

isa
ENERGIA

RELEASE DE RESULTADOS 4T2025

**Natalia Beatriz Pereira
Nascimento Sorreano**
Técnica de Subestação
e Manutenção



Saiba mais
sobre a
evolução da
nossa marca



São Paulo, 24 de fevereiro de 2026 – A ISA ENERGIA BRASIL S.A. ("ISA ENERGIA BRASIL", "Companhia", B3: ISAE3 e ISAE4) anuncia seus resultados do quarto trimestre de 2025 (4T25). 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					
	4T25	4T24	Var (%)	2025	2024	Var (%)
Receita Líquida	1.120,8	1.156,6	-3,1%	4.353,6	4.557,0	-4,5%
PMSO	-218,6	-230,0	-5,0%	-770,5	-804,4	-4,2%
PMSO Gerenciável	-216,7	-218,5	-0,8%	-762,8	-759,0	0,5%
EBITDA	854,0	794,3	7,5%	3.455,3	3.541,0	-2,4%
Margem EBITDA	76,2%	68,7%	7,5 p.p	79,4%	77,7%	1,7 p.p
Lucro Líquido ¹	482,7	810,1	-40,4%	1.625,8	2.076,6	-21,7%
Margem Líquida	43,1%	70,0%	-27,0 p.p	37,3%	45,6%	-8,2 p.p
ROE (12 meses)	20,5%	20,9%	-0,4 p.p	20,5%	20,9%	-0,4 p.p
Dívida Líquida	14.127,9	10.229,8	38,1%	14.127,9	10.229,8	38,1%
CapEx (ex-M&A)	1.698,8	1.291,3	31,6%	5.103,6	3.634,5	40,4%

¹ajustado pela participação do acionista não controlador.

Destques financeiros 4T25



Receita líquida R\$ 1.120,8 milhões (-3,1%)



PMSO: R\$ 218,6 milhões (-5,0%)



EBITDA R\$ 854,0 milhões (+7,5%)



CapEx R\$ 1.698,8 milhões (+31,6%)



Dívida líquida R\$ 14.127,9 milhões (+38,1%)

Teleconferência 4T25

Teleconferência em português com tradução simultânea para o inglês

Data: 25 de fevereiro de 2026

Horário: 10h00 (BRT) / 08h00 (EDT)

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

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

ri.isaenergia.com.br

EVENTOS DO PERÍODO

20ª emissão de debêntures

Em 27 de outubro de 2025, a Companhia concluiu a 20ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas séries, no montante total de R\$ 2.000 milhões. Os prazos de vencimento da oferta foram definidos em 12 e 15 anos contados da data de emissão com custos de IPCA + 6,66% e IPCA + 6,64%. [Clique aqui](#) para acessar os documentos da oferta.

Início da Operação comercial do projeto Riacho Grande

Em 3 de novembro de 2025, a ISA ENERGIA BRASIL informou ao mercado o início da operação comercial do projeto Riacho Grande (contrato 01/2020) com antecipação de 5 meses em relação ao prazo estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"). Desta forma, a Companhia passou a operar e a ser remunerada ao obter do Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS") o Termo de Liberação Definitivo ("TLD"), que faz jus ao recebimento de 90% da Receita Anual Permitida ("RAP") de R\$ 93,1 milhões (ciclo tarifário 25/26) do projeto, que possui margem EBITDA estimada de cerca de 90% e regime de tributação por lucro real a partir de 2026. O projeto consistiu na implementação de 45 km de linhas de transmissão subterrâneas e 9 km de linhas aéreas, além da construção de uma subestação blindada e compacta com potência 800 MVA e ampliação de duas subestações já existentes. O investimento total do projeto é de cerca de R\$ 939,1 milhões. [Clique aqui](#) para acessar o Comunicado ao Mercado.

Início da Operação comercial do Bloco 1 do projeto Piraquê

Em 17 de novembro de 2025, a Companhia recebeu o TLD e passou a operar e ser remunerada pelo Bloco 1 do projeto Piraquê, que consistiu na implementação de 143 km de linhas de transmissão de 500 kV em circuito duplo e na construção da subestação Janaúba 6, além da ampliação da subestação Janaúba 3 e implantação de pátio de 500kV na subestação Jaíba. O Bloco 1 faz jus ao recebimento de 30% da RAP de R\$ 343,1 milhões (ciclo tarifário 25/26), com margem EBITDA estimada de cerca de 95% e regime de tributação por lucro real. Em sua totalidade, o projeto Piraquê possui investimento ANEEL de R\$ 4,4 bilhões (termos reais dezembro de 2025) e sua construção é integralmente financiada por debêntures verdes de infraestrutura. [Clique aqui](#) para acessar o Comunicado ao Mercado.

Pedido de anuência prévia ao BNDES

Em 1 de dezembro de 2025, a Companhia informou ao mercado que, em 28 de novembro de 2025, recebeu carta enviada pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social ("BNDES") formalizando a abstenção da declaração de vencimento antecipado dos contratos de financiamento nº 13.2.1344.1, nº 17.2.0291.1 e nº 21.2.0416.1 celebrados entre a Companhia e o BNDES em razão de eventual descumprimento dos indicadores "Dívida Líquida/EBITDA Ajustado" e/ou "Dívida Líquida/(Dívida Líquida + Patrimônio Líquido)" referentes ao exercício de 2025. [Clique aqui](#) para maiores informações.

Resgate Antecipado Facultativo da 12ª emissão de debêntures

Em 12 de dezembro de 2025, foi realizado o resgate antecipado facultativo da totalidade das debêntures no âmbito da sua 12ª (décima segunda) emissão de debêntures simples, no montante total de R\$ 0,7 bilhão. [Clique aqui](#) para acessar os documentos da oferta.

Anúncio de distribuição de proventos

Em 19 de dezembro de 2025, o Conselho de Administração da ISA ENERGIA BRASIL aprovou a distribuição de juros sobre o capital próprio ("JCP") no valor total de R\$ 495.255.565,40, correspondente a R\$ 0,751659 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. [Clique aqui](#) para acessar o aviso aos acionistas na íntegra.

Início da operação comercial do Sistema FACTS do tipo M-SSSC

A ISA ENERGIA BRASIL anunciou, em 22 de dezembro de 2025, o início da operação comercial do sistema *Flexible Alternating Current Transmission Systems* ou Sistemas de Transmissão de Corrente Alternada Flexíveis ("FACTS") do tipo (*Modular - Static Synchronous Series Compensator* ou Compensador Estático Síncrono Série Modular) ("M-SSSC"), tecnologia inédita no país que permite redirecionar o fluxo de energia entre circuitos, reduzindo sobrecargas e otimizando a rede existente. O reforço, vinculado à Concessão Paulista (contrato 059/2001) e aprovado pela ANEEL em setembro de 2024, foi desenvolvido em parceria com a Empresa de Pesquisa Energética ("EPE") e o ONS. A primeira

etapa, concluída com instalação temporária de três módulos na subestação Ribeirão Preto, possui CapEx de R\$ 75 milhões e RAP de cerca de R\$ 12 milhões (ciclo 25/26). A segunda etapa, prevista para 2027, classificada como um reforço de pequeno porte, contará com CapEx de R\$ 15 milhões para a transferência definitiva do sistema para as subestações Votuporanga e São José do Rio Preto. [Clique aqui](#) para acessar o Comunicado ao Mercado.

Mensagem do Presidente

O ano de 2025 marcou um avanço significativo na trajetória de crescimento da nossa companhia no Brasil. Mantendo a disciplina operacional, expandimos nossa malha de transmissão para mais de 23 mil quilômetros, presentes em 18 estados, e aumentamos a capacidade instalada de transformação para 84.910 MVA, um acréscimo de 2.285,75 MVA em relação ao ano anterior. Esses resultados fortalecem a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) e possibilitam a integração segura de novos empreendimentos de geração em regiões estratégicas do país.

Esse crescimento foi impulsionado pela entrega de projetos essenciais em 2025. Destacamos o Projeto Água Vermelha, energizado em maio, que acelerou a integração de empreendimentos solares no noroeste paulista e no Triângulo Mineiro, além de ampliar o escoamento de excedentes de biomassa. O Projeto Riacho Grande, que entrou em operação comercial em outubro, antecipando o cronograma regulatório, reforçou o atendimento à região metropolitana e à capital de São Paulo. Em novembro, energizamos o primeiro bloco do Projeto Piraquê, ampliando a transmissão de energia renovável no norte de Minas Gerais. Esses projetos evidenciam nosso compromisso com a expansão responsável do SIN e a entrega de valor alinhada às necessidades da sociedade e à segurança do suprimento elétrico.

Reafirmamos, assim, nosso papel de liderança no setor de transmissão, sempre orientados pela inovação e excelência operacional.

Em 2025, lançamos a Estratégia ISA 2040 – Energia que dá vida à transição, que direciona nossa visão para as próximas décadas. O plano fortalece nosso core business em transmissão de energia e abre caminho para novas oportunidades em armazenamento de energia e soluções descentralizadas, sem perder de vista nosso compromisso de gerar impacto positivo para as comunidades e para o meio ambiente.

Ser protagonista da transição energética justa, segura e limpa demanda uma infraestrutura resiliente e inteligente. Por isso, priorizamos a inovação, adotando inspeções automatizadas por drones e pioneirismo na utilização da tecnologia FACTS do tipo M-SSSC no Brasil. Essas iniciativas aumentam a flexibilidade da rede e preparam o caminho para uma matriz elétrica cada vez mais sustentável e descarbonizada.

Na ISA ENERGIA BRASIL, a sustentabilidade está no centro do nosso compromisso. Em 2025, formalizamos nossa trajetória rumo ao Net Zero 2050, avançamos no Plano de Adaptação Climática e incorporamos tecnologias para antecipar eventos extremos, como a integração de dados meteorológicos e câmeras off grid para detecção de queimadas. Durante a COP30, reforçamos nossa atuação climática ao firmar, junto à EPE e à FGV, um projeto de PD&I para desenvolver propostas regulatórias que favoreçam a adaptação dos ativos de transmissão ao clima.

Permanecemos comprometidos com os Dez Princípios do Pacto Global da ONU, integrando esses valores à nossa governança e ética empresarial. Nossa trajetória é reconhecida pelo mercado: integramos simultaneamente os índices ISE, ICO2 e IDIVERSA da B3, além de mantermos o Selo Ouro do GHG Protocol pelo sexto ano seguido, consolidando nossa liderança climática e nossa vocação como empresa B2S (Business to Society).

No campo regulatório, mantivemos uma postura de transparência e rigor técnico diante dos desafios. Gerimos, de forma responsável, os impactos da revisão da RBSE pela ANEEL, preservando nossa capacidade de investimento. Atuamos também na mediação junto ao STJ nas discussões sobre a aplicação da Lei 4.819/1958, demonstrando confiança nas instituições e no diálogo como caminhos para a segurança jurídica e regulatória.

Os resultados alcançados em 2025 foram expressivos como receita líquida IFRS de R\$ 9.411,2 milhões e o lucro líquido IFRS de R\$ 2.477,9 milhões. Sob a ótica regulatória, alcançamos receita líquida de R\$ 4.353,6 milhões e lucro líquido de R\$ 1.625,8 milhões. Esses resultados estão alinhados à nossa estratégia de geração de valor sustentável e trazem benefícios relevantes tanto para nossos acionistas quanto para a comunidade, que se beneficia da confiabilidade e expansão da rede de transmissão proporcionadas pelos nossos investimentos.

Em 2025 registramos um novo recorde de investimentos com total de mais de R\$ 5,1 bilhões destinados para garantir a segurança e confiabilidade do SIN. Desse total, investimos R\$ 1,7 bilhão em projetos de reforços e melhorias na rede do estado de São Paulo. Esse foi o maior aporte anual já realizado na modernização do nosso parque instalado e, com isso, buscamos garantir uma infraestrutura cada vez mais robusta e confiável. Também investimos R\$ 3,4 bilhões nos projetos greenfield, um novo recorde anual, com o avanço nas obras dos importantes projetos conquistados nos últimos leilões dos quais participamos.

