

As a result, the PMSO totaled R\$230.0 million in 4Q24 (+2.9% vs. 4Q23) and R\$804.4 million in 2024 (+7.4% vs. 2023).

The following chart shows the evolution of the operational efficiency of the Company measured by the ratio of PMSO to net revenue ex-RBSE.



CONTINGENCIES

In 4Q24, the Company recorded a non-recurring expense of R\$69.6 million related to a legal proceeding in which non-controlling shareholders of Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica ("EPT") request the annulment of its merger into the Company or, alternatively, the declaration of their right to withdraw and the determination of the reimbursement value of their shares (more details in items 4.1 and 4.4 of the Reference Form 2024 and explanatory note 14.1.3 to the financial statements as of 4Q24).

DEPRECIATION

The Company recorded depreciation expense of R\$242.4 million in 4Q24. The increase of 42.7% compared to the depreciation recorded in 4Q23 is due to (i) the adjustment of the average depreciation rate of the Triângulo Mineiro and Itaúnas projects, following the process of regularizing the unitization of their assets with the ANEEL, retroactive to the energization date of the projects, totaling R\$23.9 million; (ii) RTP of agreements 015/2008 (IE Jaguar 9), 016/2008, and 013/2008 (IE Sul) ([click here](#)), which approved the revaluation report of the assets of retrofitting projects energized between 2019 and 2023 and consequently generated an amount of depreciation of R\$3.2 million retroactive to the energization dates of the respective projects; and (iii) RTP of Concessão Paulista, which approved the revaluation report of the assets of retrofitting projects energized between 2018 and 2022, generating a higher Regulatory Remuneration Base ("BRR") and, consequently, a higher volume of depreciation from then on. The year-to-date cumulative result still has an additional impact of R\$87.2 million retroactive to the energization dates of the respective retrofitting projects reassessed in the RTP of Concessão Paulista.

As a result, O&M costs and expenses totaled R\$544.2 million in 4Q24, up 35.8% from 4Q23 and R\$1,736.3 million in 2024 (+21.9% vs. 2023).

Other Operating Income and Expenses

Other Operating Income and Expenses (R\$ million)	Consolidated					
	4Q24	4Q23	Chg (%)	2024	2023	Chg (%)
Income	6.3	6.4	-2.0%	44.8	37.2	20.5%
Disposal of unserviceable concession area	0.0	0.0	N.A.	20.2	0.0	N.A.
Disposal of assets unserviceable to the concession	4.4	3.2	38.0%	8.0	3.2	150.7%
Update of amounts of warrants receivable (SJC terrain)	1.1	1.0	2.8%	12.7	28.4	-55.2%
Others	0.8	2.2	-63.1%	3.9	5.7	-31.0%
Expenses	-66.8	-58.2	14.7%	-173.9	-136.7	27.3%
Amortization of capital gains (PBTE and SF Energia)	-15.2	-15.0	1.4%	-59.8	-59.8	0.0%
Cost of decommissioning assets*	-51.0	-24.2	110.8%	-101.1	-60.0	68.4%
Retroactive cost of decommissioning assets (RTP report)	0.0	0.0	N.A.	-15.0	0.0	N.A.
ANEEL Penalty (SE Santo Ângelo)	0.0	-15.5	-100.0%	0.0	-15.5	-100.0%
Others	-0.6	-3.6	-83.9%	2.0	-1.3	n.a
Total	-60.5	-51.8	16.7%	-129.1	-99.5	29.8%

* costs associated with the decommissioning, disposal and write-off of assets

ISA ENERGIA BRASIL recorded an expense of R\$60.5 million in "Other Operating Revenues and Expenses" in 4Q24 mainly due to: (i) costs related to the decommissioning and disposal of assets as a result of the higher volume of execution and commissioning of retrofitting projects; and (ii) the realization of goodwill from the acquisition of the companies PBTE and SF Energia, which is amortized over the remaining term of the PBTE concession through September 2046. In the comparison between periods, the increase in expenses was partially offset by the one-time effect of a penalty applied by the ANEEL in the amount of R\$15.5 million in 4Q23. The other expenses accumulated until December 2024 totaled R\$129.1 million, up R\$29.6 million (+29.8%) from 2023.

EBITDA and MARGIN

EBITDA in 4Q24 totaled R\$794.3 million, a decrease of R\$32.4 million (-3.9% vs. 4Q23) and margin of 68.7% (-5.8 p.p. vs. 4Q23), while EBITDA for the accumulated period of 2024 totaled R\$3,541.0 million, increasing R\$411.9 million (+13.2%) from 2023 and margin of 78.5% (-0.8 p.p. vs. 2023).

EBITDA (R\$ million)	Consolidated					
	4Q24	4Q23	Chg (%)	2024	2023	Chg (%)
Net revenue	1,156.6	1,109.6	4.2%	4,557.0	3,985.4	14.3%
Costs and expenses (ex-depreciation)	-301.8	-231.0	30.6%	-887.0	-756.9	17.2%
Other expenses and revenues (ex-amortization)	-60.5	-51.8	16.7%	-129.1	-99.5	29.8%
EBITDA	794.3	826.7	-3.9%	3,541.0	3,129.1	13.2%
EBITDA Margin	68.7%	74.5%	-5.8 p.p.	77.7%	78.5%	-0.8 p.p.

The variation is mainly due to:

- ▲ RTP of Concessão Paulista (contract 059/2001), with incorporation of the RAP of small-scale R&I;
- ▼ Reduction of the economic component of RBSE after the RTP of Concessão Paulista;
- ▲ Inflation adjustment (IPCA) in the 2024/2025 cycle;
- ▲ The operational startup of greenfield and retrofitting projects in the last 12 months;
- ▼ Contingency of R\$69.6 million related to a lawsuit filed by non-controlling shareholders of EPTE;
- ▼ Increase in personnel costs;
- ▼ Higher cost with decommissioning and disposal of assets.

EBITDA (R\$ million)	Consolidated + Non-consolidated					
	4Q24	4Q23	Cgh (%)	2024	2023	Cgh (%)
ISA ENERGIA BRASIL Consolidated	794.3	826.7	-3.9%	3,541.0	3,129.1	13.2%
Jointly-controlled subsidiaries	205.8	129.0	59.6%	712.6	591.8	20.4%
IE Madeira (51%)	73.8	64.6	14.2%	316.8	291.2	8.8%
IE Garanhuns (51%)	18.2	18.0	1.2%	62.9	55.7	13.0%
IE Aimorés (50%)	19.0	11.5	64.3%	53.7	45.9	16.9%
IE Paraguaçu (50%)	33.2	17.7	87.6%	85.9	68.6	25.2%
IE Ivaí (50%)	61.7	17.1	259.7%	193.3	130.5	48.2%
Total	1,000.1	955.7	4.6%	4,253.6	3,720.9	14.3%

EBITDA from ISA ENERGIA BRASIL's interest in companies jointly-controlled subsidiaries totaled R\$205.8 million in 4Q24, an increase of R\$76.8 million (+59.6%) from 4Q23. Accumulated result in 2024 was R\$712.6 million, an increase of R\$120.8 million (20.4%) from 2023.

The growth in the quarter is explained mainly by the better performance of IE Ivaí. In the accumulated period, mainly the best performances of IE Madeira and IE Paraguaçu are added. More details are available in the section "Equity Income" of this document ([click here](#)).

As a result, total EBITDA, considering the consolidated results of ISA ENERGIA BRASIL (parent company + subsidiaries) and subsidiaries jointly-controlled subsidiaries (non-consolidated), was R\$1,000.1 million in 4Q24, an increase of R\$44.4 million (+4.6%) from 4Q23, and R\$4,253.6 million in 4Q24, an increase of R\$532.7 million (+14.3%) from 2023.

Financial Result

Financial Result (R\$ million)	Consolidated					
	4Q24	4Q23	Chg (%)	2024	2023	Chg (%)
Financial Income	116.2	74.0	56.9%	283.8	222.1	27.8%
Financial investment income	90.3	72.0	25.4%	251.1	201.6	24.6%
Others	25.9	2.1	1160.7%	32.7	20.5	59.4%
Financial Expenses	-380.0	-254.6	49.3%	-1,246.2	-1,043.4	19.4%
Interest and charges on loans	-263.6	-200.9	31.2%	-877.7	-770.1	14.0%
Monetary variation	-106.8	-48.9	118.4%	-339.8	-247.4	37.4%
Others	-9.6	-4.8	100.0%	-28.6	-25.8	10.7%
Total	-263.8	-180.5	46.1%	-962.3	-821.3	17.2%

The Company recorded net financial expense of R\$263.8 million in 4Q24, with an increase of R\$83.3 million (+46.1%) compared to 4Q23. The accumulated net financial expense was R\$141.1 million higher (+17.2%) than that recorded in 2023, mainly reflecting the following:

- ▼ Increased interest and charge expense due to a higher gross debt position (+43.2% vs. 4Q23) after the funding carried out by the Company in 2024 (15th, 16th, and 17th issuances);
- ▼ Higher monetary variation expense due to the higher volume of debts indexed to the IPCA (+24.8%), after the 17th issuance of debentures in October 2024, in addition to the accelerated inflation measured by the IPCA, which was 1.4% in 4Q24 (vs. 0.8% in 4Q23). Note that for accounting purposes, 4Q considers inflation from September to November.
- ▼ Higher volume of monetary adjustment related to lawsuits;
- ▲ Higher financial investment income due to the higher volume invested (+91.9%) and the increase in CDI in the period (+60 bps); and
- ▲ Increased volume of revenue with tax credit monetary adjustment.

Equity Income

Equity Income (R\$ million)	Consolidated					
	4Q24	4Q23	Chg (%)	2024	2023	Chg (%)
IE Madeira (51%)	24.7	58.2	-57.6%	166.7	170.9	-2.4%
IE Garanhuns (51%)	14.4	14.0	2.4%	46.8	39.1	19.8%
AIE (50%)	69.3	17.2	302.3%	163.5	99.3	64.7%
IE Aimorés	17.2	9.5	81.9%	45.7	35.8	27.7%
IE Paraguaçu	31.3	13.9	124.9%	73.6	53.3	38.2%
IE Ivaí	20.8	-6.2	n.a	44.1	10.2	333.8%
Total	108.4	89.4	21.1%	377.1	309.2	21.9%

Equity income in 4Q24 was R\$108.4 million, increasing R\$18.9 million (+21.1%) from 4Q23. The accumulated equity income in 2024 was R\$67.8 million higher (+21.9%) than that recorded in 2023, mainly due to the better performance of the AIE (Aimorés, Paraguaçu, and Ivaí), in addition to the RAP updated according to the IPCA index for the 2024/2025 cycle, partially offset by the lower performance of IE Madeira. Following are the details for each company:

IE Madeira

Reported an equity income of R\$24.7 million in 4Q24, with a reduction of R\$33.5 million (-57.6%) compared to 4Q23, mainly explained by (i) the sale of ICMS-CIAP credit in 4Q23 in the amount of R\$36.6 million; and (ii) a higher IRPJ/CSLL expense (+R\$46.9 million), due to the standardization of the tax accounting criterion as per regulatory accounting based on the criterion adopted by the Company. Such effects were partially offset by (i) the extension of the Sudam tax benefit in December 2024, which presented a retroactive adjustment to the expiration in December 2023 (R\$13.1 million); (ii) adjustment of the tariff cycle based on the IPCA index; (iii) lower incidence of the Variable Portion for Unavailability ("PVI") with revenue discount (+R\$ 6.8 million); and (iv) the reduction of net financial expense due to a lower gross debt position (+R\$2.2 million). In 2024, the accumulated result decreased by 2.4% compared to 2023 and, in addition to the reasons mentioned above, was also impacted by (i) the reversal in the provision of Variable Portion for Delay in Startup ("PVA") in 2Q24 in the amount of R\$34.8 million; and (ii) an expense of R\$15 million in 2Q23 due to adherence to the Zero Litigation program, which enables renegotiation of tax debts in exchange for withdrawal of administrative challenges against tax authorities.

IE Garanhuns

IE Garanhuns registered revenue of R\$14.4 million in 4Q24, up R\$0.3 million (+2.4%) from 4Q23, mainly explained by (i) higher revenue due to the readjustment of the tariff cycle by IPCA; and (ii) reduction of financial expenses due to a 49% reduction in gross debt, partially offset by PA related to retroactive CDE reimbursement in 4Q23. In 2024, the revenue from equity income of Garanhuns grew by R\$7.7 million (+19.8%) also driven by the start-up of retrofitting projects in 4Q23.

Aliança Interligação Elétrica (AIE)

Aliança Interligação Elétrica (AIE), which consists of three projects (Aimorés, Paraguaçu and Ivaí) in partnership with TAESA, registered revenue of R\$69.3 million in 4Q24, an increase of 302.3% from the same period last year. In addition to the growth in revenue resulting from the adjustment of the tariff cycle based on the IPCA, the variation is due to:

- IE Ivaí: (i) partial reversal of the provision for penalties due to delays in becoming fully operational, attributed to a favorable outlook on the administrative appeal with ANEEL (+R\$84.9 million); (ii) changes in deferred tax accounts (+R\$9.5 million); and (iii) full qualification of the RAP after obtaining the Final Release Term (TLD) in 1Q24. Such effects were partially offset by higher depreciation in the period after unitization of the project.
- IE Paraguaçu and IE Aimorés: (i) reversal of a fine related to delay in operational startup (+R\$ 25.8 million) following a favorable decision on an administrative appeal for exclusion of liability; and (ii) PVA of R\$23.7 million in 4Q23.

In 2024, the projects registered revenue of R\$377.1 million (+21.9%). In addition to the reasons mentioned above, the accumulated result increased due to the approval of the SUDENE tax benefit in Paraguaçu and Aimorés as of April 2023.

[Click here](#) to check the condensed income statement of the companies jointly-controlled subsidiaries

Income Tax and Social Contribution on Net Income

IRPJ/CSLL (R\$ million)	Consolidated					
	4Q24	4Q23	Chg (%)	2024	2023	Chg (%)
Current	396.6	349.2	13.6%	-59.2	-64.5	-8.2%
Deferred	30.4	1.9	1473.0%	83.7	109.1	-23.3%
Total	427.0	351.1	21.6%	24.5	44.5	-45.1%
Effective rate	-107.7%	-62.0%	-45.7 p.p	-1.2%	-2.3%	1.1 p.p

In 4Q24, the Company recorded a revenue of R\$427.0 million with Income Tax and Social Contribution on Net Income ("IR/CSLL"), compared to a revenue of R\$351.1 million in the same period last year, representing an increase of 21.6%. The effective rate of income tax in 4Q24 was -107.7%, compared to the effective rate of -62.0% recorded in 4Q23.

The increase in revenue in the quarter is explained by the higher tax base, with better operating result partially offset by higher net financial expenses and by the Interest on Equity ("JCP") recognized in 4Q24 in the amount of R\$1,555.5 million (+7.1% vs 4Q23) and its respective deductibility from the IR/CSLL tax base.

In 2024, starting from the parent company's EBIT of R\$2,024.7 million and, after exclusions of interest on equity and equity income of subsidiaries, the taxable base for the fiscal year 2024 was negative by R\$152.4 million. When applying a nominal rate of 34%, the IRPJ/CSLL of the parent company showed revenue of R\$51.8 million. Including the effects of the subsidiaries, a revenue of R\$24.5 million was recorded, compared to a revenue of R\$44.5 million recorded in the previous year, a decrease of R\$20.1 million. The effective income tax rate calculated for the consolidated was negative 1.2%, compared to the also negative rate of 2.3% recorded in 2023. The variation of the consolidated effective rate is mainly due to: (i) the greater contribution of the result of the parent company, which has a higher rate than that applied to the subsidiaries under the presumed income method; and (ii) the change in the tax regime from presumed income to taxable profit for the subsidiary IE Aguapeí since January 2024. Such effects were partially offset by (i) the higher volume of the tax benefit related to the payment of interest on equity in the Parent Company, and (ii) the greater representativeness of equity in the consolidated result.

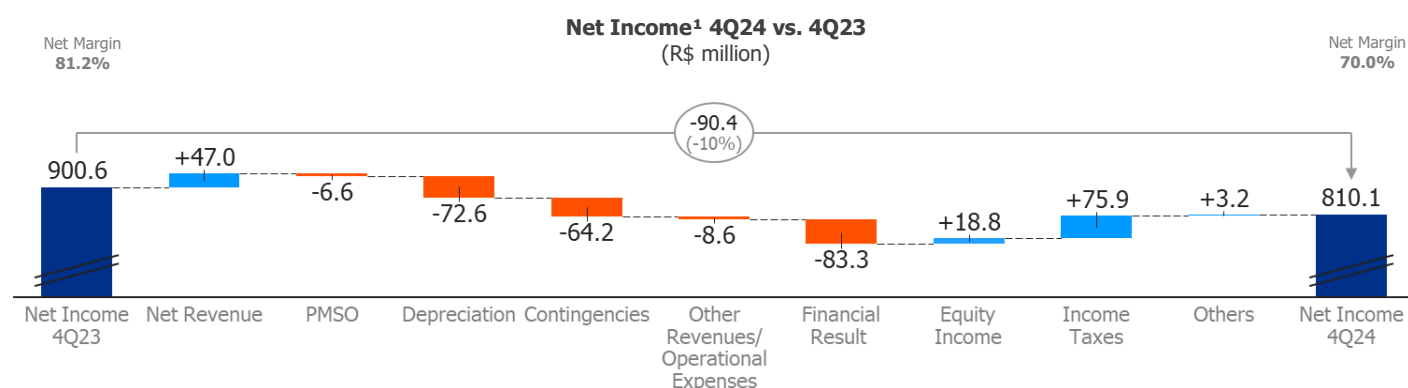
Tax Calculation IRPJ CSLL (R\$ million)	Fiscal Year 2024			
	Parent Company	Subsidiaries (100%)		Consolidated
Tax Regime	Real Profit	Presumed Profit	Real Profit	-
(A) Earnings before IRPJ/CSLL (EBT)	2,024.7	344.0	46.7	2,106.4
(+/-) Adjustments ¹	-2,177.2	-	-44.1	-
Interest on Equity Paid	-1,555.5	-	-	-
Interest on Equity Received Subsidiaries	122.2	-	-44.1	-
Equity Income parental subsidiaries 100%	-366.8	-	-	-
Equity Income of jointly-controlled subsidiaries	-377.1	-	-	-
(=) Taxable base/result	-152.4	344.0	2.5	-
Nominal tax rate	-34%	-	-0.3	-
(B) IRPJ and CSLL	51.8	-26.5	-0.9	24.5
(C) ² Effective Tax Rate	2.6%	-7.7%	-1.8%	1.2%

¹ additions to and exclusion from the taxable base.