O principal objetivo desta mensagem seria relatar as conquistas de 2025. Entretanto, o ano também foi marcado por uma profunda reflexão: lamentavelmente, registramos duas fatalidades com trabalhadores de empresas que trabalhavam para nós. Reiteramos nosso compromisso inegociável com a vida, promovendo ações imediatas para revisar protocolos, intensificar treinamentos e reforçar práticas de prevenção. Segurança é e continuará sendo o pilar absoluto da nossa cultura organizacional.

Essas lições fortalecem nossa determinação de evoluir, criar e implementar mecanismos para mitigar riscos, proteger vidas e o planejar os próximos anos. Nosso compromisso é reduzir de forma contínua e responsável os impactos negativos das operações, guiados por uma ética sólida, integridade e respeito às pessoas e ao meio ambiente.

Finalizamos 2025 convictos de que, como uma das empresas que faz parte da ISA - Interconexión Eléctrica S.A. - empresa líder em transmissão no continente, estamos preparados para os desafios futuros, sustentados pelo investimento em segurança, inovação, resiliência e sustentabilidade. São as pessoas e parceiros que tornam essa trajetória possível, transformando propósito em realizações e garantindo que a energia transmitida continue impulsionando o futuro do Brasil.

Entramos em 2026 com confiança renovada, reafirmando nosso compromisso com uma transição energética responsável e colocando o planeta, a sociedade e as pessoas no centro das decisões da ISA ENERGIA BRASIL.

Rui Chammas
Diretor-presidente

Considerações sobre as informações financeiras

As informações financeiras apresentadas neste documento referem-se ao período de três meses findo em 31 de dezembro de 2025 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 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 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					
	4T25	4T24	Var (%)	2025	2024	Var (%)
(=) Lucro Líquido Regulatório	482,7	810,1	-40,4%	1.625,8	2.076,6	-21,7%
(+) Particip. do Acionista não controlador	16,6	13,3	24,9%	63,1	54,3	16,2%
(+) IRPJ/CSLL	-85,4	-427,0	-80,0%	5,7	-24,5	n.a
(-) Equivalência Patrimonial	-89,2	-108,4	-17,7%	-356,2	-377,1	-5,5%
(+) Resultado Financeiro	354,7	263,8	34,4%	1.350,9	962,3	40,4%
(+) Depreciação/Amortização	174,6	242,4	-28,0%	766,0	849,3	-9,8%
(=) EBITDA Regulatório	854,0	794,3	7,5%	3.455,3	3.541,0	-2,4%
(+) Equivalência Patrimonial	89,2	108,4	-17,7%	356,2	377,1	-5,5%
(=) EBITDA Regulatório CVM 156/2022	943,2	902,7	4,5%	3.811,5	3.918,1	-2,7%

O cálculo do EBITDA de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas de contabilidade internacionais, *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

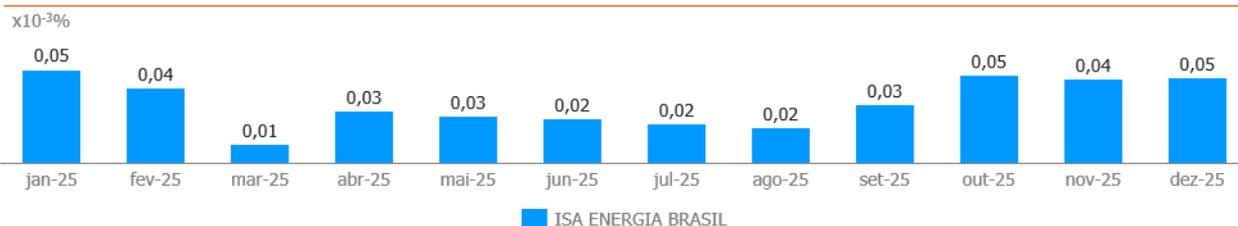
EVENTOS DO PERÍODO	3
DESEMPENHO FINANCEIRO (RESULTADOS REGULATÓRIOS)	10
RECEITA OPERACIONAL	10
CUSTOS E DESPESAS DE O&M	12
OUTRAS RECEITAS E DESPESAS OPERACIONAIS	13
EBITDA E MARGEM	14
RESULTADO FINANCEIRO	15
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	16
IRPJ E CSLL	17
LUCRO LÍQUIDO ¹	19
COMPARATIVO DE RESULTADOS (REGULATÓRIO VS. IFRS)	20
ENDIVIDAMENTO	22
INVESTIMENTOS	23
INVESTIMENTOS EM REFORÇOS E MELHORIAS (“R&M”)	23
INVESTIMENTOS EM PROJETOS <i>GREENFIELD</i>	24
MERCADO DE CAPITAIS	25
COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA	25
DESEMPENHO DAS AÇÕES	25
SUSTENTABILIDADE	26
DESTAQUES DO PERÍODO	26
INDICADORES DE SUSTENTABILIDADE	26
EVENTOS SUBSEQUENTES	29
OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES	30
RAP CICLO 2025/2026	30
RENOVAÇÃO CONCESSÃO PAULISTA - CONTRATO 059/2001 (RBNI/RBSE)	33
PLANO DE COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA – LEI 4.819/58	34
GLOSSÁRIO	36
ANEXOS	39

DESEMPENHO OPERACIONAL

O principal indicador de desempenho operacional é 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 transmissoras 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 descontos denominados Parcela Variável ("PV").

Segue abaixo a medição do IENS^{1,2} da Companhia ao longo de 2025:

IENS % 2025



¹ São considerados apenas ativos da rede básica.

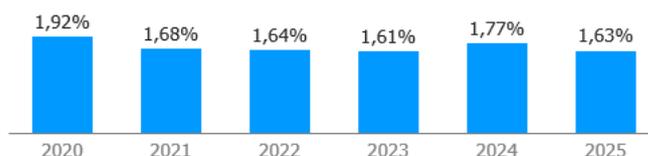
² Dado disponibilizado no relatório de dezembro/2025 pelo SIN.

Parcela Variável

A Parcela Variável ("PV") corresponde à parte da receita da concessionária de transmissão que varia de acordo com o a disponibilidade das instalações de transmissão, conforme regras regulatórias. Esse mecanismo pode resultar em reduções de receita em função de desligamentos ou falhas acima dos limites estabelecidos, refletindo a disponibilidade dos ativos de transmissão. O indicador da PV é o resultado da PV bruta do período analisado dividido pelo valor da RAP.

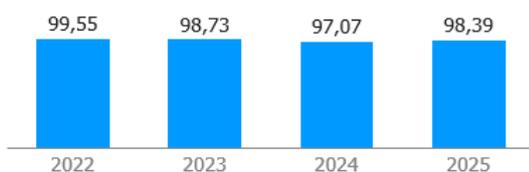
Em 2025, o desempenho acumulado da PV foi 14 bps melhor em relação a 2024, principalmente em função de redução de falhas nas linhas. Apesar da ocorrência de muitos eventos climáticos extremos ao longo segundo semestre de 2025, não houve comprometimento do desempenho operacional acumulado no ano.

PV % 2025

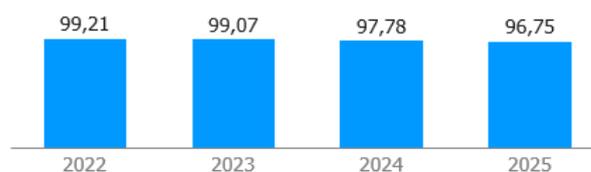


Disponibilidade de ativos

Linhas de Transmissão



Transformadores



* São considerados apenas ativos da rede básica

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

*** Dados acumulados em forma de janela móvel.

**** Fonte: ONS.

DESEMPENHO FINANCEIRO (Resultados Regulatórios)

Receita Operacional

Receita Operacional (R\$ Milhões)	Consolidado					
	4T25	4T24	Var (%)	2025	2024	Var (%)
Receita de Uso da Rede Elétrica	1.299,7	1.314,5	-1,1%	4.984,5	5.179,6	-3,8%
RBSE	511,5	568,6	-10,0%	2.160,3	2.429,7	-11,1%
Concessão Paulista (contrato 059)	476,1	431,1	10,4%	1.816,3	1.658,3	9,5%
Operação e Manutenção (O&M) ¹	238,3	235,1	1,3%	946,8	940,6	0,7%
Reforços e Melhorias (R&M)	237,8	196,0	21,4%	869,5	717,7	21,2%
Contratos Licitados	296,8	247,7	19,8%	1.070,5	934,0	14,6%
Parcela de Ajuste (PA) e Antecipações	-20,8	49,4	n.a	-184,3	66,7	n.a
Parcela Variável (PV)	-20,6	-27,6	-25,1%	-64,8	-74,2	-12,6%
Encargos Regulatórios ex RAP (CDE e PROINFRA)	56,7	45,3	25,0%	186,6	165,2	13,0%
Outras	13,0	14,0	-7,1%	46,9	52,9	-11,3%
Receita Bruta	1.312,8	1.328,6	-1,2%	5.031,5	5.232,5	-3,8%
Deduções	-192,3	-172,0	11,8%	-678,2	-675,5	0,4%
Tributos e Contribuições (PIS e Cofins)	-114,8	-111,8	2,7%	-434,3	-456,2	-4,8%
Encargos Regulatórios ex RAP (CDE e PROINFRA)	-51,1	-42,8	19,4%	-168,0	-151,8	10,7%
Encargos Regulatórios in RAP (P&D, RGR e TFSEE)	-26,4	-17,4	52,0%	-75,9	-67,5	12,4%
Receita Líquida	1.120,4	1.156,6	-3,1%	4.353,3	4.557,1	-4,5%

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\$ 1.312,8 milhões no 4T25, redução de R\$ 15,8 milhões em relação ao 4T24 (-1,2%). Já a receita bruta de 2025, totalizou R\$ 5.031,5 milhões (-3,8% vs. 2024). Além do reajuste do ciclo tarifário para o ciclo 2025/2026 com atualização da RAP pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo ("IPCA") do período (5,32%), as principais variações da receita no período foram:

Concessão Paulista (contrato 059/2001)

- ▲ Incorporação da RAP dos projetos de Reforços e Melhorias ("R&M") de grande porte energizados nos últimos 12 meses;
- ▼ Redução do componente financeiro da RBSE após a decisão da diretoria da ANEEL em junho de 2025;
- ▼ Aplicação da trajetória decrescente da RAP de O&M estabelecida na RTP de 2024.

Contratos Licitados

- ▲ Energização dos projetos Minuano no 4T24, Água Vermelha no 2T25, Riacho Grande no 4T25 e entrada parcial em operação do projeto Piraquê no 4T25.

Parcelas De Ajuste (PA) e Antecipações

PA + Antecipação + Ressarcimento (R\$ Milhões)	Consolidado					
	4T25	4T24	Var (%)	2025	2024	Var (%)
PA Reajuste de ciclo	0,6	0,5	17,8%	-39,2	-21,6	81,2%
PA RBSE e RTP	0,0	-22,9	-100,0%	-154,6	-4,8	3146,2%
RBSE	0,0	-22,9	-100,0%	-320,9	-91,7	250,0%
RTP	0,0	0,0	n.a.	166,3	86,9	91,3%
Anuidade Melhorias	11,0	20,5	-46,4%	62,9	40,9	53,6%
Antecipação (Superávit Déficit de Arrecadação)	-32,3	2,7	n.a.	-144,2	-139,2	3,6%
Ressarcimento CDE	0,0	48,7	-100,0%	90,8	191,4	-52,5%
TOTAL	-20,8	49,4	n.a.	-184,3	66,7	n.a.