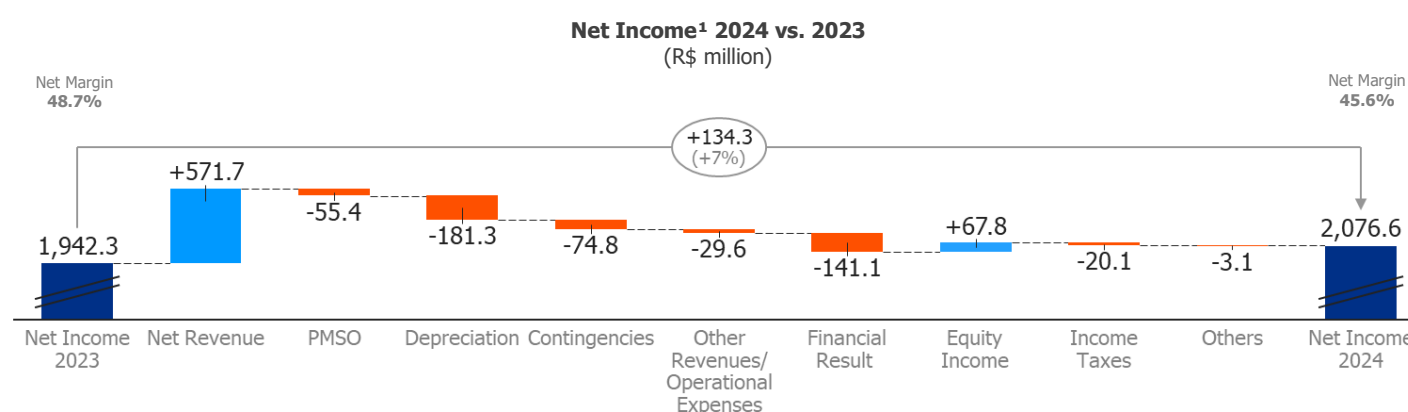
² (C) = (B) / (A)

Net Income¹

As a result of the explanations given, net income for the quarter totaled R\$810.1 million, a reduction of 10.0% compared to 4Q23. Accumulated net income in the year grew by R\$134.3 million (+6.9%) compared to the year 2023, totaling R\$2,076.6 million.



¹ Adjusted for non-controlling interest.



¹ Adjusted for non-controlling interest.

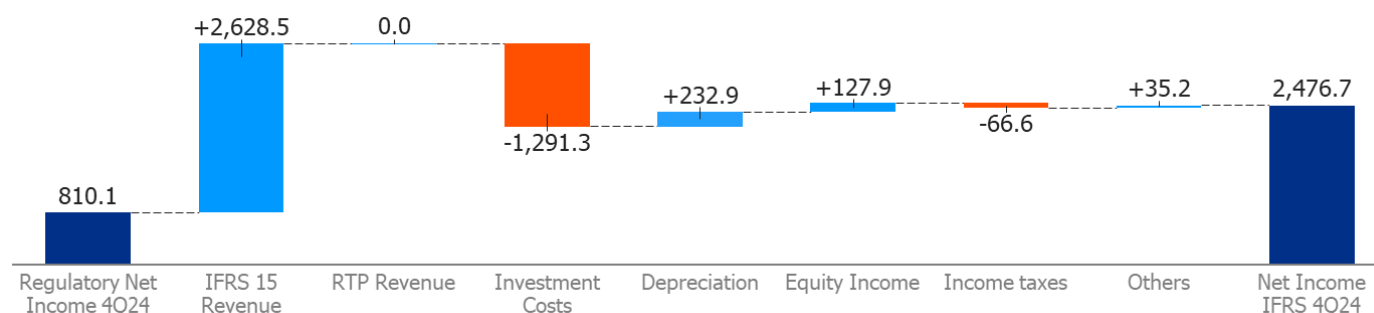
Comparison of Results (Regulatory vs. IFRS)

In 4Q24, the Company recorded a net profit of R\$1,211.7 million under IFRS accounting, up R\$190.3 million (+18.6%) from 4Q23. Year-to-date, ISA ENERGIA BRASIL reported net income of R\$3,498.4 million (+23.1%). The detailed Income Statement under IFRS is available in [Attachment IX](#).

Income Statement (R\$ million)	Consolidated					
	4Q24	4Q23	Chg (%)	2024	2023	Chg (%)
Net Operating Revenue	2,520.1	1,688.0	49.3%	7,966.6	6,215.5	28.2%
Costs of Infrastructure Implementation Services, operation and maintenance and services provided	-1,459.0	-793.2	83.9%	-4,229.1	-2,506.6	68.7%
Gross Profit	1,061.0	894.8	18.6%	3,737.5	3,708.9	0.8%
Operational Revenue and Expenses	67.5	19.6	245.0%	1,393.8	233.7	496.5%
Earnings before financial income and expenses and taxes on earnings	1,128.5	914.4	23.4%	5,131.3	3,942.6	30.2%
Financial Income	-263.9	-180.6	46.1%	-962.6	-821.6	17.2%
Earnings Before Taxes	864.6	733.8	17.8%	4,168.7	3,121.0	33.6%
Income tax and Social Contribution on Earnings	360.3	304.1	18.5%	-615.9	-228.6	169.4%
Consolidated Profit/Loss	1,225.0	1,037.9	18.0%	3,552.7	2,892.4	22.8%
Non-Controlling Shareholder's Stake	-13.3	-16.5	-19.6%	-54.3	-51.2	6.0%
Consolidated Profit/Loss for the Period	1,211.7	1,021.4	18.6%	3,498.4	2,841.1	23.1%

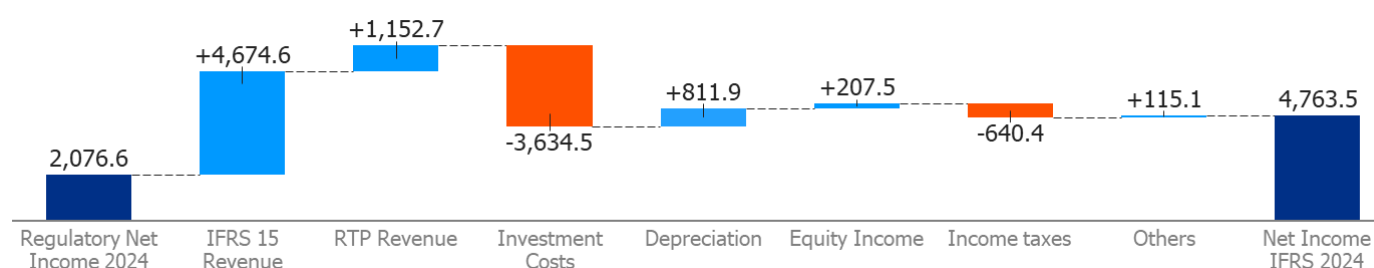
The main variations between the consolidated IFRS and Regulatory results in the quarter and in the year-to-date are shown below:

Net Income¹ 4Q24 - Regulatory vs. IFRS (R\$ million)



¹adjusted by non-controlling shareholder

Net Income¹ 2024 - Regulatory vs. IFRS (R\$ million)



¹ adjusted by non-controlling shareholder

Revenue - IFRS 15: As per IFRS, revenues from investments made during the concession period are booked with margin from construction of infrastructure and after determining the discount rate for assets under the contract. In addition, there is revenue from remuneration of assets under contract, which is the recomposition of the amount receivable from the discount rate over time. As per regulatory rules, revenue reflects the RAP recognized as billed during the concession period.

Costs of investments: As per IFRS, infrastructure implementation costs refer to investments made during the construction period, calculated based on investments in Capex acquisitions (equipment, services and internal and external labor). As per regulatory rules, investments are treated as fixed assets.

Depreciation: Pursuant to IFRS, there is no depreciation of concession assets since these are not considered fixed asset, but rather a financial asset or asset under contract. As per IFRS, fixed assets largely relate to assets used by the Company and are not linked to the concession agreement. For Regulatory purposes, the concession assets are deemed fixed assets and depreciated on a straight-line basis over their useful life.

Equity Income: The main effects of equity income reflect the explanations of revenue, costs and depreciation for the wholly-owned subsidiaries.

Income Tax/Social Contribution: As per IFRS, Income Tax/Social Contribution are provisioned monthly on an accrual basis and calculated pursuant to Law 12,973/14, such that the amounts actually taxed consider the realization of cash. The Company adopts the taxable income method and uses a monthly estimate.

Following is the calculation of EBITDA as per IFRS pursuant to CVM Resolution 156/22:

(R\$ million)	Consolidated					
	4Q24	4Q23	Var (%)	2024	2023	Var (%)
(=) Net Profit IFRS	1,211.7	1,021.4	18.6%	3,498.4	2,841.1	0.2
(+) Non-controlling shareholder particip.	13.3	16.5	-19.6%	54.3	51.2	0.1
(+) IRPJ/CSLL	-360.3	-304.1	18.5%	615.9	228.6	1.7
(+) Equity Income	-236.2	-110.5	113.8%	-584.6	-489.3	0.2
(+) Financial Result	263.9	180.6	46.1%	962.6	821.6	0.2
(+) Depreciation/Amortization	9.5	5.8	63.3%	37.4	24.9	0.5
(=) EBITDA IFRS	901.7	809.7	11.4%	4,584.1	3,478.1	31.8%
(-) Equity Income	236.2	110.5	113.8%	584.6	489.3	0.2
(=) EBITDA IFRS CVM 156/2022	1,138.0	920.2	23.7%	5,168.6	3,967.4	30.3%

Following is the calculation of EBITDA as per Regulatory accounting based on EBITDA CVM 156/22:

(R\$ million)	Consolidated					
	4Q24	4Q23	Chg (%)	2024	2023	Chg (%)
EBITDA IFRS (CVM 156/22)	1,138.0	920.2	23.7%	5,168.7	3,967.5	30.3%
(-) Infrastructure implementation revenue	-1,523.9	-862.6	76.7%	-4,461.9	-2,575.0	73.3%
(-) Concession assets remuneration	-860.0	-692.0	24.3%	-3,028.6	-3,025.1	0.1%
(-) Efficiency gains in infrastructure implementation	-42.8	7.8	-652.0%	-98.8	-46.8	111.2%
(-) O&M Revenue	-376.5	-339.0	11.0%	-1,363.8	-1,333.2	2.3%
(+) Electric network use revenue	1,314.5	1,257.9	4.5%	5,179.7	4,539.9	14.1%
(+) Other Revenue	3.2	4.0	-20.7%	11.0	10.9	0.8%
(+) Deferred PIS and COFINS	122.0	45.5	168.4%	352.8	199.2	77.1%
(+) Infrastructure implementation cost	1,291.3	617.5	109.1%	3,634.5	1,942.9	87.1%
(-) O&M Cost	11.1	15.8	-29.7%	32.5	28.7	13.3%
(-) General and Administrative expenses	4.9	1.9	159.8%	2.4	4.0	-41.3%
(-) Equity Income	-127.9	-20.9	511.3%	-207.5	-180.1	15.2%
(-) Other operational revenues (expenses)	-51.3	-39.8	28.9%	-150.2	-98.2	52.9%
REGULATORY EBITDA (CVM 156/22)	902.7	916.3	-1.5%	3,918.1	3,438.3	14.0%
Equity Income	-108.4	-89.6	21.0%	-377.1	-309.2	21.9%
REGULATORY EBITDA	794.3	826.7	-3.9%	3,541.0	3,129.1	13.2%

DEBT

The Company's gross debt reached R\$13,273.8 million on December 31, 2024, up R\$4,005.1 million (+43.2%) from the balance reported on December 31, 2023, mainly due to the funding operations carried out throughout the year to fund the Company's investments:

- 15th issuance of debentures of R\$1,327.4 million in 1Q24;
- 16th issuance of debentures of R\$1,000.0 million in 2Q24;
- disbursement from BNDES with an amount of R\$80.0 million in 2Q24; and
- 17th issuance of debentures of R\$1,800.0 million in 4Q24.

In February 2024, the Company settled the 5th issuance of debentures in the amount of R\$445.0 million. Since then, the only debts with financial covenants are the financing agreements with the BNDES, which total R\$640.8 million. These covenants, measured annually by the Net Debt/EBITDA ratio, have a 3.0x limit. The managerial leverage ratio used by the Company, following the BNDES methodology, was 2.72x in 4Q24, compared to 2.39x in 4Q23. More details on leverage are in [Attachment VII](#).

The change in debt profile, with growth in the volume indexed to the CDI, and the 19 bps advances in the IPCA over the last 12 months, and 60 bps in the annualized CDI (vs. 4Q23) led the nominal average cost of the Company's debts to 11.83% p.a. (vs. 11.06% p.a. in 4Q23). Considering accumulated IPCA in the last 12 months, real average cost (*) of debt is 6.63%, an increase of 54 bps (from 6.10% in 4Q23).

The Company ended 2024 with total cash and cash equivalents of R\$ 3,400.7 million (+91.9% vs. 2023). When excluding cash and cash equivalents from the jointly-controlled subsidiaries, the Company's net debt was R\$10,229.8 million on December 31, 2024, an increase of R\$2,321.6 million (+29.4%) compared to the net debt at December 31, 2023.

(*) Ratio between (i) Average nominal cost and (ii) IPCA in the last 12 months.

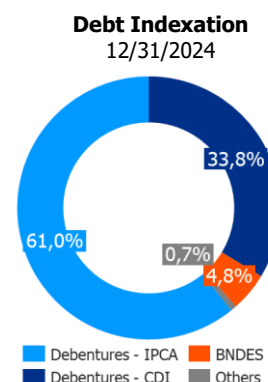
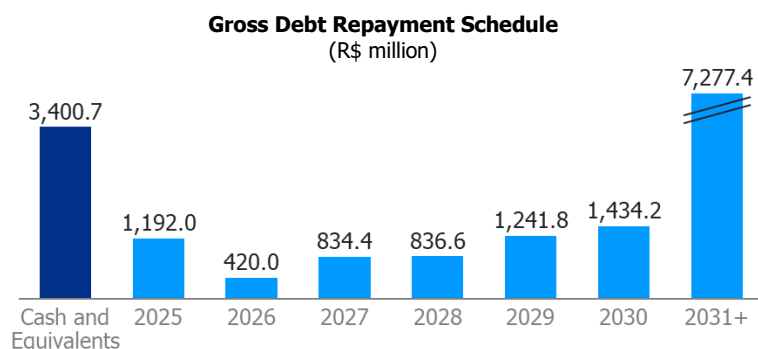
DEBT R\$ (million)	12/31/24	12/31/23	Chg (%)
Gross Debt³	13,273.8	9,268.7	43.2%
Short-term Debt	1,204.0	652.9	84.4%
Long-term Debt	12,069.8	8,615.8	40.1%
Consolidated Availabilities	3,400.7	1,772.0	91.9%
ISA ENERGIA BRASIL and Subsidiaries	3,044.0	1,360.5	123.8%
Jointly-controlled subsidiaries ¹	356.7	411.6	-13.3%
Consolidated Net Debt²	10,229.8	7,908.2	29.4%

¹ A part of the Company's funds is invested in exclusive investment funds, which are also used separately by the wholly-owned subsidiaries and companies jointly-controlled subsidiaries (IE Madeira, IE Garanhuns, IE Aimorés, IE Paraguaçu and IE Ivaí), and refer to shares in highly liquid investment funds that are easily convertible into cash, regardless of the maturity of the assets allocated to them.

² Net debt considers cash and cash equivalents of ISA ENERGIA BRASIL and wholly-owned subsidiaries.

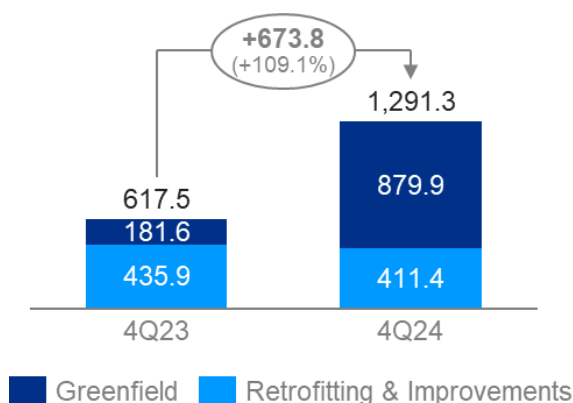
³ Considers *leasing* operations, according to the new electricity sector accounting manual (MCSE) in force since January 2022, which considers the adoption of CPC 6 by ANEEL.

The average term of consolidated debt on December 31, 2024 was 7.6 years. (vs. 7.9 years as of December 31, 2023) and its amortization profile aligns with the nature of the business, which is characterized by low risk with high predictability of revenue and operational cash generation. Furthermore, the Company holds a 'triple A' corporate *rating* on a local scale with a stable outlook, as established by Fitch Ratings, which highlights, among other factors, the predictability and security of the revenue with strong operational cash generation. More information about debt is available on the Company's website ([click here](#)).



INVESTMENTS

ISA ENERGIA BRASIL, its subsidiaries and companies jointly-controlled subsidiaries invested R\$1,291.3 million in 4Q24, a record amount in a single quarter and up R\$673.8 million (+109.1%) from 4Q23. The variation is explained by the increase of R\$698.3 million (+384.5%) in investments made in greenfield projects, with emphasis on Piraquê, Riacho Grande, Minuano, and Serra Dourada, which received investments of R\$501.8 million, R\$134.6 million, R\$111.0 million, and R\$68.0 million, respectively.



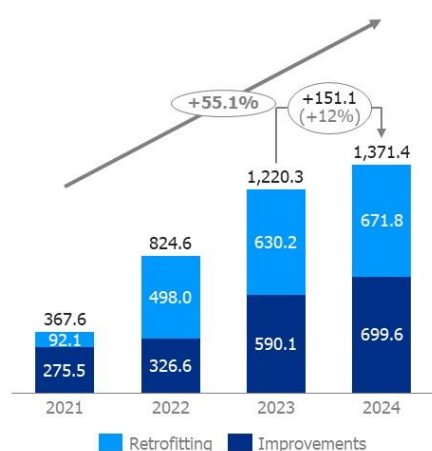
Investments in Retrofitting and Improvements Projects

In 2024, the Company invested R\$1,371.4 million in retrofitting and improvements (R&I), an increase of R\$151.1 million (+12.4%) from 2023. During this period, ISA ENERGIA BRASIL replaced 1,794 pieces of equipment, including transformers, circuit breakers, switch disconnectors, protection systems, and transmission lines. Between 2021 and 2024, the compound annual growth rate (CAGR) of investments in these projects was 55.1%.

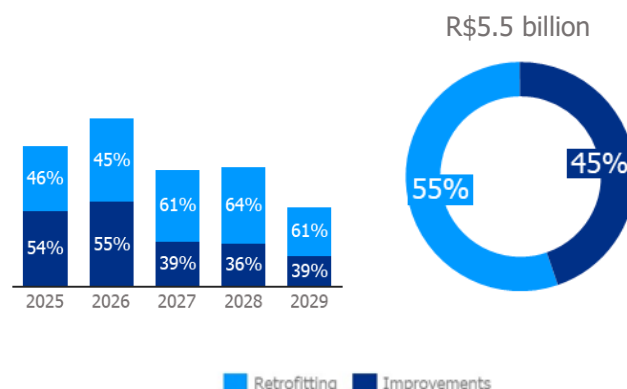
In 2024, ISA ENERGIA BRASIL received authorizations to execute 57 new retrofitting projects, with a total investment of R\$1.7 billion. With this, currently, the Company has investments of approximately R\$5.5 billion in R&I projects authorized by ANEEL, which will be executed by 2029. These investments are remunerated according to the Regulation, and it is important to highlight that the revenue of approximately 55% of the Retrofitting projects authorized between 2023 and 2027 will only be recognized in the RTP scheduled for 2028, with payment of the revenue retroactive to the respective dates of each project's operational start-up.

Renewal of assets is fundamental for the effective management of transmission systems and ensuring excellence in services delivery with reliability and safety, while reducing operating and maintenance (O&M) costs and increasing the longevity of assets.

Investments in Retrofitting and Improvements Projects
(R\$ million)



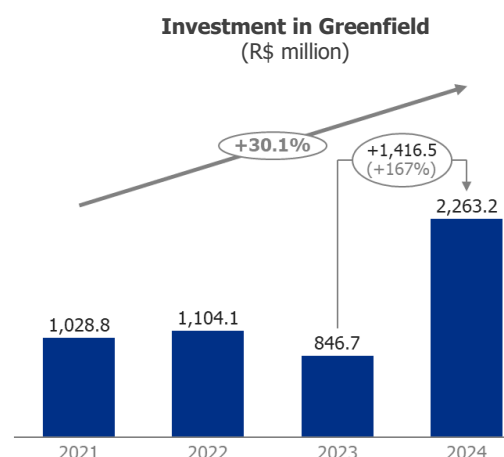
Investment Authorized in Retrofitting and Improvements Projects
(R\$ billion, real value base Jun/24)



Investments in Greenfield Projects

In 2024, the Company invested R\$2,263.2 million in projects that were auctioned in transmission auctions. The increase of R\$1,416.5 million (+167.3%) compared to the same period in 2023 is mainly due to the investment of R\$1,265.2 million in the Piraquê project, which received advances in equipment and material supply contracts and had its construction started in August 2024. Additionally, the Company intensified investments in the projects (i) Riacho Grande, which totals R\$350.3 million in the period and is in an advanced stage of construction; (ii) Minuano, which was completed and began operations in 4Q24; and (iii) Serra Dourada, which is in the process of environmental licensing and land regularization.

The Company still has six greenfield projects under construction with remaining ANEEL investment of approximately R\$8 billion and 2024/2025 cycle RAP of R\$978.7 million. Below is a table containing information about the projects under construction:



Auction	Project	Current Situation	Contract	Company	State	RAP ISA ENERGIA BRASIL Cycle 24/25 (R\$ million)	Initiation of Construction	ANEEL Deadline	Physical Advance ¹	CapEx Participation ISA ENERGIA BRASIL (R\$ million)	
										Total ANEEL	ISA ENERGIA BRASIL Realized until 12/31/2024
001/2020 (dez/2020)	Três lagoas	Operational	005/2021	IE Riacho Grande	SP	88.4	2Q21	Mar-26	80%	1,141.0	530.1
001/2022 (jun/2022)	Triângulo Mineiro	Operational	008/2022	ISA ENERGIA BRASIL	MG / ES	325.8	1Q22	Sep-27	37%	3,653.6	1,620.5
	Riacho Grande	Under construction	011/2022	IE Jaguar 8	SP	15.3	4Q23	Mar-26	49%	232.3	35.5
001/2023 (jun/2023)	Piraquê	Under construction	006/2023	ISA ENERGIA BRASIL	BA/M G	305.6	4Q23	Mar-29	17%	3,157.0	211.9
	Jacarandá	Under construction	012/2023	ISA ENERGIA BRASIL	RJ/MG	235.6	4Q23	Mar-29	20%	2,342.3	95.9
	Serra Dourada	Under construction	014/2023	IE Tibagi	SP	8.0	3Q25	Sep-26	59%	94.2	34.8
Total (6)						978.7		-	31%	10,620.4	2,528.8

¹ Project Development: evolution of all activities related to the project until its energization.

For more information about Greenfield projects, visit our [website](https://ri@brasil.isaenergia.com).

CAPITAL MARKETS

Ownership Breakdown

ISA ENERGIA BRASIL is controlled by the ISA group, a multilatin player operating in the sectors of electricity, highways, and telecommunications. 64% of the the Company's shares are on *free float*.

Shareholders	ISAE3 (common)		ISAE4 (preferred)		Total (common + preferred)	
	Shares	%	Shares	%	Shares	%
ISA Capital do Brasil S.A	230,856,832	89.50%	5,144,528	1.28%	236,001,360	35.82%
Management	-	-	-	-	-	-
Free Float	27,080,900	10.50%	395,801,044	98.72%	422,881,944	64.18%
Elektrobras	25,106,829	9.73%	117,399,836	29.28%	142,506,665	21.63%
Others	1,974,071	0.77%	278,401,208	69.44%	280,375,279	42.55%
Total	257,937,732	100.00%	400,945,572	100.00%	658,883,304	100.00%

Base date: 12/31/2024

Stock Performance

The common ("ISAE3") and preferred ("ISAE4") shares of ISA ENERGIA BRASIL ended the fourth quarter of 2024 at R\$30.49 (-2.3% vs. 3Q24) and R\$23.01 (-5.7% vs. 3Q24). In the same period, the Electricity Index ("IEE") and Ibovespa declined 13.8% and 8.7%, respectively. ISA ENERGIA BRASIL ended the fourth quarter of 2024 with a market capitalization of R\$17.1 billion and the average daily traded volume ("ADTV²") of ISAE4 was R\$80.9 million in 4Q24 (+9.9% vs. 4Q23).

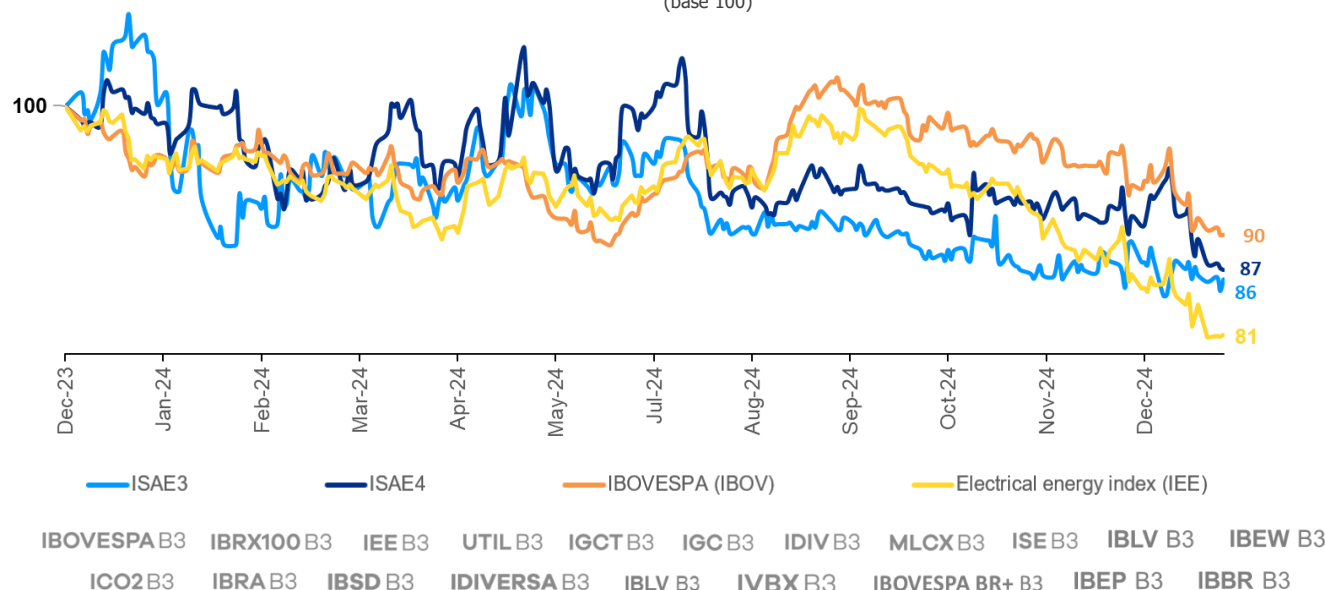
Capital markets	4Q24	4Q23	3Q24
	658,882,604	658,882,604	658,882,604
Market Capitalization ¹ (R\$ billion)	17.1	19.8	17.8
ISAE3			
Average volume/day (thousand shares)	3.2	3.3	2.5
Average Daily Traded Volume (1,000 R\$)	99	106	81
Average price (R\$)	30.93	31.73	32.28
Closing price (R\$)	30.49	35.45	31.20
ISAE4			
Average volume/day (thousand shares)	2,699	4,235	3,227
Average Daily Traded Volume (1,000 R\$)	80,919	73,605	80,220
Average price (R\$)	24.26	23.88	25.06
Closing price (R\$)	23.01	26.50	24.40

¹ calculated based on the closing price of shares traded in the period.

² average daily trading volume (ADTV)

Currently, the Company is part of the following indices: Bovespa Index (Ibovespa B3), Broad Brazil Index (IBRA), Dividend Index (IDIV), Electricity Index (IEE), Corporate Governance Index (IGC), Corporate Governance Trade Index (IGCT), MidLarge Cap Index (MLCX), Public Utility Index (UTIL), Brazil 100 Index (IBRX100), Carbon Efficient Index (ICO2), Bovespa Smart Dividend Index (IBSD), Bovespa BR+ Index (IBBR), Bovespa Smart Low Volatility Index (IBLV), Diversity Index (IDVR), Valor Index (IVBX), and the Corporate Sustainability Index (ISE).

Evolution ISAE3 x ISAE4 x Ibovespa x IEE – 2024
(base 100)



SUSTAINABILITY

Fulfilling its commitment to transparency in management and its relations with its stakeholders, ISA ENERGIA BRASIL presents the results of the fourth quarter of 2024 in its sustainability agenda. The information and indicators refer to ISA ENERGIA BRASIL and its wholly-owned subsidiaries, unless stated otherwise in a footnote.

HIGHLIGHTS

Inauguration of the 1st solar plant for self-consumption of energy

The Company inaugurated its first solar plant for self-consumption in Mogi Mirim (SP), representing a milestone for the sustainability journey and its commitment to the energy transition. Composed of 1,165 photovoltaic panels, the 500 kW plant generates enough clean energy to supply 35 consumer units (substations) and reduce annual CO2 emissions by about 38 tons. By 2025, ISA ENERGIA BRASIL intends to expand its installed capacity of solar generation in São Paulo to 1,500 kW.

ISA ENERGIA BRASIL at COP 16: dialogues on conservation and ecological corridors

By participating in COP 16 in Cali, Colombia, the Company initiated dialogues with the São Paulo State government at the Brazil Pavilion. It also presented the Jaguar Connection Program, an initiative that provides technical and financial support for the implementation of conservation projects in areas such as the Pantanal and the Amazon, generating carbon credits that are used to ensure the preservation of the area and benefit local communities. It was also able to share its experiences in panels on REDD+, ecological corridors, and bioeconomy, highlighting the importance of the partnership between the public and private sectors for the protection of nature.

Meeting with Suppliers and Meeting for Life

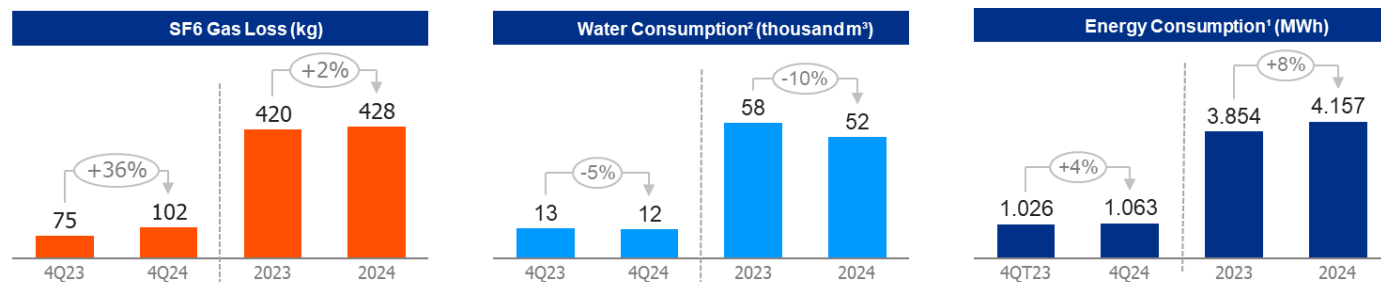
The Company held the Meeting with Suppliers and the Meeting for Life, bringing together more than 200 representatives from 130 partner companies. The event, in addition to presenting the strategic planning of the Company, served as an opportunity to recognize and reward the suppliers who excelled in safety and reaffirm its commitment to life and well-being throughout the value chain with actions that promote health and safety.

Voluntary Actions

The Company has the Corporate Volunteering Program which, in 2024, involved more than 300 employees and over 640 hours dedicated to volunteer activities that impacted more than 2,000 people, strengthening bonds and promoting social well-being. In 4Q24, volunteer initiatives were carried out in partnership with several NGOs (Cabelegria, Instituto da Oportunidade Social, and Sonhar Acordado) featuring activities such as blood donation, toy crafting, revitalization of community spaces, and scavenger hunts for children.

SUSTAINABILITY INDICATORS

Emissions and eco-efficiency*

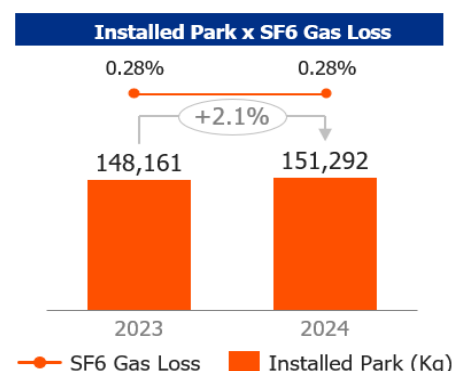


¹ considering the consumption of energy coming exclusively from the concessionaire | ² considering the consumption of water from the distributor and from the tubewell.

The Company's eco-efficiency annual goals include, as a priority, the reduction of SF₆ gas emissions, energy, water and fuel consumption, waste generation and emissions avoided through teleworking.

The losses of SF₆ gas are the main direct emissions of the Company, which is why continuous efforts have been maintained to control them quickly and to seek replacement alternatives, which include the intensification of preventive actions and the use of digital technologies, monitoring cameras, and innovation projects, aiming to reduce the occurrence of leaks and have greater agility in remediation actions.

SF₆ gas loss increased 2.0% over 2023. The 4Q24 result grew 36.1% in the comparison period due to the occurrence of a leak in a new equipment that was quickly corrected.



Even with the increase in the installed capacity compared to the year 2023 by more than 3,100.0 kg, losses were kept below 430.0 kg for the year, maintaining the level of the previous year and closing the year at 0.28%, a rate substantially lower than the reference of the international standard of the International Electrotechnical Commission ("IEC"), below 0.5%.

Annual energy consumption increased +7.9% due to the energization of new projects in 2024 and several retrofitting projects that involve structural works at the assets in operation. On the other hand, water consumption at the facilities and offices decreased -5.1% in 4Q24 and -10.4% in 2024, respectively.