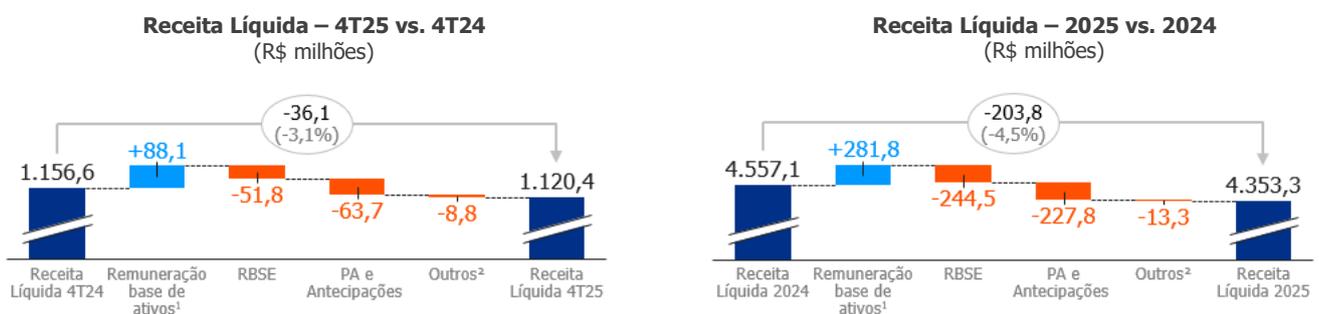
- ▼ Impacto Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE"): A partir de agosto de 2025, a Companhia alterou o tratamento contábil da CDE, que deixou de transitar pelo resultado. A mudança decorre do entendimento de que a CDE é um repasse e não constitui receita própria da Companhia e, assim, a receita bruta registrada de

CDE era integralmente provisionada no mês subsequente. No 4T24, a receita de CDE registrada foi de R\$ 48,7 milhões e, no acumulado de 2024, totalizou R\$ 191,4 milhões;

- ▼ Menor volume de antecipações relacionadas ao superávit ou déficit de arrecadação do setor (-R\$ 35,0 milhões vs. 4T24);
- ▼ Fim do recebimento retroativo da anuidade de melhorias do ciclo tarifário 23/24 em junho de 2025, devido a postergação da RTP de julho/2023 para julho/2024; e
- ▲ Fim da amortização da parcela do Ke no componente financeiro da RBSE após decisão da diretoria da ANEEL, em 10 de junho de 2025. O saldo dessa PA, que foi reconhecida em 2020 após a primeira RTP da Concessão Paulista e teve seu prazo de amortização estendido até 2028 com o reperfilamento do componente financeiro do RBSE, era amortizado mensalmente conforme o recebimento do mesmo, via RAP.

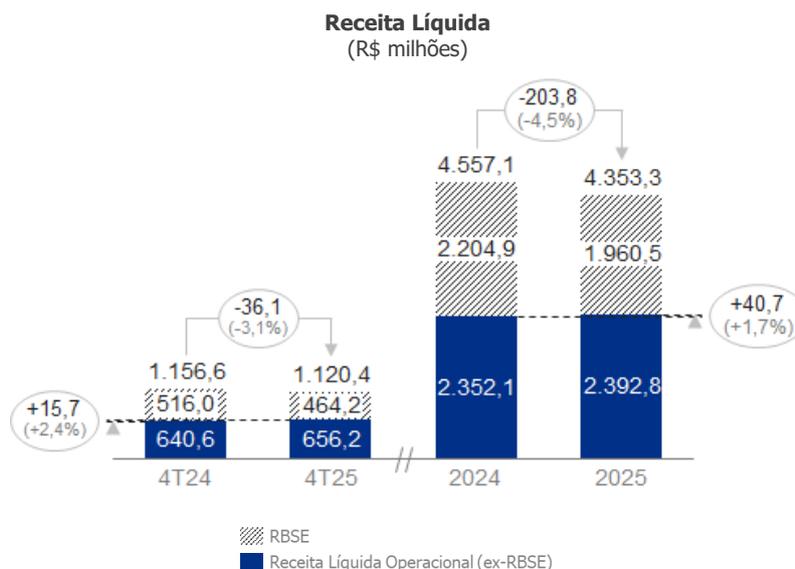
RECEITA LÍQUIDA

A receita líquida diminuiu R\$ 36,1 milhões (-3,1%) em relação ao registrado no 4T24, totalizando R\$ 1.120,4 milhões. A receita líquida acumulada diminuiu R\$ 203,8 milhões (-4,5%) em 2025, totalizando R\$ 4.353,3 milhões.



¹ Considera atualização pelo IPCA e Energização de projetos | ² Parcela variável, encargos e tributos à receita.

A receita líquida ex-RBSE do 4T25 atingiu R\$ 656,2 milhões, incremento de R\$ 15,7 milhões (+2,4% vs. 4T24). No acumulado do ano, a receita ex-RBSE cresceu 1,7% atingindo R\$ 2.392,8 milhões. A diminuição da RBSE foi parcialmente compensada pelos efeitos a seguir: (i) energização de projetos de R&M de grande porte nos últimos 12 meses; (ii) energização dos projetos Minuano, Água Vermelha, Riacho Grande e Piraquê (bloco 1); e (iii) reajuste do ciclo tarifário pela inflação.



Custos e Despesas de O&M

A componente gerenciável dos Custos e Despesas com Pessoal, Materiais, Serviços e Outros ("PMSO") totalizou R\$ 216,7 milhões no 4T25 (-0,8% vs. 4T24). O PMSO gerenciável acumulado no ano foi de R\$ 762,8 milhões (+0,5% vs. 2024).

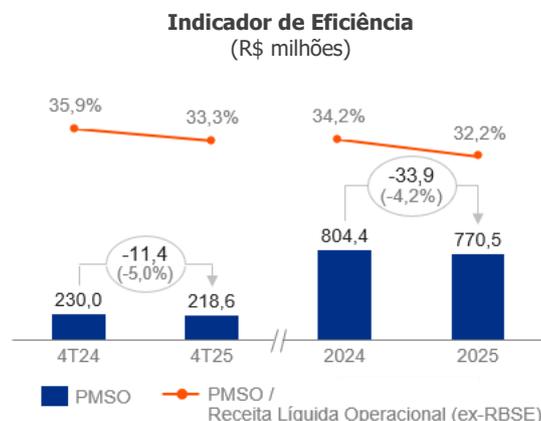
Custos e Despesas de O&M (R\$ milhões)	Consolidado					
	4T25	4T24	Var (%)	2025	2024	Var (%)
Pessoal	-108,5	-112,7	-3,7%	-419,0	-415,3	0,9%
Materiais	-7,7	-7,7	0,2%	-24,6	-26,5	-7,1%
Serviços	-70,6	-73,9	-4,4%	-216,6	-222,9	-2,8%
Outros	-29,8	-24,2	23,2%	-102,5	-94,2	8,8%
PMSO (gerenciável)	-216,7	-218,5	-0,8%	-762,8	-759,0	0,5%
Não recorrentes	0,0	-0,3	-100,0%	0,0	-0,8	-100,0%
Entidade de Previdência Privada	-1,9	-11,2	-82,8%	-7,7	-44,6	-82,8%
PMSO	-218,6	-230,0	-5,0%	-770,5	-804,4	-4,2%
Contingências	-2,9	-71,8	-95,9%	-23,8	-82,6	-71,3%
Depreciação	-174,6	-242,4	-28,0%	-766,0	-849,3	-9,8%
Demais custos e despesas	-177,6	-314,2	-43,5%	-789,7	-931,9	-15,3%
Total	-396,2	-544,2	-27,2%	-1.560,2	-1.736,3	-10,1%

Seguem os principais eventos que causaram variações no PMSO gerenciável do período:

- ▼ **Pessoal:** (i) maior capitalização de horas do quadro técnico e; (ii) redução dos gastos com benefícios devido aos custos pontuais registrados no 4T24 com alteração do plano de saúde. Essas reduções foram parcialmente compensadas por: (i) acordos coletivos assinados no 4T25; e (ii) maior provisionamento relacionado à participação nos resultados.
- ▼ **Serviços:** (i) menores gastos com honorários advocatícios por êxito; (ii) menores custos com consultorias voltadas aos Programas de Estágio e *Trainee*; e (iii) menores gastos com manutenções. As reduções foram parcialmente compensadas por maiores despesas com: (i) serviços de infraestrutura de tecnologia da informação; e (ii) maiores despesas com conservação, limpeza de faixa e prestação de serviços de roçada.
- ▲ **Outros:** (i) maiores gastos com seguro patrimonial devido aos aumentos do valor em risco, (ii) licenças de *software*, (iii) aluguel de veículos e (iv) baixa de itens do estoque como resultado de inventário físico.

Além das movimentações explicadas, a provisão referente a previdência privada (passivo atuarial estimado em função de benefícios, conforme previsto no CPC33) reduziu R\$ 9,2 milhões no trimestre (-82,8% vs. 4T24). Essa variação não possui efeito caixa e é explicada principalmente pelo aumento da taxa de desconto utilizada para apuração do valor presente das obrigações futuras devido ao aumento da NTN-B na reavaliação anual em dezembro de 2024.

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 declaração de nulidade de sua incorporação pela Companhia. Ainda, aguarda julgamento no Superior Tribunal de Justiça, um recurso interposto pela Companhia sobre ação rescisória acerca da decisão que reconheceu direito de retirada dos acionistas minoritários e que foi julgada improcedente em 2019. (mais detalhes nos itens 4.1 e 4.4 do Formulário de Referência 2024).

DEPRECIÇÃO

A Companhia registrou R\$ 174,6 milhões em despesa com depreciação no 4T25. A redução de 28,0% (R\$ 67,8 milhões) sobre a depreciação registrada no 4T24 deve-se, principalmente a:

- Fim da depreciação represada dos ativos da RBSE, que possuía valor trimestral de R\$ 51,9 milhões, em junho de 2025. Essa depreciação refere-se ao período compreendido entre a renovação do contrato da Concessão Paulista (jan/2013) e o início do pagamento do componente econômico do RBSE (jun/2017) que foi amortizado em 8 anos conforme a regulação; e
- Regularização e unitização de ativos junto à ANEEL que gerou custos adicionais com depreciação retroativa de R\$ 15,0 milhões no 4T24.

Com isso, os custos e despesas com O&M totalizaram R\$ 396,2 milhões no 4T25 (-27,2% vs. 4T24) e, no acumulado do ano, O&M apresentou redução de R\$ 176,1 milhões (-10,1% vs 2024).

Outras Receitas e Despesas Operacionais

Outras Receitas e Despesas Operacionais (R\$ milhões)	Consolidado					
	4T25	4T24	Var (%)	2025	2024	Var (%)
Receitas	16,1	4,8	234,1%	74,2	43,0	72,4%
Alienação de bens inservíveis	1,9	3,4	-44,6%	14,2	28,4	-50,2%
Atualização de valores de precatórios a receber (terreno SJC)	3,0	1,4	116,1%	11,1	12,7	-12,6%
Recebimento de indenização de seguros	8,8	0,0	N.A.	13,6	1,9	610,4%
Ganho e Remuneração da SE Centro	2,4	0,0	N.A.	35,3	0,0	N.A.
Despesas	-59,2	-62,0	-4,5%	-171,2	-167,9	2,0%
Alienação de bens inservíveis à operação	-3,9	-12,7	-69,4%	-18,2	-18,6	-2,0%
Amortização de mais valia (PBTE e SF Energia)	-14,3	-14,3	0,0%	-57,2	-57,2	0,0%
Custo com desativação de bens*	-41,0	-35,0	17,3%	-95,8	-92,1	4,0%
Outros	-2,2	-3,3	-33,7%	-7,0	-4,2	67,3%
Total	-45,3	-60,5	-25,2%	-104,1	-129,1	-19,4%

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

A ISA ENERGIA BRASIL registrou despesa de R\$ 45,3 milhões na rubrica “Outras Receitas e Despesas Operacionais” no 4T25 (-25,2% vs. 4T24). A melhora na rubrica deve-se, principalmente, a: (i) recebimento de indenizações de seguros referentes a sinistro de transformador acontecido em 2022; (ii) menores custos com alienação de bens inservíveis (-R\$ 8,8 milhões vs. 4T24); e (iii) homologação, pela ANEEL, da remuneração devida pelos ativos da Subestação Centro (“SE Centro”) gerando receita adicional de R\$ 2,4 milhões. Esses efeitos foram parcialmente compensados por maiores custos com desativação (+R\$ 6,0 milhões vs. 4T24).