Occupational Safety and Health ("OSH")

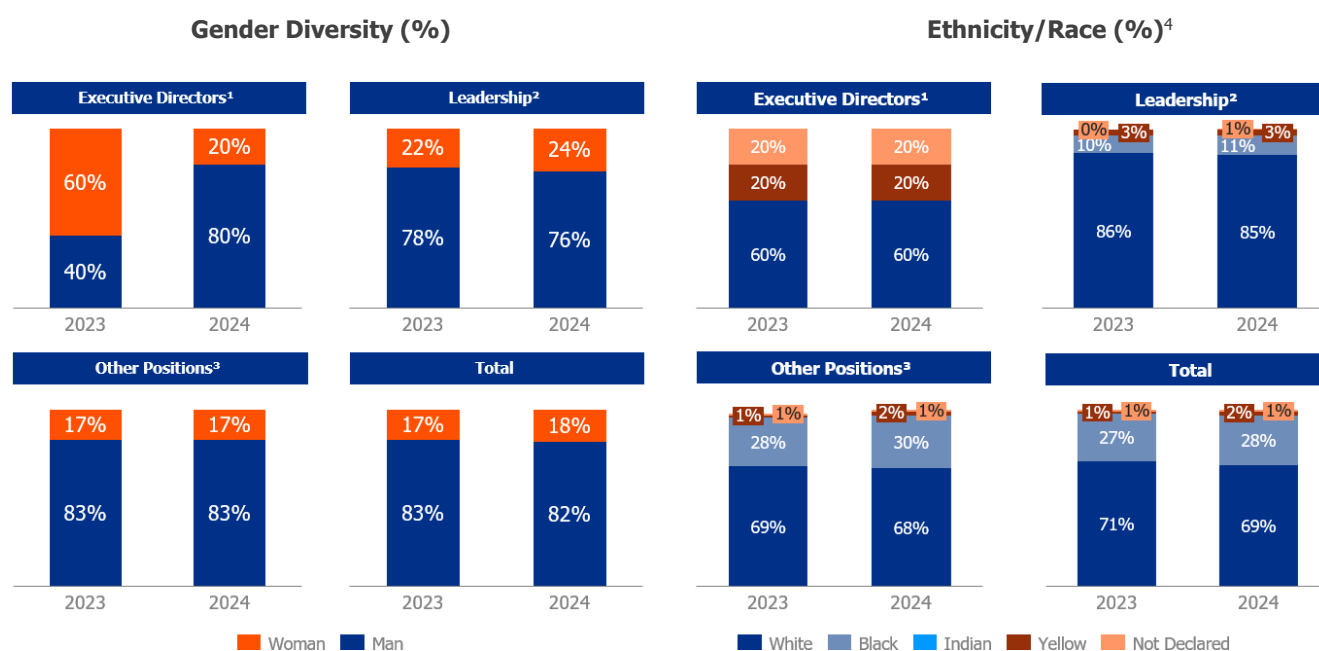
The Company recorded eight accidents in 4Q24, six without leave and two with leave. In view of this scenario, several measures were implemented to strengthen the safety culture, with emphasis on increasing the presence of OSH professionals in high-risk activities, correcting non-compliances identified in the field, and intensifying training and awareness activities. With these initiatives, ISA ENERGIA BRASIL seeks to consolidate our safety culture and further reduce accident indicators.

Category / Employee	4Q23	4Q24	Chg (%)	2023	2024	Chg (%)
Accidents with absense						
Employees	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Third-parties Employees	1	6	5	3	12	3.0
Total	1	6	5	3	12	3.0
Accidents without absense						
Employees	0	0	N.A.	0	2	N.A.
Third-parties Employees	1	2	1	3	4	0.3
Total	1	2	1	3	6	1.0
Accidents with Death						
Employees	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Third-parties Employees	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Total	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Accidents Frequency Rate						
Employees	0.0	0.0	N.A.	0.0	0.6	N.A.
Third-parties Employees	1.3	2.0	0.6	1.0	1.5	0.5

Diversity*

In 2024, ISA ENERGIA BRASIL carried out an in-depth diagnosis with the support of a specialized consulting firm, which made it possible to adjust the Tactical Plan and hold the first Inclusive Leadership Workshop. Actions such as the creation of affinity groups, the implementation of affirmative selections, and the provision of specific training aim to ensure a safe and welcoming workplace for all employees.

The Company's leadership composition ended 2024 with 24% of women and 11% of Black and Brown people, with advances of 2 p.p. and 1 p.p., respectively. When analyzing the entire workforce, these groups now represent 18% and 28%, respectively.



¹ Statutory executive officers and CEO.

² Employee executive officers, Managers and Coordinators.

³ Specialists and other positions, except Directors, Interns and Trainees.

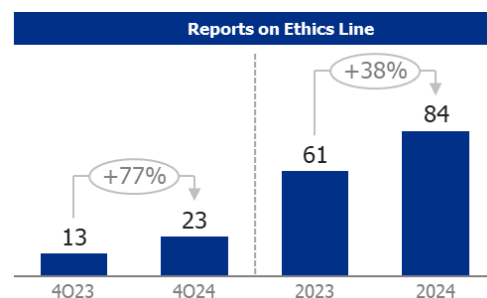
⁴ Ethnicity-race information is made according to IBGE classifications.

* Diversity indicators consider the total number of employees on the last day of each period.

Ethical conduct

In 4Q24, the Company received 23 (+10 vs. 4Q23) reports in the Ethics Line, which demonstrates the confidence of employees in reporting possible irregularities. Confirmed cases were duly investigated and disciplinary measures applied.

ISA ENERGIA BRASIL continues to invest in training and awareness actions to strengthen the culture of ethics and integrity, ensuring a safe and transparent workplace for everyone.



Environmental Compliance

The Company did not record significant fines¹ for environmental non-compliance during the period, having received only a non-monetary sanction related to noise level in a substation, for which the administrative appeal is already under review.

¹Insignificant fine: Sanctions for environmental non-compliance (amount below US\$10,000).

EVENTS DURING THE PERIOD

ISA ENERGIA BRASIL

In 2024, the Company completed 25 years of a history marked by achievements that were part of the evolution of the Brazilian transmission sector and expanded its footprint that began in the state of São Paulo to 18 states on the date of this report. To reflect this trajectory of national expansion and reinforce the positioning of the company as a leader in the energy transition, ISA ENERGIA BRASIL has adopted a unified corporate identity among brand, corporate name, and ticker on B3. Thus, the shares issued by the Company began to be traded on B3 under the codes "ISAE3" (common) and "ISAE4" (preferred) replacing "TRPL3" and "TRPL4", as decided by the Extraordinary Shareholders Meeting. For more information, [click here](#).

Approval of payment of Interest on Equity

On December 12, 2024, the Board of Directors approved the distribution of earnings as IOE related to the fiscal year 2024 in the amount of R\$1,555.5 million (R\$2.360835 per share), divided into three equal payments of R\$518.5 million with payment dates scheduled for: (i) January 21, 2025; (ii) February 21, 2025; (iii) March 21, 2025. [Click here](#) to access more details.

Start of commercial operation of Minuano project

On December 20, 2024, after receiving the Definitive Release Term ("TLD"), the Company started the commercial operation of the second phase of Minuano project. The project contributes to the flow of energy in the southern region of the country and improves the quality of service to the Mountain Region of Rio Grande do Sul. The TLD is entitled to receive the full RAP of R\$50.2 million (2024/2025 tariff cycle). The investment made was approximately R\$720 million and was fully financed by green debentures of infrastructure issued by the Company. For more details [click here](#).

Environmental Licenses obtained for Jacarandá project

On October 17, 2024, the Environmental Agency of the State of São Paulo ("CETESB") issued the Preliminary Environmental and Installation Licenses for the Água Azul substation of the Jacarandá Project. With the acquisition of the licenses, the Company will start the civil works of the project whose energization deadline set by ANEEL is March 2026. For more information, [click here](#).

Update on the collection action against the Public Treasury of the State of São Paulo

On October 10, 2024, the Superior Court of Justice ("STJ") suspended the procedural progress of the collection lawsuit that the Company is filing against the State Treasury of São Paulo ("FESP", "SEFAZ") for 180 (one hundred and eighty) days by mutual agreement of the parties to attempt settlement of the case. The attempt at amicable conciliation does not prejudice the rights of the Company and does not alter any existing court decision or the current payment flow. For more information, [click here](#).

EVENTS SUBSEQUENT TO THE REPORTING PERIOD

ISA ENERGIA BRASIL's participation in the main B3 indexes

In January 2025, the Company confirmed that its preferred shares, ISAE4, would remain in the Ibovespa index portfolio, underscoring its strength in the capital market and its commitment to generating sustainable value for its shareholders. In addition, for the third consecutive year, ISA ENERGIA BRASIL participates in the portfolio of the following indexes:

- Corporate Sustainability Index ("ISE"): an indicator of the average performance of the prices of assets of companies selected for their recognized commitment to corporate sustainability;
- IBRX100: an index that reflects the average price performance of the 100 most actively traded and best representative stocks in the stock market;
- ICO2: shares of companies included in IBRX 100 which are transparent in reporting their greenhouse gas emissions ("GHG"). It is worth noting that ISA ENERGIA BRASIL is among the publicly traded companies that have the lowest emission coefficient when weighted by revenue.

OTHER MATERIAL INFORMATION

Periodic Tariff Review (RTP) 2024 - Renewed Contract 059/2001

Amounts on the base date June 2023

On July 8, 2024, the Board of Directors of ANEEL approved Ratification Resolution ("ReH") 3,344/2024 ([click here](#)), which presented the result of Public Hearing 012/2024 ("CP") ([click here](#)), as stated in Process 48500.007747/2022-06, to present the result of the 2023 Periodic Review of the RAP of the Electricity Transmission Concession Contracts extended under the terms of Law 12,783/2013, among which the Concession Contract 059/2001, granted to the Company.

The renewed Contract defines, in its eighth clause, the sufficient review rules to maintain the economic and financial balance of the concession, with a five-year periodicity considering the first periodic review in July 2018. Therefore, the second review was scheduled to take place in July 2023.

On January 31, 2023, ABRATE, through Letter CT-004/2023, requested the postponement of the Review to July 2024 for proper discussion of the methodology to be applied in the review and extension of the deadline for consolidation of the necessary documentation for the inspection process. Therefore, through Order 402, of February 14, 2023, ANEEL granted the request. In view of the above, the financial effects resulting from the present review must retroactively apply to July 2023, being offset through an Adjustment Installment ("PA"), called "Postponement PA".

On April 19, 2024, Technical Note 58/2024-STR/ANEEL was issued, containing the proposal instruction for the opening of CP for tariff revision, and on April 24, 2024, CP 12/2024, valid from April 24 to May 23, 2023. The deadline was extended to May 27, 2023, at the request of transmission companies. Through Memorandum 128/2024-SFF/ANEEL, dated July 8, 2024, the Economic Supervision Superintendence ("SFF") forwarded the information regarding the Regulatory Asset Base ("RAB") of the extended transmission companies for consideration in this ongoing process, after the conclusion of the inspection process.

On July 8, 2024, Technical Note 103/2024-STR/ANEEL was issued by the Superintendence of Tariff Management and Economic Regulation ("STR"), containing the proposal instruction for the conclusion of CP 12/2024.

The Review will have its effects applied between July 1, 2024 and June 30, 2028.

The ratification resolution established the repositioning of the RAP defining a tariff repositioning index that results in a 12.84% reduction compared to the RAP approved by ReH 2,714/20, in the amount of R\$2,011.9 million.

It should be noted that, as mentioned in the afore mentioned resolution, total RAP must be increased by the financial component of the current RBSE, approved in Ratification Resolutions 2,845/2021 to 2,853/2021. The financial component of Ordinance MME 120/2016 refers to the cost of capital of RBSE assets, which was not paid to the transmission companies between January 2013 and June 2017. It should be noted that these values are subject to Requests for Reconsideration, which are still awaiting judgment by the Board of ANEEL. Thus, such values are not part of the scope of this review process, as they are being discussed within the scope of other processes.

Periodic Tariff Review (RTP) 2024 R\$ million, real values base date Jun/23	RAP Evolution - Renewed Contract 059/2001			
	Post RTP (ReH 3.344)	RAP cycle 23/24	vs (R\$)	vs (%)
RBSE	2,025.3	2,374.6	-349.3	-14.7%
Economic Component (CAAE)	528.0	895.2	-367.1	-41.0%
Economic Component (Others)	46.6	28.8	17.8	61.8%
Financial Component	1,450.6	1,450.6	0.0	0.0%
Retrofitting & Improvement Projects (R&I)	625.9	558.7	67.2	12.0%
R&I - Shielded Base	258.9	320.6	-61.6	-19.2%
R&I - Incremental Base (with Preview RAP)	255.9	238.1	17.8	7.5%
R&I - Incremental Base (without Preview RAP)	111.1	0.0	111.1	n.a
O&M RAP	811.4	824.9	-13.6	-1.6%
Total	3,462.6	3,758.2	-295.7	-7.9%

The economic component of the RBSE refers to the remuneration for the cost of capital of assets classified as RBSE and not yet depreciated. This portion of revenue is owed to the transmission companies and extended while such assets are not fully depreciated. The table above segregates the RBSE between the Annual Cost of Electricity Assets (CAAE) and others (Annual Cost of Movable and Fixed Installations – CAIMI and Other Revenues). After the depreciation process of assets during the current tariff review period, the new RAP level for the economic component of RBSE defined for the Company is R\$574.6 million.

Retrofitting projects (R&M) that were energized in the five-year period prior to RTP and that are undergoing their first RTP will have their investments revalued during the review process. As a result, these assets become part of the shielded regulatory asset base and have their respective RAPs definitively revalued in accordance with the revaluation of investments.

On the other hand, the retrofitting projects that have already undergone RTP are part of the shielded base and do not require a new valuation; they only have their calculation parameters updated by applying the depreciation and any incurred write-offs. The review of the R&I's RAP presented (i) a 12% increase that was set at R\$514.8 million for installations with previously established revenue and R\$111.1 million for installations authorized without previously established revenue, demonstrating the materialization of the value generation resulting from the sustainable growth strategy.

RTP also established the application of a new trajectory of the O&M's RAP between the regulatory operating costs that currently make up the RAP and the costs considered efficient. The identification of the efficient level of costs is obtained by comparing the transmission companies through a *benchmarking* process. An X Factor of 0.817% was also established, which is a component applied in the remuneration of O&M costs that aims to capture efficiency gains and encourage the improvement of the technical quality of the services provided by the concessionaires. As a result, throughout the tariff cycles between 2023/2024 and 2027/2028, a decreasing trend will be adopted in the regulatory operational costs that will be recognized and are detailed in the table below, with prices referring to June 2023:

O&M Trajectory ¹ (R\$ million, baseline jun/23)				
Cycle 23/24	Cycle 24/25	Cycle 25/26	Cycle 26/27	Cycle 27/28
811,4	785,3	759,9	735,3	711,5

¹ the amounts already consider the application of X Factor = 0.817%

The values defined in ReH 3,344 for the RAP of contract 059/2001, added to the RBSE financial component, total R\$3,462.6 million, net of PIS and COFINS for the 2024/2025 cycle.

The resolution also defined the amounts of the Adjustment Portions ("PA"), to be offset in the same period, to deal with any financial adjustments. RTP 2024 considered the following PAs:

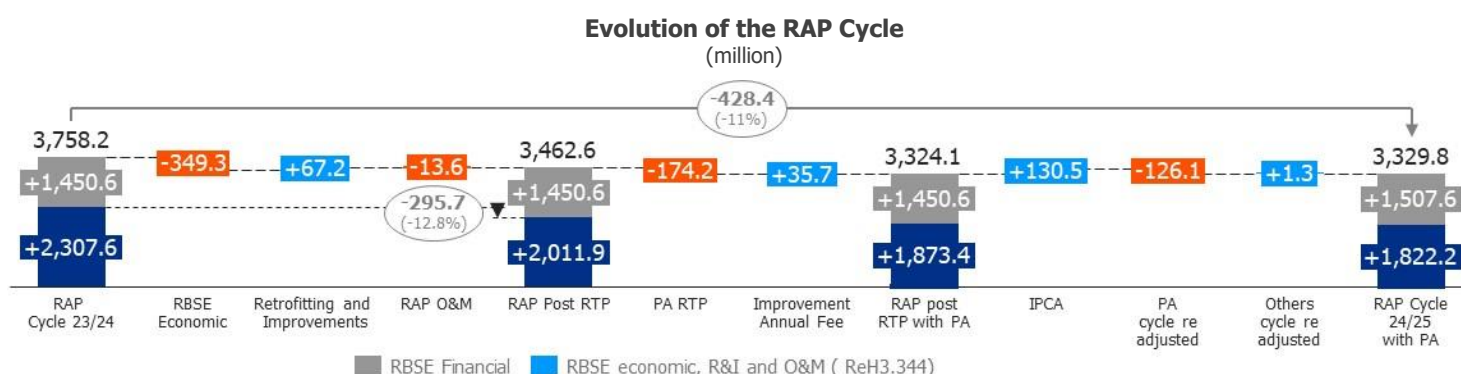
- Retroactive Effect PA: additional RAP installments related to retrofitting projects that are undergoing the first periodic review (incremental base), already deducted from the improvement annual fees. This PA must be offset in equal portions until the next RTP
- Postponement PA: refers to the financial differences resulting from the postponement of the periodic review of the RAP of contracts postponed from July 2023 to July 2024. This PA must be offset in a single tariff cycle
- Other Adjustments PA: refers to the other adjustments mentioned in Technical Notes 58/2024 and 103/2024-STR/ANEEL, which are also offset in a single tariff cycle.

In addition to the Adjustment Portions listed above, there is an additional component to the RAP of the renewed transmission companies called annual fee for minor improvements. This component serves as an advance on part of the revenues associated with the execution of minor improvements without previously established revenues. The defined annual fee was R\$35.7 million for the tariff cycles between 2023/2024 and 2027/2028.

Therefore, the result of the PA and other additions to the RAP of agreement 059/2001 defined after the tariff review process was negative by R\$138.5 million. The PA values defined for the next cycles are presented below:

Periodic Tariff Review (RTP) 2024 R\$ million, real values base date Jun/23	Adjustment Portion (PA) - Renewed Contract 059/2001				
	PA Cycle 24/25	PA Cycle 25/26	PA Cycle 26/27	PA Cycle 27/28	TOTAL
Postponement PA	-263.4	-	-	-	-263.4
Economic Component	-363.5	-	-	-	-363.5
R&I Shielded Base	-61.6	-	-	-	-61.6
R&I Incremental Base (with Preview RAP)	17.7	-	-	-	17.7
R&I Incremental Base (without Preview RAP)	144.0	-	-	-	144.0
R&I Annual Retroactive PA	85.7	85.7	85.7	85.7	343.0
R&I Incremental Base (with Preview RAP)	51.7	51.7	51.7	51.7	206.9
R&I Incremental Base (without Preview RAP)	34.0	34.0	34.0	34.0	136.1
Others PA	3.4	-	-	-	3.4
TOTAL PA	-174.2	85.7	85.7	85.7	83.0
Retrofitting Annual Fee	35.7	35.7	35.7	35.7	143.0
Total Additions to RAP	-138.5	121.5	121.5	121.5	226.0

As such, the RAP established for the renewed contract 059/2001 after RTP, plus the PAs of the cycle and adjusted for inflation based on the IPCA of the RTP, on the base date June 2024, was defined at R\$ 3,329,8 million.



The main reasons for the reduction of approximately R\$428.5 million (-8%) compared to the previous tariff cycle (2023/2024) are:

- ▼ Reduction of the economic component of the RBSE due to accumulated depreciation and write-offs incurred in the period from 2018 to 2023
- ▲ New retrofitting projects that came into operation in the period, partially offset by accumulated depreciation of old projects
- ▼ Reduction of O&M's RAP due to application of the X Factor
- ▼ Negative Adjustment Portion (PA) for the 2024/2025 tariff cycle
- ▲ Application of annual fee for improvements (R\$35.7 million), and
- ▲ Inflation adjustment for the 2024/2025 cycle (IPCA).

Note that the RAP and Adjustment Portion values defined in the tariff review must be increased by the amounts defined in the 2024/2025 tariff cycle adjustment process through the Ratification Resolution 3,348, published on July 16, 2024. To check the result of the RAP for the 2024/2025 cycle, [click here](#).

Periodic Tariff Review (RTP) - Bidding Contracts

RTP Auctioned 2024

Ratification Resolution 3,343/2004 was published in July 2024, repositioning the RAP for electricity transmission concession agreements of projects auctioned with Tariff Review estimated for July 2024, including: 015/2008 (IE Jaguar 9), 012/2018 (IE Biguaçu), 016/2008 (IE Sul), 013/2008 (IE Sul) of the subsidiaries and, 013/2009 (IE Madeira) and 015/2009 (IE Madeira) for the jointly controlled company.

The average real economic repositioning index for the projects was +0.77%, with a positive impact of R\$2.7 million in absolute terms, representing an increase of 0.04% in the Company's Potential RAP of R\$6.2 billion (2023/2024 cycle), without considering Adjustment Portions (PA). Considering the IPCA in the period (3.93%), the average nominal repositioning index for these concessions, weighted by ISA ENERGIA BRASIL's participation, was 4.72%:

RTP 2024								
Company	Particip. ISA CTEEP (%)	Contract	RAP (R\$ million, without PA)			Index Repositioning		Impact on RAP (A x B) (R\$ million)
			Current (jun/23) (A)	Reviewed (jun/24)	var R\$	Nominal	Real (B)	
IESul	100%	016/2008	18.4	19.4	+1.0	5.52%	1.54%	0.3
		013/2008	8.0	8.3	+0.4	4.84%	0.88%	0.1
IE Madeira	51%	013/2009	372.7	387.7	+15.0	4.02%	0.09%	0.3
		015/2009	320.6	334.6	+14.0	4.36%	0.42%	1.4
IE Jaguar 9	100%	015/2008	61.0	65.8	+4.8	7.89%	3.81%	2.3
IE Biguaçu	100%	012/2018	51.7	53.4	+1.8	3.41%	-0.49%	-0.3
IE Jaguar 8	100%	012/2008	14.4	15.2	+0.8	5.72%	1.73%	0.2
IE Itapura	100%	021/2018	13.7	14.1	+0.4	3.17%	-0.72%	-0.1
Total			860.4	898.6	+38.2	4.44%	0.50%	4.3
Total ISA CTEEP Particip.			349.2	365.7	+16.5	4.72%	0.77%	2.7

Note that only agreement 015/2008, of the wholly-owned subsidiary IE Jaguar 9, presented PA values, due to retroactive effects of RAP for reinforcements that came into operation between 2018 and 2022, in the amount of R\$1.6 million. The amount will be adjusted annually until the next tariff review, scheduled for July 2029.

RTP New Concessions 2023

Ratification Resolution 3,205 was published in June 2023, which repositioned the RAP for electricity transmission concession contracts of projects auctioned with Tariff Review scheduled for July 2023, including: (i) 001/2008 (IENNE), 026/2017 (IE Tibagi), 027/2017 (IE Itaquerê), 042/2017 (IE Jaguar 6) and 046/2017 (IE Aguapeí) of the subsidiaries, and 022/2017 (IE Ivaí) among the jointly-controlled companies.

However, the effects of said Resolution were disregarded in Ratification Resolution 3,216, which ratified the RAP for the 2023/2024 cycle (July 2023 to June 2024). The Company filed an administrative appeal with ANEEL, claiming the consideration of tariff repositioning.

On December 12, 2023, Order 4,675 was published, which contains the result of the mentioned administrative appeal, in which ANEEL acknowledges the effects of Ratification Resolution 3,205/23 on the RAP of the concessions involved. Therefore, the effects will be applied from the adjustment of the 2024/2025 tariff cycle.

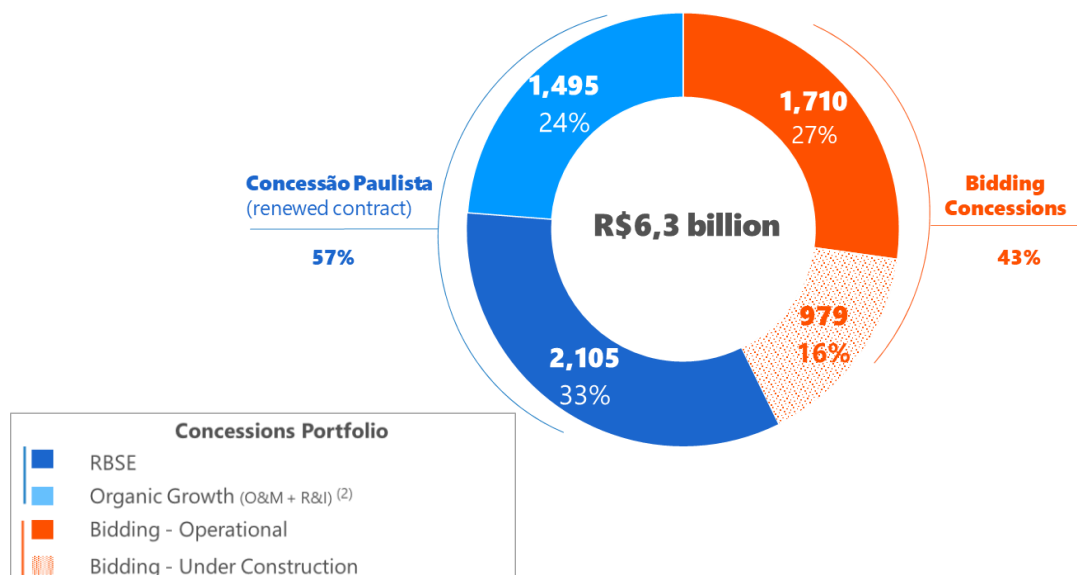
The average real economic repositioning index for the projects was -1.30%, with an impact of -R\$5.6 million in absolute value, representing a reduction of 0.09% in the Company's Potential RAP of R\$6.2 billion (2023/2024 Cycle). The average nominal repositioning for these concessions was 2.57%:

RTP 2023								
Company	Contract	Particip. ISA CTEEP (%)	RAP (R\$ million, without PA)			Index Repositioning		Impact on RAP (A x B) (R\$ million)
			Current (jun/22)	Reviewed (jun/23)	var R\$	Nominal	Real	
IENNE	001/2008	100%	61.3	67.7	+6.4	10.51%	6.31%	3.9
IE Ivaí	022/2017	50%	375.9	378.6	+2.7	0.74%	-3.08%	-11.6
IE Tibagi	026/2017	100%	22.3	22.5	+0.2	0.84%	-2.98%	-0.7
IE Itaquerê	027/2017	100%	64.9	67.2	+2.3	3.53%	-0.39%	-0.3
IE Jaguar 6	042/2017	100%	15.1	15.3	+0.3	1.67%	-2.18%	-0.3
IE Aguapeí	046/2017	100%	75.5	75.9	+0.5	0.62%	-3.19%	-2.4
Total			615.0	627.3	+12.3	2.01%	-1.86%	-11.4
Total ISA CTEEP Particip.			427.0	438.0	+11.0	2.57%	-1.32%	-5.6

2024/2025 RAP Cycle

Ratification Resolution 3,348 was published on July 16, 2024, establishing the new RAP for ISA ENERGIA BRASIL and its subsidiaries and wholly-owned subsidiaries for providing transmission installations that are part of the Basic Network and of the Other Transmission Installations for the 12-month tariff cycle from July 1, 2024 to June 30, 2025 (2024/2025 cycle). The resolution consolidated the results of the tariff revisions of agreement 059/2001 and those auctioned with RTPs estimated for 2023 and 2024, mentioned in the previous sessions of this document, in addition to incorporating the effects of the tariff cycle adjustment.

RAP Cycle 2024/2025¹



¹ Disregards the PA for the 2024/2025 cycle | ² Operation and Maintenance + Retrofitting & Improvements

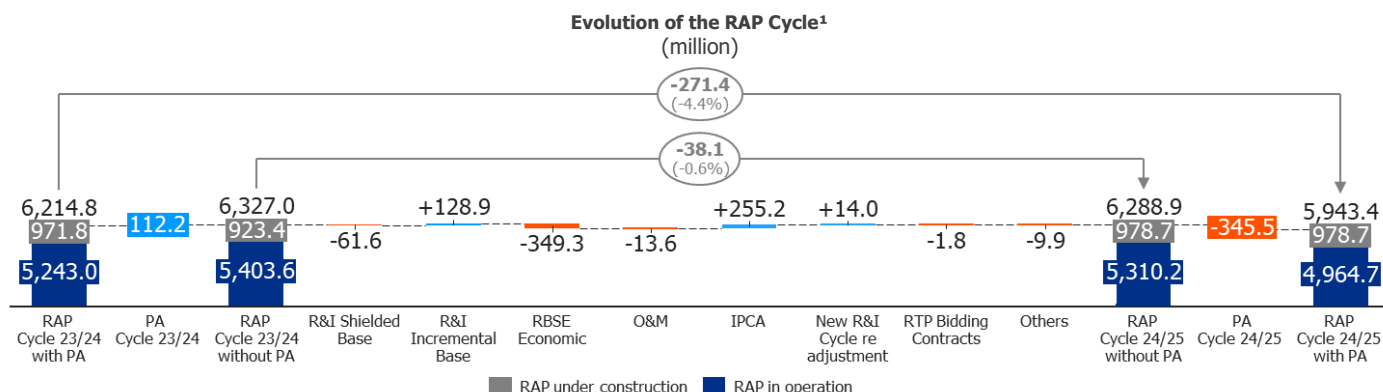
Pursuant to REH 3,348/2024, the RAP of Consolidated and subsidiaries under common control, net of PIS and COFINS², changed to R\$6,288.9 million for the 2024/2025 cycle, weighted by ISA ENERGIA BRASIL's stake, as of June 2024. Of this amount, 57% represents the RAP from the Parent Company's renewed contract (059/2001), including retrofitting projects, RBSE indemnity and the O&M portion of the contract. In addition, 43% of the RAP refers to agreements resulting from transmission auctions or acquisitions (M&A), with (i) 26% of projects in operation, i.e., with active RAP; (ii) 16% of projects under construction, which should earn revenue for the Company over the coming years.

The resolution also defined the amounts of the Adjustment Portions ("PA"), to be offset in the same period, to deal with any financial adjustments. The amount corresponding to the adjustment portion (PA) of the Consolidated and wholly-owned subsidiaries was R\$345.5 million for the 2024/2025 cycle and R\$126.1 million for the 2025/2026, 2026/2027, and 2027/2028 cycles, as shown in the table below:

Adjustment Portion (PA) Total - Consolidated + Jointly Controlled Companies					
R\$ million, real values base date jun/24	Cycle 24/25	Cycle 25/26	Cycle 26/27	Cycle 27/28	TOTAL
(A = C+D) 059/2001 CONTRACT	-270.0	126.3	126.3	126.3	108.7
(C) RTP Contract 059 Total	-143.9	126.3	126.3	126.3	234.8
Postponement	-273.8	-	-	-	-273.8
RBSE - Economic Component	-377.8	-	-	-	-377.8
R&I Shielded Base	-64.0	-	-	-	-64.0
R&I Incremental Base (with Preview RAP)	18.4	-	-	-	18.4
R&I Incremental Base (without Preview RAP)	149.7	-	-	-	149.7
R&I Annual Retroactive	89.1	89.1	89.1	89.1	356.4
R&I Incremental Base (with Preview RAP)	53.7	53.7	53.7	53.7	215.0
R&I Incremental Base (without Preview RAP)	35.4	35.4	35.4	35.4	141.5
Other Adjustments	3.6	-	-	-	3.6
Retrofitting Annual Fee	37.1	37.1	37.1	37.1	148.6
(D) Total Cycle Readjustment - 059/2001	-126.1	-	-	-	-126.1
Measurement (superávit/déficit TUST) ¹	-158.1	-	-	-	-158.1
R&I Retroactive	1.3	-	-	-	1.3
Others	30.7	-	-	-	30.7
(B) NEW CONTRACTS	-75.4	2.1	2.1	2.1	-69.0
RTP Annual Retroactive	2.1	2.1	2.1	2.1	8.6
Measurement (superávit/déficit TUST) ¹	-71.1	-	-	-	-71.1
Others	-6.5	-	-	-	-6.5
(A+B) TOTAL PA (Contract 059/2001 + New Contracts)	-345.5	128.4	128.4	128.4	39.8

¹ Measurement PA has already been provisioned by the Company and should not impact the result for the cycle.

Thus, the value of the RAP, including the amounts corresponding to the PA of the Consolidated and companies under shared control, net of PIS and COFINS², changed to R\$5,943,4 million for the 2024/2025 cycle, weighted by ISA ENERGIA BRASIL's stake.



¹ Considers the amounts established at the time of publication of the respective Ratification Resolutions of RAP for the tariff cycles.

² Except for agreements 020/2008 and 143/2001, which total R\$37.7 million, 0.6% of Total RAP of the Company.

The Permitted Annual Revenue of 2024/2025 cycle, with and without PA, decreased by around R\$271.4 million (-4.4%) and R\$38.1 million (-0.6%), respectively, compared to the previous tariff cycle (2023/2024). The main factors for this variation were:

- i. inflation adjustment for the 2024/2025 cycle (IPCA), totaling R\$255.2 million
- ii. new retrofitting projects that went operational in the last cycle, adding R\$14.0 million
- iii. movement/depreciation of the shielded base of retrofitting and improvement projects of the first RTP of the contract (-R\$61.6 million)
- iv. new retrofitting projects recognized in this year's RTP process, adding RAP of R\$128.9 million
- v. reduction of the economic component of RBSE, resulting from the movement of the RBSE base defined in the RTP, reducing the RAP by R\$349.3 million
- vi. reduction of O&M revenue from contract 059/2001, according to the trajectory defined in the contract's RTP
- vii. tariff review of the auctioned agreements (-R\$2.1 million).
- viii. other adjustments, which consider (i) reduction of the RAP of the Centro Substation, after the asset bidding process (-R\$3.1 million); and a 50% reduction of the prorated RAP established in agreement 004/2007 (IEMG).

Concession agreements acquired until the 2018 auction establish the right to indemnity on assets not depreciated at the end of their term. As of 2019, only assets authorized by ANEEL, through retrofitting projects, are entitled to indemnity.

Below is a summary of the RAP for the 2024/2025 cycle, including R&D regulatory charges, Energy Services Inspection Fee (TFSE) and Global Reversal Reserve (RGR), but net of the Energy Development Account (CDE) and the Incentive Program for Alternative Sources of Electricity (PROINFA), and net of PIS and COFINS.