EBITDA e MARGEM

O EBITDA do 4T25 totalizou R\$ 854,0 milhões, aumento de R\$ 59,7 milhões (+7,5% vs. 4T24) e margem de 76,2% (+7,5 p.p. vs. 4T24). Já na comparação anual, o EBITDA de 2025 totalizou R\$ 3.455,3 milhões (-2,4% vs 2024).

EBITDA (R\$ milhões)	Consolidado					
	4T25	4T24	Var (%)	2025	2024	Var (%)
Receita líquida	1.120,8	1.156,6	-3,1%	4.353,6	4.557,0	-4,5%
Custos e despesas (ex-depreciação)	-221,6	-301,8	-26,6%	-794,3	-887,0	-10,5%
Outras despesas e receitas (ex-amortização)	-45,3	-60,5	-25,2%	-104,1	-129,1	-19,4%
EBITDA	854,0	794,3	7,5%	3.455,3	3.541,0	-2,4%
Margem EBITDA	76,2%	68,7%	7,5 p.p.	79,4%	77,7%	1,7 p.p.

A variação é explicada, principalmente, por:

- ▲ Entrada em operação de projetos *greenfield* e de reforços e melhorias de grande porte nos últimos 12 meses;
- ▲ Controle de custos e despesas gerenciáveis e redução da parcela não gerenciável;
- ▲ Redução da provisão referente a previdência privada;
- ▲ Homologação da remuneração pelos ativos da SE Centro em julho de 2025;
- ▼ Encerramento, em junho de 2025, do recebimento retroativo da anuidade de melhorias do ciclo tarifário 23/24;
- ▼ Redução do componente financeiro da RBSE após decisão da ANEEL em junho de 2025;
- ▼ Alteração no critério de contabilização da CDE.

EBITDA (R\$ milhões)	Consolidado + Controladas em Conj.					
	4T25	4T24	Var (%)	2025	2024	Var (%)
Consolidado	854,0	794,3	7,5%	3.455,3	3.541,0	-2,4%
Controladas em Conjunto	176,0	205,8	-14,5%	702,7	712,6	-1,4%
IE Madeira (51%)	79,9	73,8	8,2%	336,6	316,8	6,3%
IE Garanhuns (51%)	21,9	18,2	20,6%	68,4	62,9	8,7%
IE Aimorés (50%)	12,4	19,0	-34,6%	49,1	53,7	-8,5%
IE Paraguaçu (50%)	18,9	33,2	-43,1%	73,5	85,9	-14,4%
IE Ivaí (50%)	42,9	61,7	-30,4%	175,0	193,3	-9,4%
Total	1.030,0	1.000,1	3,0%	4.158,0	4.253,6	-2,2%

O EBITDA da participação da ISA ENERGIA BRASIL nas empresas controladas em conjunto totalizou R\$ 176,0 milhões no 4T25, redução de R\$ 29,8 milhões (-14,5%) em relação ao 4T24. Na comparação anual, o EBITDA nas controladas em conjunto totalizou R\$ 702,7 milhões (-1,4% vs. 2024).

O EBITDA total, considerando o consolidado da ISA ENERGIA BRASIL (controladora + empresas controladas) e as controladas em conjunto (não consolidadas), foi de R\$ 1.030,0 milhões no 4T25 (+3,0% vs. 4T24). No resultado acumulado de 2025, o EBITDA total diminuiu R\$ 95,6 milhões (-2,2% vs. 2024). O desempenho do 4T25 é explicado, principalmente, pelo aumento registrado no resultado Consolidado com as entradas em operações dos projetos Água Vermelha, Riacho Grande e Piraquê (bloco 1) entre os períodos, e na participação das empresas: IE Garanhuns e IE Madeira. Mais detalhes estão disponíveis na sessão "Equivalência Patrimonial" deste documento ([clique aqui](#)).

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ milhões)	Consolidado					
	4T25	4T24	Var (%)	2025	2024	Var (%)
Receita Financeira	113,6	116,2	-2,2%	445,9	283,8	57,1%
Rendimento de aplicação financeira	115,7	90,3	28,1%	359,1	251,1	43,0%
Outros	-2,1	25,9	n.a	86,8	32,7	165,2%
Despesa Financeira	-468,3	-380,0	23,2%	-1.796,8	-1.246,2	44,2%
Juros e encargos sobre empréstimos	-383,7	-263,6	45,6%	-1.320,1	-877,7	50,4%
Varição Monetária	-81,3	-106,8	-23,8%	-419,0	-339,8	23,3%
Outras	-3,2	-9,6	-66,4%	-57,6	-28,6	101,5%
Total	-354,7	-263,8	34,4%	-1.350,9	-962,3	40,4%

A Companhia registrou despesa financeira líquida de R\$ 354,7 milhões no 4T25, com aumento de R\$ 90,9 milhões (+34,4%) em comparação ao 4T24 resultado impactado principalmente por:

- ▲ **Juros e encargos sobre empréstimos:** refletem a maior posição de dívida bruta (+20,6% vs. dez/24), impulsionado pelas três captações realizadas pela Companhia em 2025 (18^a a 20^a emissões) além do 4^o desembolso do BNDES no 1T25 e da variação do CDI no período (+101 bps vs. 4T24).
- ▼ **Varição monetária:** menor despesa como resultado da desaceleração da inflação no trimestre (0,8% no 4T25 vs. 1,4% no 4T24). Para fins contábeis, o 4T considera a inflação dos meses de setembro a novembro;
- ▲ **Aplicações financeiras:** maior rendimento (+28,1% vs. 4T24) em função da alta do CDI no período (+101 bps vs. 4T24).

Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ milhões)	Consolidado					
	4T25	4T24	Var (%)	2025	2024	Var (%)
IE Madeira (51%)	45,0	24,7	82,3%	189,5	166,7	13,7%
IE Garanhuns (51%)	12,9	14,4	-10,1%	46,1	46,8	-1,5%
AIE (50%)	31,3	69,3	-54,8%	120,6	163,5	-26,3%
IE Aimorés	7,6	17,2	-55,7%	34,1	45,7	-25,3%
IE Paraguaçu	11,0	31,3	-64,9%	49,4	73,6	-32,9%
IE Ivaí	12,7	20,8	-38,9%	37,1	44,1	-16,1%
Total	89,2	108,4	-17,7%	356,2	377,1	-5,5%

O resultado da equivalência patrimonial foi R\$ 89,2 milhões no 4T25, R\$ 19,1 milhões menor (-17,7%) que o registrado no 4T24. No ano de 2025, a equivalência totalizou R\$ 356,2 milhões (-5,5% vs 2024). Seguem os detalhamentos por empresa:

IE Madeira

Apresentou incremento de R\$ 20,3 milhões (+82,3%) em relação ao 4T24 para R\$ 45,0 milhões no 4T25. O desempenho foi explicado, principalmente, por (i) variação positiva de R\$ 17,6 em função da equalização de metodologia da alíquota efetiva no imposto diferido no 4T24 e aumento despesa do IR/CS Corrente por ajustes atemporâneos no 4T25 ; (ii) aumento de R\$ 5,4 milhões devido ao reajuste do ciclo tarifário pelo IPCA (5,32%); (iii) menor impacto de Parcela Variável por Indisponibilidade ("PVI") entre os períodos (+R\$ 3,8 milhões vs. 4T24). Esses resultados foram parcialmente compensados por: (i) aumento de R\$ 3,2 milhões (34% vs. 4T24) nos Custos e Despesas devido principalmente, a maiores gastos com conservação de subestações e linhas de transmissão; e (ii) à redução de R\$ 2,2 milhões nos rendimentos de aplicações financeiras devido ao menor saldo médio de caixa em comparação ao 4T24. O resultado acumulado em 2025, apresentou crescimento de 13,7%, incremento de R\$ 22,8 milhões.

IE Garanhuns

Apresentou receita de R\$ 12,9 milhões no 4T25, redução de R\$ 1,4 milhão (-10,1%) em comparação ao resultado do 4T24 devido, principalmente, a (i) maiores gastos com manutenção das subestações (R\$ 0,4 milhão); (ii) maior depreciação após unitização de projetos de melhoria em 2025 (R\$ 0,7 milhão); e (iii) maior despesa de IRPJ/CSLL (R\$ 1,1 milhão vs. 4T24) em razão da padronização do critério de contabilização do imposto em contabilidade regulatória conforme critério adotado pela Companhia. O resultado foi parcialmente compensado por (i) reajuste do ciclo tarifário pelo IPCA (5,32%); e (ii) aumento na remuneração dos ativos da concessão, decorrente do recebimento integral de RAP para projetos de reforços a partir do ciclo 25/26.

Aliança Interligação Elétrica ("AIE")

Composta por três projetos em sociedade com a TAESA (Aimorés, Paraguaçu e Ivaí), a AIE apresentou receita de R\$ 31,3 milhões no 4T25 (-54,8% vs. 4T24). O resultado deve-se a:

- IE Aimorés e IE Paraguaçu: (i) reversão de multa, no 4T24, por atraso na entrada em operação no total de R\$ 25,8 milhões; (ii) reversão, no 4T24, de PV por atraso na entrada em operação, no montante de R\$ 23,8 milhões; e (iii) aumento de R\$ 8,0 milhões na despesa financeira líquida devido ao maior endividamento após captações realizadas em julho de 2025. Esses efeitos foram parcialmente compensados por maior aproveitamento de incentivos fiscais após recálculo do imposto de renda corrente em função de correção de tributação dos fluxos de RAP; e
- 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 no 4T24 (-R\$ 35,6 milhões).

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

IRPJ e CSLL

IRPJ CSLL (R\$ milhões)	Consolidado					
	4T25	4T24	Var (%)	2025	2024	Var (%)
Corrente	-67,0	396,6	n.a	-112,0	-59,2	89,1%
Diferido	152,4	30,4	400,7%	106,3	83,7	27,0%
Total	85,4	427,0	-80,0%	-5,7	24,5	n.a
Taxa efetiva	-20,6%	-107,7%	87,1 p.p	0,3%	-1,2%	1 p.p

A Companhia registrou receita de R\$ 85,4 milhões com Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido ("IR/CSLL") no 4T25, frente à receita de R\$ 427,0 milhões contabilizada no mesmo período do ano anterior. O resultado positivo do trimestre é explicado, principalmente, pela distribuição de R\$ 495,3 milhões em JCP anunciada no 4T25 e sua respectiva dedutibilidade da base de cálculo do IR/CSLL. Em 2024, a Companhia realizou um único anúncio de distribuição de JCP e, com isso, o impacto contábil da dedutibilidade ficou integralmente concentrado no 4T24. Já em 2025, a Companhia realizou 2 anúncios de distribuição de JCP e, com isso, o impacto contábil da dedutibilidade foi registrado no mesmo mês dos anúncios e ficou dividido no 3T25 e 4T25.

O resultado acumulado registra despesa de R\$ 5,7 milhões (vs. receita de R\$ 24,5 milhões em 2024) com taxa efetiva de -0,3% (-1,2% em 2024) devido ao menor lucro tributável explicado, principalmente, por (i) anúncios intercalares de JCP que somaram R\$ 939,9 milhões; (ii) crédito extemporâneo com impacto positivo não recorrente de R\$ 77,5 milhões no 2T25; (iii) Pilar 2 (-R\$ 65,2 milhões).

Em 2025, partindo do LAIR da controladora de R\$ 1.596,0 milhões e, após exclusões de JCP e equivalência patrimonial das controladas, a base tributável do exercício de 2025 foi negativa em R\$ 87,5 milhões. Ao aplicar taxa nominal de 34%, o IRPJ/CSLL da controladora apresentou receita de R\$ 29,8 milhões. Somando-se os efeitos das controladas, foi registrada despesa consolidada de R\$ 5,7 milhões. A taxa efetiva foi de 5,3% em 2025 (vs 2,8% em 2024), essa variação da taxa consolidada deve-se principalmente ao Adicional de Contribuição Social sobre o Lucro Líquido ("Adicional de CSLL") (Pilar 2) com despesa de R\$ 65,2 milhões no resultado consolidado de 2025.

Apuração IRPJ CSLL (R\$ milhões)	Exercício Social 2025			
	Controladora	Controladas 100%	Consolidado	
Regime Tributário	Lucro Real	Lucro Presumido	Lucro Real	-
(A) Lucro antes do IRPJ/CSLL (LAIR)	1.596,0	471,4	61,5	2.128,9
(+/-) Ajustes¹	-1.683,5	-	-49,6	-
Juros sobre Capital Próprio Pagos	-940,0	-	-49,6	-
Juros sobre Capital Próprio Recebidos Controladas	53,1	-	-	-
Equivalência patrimonial controladas 100%	-440,4	-	-	-
Equivalência patrimonial controladas em conjunto	-356,2	-	-	-
(=) Base/resultado tributável	-87,5	471,4	11,9	-
Taxa Nominal	-34%	-	-34%	-
(B) Total de Impostos	29,8	-31,4	-4,1	-5,7
(C) IRPJ e CSLL Corrente	-13,2	-29,4	-4,4	-47,0
(D) Adicional de CSLL (Pilar 2)	-65,2	-	-	-65,2
IRPJ e CSLL Diferido	108,2	-2,0	0,3	106,5
(E) Taxa Efetiva Total: E=B/A	1,9%	-6,7%	-6,6%	-0,3%
(F) Taxa Efetiva Corrente: F=(C+D)/A	-4,9%	-6,2%	-7,2%	-5,3%

Em 30 de dezembro de 2024, foi publicada a Lei nº 15.079/2024, que instituiu no ordenamento jurídico brasileiro o Adicional de CSLL, em consonância com as regras do Pilar 2 da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico ("OCDE"). A referida legislação passa a produzir efeitos a partir de 2025, com os primeiros recolhimentos previstos para 2026. A Instrução Normativa RFB nº 2.228/2024 regulamentou as obrigações acessórias e os critérios de apuração aplicáveis ao adicional da CSLL.

O Pilar 2 estabelece que grupos multinacionais com faturamento anual global superior a € 750 milhões devem estar sujeitos a uma tributação mínima efetiva de 15% sobre seus lucros, com o objetivo de mitigar a erosão da base tributária e a transferência artificial de resultados entre jurisdições. No Brasil, essa regra foi incorporada por meio da criação de um adicional doméstico de CSLL, aplicável sempre que a alíquota efetiva de tributação, apurada conforme a metodologia GloBE (*Global Anti-Base Erosion Rules*), seja inferior ao patamar mínimo estabelecido.

A Lei nº 15.079/2024 introduziu, assim, os principais elementos das regras GloBE no sistema tributário brasileiro. Trata-se de uma metodologia padronizada internacionalmente, utilizada exclusivamente para fins de apuração do Pilar 2. Para setores intensivos em ativos reais, como o de transmissão de energia, o regime prevê uma exclusão baseada em

substância econômica, calculada a partir de ativos tangíveis e da folha de pagamento, o que reduz a parcela do lucro sujeita à eventual tributação complementar.

Apuração Adicional de CSLL PILAR 2 (R\$ milhão)		2025
Lucro líquido Contábil		3.295,2
(+/-) IR/CS Corrente e Diferido		203,6
(+/-) Equivalência Patrimonial		-1.291,1
(+/-) Ágio/ Deságio		18,9
(A) = Lucro Globe "Lair Globe"		2.226,7
(B) Total exclusão substância*		-1.449,7
(C) = Lucro/Prejuízo Excedente: C=A+B		777,0
(D) Tributos Abrangidos		155,3
(+) IR/CS Corrente pago no ano		45,7
(+) IR/CS Diferido s/ lucros futuros recalculado (15%)		69,7
(+) IRRF sobre Juros sobre capital próprio pagos		57,9
(+) IRRF sobre Juros sobre capital próprio recebidos		-18,0
Alíquota Mínima (15%)		15,00%
(E) Alíquota Efetiva: E=D/A		6,97%
(F) Alíquota Adicional: F=G/C		8,39%
(G) Adicional de CSLL (Pilar 2)¹		65,2

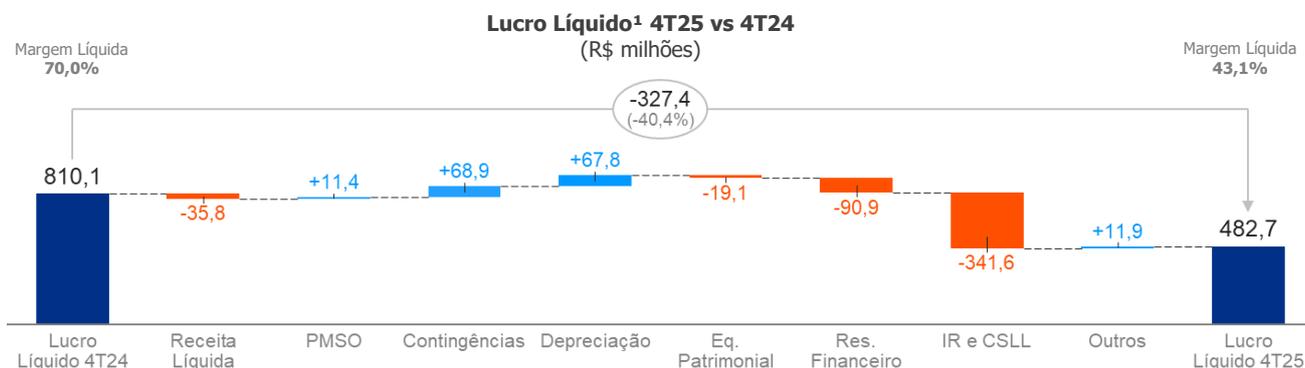
¹ Somatória do cálculo individual dos Adicionais de CSLL da controladora e das subsidiárias | contabilizado em 2025, com desembolso em julho de 2027

* A exclusão pela substância considera:

- (i) média dos ativos elegíveis (imobilizado líquido regulatório) dos anos 2024 e 2025, aplicando-se o percentual de exclusão de 7,6%;
- (ii) custo da folha de pagamento de 2025 aplicando-se o percentual de 9,6%.

Lucro Líquido¹

Como resultado das explicações apresentadas, o lucro líquido do trimestre totalizou R\$ 482,7 milhões, diminuição de R\$ 327,4 milhões (-40,4%) em relação ao 4T24. Já no acumulado do ano, o lucro líquido apresentou redução para R\$ 1.625,8 milhões.



¹ ajustado pela participação do acionista não controlador.



Comparativo de Resultados (Regulatório vs. IFRS)

No 4T25, a Companhia registrou lucro líquido de R\$ 734,7 milhões na contabilização IFRS, resultado R\$ 477,0 milhões menor (-39,4%) que o registrado no 4T24. No acumulado do ano de 2025, o lucro líquido foi de R\$ 2.447,9 milhões (-30,0% vs 2024). A DRE detalhada na contabilidade IFRS está disponível no [anexo IX](#) deste documento.

Demonstração de Resultado (IFRS) (R\$ milhões)	Consolidado					
	4T25	4T24	Var (%)	2025	2024	Var (%)
Receita Operacional Líquida	3.007,3	2.520,1	19,3%	9.411,2	7.966,6	18,1%
Custos dos Serviços de Implementação da infraestrutura, operação e manutenção e de serviços prestados	-1.876,8	-1.459,0	28,6%	-5.708,0	-4.229,1	35,0%
Lucro Bruto	1.130,5	1.061,0	6,5%	3.703,1	3.737,5	-0,9%
Receitas e Despesas Operacionais	47,9	67,5	-28,9%	428,8	1.393,8	-69,2%
Lucro antes das receitas e despesas financeiras e dos impostos sobre o lucro	1.178,4	1.128,5	4,4%	4.131,9	5.131,3	-19,5%
Resultado Financeiro	-354,8	-263,9	34,5%	-1.351,6	-962,6	40,4%
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	823,6	864,6	-4,7%	2.780,3	4.168,7	-33,3%
Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-72,3	360,3	-120,1%	-269,3	-615,9	-56,3%
Lucro/Prejuízo Consolidado	751,2	1.225,0	-38,7%	2.511,0	3.552,7	-29,3%
Participação do Acionista não Controlador	-16,6	-13,3	24,9%	-63,1	-54,3	16,2%
Lucro/Prejuízo	734,7	1.211,7	-39,4%	2.447,9	3.498,4	-30,0%

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					
	4T25	4T24	Var (%)	2025	2024	Var (%)
(=) Lucro Líquido IFRS	734,7	1.211,7	-39,4%	2.447,9	3.498,4	-30,0%
(+) Particip. do Acionista não controlador	16,6	13,3	24,9%	63,1	54,3	16,2%
(+) IRPJ/CSLL	72,3	-360,3	n.a	269,3	615,9	-56,3%
(-) Equivalência Patrimonial	-107,3	-236,2	-54,6%	-511,0	-584,6	-12,6%
(+) Resultado Financeiro	354,8	263,9	34,5%	1.351,6	962,6	40,4%
(+) Depreciação/Amortização	9,1	9,5	-4,1%	34,7	37,4	-7,1%
(=) EBITDA IFRS	1.080,1	901,7	19,8%	3.655,5	4.584,1	-20,3%
(+) Equivalência Patrimonial	107,3	236,2	-54,6%	511,0	584,6	-12,6%
(=) EBITDA IFRS CVM 156/2022	1.187,5	1.138,0	4,4%	4.166,6	5.168,6	-19,4%

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

(R\$ milhões)	Consolidado					
	4T25	4T24	Var (%)	2025	2024	Var (%)
EBITDA IFRS (CVM 156/22)	1.187,5	1.138,0	4,4%	4.166,6	5.168,7	-19,4%
(-) Receita de implementação da infraestrutura	-4.360,7	-1.523,9	186,1%	-6.364,2	-4.461,9	42,6%
(-) Remuneração dos ativos de concessão	1.313,8	-860,0	n.a	-2.915,1	-3.028,6	-3,7%
(-) Ganho de eficiência na implementação da infraestrutura	-0,2	-42,8	-99,5%	10,5	-98,8	n.a
(-) Receita de O&M	-319,2	-376,5	-15,2%	-1.264,9	-1.363,8	-7,3%
(+) Receita de uso da rede elétrica	1.299,7	1.314,5	-1,1%	4.984,5	5.179,7	-3,8%
(+) Outras receitas	1,2	3,2	-62,2%	6,8	11,0	-38,4%
(+) PIS e COFINS diferidos	178,9	122,0	46,6%	484,8	352,8	37,4%
(+) Custo de implementação da infraestrutura	1.688,0	1.291,3	30,7%	5.092,8	3.634,5	40,1%
(-) Custo de O & M	29,7	11,1	166,8%	48,0	32,5	47,7%
(-) Despesas gerais e administrativas	2,0	4,9	-60,3%	8,8	2,4	273,7%
(-) Equivalência patrimonial	-18,1	-127,9	-85,8%	-154,8	-207,5	-25,4%
(-) Outras receitas (despesas) operacionais	-59,4	-51,3	15,7%	-132,9	-150,2	-11,5%
EBITDA REGULATÓRIO (CVM 156/22)	943,2	902,7	4,5%	3.811,5	3.918,1	-2,7%
(-) Equivalência Patrimonial	-89,2	-108,4	-17,7%	-356,2	-377,1	-5,5%
EBITDA REGULATÓRIO	854,0	794,3	7,5%	3.455,3	3.541,0	-2,4%