Parent Company															
Concessionaire (R\$ million)	Contract	Project	Index	RAP 23/24 Cycle	Inflation	R&I	RTP	Others¹	RAP 24/25 Cycle	PA	RAP 24/25 Cycle	RAP 23/24 Cycle	Chg%		
				REH 3.216					REH 3.348		Total			with PA	
ISA ENERGIA BRASIL	059/2001	O&M	IPCA	825	32	0	-41	-3	813	-141	671	825	-1,5%		
		R&M		558	22	4	98	0	682	249	931	558	22,3%		
		RBSE		2.375	93	0	-363	0	2.105	-378	1.727	2.375	-11,4%		
	012/2016	PBTE	IPCA	215	8	0	0	0	223	-10	213	215	3,9%		
Total Parent Company				3.972	156	4	-306	-3	3.823	-280	3.543	3.972	-4%		
100% Controlled Subsidiaries															
Concessionaire (R\$ million)	Contract	Project	Index	RAP 23/24 Cycle	Inflation	R&I	RTP	Others²	RAP 24/25 Cycle	PA	RAP 24/25 Cycle	RAP 23/24 Cycle	Chg%		
				REH 3.216					REH 3.348		Total			with PA	
Subsidiaries (100%) in operation				699	26	3	3	-7	725	-37	688	699	-2%		
IE Aguapeí	046/2017	Aguapeí	IPCA	75	3	0	-3	0	76	1	77	75	1%		
IE Itaúnas	018/2017	Itaúnas	IPCA	66	3	0	0	0	68	-9	59	66	4%		
IE Itaquerê	027/2017	Itaquerê	IPCA	65	3	0	-0	0	67	-3	64	65	4%		
IEMG	004/2007	IEMG	IPCA	20	1	0	0	-7	14	-1	13	20	-29%		
	007/2020	Triângulo Mineiro³	IPCA	42	2	0	0	0	44	-3	40	42	4%		
IENNE	001/2008	IENNE	IPCA	61	2	0	4	0	68	1	69	61	11%		
IE Japi	026/2009	Serra do Japi	IPCA	55	2	0	0	0	57	-2	55	55	4%		
IE Jaguar 9	015/2008	Getulina	IPCA	61	2	0	2	0	66	-5	61	61	8%		
IE Biguaçu	012/2018	Biguaçu	IPCA	52	2	0	-0	0	53	-3	51	52	3%		
IE Jaguar 6	143/2001	Botucatu-Xavantes	IGP-M	19	-0	0	0	0	19	-1	18	19	0%		
	042/2017	Bauru	IPCA	15	1	0	-0	0	15	-1	15	15	2%		
IE Tigabi	026/2017	Tibagi	IPCA	22	1	0	-1	0	22	-8	15	22	1%		
	006/2020	Três lagoas	IPCA	7	0	0	0	0	7	1	8	7	4%		
IE SUL	016/2008	Forquilha	IPCA	18	1	0	0	0	19	-1	18	18	6%		
	013/2008	Scharlau	IPCA	8	0	0	0	0	8	-1	8	8	5%		
Evrecy	020/2008	Evrecy	IGP-M	20	-0	0	0	0	20	-1	19	20	0%		
	001/2020	Minuano	IPCA	48	2	0	0	0	50	0	50	48	4%		
IE Itapura	021/2018	Lorena	IPCA	14	1	3	-0	0	17	-1	17	14	27%		
	021/2011	Itapeti	IPCA	8	0	0	0	0	9	-0	9	8	4%		
IE Jaguar 8	012/2008	Piratininga	IPCA	14	1	0	0	0	15	-0	15	14	6%		
IE Pinheiros	018/2008	Atibaia II	IPCA	8	0	0	0	0	8	-1	7	8	5%		
Consolidated ISA ENERGIA BRASIL in operation				4.671	182	8	-303	-10	4.547	-316	4.231	4.671	-9%		
Jointly Controlled Subsidiaries (equity income)															
Concessionaire (R\$ million)	Contract	Project	Index	RAP 23/24 Cycle	Inflation	R&I	RTP	Others	RAP 24/25 Cycle	PA	RAP 24/25 Cycle	RAP 23/24 Cycle	Chg%		
				REH 3.216					REH 3.348		Total			with PA	
Subsidiaries (non-consolidated) in operation				1.449	57	13	-10	0	1.508	-58	1.450	1.449	0%		
IE Madeira (51%)	013/2009	Lote D	IPCA	373	15	0	0	0	388	-16	371	373	4%		
	015/2009	Lote F		321	13	0	1	0	335	-12	322	321	4%		
IE Paraguaçu (50%)	003/2017	Paraguaçu	IPCA	148	6	0	0	0	154	4	158	148	4%		
IE Garanhuns (51%)	022/2011	Garanhuns	IPCA	132	5	13	0	0	150	-6	144	132	13%		
IE Aimorés (50%)	004/2017	Aimorés	IPCA	99	4	0	0	0	103	-4	99	99	4%		
IE Ivaí (50%)	022/2017	Ivaí	IPCA	376	15	0	-12	0	379	-22	356	376	1%		
Participation ISA ENERGIA BRASIL				733	29	6	-5	0	763	-29	734	733	0%		
ISA ENERGIA BRASIL in operation				5.404	210	14	-308	-10	5.310	-345	4.965	5.404	-8%		
Project Under Construction															
Concessionaire (R\$ million)	Contract	Project	Index	RAP 23/24 Cycle	Inflation	R&I	RTP	Others	RAP 24/25 Cycle	PA	RAP 24/25 Cycle	RAP 23/24 Cycle	Chg%		
				REH 3.216					REH 3.348		Total			with PA	
Parent Company Under Construction				816	51	0	0	0	867	0	867	816	6%		
ISA ENERGIA BRASIL	008/2022	Piraquê	IPCA	313	12	0	0	0	326	0	326	313	4%		
	006/2023	Serra Dourada	IPCA	284	22	0	0	0	306	0	306	284	8%		
	012/2023	Itatiaia	IPCA	219	17	0	0	0	236	0	236	219	8%		
Subsidiaries (100%) under construction				107	4	0	0	0	112	0	112	107	4%		
IE Riacho Grande	005/2021	Riacho Grande	IPCA	85	3	0	0	0	88	0	88	85	4%		
IE Jaguar 8	011/2022	Jacarandá	IPCA	15	1	0	0	0	15	0	15	15	4%		
IE Tibagi	014/2023	Água Vermelha	IPCA	7	1	0	0	0	8	0	8	7	8%		
ISA ENERGIA BRASIL under construction				923	55	0	0	0	979	0	979	923	6%		
ISA ENERGIA BRASIL TOTAL (In Operation + Under Construction)				6.327	266	14	-308	-10	6.289	-345	5.943	6.327	-6%		

¹ Refers to the reduction in Substation Centro's RAP, according to the 8th amendment of contract 059/2001, set out in item 3.4.5.19 of NT 105/2024.

² Reduction of 50% of the pro-rata RAP provided for in the concession contract, from the 15th year onwards from the date of entry into commercial operation.

Concession Renewal – Agreement 059/2001 (RBNI/RBSE)

The Extraordinary Shareholders Meeting held on December 3, 2012, unanimously approved extending concession agreement 059/2001, pursuant to Law 12,783/2013, and the concession was extended to December 2042, guaranteeing the Company the right to receive the amounts relating to the NI(*) and SE(**) assets.

The amounts related to NI assets, of R\$2,891,291 as per Interministerial Ordinance 580, were received between 2013 and 2015 (note 511.2 to the 4Q23 financial statements).

For SE values, in 2016, ANEEL issued Technical Note 336/2016, which presents the proposed regulation for Ordinance 120/2016 issued by the Ministry of Mines and Energy (MME) for the methodology to calculate the cost of capital (Ke) and RAP and determines amounts and payment terms for concessionaires.

On May 30, 2017, ANEEL issued Order 1,484/17, recognizing R\$4,094,440 as the total value of these assets on the baseline date of December 31, 2012. As per the IFRS methodology, the initial impact of RBSE amounts was booked in September 2016 and the additional amount recognized by ANEEL was booked in 2Q17, shown under "Concession assets". (Note 5.3 to the 4Q22 financial statements).

Technical Note 108/2020 – SGT/ANEEL of June 25, 2020, recalculates the RAP amounts as from the 2020/2021 cycle, including the portion of remuneration of cost of capital (Ke), and the effects of the revocation of injunctions that prevented the payment of Ke were considered. These amounts were included in the Periodic Tariff Review (RTP) calculations and approved by the Board of ANEEL via Ratification Resolution 2,714/2020. There are two injunctions currently in force.

On April 22, 2021, ANEEL granted the administrative appeal filed by the Company against Ratification Resolution 2,714/2020, which claimed the right to retroactive update of the RBSE amounts, and reprofiled the RBSE financial component as per Technical Note 068/2021 (note 16.6 to the 4Q22 financial statements). The assumptions valid from the 2021/2022 cycle are: (i) the conclusion of payment of RBSE in 2028; (ii) reduction of amortization of RBSE amounts receivable during the 2021/2022 and 2022/2023 cycles; and (iii) remuneration at the regulatory Weighted Average Cost of Capital (WACC) defined in the 2018 RTP, ensuring the recognition of R\$1.8 billion as receivables, which at present value generated an increase of R\$497,346 in the balance of asset of the corresponding agreement. Starting from the 2023/2024 cycle, the payment flows established by ANEEL will return to levels similar to those approved in Ratification Resolution 2,714/2020.

After the ratification of the result of RTP of Transmission Companies (REH 2,851/21), which included the reprofiling of the receipt of the financial component of RBSE, ABIAP/ABRACE/ESBR filed a request for reconsideration, after the final and unappealable decision, questioning the calculation of the financial component of RBSE and the reprofiling. In June 2021, the Superintendent General of Tariffs (SGT) of ANEEL published Technical Note 117/21 and issued a public communiqué explaining that there are no errors in the calculation or the methodology. However, in June 2022, the SGT issued Technical Note 85/2022, relating to the analysis of requests for reconsideration filed within the scope of payment of the financial component and reprofiling of the RBSE. The same month, a director of ANEEL took a unilateral decision (Order 1,762/22) on the above topic. The same was suspended by a collective decision of the Board of ANEEL. In April 2023, SGT published a new Technical Note 85/2023 regarding the inputs on Technical Note 85/2022-SGT/ANEEL and on Circular 23/2022 of August 16, 2022. These technical notes do not have immediate practical effects and any development on the issue of RBSE depends on a collective decision by the Board of ANEEL, such that, the assumptions, methodologies, and calculations considered so far and approved through REH 2,851/2021, are in force and remain appropriate.

The issue of RBSE has been challenged at the courts, as mentioned above, and also at the administrative level. The possibility of other lawsuits and/or new administrative proceedings on the topic cannot be discarded, nor can be discarded the possibility of new court decisions and/or decisions of ANEEL, the Ministry of Mines and Energy and/or TCU, changing one or more payment conditions of RBSE. Any new court and/or administrative decisions, depending on their content and scope, if not reversed in due time and manner, may or may not cause significant impacts on the Company's receipts, even requiring, as applicable, it to review its investment plans, dividend payments and corporate strategy, in addition to the regular accounting records from these impacts. Nevertheless, the Company, through its advisors or ABRATE, firmly defends its interests and the health of the reprofiling of the financial component of RBSE according to Technical Note 068/2021- SGT/SCT/SFF/SRM/ANEEL, upholding the criteria previously established in ANEEL Normative Resolution 762/2017, as well as the legality and legitimacy of the receipt of RBSE pursuant to Law 12,783/13 and MME Ordinance 120/16, as well as in the defense of its interests through administrative proceedings pending vis-à-vis ANEEL no. 48500.005952/2022-29 and 48500.000748/2019-16.

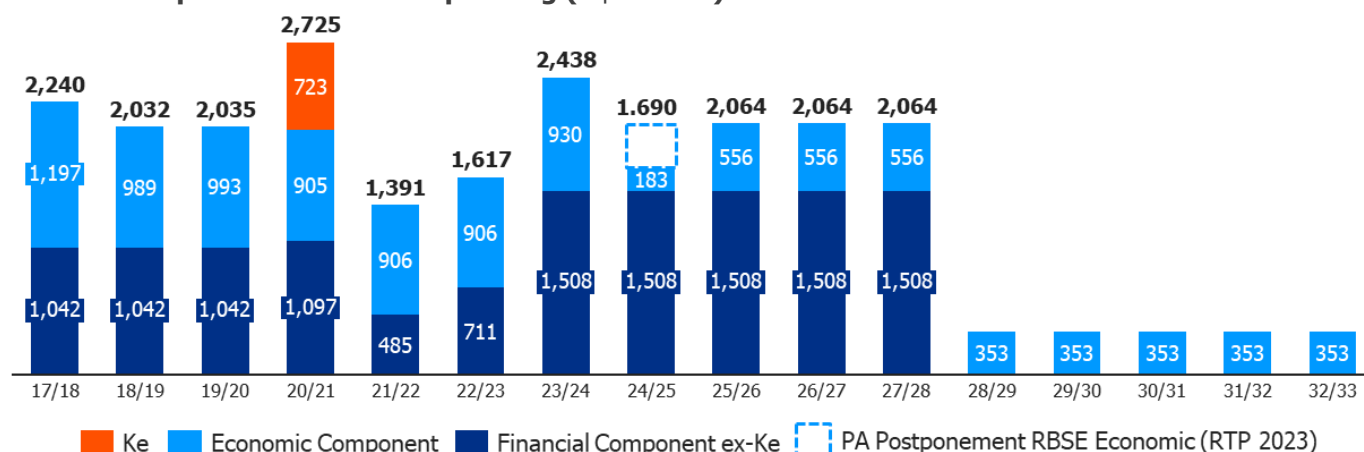
Furthermore, Proceeding No. TC 012.715/2017-4 is pending before the Federal Accounting Court (TCU) regarding the assessment of compliance and transparency in the methodology for defining the values of transmission assets existing on May 31, 2000, but not amortized, as well as the methodology for updating and transferring them to electricity tariff pending analysis. On July 5, 2023, the Prosecution Office of TCU was favorable to ISA ENERGIA BRASIL becoming a party to the proceeding and concluded that the MME regulatory option should be respected by TCU. This proceeding is still pending at the Court.

The Company will continue to faithfully honor the payments determined, considering the importance of the issue for society and its shareholders.

(*) NI – installations energized as from June 1, 2000.

(**) SE – installations of non-depreciated assets existing on May 31, 2000.

Flow of Receipts of RBSE Post-Reprofiling (R\$ million)



¹ Actual amounts, baseline date June 2024, based on the spreadsheets published at the close of CP 12/2024.

² Disregards CAIMI and Other Revenues amounts in RBSE RAP a parcela de CAIMI e Outras Receitas da RAP do RBSE.

³ The Evolution of RBSE asset base should gradually decrease its RAP economic component and, after cycle 33/34, only the amount related to lands and warehouses will be maintained until the end of the concession, in 2042

⁴ The cashflow forecasted between 28/29 and 32/33 was estimated based on the report and assumptions established at the 2023 tariff review. The definitive amounts will be set in the 2028 tariff review.

⁵ The 24/25 Cycle considers PA Postponement of Economic RBSE in the negative amount of R\$377.8 million, fully accounted for in the result in 3Q24.

Supplementary Retirement Plan – Law 4,819/58

The supplementary retirement plan is governed by State Law 4,819/58 and applies to employees hired prior to May 13, 1974, by government agencies and corporations in which the state of São Paulo is the controlling shareholder and exercises control.

The funds needed to meet the costs under this plan are the responsibility of the São Paulo State Government and the plan was implemented as per the agreement between the Tax Authority of the State of São Paulo (“SEFAZ”) and the Company on December 10, 1999. Payments of the supplementary retirement benefits were made monthly by SEFAZ, which transferred the amount to be paid to ISA ENERGIA BRASIL, which then transferred it to “Fundação CESP” to be paid to individual retirees. Since January 2004, retiree benefits have been processed directly by SEFAZ. This change in the process revealed disallowances such as payments above the cap (equivalent to the State Governor’s salary). As a result, SEFAZ started excluding the surplus amounts from the benefits paid to retirees.

Public-Interest Civil Action and Class Action

In June 2005, after the courts dismissed a claim, the Funcesp Retirees Association (AAFC) obtained an injunction in the Labor Court, which ordered the maintenance of the previous payment in full. The benefits payment process has since reverted to the original model, where “Fundação CESP” was responsible for retirement payments. However, SEFAZ continues to transfer the adjusted amount to ISA ENERGIA BRASIL, which then adds the difference so that retirement payments are made in full, as ordered by the injunction.

Collection Lawsuit

Since 2005, SEFAZ has been transferring to the Company amounts lower than required to make full payment (about 70%) to the retirees following an injunction by the 49th Labor Court. ISA ENERGIA BRASIL has since been making up the difference to ensure full payment of retiree benefits (about 30%). The difference paid by the Company is being claimed in a collection lawsuit filed against SEFAZ.

The São Paulo Court of Appeals ruled in the Company's favor. In August 2017, SEFAZ filed a special appeal at the Federal Court of Appeals (STJ), which is awaiting the analysis of admissibility. On March 31, 2024, the amount booked in the Company's balance sheet was approximately R\$2.5 billion, net of provisions for losses on the realization of credits in 2013.

Between August 2018 and March 2019, ISA ENERGIA BRASIL received the total amount from SEFAZ due to an injunction, which was later stayed by the Superior Court of Justice until an appeal filed by SEFAZ is tried.

The SEFAZ appeal was judged monocratically in the STJ in March 2024, determining the return of the process to the TJSP, which should delimit in the decision the responsibility of each party in relation to the installments and items that make up the retirement supplements. It was determined that ISA ENERGIA BRASIL should maintain the payment of the disallowances (as has been the case since 2005) until the final judgment of the action.

On October 10, 2024, the STJ suspended for 180 days the procedural process of the collection action that the Company filed against SEFAZ after an agreement between the parties to attempt conciliation. The attempt at amicable conciliation does not harm the Company's rights and does not change any current court decision or the current flow of payments. If the conciliation attempt is unsuccessful, the process will resume as before.

GLOSSARY

ADTV - Average Daily Traded Volume

Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL) - Agency entrusted with regulating and supervising the generation, transmission, distribution, and sale of electricity in Brazil, ensuring the quality of services provided, the fair treatment of users and controlling the reasonableness of tariffs charged to consumers, while maintaining economic and financial viability of the players and the sector. ANEEL inspects and regulates access to transmission systems and establishes the tariffs for such systems, including TUST, which is the tariff charged for the use of the Basic Network and Other Transmission Installations (DIT).

CAAE (Annual Cost of Electricity Assets) - Revenue from investments in assets. It consists of the remuneration on capital and the regulatory reintegration quota (QRR)

CAGR - Compound Annual Growth Rate.

CAOM (Management, Operating and Maintenance Costs) - Portion of revenue that can be divided into (i) revenue from O&M, which is used to bear the costs and expenses (e.g.: wages, maintenance expenses and others); and (ii) revenue to cover the costs of movable and fixed installations (CAIMI).

CCEE (Electric Energy Trading Chamber) - Operates under the authorization of the Granting Authority and the regulation and supervision of ANEEL, with the purpose of facilitating the purchase and sale of electricity between CCEE agents.

CDE (Energy Development Account) - Regulatory charge to ensure the universal supply of energy and subsidize low-income consumers.

CVM (Securities Commission) – agency linked to the Ministry of Finance, which aims to monitor, regulate, discipline and develop the Brazilian securities market.

EBITDA - Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation & Amortization.

EEI (Electricity Index) - Theoretical portfolio of the São Paulo Stock Exchange (B3) that measures the performance of the electricity sector.

Electric Energy Trading Chamber (CCEE) - Operating under the authorization of the government, and regulated and supervised by ANEEL, its mission is to promote the purchase and sale of electricity among its members.

Energization - operational startup of a project (retrofit or greenfield).

Energy Transmission Auctions - Auctions held by MME and ANEEL to grant concessions for transmission lines and substations in Brazil.

Greenfield - Projects for growth through auctions.

IBBR (Bovespa B3 BR+ Index) - indicator of the average performance of the prices of assets with greater negotiability and representativeness. composed of shares, units and BDRs of Brazilian companies.

IBEP (Bovespa B3 Private Companies Index) - average performance indicator of assets with greater tradability, representativeness and which have private shareholding control.

IBEW (Bovespa B3 Equal Weight Index) - average performance indicator of the most tradable assets.

IBOV B3 (Bovespa B3 Index) - main performance indicator of shares traded on B3 and brings together the most important companies in the Brazilian capital market.

IBRA – (Broad Brazil Index) - indicator of the average performance of the quotations of all assets traded on the spot market (round lot) of B3 that meet minimum criteria of liquidity and presence on the trading floor, in order to offer a broad view of the stock market.

IBRX100 (Brazil 100 Index) - indicator of the average performance of the prices of the 100 most tradable and representative assets in the Brazilian stock market.