ENDIVIDAMENTO

Empréstimos e Financiamentos R\$ (milhões)	31/12/2025	31/12/2023	Var (%)
Dívida Bruta³	16.007,3	13.273,8	20,6%
Curto Prazo	604,8	1.204,0	-49,8%
Longo Prazo	15.402,6	12.069,8	27,6%
Disponibilidades Consolidadas	2.165,0	3.400,7	-36,3%
ISA ENERGIA BRASIL e Controladas	1.879,4	3.044,0	-38,3%
Subsidiárias não consolidadas ¹	285,5	356,7	-19,9%
Dívida Líquida²	14.127,9	10.229,8	38,1%

¹ Parte dos recursos da Companhia estão em fundos de investimentos exclusivos, que também são utilizados de forma segregada pelas subsidiárias controladas 100% e controladas em conjunto (IE Madeira, IE Garanhuns, IE Aimorés, IE Paraguai 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 manual de contabilidade do setor elétrico ("MCSE") vigente a partir de janeiro de 2022, o qual considera adoção do CPC 6 pela ANEEL.

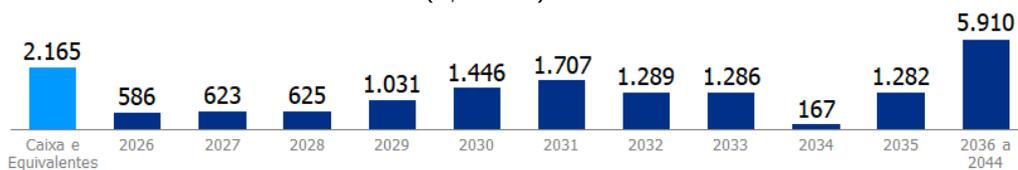
A dívida bruta da Companhia atingiu R\$ 16.007,3 milhões ao final do 4T25, aumento de R\$ 2.733,5 milhões (+20,6%) em relação ao saldo final do 4T24. A Companhia também encerrou o 4T25 com o total de R\$ 2.165,0 milhões em disponibilidades (-36,3% vs. 31 de dezembro de 2024). Ao excluir as disponibilidades das empresas controladas em conjunto, a dívida líquida da Companhia atingiu R\$ 14.127,9 milhões em 31 de dezembro de 2025 com aumento de R\$ 3.898,1 milhões (+38,1% vs. 31 de dezembro de 2024).

O aumento se deve às emissões de debêntures realizadas em 2025 que somaram cerca de R\$ 4,0 bilhões e ao 4º desembolso do BNDES, no montante de R\$ 82,1 milhões. O crescimento do endividamento foi parcialmente compensado pela liquidação da 7ª Emissão de debêntures (R\$ 928,4 milhões) e pelo resgate facultativo antecipado da 12ª emissão de debêntures no montante de R\$ 726 milhões. Para mais informações, [clique aqui](#).

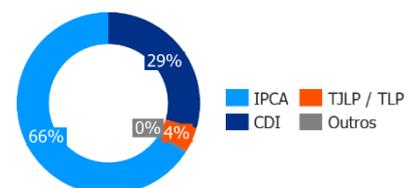
Os avanços de 265 bps no CDI anualizado (vs. 4T24) e de 41 bps no IPCA dos últimos 12 meses levaram o custo médio nominal das dívidas da Companhia para 12,36% a.a. (vs. 11,83% a.a. no 4T24). Considerando o IPCA acumulado dos últimos 12 meses, o custo médio real* da dívida é 7,56%, com aumento de 93 bps (vs. 6,63% no 4T24).

O prazo médio da dívida consolidada da Companhia em 31 de dezembro de 2025 era de 8,2 anos (vs. 7,5 anos em 31 de dezembro de 2024). O aumento do prazo médio consolida o perfil de endividamento em longo prazo da Companhia compatível com a natureza do negócio, que apresenta baixo risco e alta previsibilidade de receitas e geração de caixa operacional, características que são destacadas pela Fitch ao atribuir o *rating* corporativo "triple A" em escala local com perspectiva estável para a Companhia.

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



Indexação da Dívida
31/12/2025

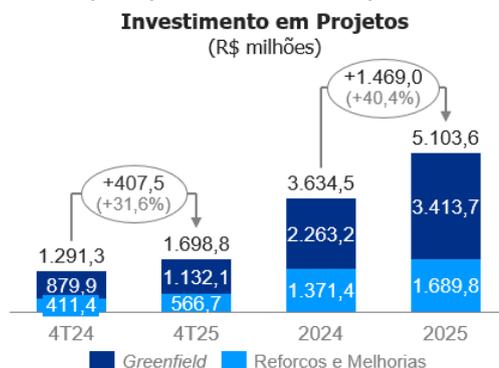


Cabe destacar que apenas os contratos de financiamento com o BNDES (total de R\$ 681,8 milhões em 31 de dezembro de 2025) possuem *covenants* financeiros, que são medidos anualmente pelo índice Dívida Líquida/EBITDA e tem como limite 3,0x. Em 28 de novembro o BNDES enviou carta formalizando a abstenção da declaração de vencimento antecipado dos contratos de financiamento da Companhia em razão de eventual descumprimento dos indicadores "Dívida Líquida/EBITDA Ajustado" e/ou "Dívida Líquida/(Dívida Líquida + Patrimônio Líquido)" referentes ao exercício de 2025 (para maiores detalhes [acesse aqui](#)). O índice de alavancagem gerencial, seguindo a metodologia do BNDES, foi de 3,63x no 4T25, comparado a 2,72x no 4T24. Mais detalhes sobre a alavancagem estão no [anexo VII](#) deste documento e maiores informações sobre o endividamento estão disponíveis no website da Companhia ([clique aqui](#)).

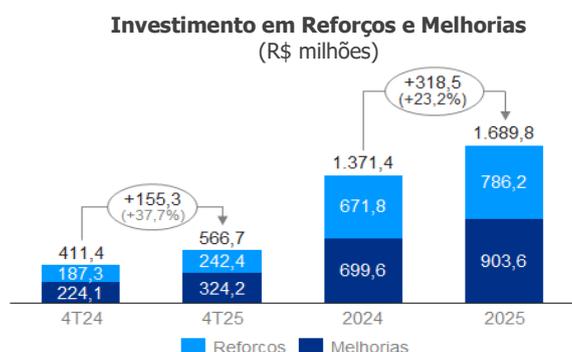
(*) Razão entre (i) Custo médio nominal; e (ii) IPCA últimos 12 meses.

INVESTIMENTOS

A ISA ENERGIA BRASIL, suas empresas controladas e empresas controladas em conjunto investiram R\$ 1.698,8 milhões no 4T25, aumento de R\$ 407,5 milhões (+31,6%) em relação a 4T24. A variação é explicada, principalmente, pelo aumento de R\$ 252,2 milhões (+56,2%) em investimentos em projetos *greenfield*, com destaque para o montante investido nos projetos Serra Dourada e Piraquê, que receberam, respectivamente, R\$ 477,7 milhões e R\$ 467,8 milhões.



Investimentos em Reforços e Melhorias ("R&M")



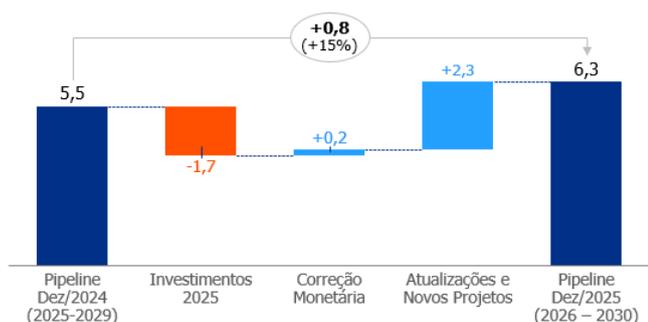
A renovação dos ativos é fundamental para a adequada gestão do sistema de transmissão e, além de garantir a excelência na prestação de serviço com confiabilidade e segurança, permite a redução de custos de O&M e traz maior longevidade aos ativos.

A Companhia destinou R\$ 566,7 milhões a projetos de R&M no 4T25, aumento de R\$ 155,3 milhões (+37,7%) em comparação com o mesmo período de 2024. Nesse período, a ISA ENERGIA BRASIL substituiu cerca de 620 equipamentos como transformadores, disjuntores, chaves seccionadoras, sistemas de proteção e linhas de transmissão.

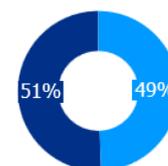
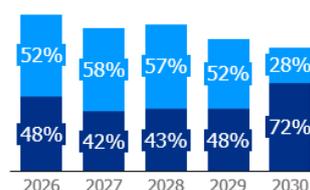
No 4T25 a ANEEL concedeu autorizações para novos projetos de R&M com investimento total aproximado de R\$ 1,0 bilhão pela Companhia. Considerando o investimento realizado ao longo do ano, a correção monetária pelo IPCA e as autorizações obtidas ao longo do ano, a carteira de projetos de R&M autorizada ao fim de 2025 totaliza cerca de R\$ 6,3 bilhões a serem executados pela Companhia até 2030. Estes investimentos são remunerados conforme a Regulação e cabe destacar que a receita de aproximadamente 55% do investimento autorizado entre fevereiro de 2023 e junho de 2027 refere-se a projetos de pequeno porte e, portanto, 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. Os demais projetos (grande porte) são autorizados com receita previamente definida via Resolução Autorizativa ("ReA") e passam a receber receita imediatamente após a entrada em operação.

Investimento Autorizado para projetos de Reforços e Melhorias

(R\$ bilhões, termos reais em dez/25)



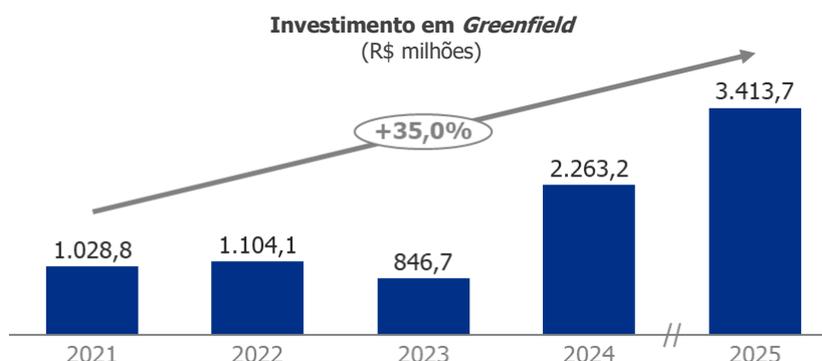
R\$ 6,3 bilhões



■ Grande Porte ■ Pequeno Porte

Investimentos em Projetos *Greenfield*

A Companhia investiu R\$ 1.132,1 milhões em projetos licitados no 4T25 direcionados, principalmente, aos projetos Piraquê (R\$ 467,8 milhões), que se encontra em fase final de construção com 92% de avanço físico e, Serra Dourada (R\$ 477,7 milhões), cujas obras foram iniciadas após obter a Licença de Instalação do trecho de 500 kV da linha de transmissão Barra II - Correntina - Arinos 2 e da subestação Correntina em agosto e encontra-se com 30% de avanço físico. O maior investimento nos projetos supracitados superou a redução de investimentos nos projetos energizados nos últimos 12 meses (Minuano, Água Vermelha e Riacho Grande). Já o investimento acumulado do ano cresceu R\$ 1.150,6 milhões (+50,8%) para R\$ 3.413,7 milhões no 4T25.



A Companhia possui 4 projetos *greenfield* em execução com investimento remanescente de aproximadamente R\$ 6,0 bilhões (termos reais em dezembro/2025) e RAP ciclo 2025/2026 de R\$ 929,2 milhões. Segue tabela com informações dos projetos em construção:

Leilões	Projetos	Situação Atual	Contrato	Empresa	UF	RAP ISA ENERGIA BRASIL Ciclo 25/26 (R\$ milhões)	Início das Obras	Prazo ANEEL	Avanço Físico ¹	CapEx Participação ISA ENERGIA BRASIL (R\$ milhões)	
										Total ANEEL (valor real, dez/25)	ISA ENERGIA BRASIL (valor real, realizado até 31/12/25)
001/2022 (jun/2022)	Piraquê (Lote 3)	Em Obras	008/2022	ISA ENERGIA BRASIL	MG / ES	343,1	3T24	set-27	92%	4.352,0	3.795,9
	Jacarandá (Lote 6)	Em Obras	011/2022	IE Jaguar 8	SP	16,1	3T24	mar-26	76%	276,7	171,6
001/2023 (jun/2023)	Serra Dourada (Lote 1)	Em Obras/Licenciamento Ambiental (3º trecho)	006/2023	ISA ENERGIA BRASIL	BA/MG	321,8	3T25	mar-29	30%	3.609,9	922,1
	Itatiaia (Lote 7)	Licenciamento Ambiental	012/2023	ISA ENERGIA BRASIL	RJ/MG	248,2	-	mar-29	27%	2.678,5	242,7
Total (4)						929,2				10.917,1	5.132,2

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 [clikando aqui](#).

MERCADO DE CAPITAIS

Composição Acionária

Controlada pela ISA, empresa multilatinas que atua nos setores de energia elétrica, rodovias e telecomunicações, a Companhia possui 64,2% 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 (Free Float)	27.080.900	10,50%	395.801.044	98,72%	422.881.944	64,18%
Axia Energia	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: 31/12/2025.

Desempenho das Ações

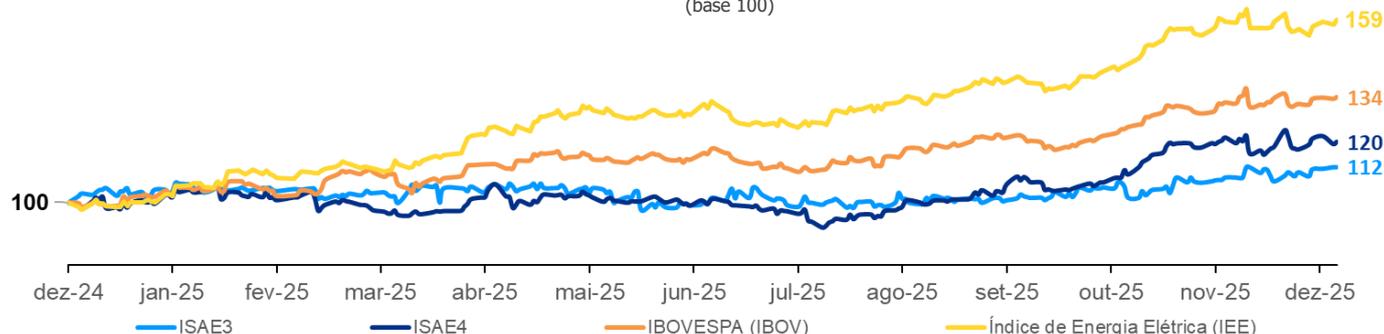
As ações ordinárias ("ISAE3") e preferenciais ("ISAE4") da ISA ENERGIA BRASIL encerraram o 4T25 cotadas, respectivamente, a R\$ 34,00 (+8,6% vs. preço de fechamento do 3T25) e R\$ 27,54 (+11,6% vs. preço de fechamento do 3T25). Neste mesmo período, o Índice de Energia Elétrica ("IEE") e o Ibovespa ("IBOV") apresentaram valorizações de 14,6% e 10,2%, respectivamente. A Companhia encerrou o 4T25 com valor de mercado de R\$ 19,8 bilhões e, o volume financeiro médio diário negociado ("ADTV"²) da ISAE4 no trimestre foi de R\$ 55,2 milhões (+30,1% vs. 3T25).

Mercado de Capitais	4T25	4T24	3T25	12M25	12M24
	658.882.604	658.882.604	658.882.604	658.882.604	658.882.604
Valor de Mercado ¹ (R\$ bilhões)	19,8	17,1	18,0	19,8	18,4
ISAE3					
Volume médio/dia (mil ações)	2,4	3,2	2,2	2,8	2,6
Volume financeiro médio/dia - ADTV ² (R\$ mil)	77	99	69	88	83
Cotação Média (R\$)	32,36	30,93	30,79	31,55	32,78
Preço de fechamento (R\$)	34,00	30,49	31,32	34,00	34,00
ISAE4					
Volume médio/dia (mil ações)	2.136	2.699	1.855	2.213	2.852
Volume financeiro médio/dia - ADTV ² (R\$ mil)	55.224	80.919	42.450	52.581	71.826
Cotação Média (R\$)	26,18	24,26	22,76	23,80	25,23
Preço de fechamento (R\$)	27,54	23,01	24,67	27,54	23,01

¹ calculado a partir do preço de fechamento das ações no período | ² volume diário médio de negociações diárias (ADTV)

Atualmente, a Companhia integra 19 índices com destaque para o Ibovespa, o IEE, Índice de Governança Corporativa ("IGC"), Índice de Dividendos ("IDIV") e Índice de Sustentabilidade Empresarial ("ISE").

Evolução ISAE3 x ISAE4 x Ibovespa x IEE – 2025
(base 100)



IBOVESPA B3 IBRA B3 IDIV B3 IEE B3 IGC B3 IGCT B3 MLCX B3 UTIL B3 IBRX100 B3 ICO2 B3 IBSD B3
IDIVERSA B3 ISE B3 IBBR B3 IBEP B3 IBEW B3 IBLV B3 IBBE B3 IBBC B3

SUSTENTABILIDADE

A ISA ENERGIA BRASIL, comprometida com a transparência na gestão e no relacionamento com seus grupos de interesse, reforça a sustentabilidade como eixo estratégico para geração de valor de longo prazo. Os dados e indicadores apresentados referem-se à ISA ENERGIA BRASIL e suas subsidiárias de participação integral, salvo indicação em nota de rodapé. A gestão dessas informações é supervisionada e revisada pelo Conselho de Administração, por meio do Comitê Ambiental, Social e Governança Corporativa ("ASG").

Os investimentos e iniciativas da Companhia são alinhados à sua agenda de desenvolvimento sustentável e refletem sua essência, com o compromisso de priorizar a vida e garantir uma transição energética resiliente, segura, limpa e justa. Saiba mais sobre os compromissos no [site](#) da Companhia.

Destaques do Período

Protagonismo na COP30 impulsiona estratégia 2040 e inovação climática

Durante a COP30, a Companhia reafirmou sua liderança na transição energética ao participar de debates sobre resiliência do sistema elétrico às mudanças climáticas. Nesse contexto, firmou parceria com a Empresa de Pesquisa Energética ("EPE") e a Fundação Getúlio Vargas ("FGV") para desenvolver o projeto de PD&I "Resiliência Climática para Ativos de Transmissão", voltado ao mapeamento de vulnerabilidades e ao fortalecimento da resiliência dos ativos de transmissão, com potenciais contribuições regulatórias. Adicionalmente, aderiu à iniciativa global liderada pela *State Grid Corporation of China*, de desenvolvimento de estudo para aprimoramento da contabilização das emissões indiretas da eletricidade no *grid* brasileiro, permitindo medições mais precisas e fortalecendo a gestão climática nacional.

Reconhecimentos consolidam liderança em sustentabilidade e diversidade

Em novembro de 2025, a Companhia foi reconhecida pela B3 como uma das 30 empresas mais sustentáveis do Brasil, integrando simultaneamente os índices ISE, ICO2 e IDIVERSA. Também foi finalista no Prêmio BandNews Marcas Mais Admiradas, na categoria Sustentabilidade, e recebeu o Selo Igualdade Racial 2025 da Prefeitura de São Paulo, reforçando seu compromisso com práticas responsáveis, inclusão e governança voltada à redução das desigualdades.

Excelência em gestão assegurada por certificações ISO

A Companhia concluiu auditorias externas que confirmaram a manutenção da certificação ISO 45.001, voltada à saúde e segurança ocupacional, e ampliaram outra certificação de Sistema de Gestão Ambiental, a ISO 14.001, para a sede corporativa e mais 28 subestações, totalizando 83 ativos certificados. Essas conquistas comprovam a robustez e a evolução contínua dos sistemas de gestão ambiental e de segurança da empresa, assegurando conformidade com padrões internacionais, eficiência no uso de recursos e melhoria contínua.

Terceira usina solar contribui para trajetória NET ZERO da Companhia até 2050

A ISA ENERGIA BRASIL energizou a terceira usina solar de autoconsumo remoto na Subestação Embu Guaçu com capacidade instalada de 561,70 kW e redução estimada de 66,5 toneladas de CO₂e por ano. Essa iniciativa soma-se às usinas em Mogi Mirim III (500 kW) e Assis (214 kW), que evitam cerca de 49 t e 17 t de CO₂e anuais, respectivamente. A iniciativa amplia a geração própria e reforça a estratégia de descarbonização e eficiência energética. Em 2026, há previsão de inauguração de mais uma usina em Botucatu.

Nova base fortalece prevenção e combate a incêndios em São Paulo

Em dezembro de 2025, a empresa inaugurou uma base avançada de combate a incêndios em São José do Rio Preto, ampliando a estrutura de resposta rápida para proteger ativos de transmissão e áreas de vegetação. A iniciativa inclui equipamentos especializados, equipe treinada e integração com órgãos locais, fortalecendo a estratégia de prevenção e mitigação de riscos ambientais, alinhada ao compromisso com segurança e sustentabilidade.

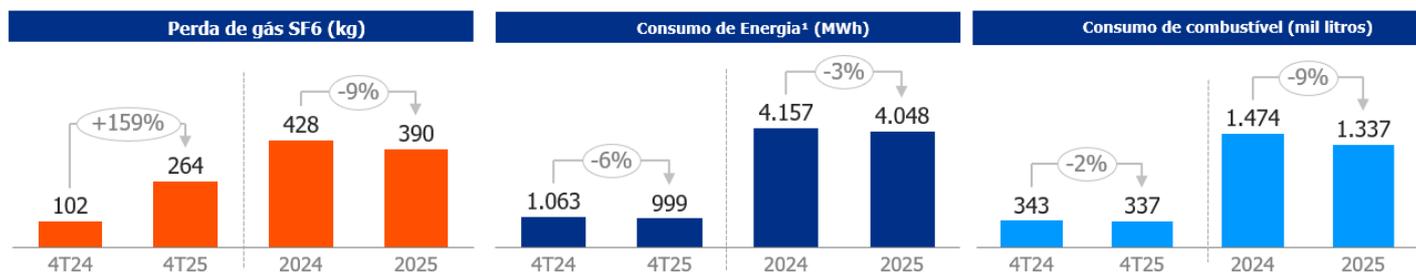
Indicadores de Sustentabilidade

Desempenho das Fontes de Emissão de CO₂

Em 2025, a ISA ENERGIA BRASIL avançou na execução de sua estratégia de descarbonização, em linha com o compromisso de alcançar emissões líquidas zero até 2050, com meta intermediária de redução de 60% até 2040.