IBSD (Bovespa Smart Dividend Index) - indicator of the average performance of assets of listed companies that stand out in terms of investor remuneration, in the form of distribution of dividends and interest on equity.

IBVL (Bovespa Smart Low Volatility B3 Index) - average performance indicator of assets with greater tradability, representativeness and which have less volatility in daily returns.

ICO2 (Carbon Efficient Index) - companies' adherence to ICO2 B3 demonstrates their commitment to their efficiency in the emission of Greenhouse Gases (GHG) and the adoption of management practices that lead to greater efficiency in these emissions, contributing to the advancement of the transition to a low-carbon economy.

IDIV (Dividend Index) - average performance of the prices of assets that stood out in terms of investor remuneration, in the form of dividends and interest on equity

IE - Electrical Interconnection.

IEE (Electric Energy Index) - Stock Exchange sector index (B3) that aims to measure the performance of the electric energy sector.

IENS - Index of Non-Supplied Energy - Index for energy that was not consumed due to an interruption.

IGC (Differentiated Corporate Governance Share Index) – average performance indicator of asset prices of companies listed on the Novo Mercado or Levels 1 or 2 of B3

IGCT (Trade Corporate Governance Index) - indicator of the average performance of the quotations of assets issued by companies that are members of the IGC.

IOE - Interest on equity - type of remuneration that a company distributes to its shareholders, partners or quota holders.

M&A - Mergers and Acquisitions.

MME - Brazil's Ministry of Mines and Energy.

National Electricity System Operator (ONS) - Agency responsible for coordinating and controlling power generation and transmission operations in the SIN.

O&M - Operation and Maintenance.

Organic growth - growth through investments in retrofitting projects.

Other revenues - Revenues from non-concession operations, partly intended to enable lower tariffs.

PA (Adjustment Portion) - Adjustment Portion to offset funding surplus or deficit in the period prior to the adjustment.

PMSO - Personnel, Material, Services and Others.

PROINFA - Incentive Program for Alternative Electricity Sources (regulatory charge for subsidies to alternative energy sources).

PV (Variable Portion) - Penalizes revenue from asset due to unavailability.

RAP (Permitted Annual Revenue) – RemunerP&Dation received by transmission companies for providing public transmission services to users. For transmission companies that won auctions, RAP is obtained as a result of the transmission auction itself and is paid to them upon the operational startup of their installations, and is reviewed every four or five years as per the concession agreements. For transmission companies whose concession agreement was renewed, RAP was calculated based on the Operation and Maintenance costs, pursuant to Law 12,783 of January 11, 2013. In cases where studies indicate the need for reinforcements in the transmission concession, ANEEL calculates an additional amount for RAP to remunerate new installations, always through an Authorizing Resolution.

RB (Basic Network) - transmission installations owned by public transmission services concessionaires, defined according to the criteria established in ANEEL regulations.

RBNI (Basic Network New Investments) - Portion of revenue (RAP) corresponding to the new authorized installations of the Basic Network, whose revenues are established by a specific resolution.

RBSE (Basic Network of Existing System) - Portion of RAP corresponding to installations in the Basic Network, defined in the Appendix to Resolution 166 of May 31, 2000.

Regulatory Charges - These are charged by transmission companies and passed on to CCEE, ANEEL and MME, and also invested in R&D projects. These have a neutral effect on the transmission company.

Retrofit - includes the installation, replacement or refurbishment of equipment in existing transmission facilities or adaptations made in these facilities to maintain the regularity, continuity, safety and timeliness of the public electricity transmission services.

R&D - Research and Development

RGR - Global Reversal Reserve **SIN (National Interconnected System)** - All the installations and equipment that supply electricity to regions across the country, which are electrically interconnected according to applicable regulations.

SIN (National Interconnected System) - All the installations and equipment that supply electricity to regions across the country, which are electrically interconnected according to applicable regulations.

TCU - Federal Accounting Court.

TFSEE - Electricity Services Inspection Fee.

TUST (Electricity Transmission System Usage Tariff) - Tariff paid by distributors, generators and free and special consumers for use of the Basic Network and DIT and is adjusted annually according to (i) inflation; and (ii) new revenues from energized projects.

UTIL B3 (Public Utility Index) - indicator of the average performance of the prices of the most tradable and representative assets in the public utility sector (electricity, water and sanitation and gas).

ATTACHMENT

Attachment I – Greenfield Projects | Growth

Auctions (Date)	Project	Current situation	Contract	Company	ANEEL Investment ISA ENERGIA BRASIL Participation	RAP ISA ENERGIA BRASIL Cycle 2024/2025	Constructions		Anticipation (Months)	CapEx ISA ENERGIA BRASIL accumulated until	CapEx Efficiency (vs ANEEL)
							Beginning	Conclusion			
013/2015 (oct/2016)	Paraguaçu	Operational	003/2017	IE Paraguaçu	254.8	77.1	2Q19	3Q22	-5	333.4	-12.3%
	Aimorés	Operational	004/2017	IE Aimorés	170.6	51.6	2Q19	2Q22	-3	197.5	-0.8%
	Itaúnas	Operational	018/2017	IE Itaúnas	297.8	68.5	3Q18	4Q23	-10	373.8	-4.6%
005/2016 (apr/2017)	Ivaí	Operational	022/2017	IE Ivaí	968.2	189.3	4Q19	4Q22	-3	1050.4	9.5%
	Tibagi	Operational	026/2017	IE Tibagi	134.6	22.5	3Q18	4Q20	8	117.5	20.2%
	Itaquerê	Operational	027/2017	IE Itaquerê	397.7	67.2	3Q18	3Q20	11	255.9	40.8%
	Aguapeí	Operational	046/2017	IE Aguapeí	601.9	75.9	3Q19	1Q21	6	363.4	46.1%
	Bauru	Operational	042/2017	IE Jaguar 6	125.8	15.3	2Q18	3Q19	18	63.0	53.5%
002/2018 (jun/2018)	Lorena	Operational	021/2018	IE Itapura	237.9	17.4	3Q19	4Q21	11	126.1	52.1%
	Biguaçu	Operational	012/2018	IE Biguaçu	641.4	53.4	1Q21	3Q22	13	456.0	38.9%
002/2019 (dec/2019)	Minuano	Operational	001/2020	Evrecy	681.6	50.2	1Q22	-	4	737.0	14.0%
	Três lagoas	Operational	006/2020	IE Tibagi	98.8	7.1	2Q21	2Q22	12	87.1	21.6%
	Triângulo Mineiro	Operational	007/2020	IEMG	553.6	43.8	1Q22	3Q23	20	519.6	23.6%
001/2020 (dec/2020)	Riacho Grande	Under construction	005/2021	IE Riacho Grande	1,140.6	88.4	4Q23	-	-	530.1	-
001/2022 (jun/2022)	Piraquê	Under construction	008/2022	ISA ENERGIA BRASIL	3,653.6	325.8	4Q23	-	-	1620.5	-
	Jacarandá	Under construction	011/2022	IE Jaguar 8	232.3	15.3	4Q23	-	-	35.5	-
001/2023 (jun/2023)	Serra Dourada	Under construction	006/2023	ISA ENERGIA BRASIL	3,157.0	305.6	3Q25	-	-	211.9	-
	Itatiaia	Under construction	012/2023	ISA ENERGIA BRASIL	2,342.3	235.6	3Q25	-	-	95.9	-
	Água Vermelha	Under construction	014/2023	IE Tibagi	94.2	8.0	2Q24	;	-	34.8	-
Projects in Operation (12)					5,164.7	739.3	-	-	3	4,680.7	23.2%
Subsidiaries 100% in operation (9)					3,771.1	421.3	-	-	7	3,099.4	30.5%
Jointly Controlled Companies in Operation (3)					1,393.6	318.0	-	-	-3	1,581.3	4.2%
Projects Under Construction (7)					10,620.0	978.7	-	-	-	2,528.8	-
Total (19)					15,784.7	1,718.0	-	-	3	7,209.5	23.2%

Attachment II - Investments in Projects

Investments (R\$ Million)						
	4Q24	4Q23	Chg (%)	2024	2023	Chg (%)
Brownfield Projects	0.0	0.0	N.A	0.0	0.0	N.A
Retrofitting Projects	411.4	435.9	-5.6%	1,371.4	1,220.3	12.4%
Greenfield Projects	879.9	181.6	384.5%	2,263.2	846.7	167.3%
Piraquê	501.8	67.2	647.2%	1,265.2	304.2	316.0%
Riacho Grande	134.6	25.8	421.7%	350.3	74.2	371.8%
Minuano	111.0	47.1	135.6%	272.2	152.5	78.5%
Serra Dourada	68.0	0.0	N.A	211.9	0.0	N.A
Itatiaia	28.4	0.0	N.A	95.9	0.0	N.A
Água Vermelha	22.3	0.0	N.A	34.8	0.0	N.A
Jacarandá	5.9	0.2	2392.2%	12.1	23.3	-48.0%
Triângulo Mineiro	7.8	17.7	-55.8%	21.4	136.3	-84.3%
Itaquerê	0.0	0.0	N.A	4.3	0.5	761.3%
Biguaçu	0.0	-2.8	N.A	-6.9	-9.7	N.A
Itapura-Lorena	0.0	0.3	-100.0%	2.0	0.2	715.8%
Itaúnas	0.0	26.2	-100.0%	0.2	38.3	-99.6%
Ivaí (50%)	0.0	0.0	N.A	0.0	124.0	-100.0%
Aguapeí	0.0	0.0	N.A	0.0	2.8	-100.0%
Tibagi	0.0	0.1	N.A	-0.2	-0.5	N.A
Três lagoas	0.0	-0.1	N.A	-0.2	0.4	-162.0%
Total	1,291.3	617.5	109.1%	3,634.5	2,067.0	75.8%

Note: Considers ISA ENERGIA BRASIL's proportional interest in non-consolidated companies (subsidiaries under shared control).

Attachment III – Regulatory Balance Sheet

Assets (R\$ thousand)	Consolidated	
	31/12/2024	31/12/2023
CURRENT		
Cash and Cash Equivalents	2,914,747	245,819
Financial Investments	485,995	1,526,208
Accounts receivable - Concessionaires and	259,819	441,987
Inventory	39,928	30,654
Services in course	0	0
Recoverable taxes and contributions	453,046	268,730
Derivative instruments	41,658	0
Credit with controlled parties	118,989	235,642
Prepaid Expenses	19,461	12,732
Restricted cash	1,273	6,657
Others	221,724	217,968
	4,556,640	2,986,397
NON-CURRENT		
Long-Term Assets		
Restricted cash	17,862	17,578
Accounts receivable - Concessionaires and	624,135	365,945
Accounts Receivable from the State Finance	2,563,255	2,371,307
Deferred income taxes and social contribution	438	826
Pledges and Escrow	43,650	42,677
Credits with Subsidiaries	0	0
Derivative financial instruments	84,715	2,615
Others	93,364	109,226
	3,427,419	2,910,174
Investments	1,721,387	1,596,572
Imobilized	16,478,040	11,770,158
Intangible	1,782,527	1,626,979
	19,981,954	14,993,709
	23,409,373	17,903,883
Total Assets	27,966,013	20,890,280

Liabilities and Shareholders' Equity (R\$ thousand)	Consolidated	
	31/12/2024	31/12/2023
CURRENT		
Loans and Financing	82,056	75,811
Debentures	1,109,914	570,815
Leasing	12,020	6,268
Derivative financial instruments	0	25,926
Suppliers	184,644	180,007
Taxes and social charges to be collected	139,168	115,157
Deferred Income Tax and Social Contribution	0	0
Regulatory charges to be collected	66,750	53,071
Interest on Shareholders' Equity / Dividends to	1,408,488	1,374,021
Provisions	71,658	63,940
Amounts Payable - Funcesp	351	731
Others	271,133	107,190
	3,346,182	2,572,937
NON-CURRENT		
Long-Term Liabilities		
Loans and Financing	651,766	633,914
Debentures	11,392,559	7,959,755
Leasing	25,489	22,102
Derivative financial instruments	0	880
Suppliers	1,393	1,746
Employee Benefit - Actuarial Deficit	0	401,059
Diferred PIS and COFINS	38,083	32,715
Deferred income taxes and social contribution	1,675,869	887,770
Regulatory charges to be collected	30,763	38,163
Provisions	193,721	124,951
Global Reversal Reserve - RGR	0	0
Obligations connected to concession service	683,178	675,038
Others	610	15,909
	14,693,431	10,794,002
SHAREHOLDER'S EQUITY		
Share Capital	3,590,020	3,590,020
Capital Reserves	666	666
Income Reserves	2,958,714	2,115,918
Revaluation reserve	2,846,948	1,612,738
Other Comprehensive Results	173,351	-207,573
	9,569,699	7,111,769
Non-controlling shareholders' share of investment funds	356,701	411,572
	9,926,400	7,523,341
Total Liabilities and Shareholders' Equity	27,966,013	20,890,280

Attachment IV – Regulatory Income Statement

Income Statement (R\$ thousand)	Consolidated					
	4Q24	4Q23	Chg (%)	2024	2023	Chg (%)
Gross Revenue	1,328,559	1,272,147	4.4%	5,232,532	4,587,318	14.1%
Availability of Electric Network	1,314,522	1,257,910	4.5%	5,179,722	4,539,861	14.1%
Others	14,037	14,237	-1.4%	52,810	47,457	11.3%
Deductions from the Operational Revenue	-171,979	-162,550	5.8%	-675,486	-601,932	12.2%
Taxes and Contributions on Revenue	-111,789	-113,832	-1.8%	-456,201	-400,362	13.9%
Regulatory charges	-60,190	-48,718	23.5%	-219,285	-201,570	8.8%
Net Revenue	1,156,580	1,109,597	4.2%	4,557,046	3,985,386	14.3%
Costs and Operational Expenses	-544,199	-400,872	35.8%	-1,736,294	-1,424,907	21.9%
Personnel	-123,836	-112,896	9.7%	-459,968	-409,775	12.2%
Material	-7,725	-8,530	-9.4%	-26,492	-25,670	3.2%
Services	-74,230	-78,372	-5.3%	-223,685	-221,979	0.8%
Depreciation	-242,393	-169,831	42.7%	-849,300	-668,045	27.1%
Others	-96,016	-31,243	207.3%	-176,849	-99,438	77.8%
Result of Service	612,381	708,725	-13.6%	2,820,752	2,560,479	10.2%
Financial Results	-263,825	-180,532	46.1%	-962,327	-821,259	17.2%
Income from Financial Investments	90,289	71,988	25.4%	251,119	201,571	24.6%
Result of Liquid Monetary Variation	-108,808	-40,446	169.0%	-348,680	-246,432	41.5%
Asset and Liability Interest	-378	-82	361.0%	-543	-477	13.8%
Interest/Charges on loans	-263,162	-200,778	31.1%	-876,928	-769,525	14.0%
Others	18,234	-11,214	n.a	12,705	-6,396	n.a
Operational Result	348,556	528,193	-34.0%	1,858,425	1,739,220	6.9%
Equity Income	108,356	89,572	21.0%	377,072	309,237	21.9%
Other Operational Revenues/Expenses	-60,484	-51,836	16.7%	-129,077	-99,464	29.8%
Results before Taxes	396,428	565,929	-30.0%	2,106,420	1,948,993	8.1%
Income Tax and Social Contribution on Income	426,987	351,126	21.6%	24,466	44,538	-45.1%
Current	396,550	349,191	13.6%	-59,238	-64,534	-8.2%
Deferred	30,437	1,935	1473.0%	83,704	109,072	-23.3%
Consolidated Income/Losses of the Period with the Participation of the Non Controlling Shareholder	823,415	917,055	-10.2%	2,130,886	1,993,531	6.9%
Participation of Non Controlling Shareholder	-13,270	-16,496	-19.6%	-54,315	-51,245	6.0%
Net Income/Loss Consolidated in the Period	810,145	900,559	-10.0%	2,076,571	1,942,286	6.9%

Attachment V – Indirect Cash Flow – Regulatory¹

Cash Flow of operational activities (R\$ thousand)	Consolidated	
	2024	2024
Cash generated by operational activities	3,774,445	3,251,783
Net Income	2,130,886	1,942,286
Employee benefit - actuarial deficit	44,623	23,755
Deferred PIS and COFINS	5,368	-14,296
Depreciation and amortization	936,765	657,602
Deferred income taxes and social contribution	-80,433	-109,072
Provision for Lawsuit Liabilities	77,516	1,139
Residual value of fixed/intangible assets	34,557	99,469
Tax benefit - incorporated goodwill	37	37
Realization of concession assets in the acquisition of subsidiary	0	57,114
Realization of the loss in jointly controlled	0	-8,195
Result of equity income	-377,071	-309,237
Income from financial investments	-164,042	-61,479
Interest and exchange variations on loans, financing and debentures	1,209,509	1,018,114
Interest and monetary and exchange variations on assets and liabilities	11,045	5,790
Transactions with non-controlling shareholders	-54,315	-51,244
Assets Variation	-204,611	-557,400
Restricted cash	0	10,064
Accounts receivable - Concessionaires and Permissionaires	-76,022	96,350
Inventories	-9,274	-3,765
Accounts Receivable from the State Finance Secretariat	-191,948	-195,807
Recoverable taxes and contributions	-175,722	-154,495
Prepaid Expenses	-6,729	-5,825
Pledges and Escrow	448	103
Credit with subsidiaries	0	-144,269
Others	254,636	-159,756
Liabilities Variation	-250,369	4,493
Suppliers	4,284	60,735
Taxes and social charges to be collected	213,460	84,111
Labor obligations	7,718	10,130
Tax payment	-422,317	-166,233
Regulatory charges to be collected	8,263	1,509
Provisions	-20,715	-22,209
Global Reversal Reserve - RGR	-2,480	-2,480
Obligations linked to the concession of the service	-58,781	0
Post-employment benefit - actuarial liability	-36,385	0
Others	56,964	39,022
Net cash generated in operational activities	3,319,465	2,698,876
Investments Activities Cash Flow	-2,183,164	-2,415,418
Restricted cash	5,100	0
Financial Investments	-6,296,500	-2,985,529
Redemptions of financial investments	7,445,884	2,480,669
Fixed Assets	-3,543,070	-2,154,997
Received dividends	205,422	244,439
Cash used in financing activities	1,532,627	-374,162
New loans and debentures	4,116,668	2,467,412
Loan and debentures payments (principal)	-554,937	-1,311,578
Loan and debentures payments (interest)	-772,742	-916,093
Lease Payments (principal and interest)	-20,295	-14,344
Derivative instruments	3,003	-1,802
Paid dividends and interest on equity	-1,239,070	-597,757
Net variation in Cash and Cash Equivalents	2,668,928	-90,704
Opening Balance of Cash and Cash Equivalents	245,819	336,523
Closing Balance of Cash and Cash Equivalents	2,914,747	245,819
Closing Balance of Cash and Cash Equivalents	2,668,928	-90,704

¹Indirect cash flow recorded in the regulatory methodology considers the cash outflows of greenfield, brownfield and retrofitting projects as investment flows.

Attachment VI – Regulatory Result of Non-Consolidated Companies

IE MADEIRA						
Income Statement (R\$ thousand)	4Q24	4Q23	Chg (%)	2024	2023	Chg (%)
Gross Operational Revenue	191,985	177,134	8.4%	792,051	740,471	7.0%
Operational Revenue Deductions	-28,197	-24,759	13.9%	-99,597	-95,970	3.8%
Net Operational Revenue	163,788	152,375	7.5%	692,454	644,501	7.4%
Costs and Expenses	-19,079	-25,241	-24.4%	-69,440	-72,842	-4.7%
Depreciation	-36,395	3,618	n.a	-140,394	-109,026	28.8%
EBITDA	144,721	126,697	14.2%	621,158	570,932	8.8%
Gross Profit	108,314	130,752	-17.2%	482,620	462,633	4.3%
Financial Result	-15,241	-18,388	-17.1%	-70,541	-111,084	-36.5%
Other Revenues and Expenses	12	-437	n.a	-1,855	-727	155.2%
Income before IR & CSLL	93,085	111,927	-16.8%	410,224	350,822	16.9%
IR & CSLL*	-44,728	2,152	n.a	-83,294	-15,759	428.5%
Net Income	48,357	114,078	-57.6%	326,930	335,063	-2.4%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (51%) on EBITDA	73,808	64,615	14.2%	316,791	291,175	8.8%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (51%) on Net Income	24,662	58,180	-57.6%	166,734	170,882	-2.4%

IE GARANHUNS						
Income Statement (R\$ thousand)	4Q24	4Q23	Chg (%)	2024	2023	Chg (%)
Gross Operational Revenue	45,204	43,856	3.1%	159,593	141,747	12.6%
Operational Revenue Deductions	-5,357	-5,082	5.4%	-21,315	-19,251	10.7%
Net Operational Revenue	39,846	38,774	2.8%	138,278	122,496	12.9%
Costs and Expenses	-4,283	-3,539	21.0%	-14,945	-13,265	12.7%
Depreciation	-6,354	-6,355	0.0%	-25,401	-25,409	0.0%
EBITDA	35,648	35,235	1.2%	123,417	109,231	13.0%
Gross Profit	29,210	28,880	1.1%	97,932	83,822	16.8%
Financial Result	-689	-559	23.4%	-3,959	-4,759	-16.8%
Other Revenues and Expenses	84	0	N.A.	84	0	N.A.
Income before IR & CSLL	28,605	28,321	1.0%	94,057	79,063	19.0%
IR & CSLL*	-443	-811	-45.3%	-2,202	-2,388	-7.8%
Net Income	28,162	27,511	2.4%	91,855	76,674	19.8%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (51%) on EBITDA	18,180	17,970	1.2%	62,943	55,708	13.0%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (51%) on Net Income	14,363	14,030	2.4%	46,846	39,104	19.8%

IE AIMORÉS						
Income Statement (R\$ thousand)	4Q24	4Q23	Chg (%)	2024	2023	Chg (%)
Gross Operational Revenue	36,066	27,284	32.2%	118,048	107,839	9.5%
Operational Revenue Deductions	-2,927	-2,836	3.2%	-11,677	-11,551	1.1%
Net Operational Revenue	33,139	24,448	35.5%	106,371	96,288	10.5%
Costs and Expenses	4,779	-1,372	n.a	1,008	-4,453	n.a
Depreciation	-2,719	-2,719	0.0%	-10,875	-10,850	0.2%
EBITDA	37,918	23,076	64.3%	107,379	91,835	16.9%
Gross Profit	35,199	20,357	72.9%	96,504	80,985	19.2%
Financial Result	-177	702	n.a	1,406	4,359	-67.7%
Other Revenues and Expenses	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Income before IR & CSLL	35,022	21,059	66.3%	97,910	85,344	14.7%
IR & CSLL*	-625	-2,146	-70.9%	-6,468	-13,716	-52.8%
Net Income	34,397	18,912	81.9%	91,442	71,628	27.7%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on EBITDA	18,959	11,538	64.3%	53,690	45,918	16.9%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on Net Income	17,199	9,456	81.9%	45,721	35,814	27.7%

IE PARAGUAÇU						
Income Statement (R\$ thousand)	4Q24	4Q23	Chg (%)	2024	2023	Chg (%)
Gross Operational Revenue	58,122	42,130	38.0%	182,730	161,787	12.9%
Operational Revenue Deductions	-4,518	-4,340	4.1%	-17,723	-16,921	4.7%
Net Operational Revenue	53,604	37,790	41.8%	165,007	144,866	13.9%
Costs and Expenses	12,778	-2,408	n.a	6,700	-7,753	n.a
Depreciation	-4,780	-4,615	3.6%	-18,625	-18,410	1.2%
EBITDA	66,382	35,382	87.6%	171,707	137,113	25.2%
Gross Profit	61,602	30,767	100.2%	153,082	118,703	29.0%
Financial Result	590	1,353	-56.4%	3,570	6,692	-46.7%
Other Revenues and Expenses	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Income before IR & CSLL	62,192	32,120	93.6%	156,652	125,395	24.9%
IR & CSLL*	475	-4,254	n.a	-9,400	-18,869	-50.2%
Net Income	62,667	27,866	124.9%	147,252	106,526	38.2%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on EBITDA	33,191	17,691	87.6%	85,854	68,557	25.2%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on Net Income	31,334	13,933	124.9%	73,626	53,263	38.2%

IE IVAÍ						
Income Statement (R\$ thousand)	4Q24	4Q23	Chg (%)	2024	2023	Chg (%)
Gross Operational Revenue	104,585	100,427	4.1%	414,330	371,072	11.7%
Operational Revenue Deductions	-10,970	-11,144	-1.6%	-42,884	-40,029	7.1%
Net Operational Revenue	93,615	89,283	4.9%	371,446	331,042	12.2%
Costs and Expenses	-5,890	-5,698	3.4%	-20,448	-20,798	-1.7%
Depreciation	-26,301	-14,362	83.1%	-70,367	-34,933	101.4%
EBITDA	123,343	34,292	259.7%	386,617	260,953	48.2%
Gross Profit	61,424	69,222	-11.3%	280,632	275,310	1.9%
Financial Result	-54,622	-40,930	33.5%	-203,087	-195,315	4.0%
Other Revenues and Expenses	35,619	-49,293	n.a	35,619	-49,291	n.a
Income before IR & CSLL	42,420	-21,001	n.a	113,164	30,705	268.6%
IR & CSLL*	-823	8,690	n.a	-24,876	-10,354	140.3%
Net Income	41,597	-12,311	n.a	88,288	20,351	333.8%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on EBITDA	61,672	17,146	259.7%	193,309	130,477	48.2%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on Net Income	20,799	-6,155	-437.9%	44,144	10,175	333.8%

AIE (IE IVAÍ + IE PARAGUAÇU + IE AIMORÉS)						
Income Statement (R\$ thousand)	4Q24	4Q23	Chg (%)	2024	2023	Chg (%)
Gross Operational Revenue	198,773	169,841	17.0%	715,108	640,698	11.6%
Operational Revenue Deductions	-18,415	-18,320	0.5%	-72,284	-68,501	5.5%
Net Operational Revenue	180,358	151,521	19.0%	642,824	572,196	12.3%
Costs and Expenses	11,667	-9,478	n.a	-12,740	-33,004	-61.4%
Depreciation	-33,800	-21,697	55.8%	-99,867	-64,193	55.6%
EBITDA	227,643	92,751	145.4%	665,703	489,901	35.9%
Gross Profit	158,225	120,346	31.5%	530,218	474,998	11.6%
Financial Result	-54,209	-38,875	39.4%	-198,111	-184,264	7.5%
Other Revenues and Expenses	35,619	-49,293	n.a	35,619	-49,291	n.a
Income before IR & CSLL	139,634	32,178	333.9%	367,726	241,444	52.3%
IR & CSLL*	-973	2,290	n.a	-40,744	-42,939	-5.1%
Net Income	138,661	34,468	302.3%	326,982	198,505	64.7%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on EBITDA	113,822	46,375	145.4%	332,852	244,951	35.9%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on Net Income	69,331	17,234	302.3%	163,491	99,252	64.7%

Attachment VII - Covenants (R\$ million)

BNDES (annual verification)	
Net Debt 12/31/24	11,559.0
EBITDA LTM	4,249.5
Net Debt/EBITDA 12/31/24	2.72
Shareholders' Equity 12/31/24	20,071.3
Net Debt/(Net Debt + Shareholders' Equity) 12/31/24	0.37

The main covenants that ISA ENERGIA BRASIL must comply with are:

Financing contracts with **BNDES** (valid until the contract expires in 2041) must meet the maximum financial indicators of Net Debt/BNDES Adjusted EBITDA ≤ 3.0 and Net Debt/(Net Debt + Shareholders' Equity) ≤ 0.6 . The balance of these financings with BNDES on 12/31/2024 amounts to R\$640.9 million in which the contracts allow for prepayment.

The indicators are calculated at the end of each fiscal year. For the purposes of calculating and proving the aforementioned indices, the Company must consolidate all subsidiaries and jointly controlled companies (in proportion to their interest), as long as it holds a shareholding equal to or greater than 10%. EBITDA is calculated according to the methodology defined in the contracts. The Net Debt/EBITDA indicator according to this methodology was **2.72x** in 4Q24.

Attachment VIII – Balance Sheet as per IFRS

Assets (R\$ thousand)	Consolidated	
	31/12/2024	31/12/2023
CURRENT		
Cash and cash equivalents	2,914,747	245,819
Financial investments	485,995	1,526,208
Concession Asset	3,604,640	3,370,449
Taxes and contributions to compensate	453,046	268,730
Derivative instruments	41,658	-
Credit with related parties	142,546	107,483
Others	296,817	459,739
	7,939,449	5,978,428
NON-CURRENT		
Long-term Receivables		
Concession Asset	27,442,183	22,618,926
Accounts Receivable from the State Finance	84,715	2,615
Pledges and Escrow	43,650	42,677
Derivative instruments	2,564,527	2,371,307
Others	283,142	292,896
	30,418,217	25,328,421
Investments	4,354,888	4,022,567
Imobilized	153,613	120,104
Intangible	438,465	461,636
	4,946,966	4,604,307
	35,365,183	29,932,728
Total Assets	43,304,632	35,911,156

Liabilities and Shareholders' Equity (R\$ thousand)	Consolidated	
	31/12/2024	31/12/2023
CURRENT		
Loans and financing	82,056	75,811
Debentures	1,109,914	570,815
Leasing	12,020	6,268
Suppliers	182,169	177,986
Taxes and social charges to be collected	139,146	115,139
Regulatory Charges to be collected	64,270	53,071
Interest on Shareholders' Equity/Dividends	1,329,622	1,247,850
Others	345,621	197,796
	3,264,818	2,444,736
NON-CURRENT		
Long-term Liabilities		
Loans and financing	651,766	633,914
Debentures	11,392,559	7,959,755
Leasing	25,489	22,102
Deferred PIS and COFINS	2,493,513	2,034,661
Deferred Income Tax and Social Contribution	5,175,168	4,436,717
Regulatory Charges to be collected	30,763	38,163
Provisions	197,271	129,803
Benefit to employees - Actuarial Deficit	-	401,059
Others	2,003	18,534
Total long-term liabilities	19,968,532	15,674,708
NET EQUITY		
Shareholders' Equity	3,590,020	3,590,020
Capital Reserves	666	666
Profits Reserve	15,950,329	13,997,026
Actuarial Surplus	173,566	-207,572
Other comprehensive results	-	-
	19,714,581	17,380,140
Non-controlling shareholders' share of investment funds	356,701	411,572
Total Liabilities and Shareholders' Equity	43,304,632	35,911,156

Attachment IX – Income Statement as per IFRS

Income Statement (R\$ million)	Consolidated					
	4Q24	4Q23	Chg (%)	2024	2023	Chg (%)
Net Operating Revenue	2,520.1	1,688.0	49.3%	7,966.6	6,215.5	28.2%
Net Revenue from infrastructure, operation and maintenance, efficiency gains in infrastructure implementation and others	1,739.6	628.0	177.0%	5,218.2	2,745.3	90.1%
Remuneration of concession assets, net	780.5	1,060.0	-26.4%	2,748.4	3,470.2	-20.8%
Costs of Infrastructure Implementation Services, operation and maintenance and services provided	-1,459.0	-793.2	83.9%	-4,229.1	-2,506.6	68.7%
Gross Profit	1,061.0	894.8	18.6%	3,737.5	3,708.9	0.8%
Operational Revenue and Expenses	67.5	19.6	245.0%	1,393.8	233.7	496.5%
Revenues – Periodic Tariff Reset (RTP)	0.0	0.0	N.A.	1,152.7	-3.7	-31381.1%
General and Administrative	-156.7	-75.7	106.9%	-347.5	-235.0	47.9%
Management Fees	-2.9	-3.2	-8.3%	-17.1	-15.7	8.9%
Other operating net income (expenses)	-9.2	-12.0	-23.7%	21.1	-1.2	-1804.1%
Equity Income	236.2	110.5	113.8%	584.6	489.3	19.5%
Earnings before financial income and expenses and taxes on earnings	1,128.5	914.4	23.4%	5,131.3	3,942.6	30.2%
Financial Income	-263.9	-180.6	46.1%	-962.6	-821.6	17.2%
Financial revenue	116.2	74.0	56.9%	283.8	222.1	27.8%
Financial expenses	-380.0	-254.6	49.2%	-1,246.5	-1,043.6	19.4%
Earnings Before Taxes	864.6	733.8	17.8%	4,168.7	3,121.0	33.6%
Income tax and Social Contribution on Earnings	360.3	304.1	18.5%	-615.9	-228.6	169.4%
Current	396.6	349.2	13.6%	-59.2	-64.5	-8.3%
Deferred	-36.2	-45.1	-19.7%	-556.7	-164.1	239.2%
Consolidated Profit/Loss	1,225.0	1,037.9	18.0%	3,552.7	2,892.4	22.8%
Non-Controlling Shareholder's Stake	-13.3	-16.5	-19.6%	-54.3	-51.2	6.0%
Consolidated Profit/Loss for the Period	1,211.7	1,021.4	18.6%	3,498.4	2,841.1	23.1%

Attachment X – Cash Flow as per IFRS (R\$ thousand)

Cash Flow from Operations (R\$ thousand)	Consolidated	
	2024	2024
Cash flow from operational activities	-5,096,144	-3,247,339
Net earnings	3,552,731	2,892,362
Employee benefit - actuarial deficit	44,624	23,755
Depreciation and amortization	37,357	24,889
Deferred PIS and COFINS	458,852	184,773
Deferred IR and CS	556,723	164,105
Provision for Legal Claims	75,927	1,940
Residual value of permanent assets written off	2,781	-118
Tax benefit - incorporated goodwill	37	37
Income from financial investments	-164,042	-61,479
Interest and exchange variations on loans, financing and debentures	1,209,509	1,018,114
Interest and exchange rate variations on assets and liabilities	11,331	7,640
Result of equity income	-584,578	-489,318
Reversal of loss in jointly-owned subsidiary	0	-4,388
Accounts Receivable - Concession Assets	-10,262,943	-6,976,264
Realization of Concession asset in the acquisition of Subsidiary	19,862	24,242
Transactions with non-controlling shareholders	-54,315	-51,245
Asset Variations	5,015,038	4,079,836
Restricted cash	0	10,064
Accounts receivable - Concessionaires and Permissionaires	5,205,495	4,739,653
Inventories	65,143	-160,355
Accounts Receivable from the State Finance Secretariat	-193,220	-195,807
Recoverable taxes and contributions	-175,722	-154,495
Bonds and linked deposits	448	103
Prepaid expenses	-6,729	-5,825
Others	119,623	-153,501
Liabilities Variations	-100,371	-242,650
Suppliers	3,830	62,119
Taxes and social charges to be collected	213,456	-133,779
Tax payments	-422,317	-166,233
Labor obligations	7,718	10,130
Regulatory charges to be collected	8,263	1,509
Loans and financing to pay	-36,385	-27,131
Provisions	-20,715	-24,281
Amounts payable Vivest	-380	-92
Global Reversion Reserve	-2,480	-2,480
Others	148,639	37,587
Net Cash from Operating Activities	-181,477	589,847
Investments Activities Cash Flow	1,317,777	-306,390
Restricted cash	6,373	-
Financial investments	-6,296,500	-2,985,529
Redemptions of financial investments	7,445,884	2,480,669
Acquisition of Immobilized	-35,888	-36,484
Intangible	-7,514	-9,485
Received dividends	205,422	244,439
Cash used in financing activities	1,532,628	-374,162
Addition to loans and debentures	4,116,668	2,467,412
Loan payments (principal)	-554,936	-1,311,578
Loan payments (interest)	-772,742	-916,093
Leasing Payments (principal and interest)	-20,295	-14,344
Dividends and interest on shareholders' equity paid	-1,239,070	-597,757
Net variation in Cash and Cash Equivalents	2,668,928	-90,704
Opening Balance of Cash and Cash Equivalents	245,819	336,523
Closing Balance of Cash and Cash Equivalents	2,914,747	245,819
Cash and cash equivalents	2,668,928	-90,704