Apesar do aumento no trimestre, as perdas de gás SF₆ principal fonte de emissões diretas, totalizaram 390 kg em 2025, representando redução de 9% em relação a 2024, refletindo o fortalecimento das ações como o controle ainda mais rígido de perdas, prevenção e remediação eficaz.

O consumo de energia elétrica atingiu 4.048 MWh em 2025 (-3% vs. 2024), com redução de 6% no 4T25 vs 4T24, apoiada por iniciativas como a ampliação da autogeração de energia limpa. O consumo de combustíveis totalizou 1.337 mil litros (-9% vs. 2024), a redução se deve principalmente à reestabilização da Subestação de Monte Alegre/MG, que aconteceu ao fim de 2024, descontinuando a necessidade de manter Geradores a Diesel em funcionamento.



¹ considera o consumo de energia proveniente exclusivamente da concessionária.

Saúde e Segurança do Trabalho ("SST")

Em 2025, a ISA ENERGIA BRASIL registrou aumento de aproximadamente 100% nas horas trabalhadas, decorrente de investimentos em empreendimentos *greenfield* e em projetos de reforços e melhorias da Companhia, nos estados da Bahia, Espírito Santo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e São Paulo. Apesar da estabilidade dos indicadores de segurança, a Companhia registrou dois acidentes fatais em 2025, sendo um deles no 4T25.

Em resposta, foram intensificadas ações estruturantes de prevenção e controle de riscos, incluindo o fortalecimento de procedimentos e capacitação de lideranças e parceiros, maior presença preventiva em atividades críticas e a adoção de soluções tecnológicas de monitoramento e controle de acesso, com uso de inteligência artificial. Essas iniciativas visam mitigar riscos operacionais, fortalecer a cultura de segurança e sustentar a execução segura da estratégia de crescimento da Companhia, tendo a segurança como valor inegociável.

Categoria / Colaboradores	4T24	4T25	Var (%)	2024	2025	Var (%)
Acidentes sem afastamento						
Próprios	0	0	N.A.	0	3	N.A.
Terceiros	6	6	0,0	12	22	0,8
Total	6	6	0,0	12	25	1,1
Acidentes com Afastamento						
Próprios	0	0	N.A.	2	0	-1,0
Terceiros	2	6	2,0	4	16	3,0
Total	2	6	2	6	16	1,7
Acidentes com óbitos						
Próprios	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Terceiros	0	1	N.A.	0	2	N.A.
Total	0	1	N.A.	0	2	N.A.
Taxa de frequência de acidentes						
Próprios	0,0	0,0	N.A.	0,6	1,0	0,6
Terceiros	2,0	2,3	0,2	1,5	1,8	0,2

Diversidade

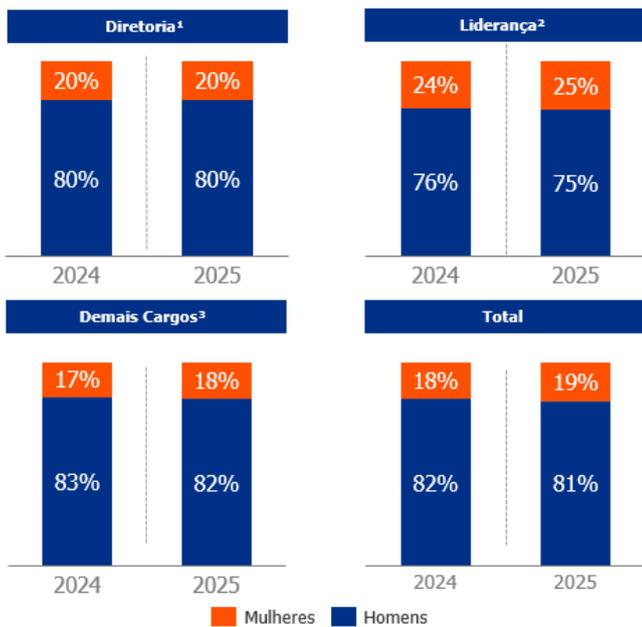
No 4T25, as iniciativas permaneceram focadas na atração, desenvolvimento e aceleração de carreira de profissionais dos grupos de afinidade Mulheres, Pessoas com Deficiência, Raça e Etnia e LGBTI+, com integração aos processos corporativos e à governança organizacional.

Durante o período, foram realizadas ações de letramento organizacional e engajamento de colaboradores(as), com destaque para a sequência de workshops "Diálogo Inclusivo", que alcançou 72% dos empregados diretos da Companhia, promovendo reflexões sobre equidade e seus impactos no ambiente corporativo. A Companhia também conduziu a Campanha do Mês da Consciência Negra "Raízes que Transformam, para além dos tons da pele", voltada à valorização da cultura afro-brasileira e à prevenção e combate de práticas discriminatórias.

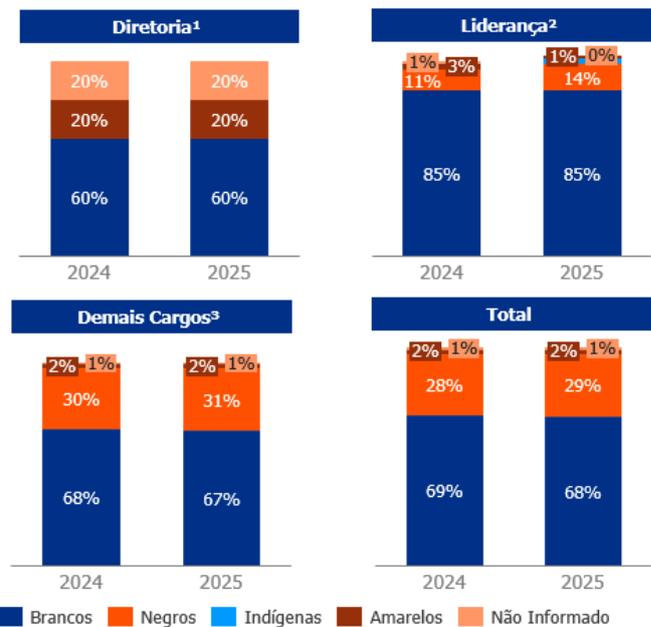
Os encontros dos Grupos de Afinidade e o *Roadshow* de Diversidade junto às diretorias reforçaram a governança do programa e o acompanhamento dos indicadores de diversidade, além de impulsionarem o plano "Liderança em Ação", que orienta a contratação intencional de talentos diversos em todos os níveis hierárquicos.

As ações de Diversidade, Equidade e Inclusão estão alinhadas à estratégia da ISA ENERGIA BRASIL e contribuem para a sustentabilidade dos resultados e para a geração de valor de longo prazo.

Diversidade de Gênero (%)



Étnico-racial (%)⁴



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

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.

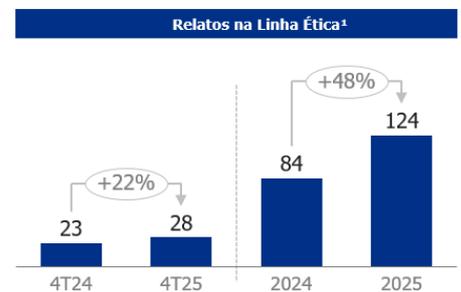
Comportamento ético

No 4T25, a Companhia registrou 28 denúncias na Linha Ética (+22% vs. 2024). Do total, três foram confirmadas, 17 casos foram classificados como não procedentes e oito como fora do escopo. As ocorrências foram avaliadas pelo Comitê de Ética, comunicadas ao Comitê de Auditoria e Riscos e resultaram em medidas disciplinares, incluindo rescisão contratual e advertência escrita.

No período, não houve denúncias relacionadas a corrupção, suborno ou lavagem de dinheiro, nem processos judiciais associados.

O site da Linha Ética concentrou 83% dos registros, sendo que 64% dos manifestantes optaram por se identificar, indicando confiança nos mecanismos de integridade e governança da Companhia.

¹São consideradas denúncias confirmadas aquelas analisadas e entendidas como verdadeiras.



Conformidade Ambiental

A Companhia não registrou multas significativas¹ por não conformidade ambiental no período, tendo recebido apenas uma advertência e um auto de infração, do qual a empresa apresentou defesa demonstrando a regularidade da atuação e a ausência de infração.

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

EVENTOS SUBSEQUENTES

21ª emissão de debêntures

Em 12 de fevereiro de 2026, a Companhia concluiu o processo de captação de recursos por meio da 21ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em três séries, no montante total de R\$ 3,9 bilhões em três séries:

21ª emissão	Série 1	Série 2	Série 3
Montante (R\$ bilhões)	0,84	0,72	2,29
Prazo (anos)	4,0	5,0	9,0
Custo (CDI +)	0,55%	0,60%	0,84%

Os recursos foram integralmente utilizados para aquisição facultativa das seguintes emissões:

Recursos para aquisição facultativa	9ª emissão	13ª emissão	15ª emissão (série 1)	15ª emissão (série 2)	15ª emissão (série 3)	16ª emissão
Montante (R\$ bilhões)	0,80	0,55	0,69	0,51	0,13	1,00
Vencimento final	2028	2030	2029	2031	2034	2031
Custo (CDI +)	2,83%	1,50%	0,73%	0,80%	0,97%	0,80%

Esse movimento alongou prazo médio das dívidas envolvidas em aproximadamente 3 anos, além de reduzir os spreads contratados em cerca de 80 bps.

Anúncio de distribuição de proventos

Em 24 de fevereiro de 2026, o Conselho de Administração da ISA ENERGIA BRASIL aprovou a distribuição de dividendos no valor total de R\$ 279,3 milhões, correspondente a R\$ 0,423933 por ação de ambas as espécies. A distribuição do valor do dividendo líquido do imposto de renda na fonte foi dividida em três pagamentos, sendo cada um deles com suas respectivas datas base e "ex-direito". [Clique aqui](#) para acessar o aviso aos acionistas na íntegra.

Tipo de Provento	Data de Deliberação	Base de Distribuição	Data			Volume (R\$ milhões)	R\$ / Ação (Bruto)
			Base	Ex-Direito	Pagamento		
Dividendos	24-fev-26	Resultado do Exercício Social de 2025	12-mar-26	13-mar-26	29-abr-26	93,1	0,141311
			2-abr-26	6-abr-26	29-abr-26	93,1	0,141311
			17-abr-26	20-abr-26	29-abr-26	93,1	0,141311
						279,3	0,423933

OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES

Revisão Tarifária Periódica (RTP) - Contratos Licitados

RTP Licitadas 2025

Em julho de 2025, foi publicada a Resolução Homologatória nº 3.475/2025 ([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: 026/2009 (IE Serra do Japi), 001/2020 (Evrecy), 006/2020 (IE Tibaji) e 007/2020 (IE MG) das empresas controladas.

O índice de reposicionamento econômico real médio foi de +4,47%, com impacto positivo de R\$ 6,9 milhões em valor absoluto. O que representa um aumento de 0,11% na RAP Potencial de R\$ 6,2 bilhões da Companhia (Ciclo 24/25), sem considerar PA's. Considerando o IPCA do período de 5,32%, o índice de reposicionamento nominal médio, ponderado pela participação da ISA ENERGIA BRASIL, para essas concessões foi de 10,02%:

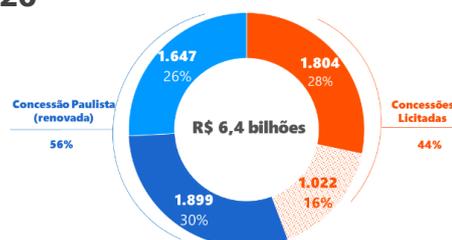
Empresa	Particip. ISA ENERGIA BRASIL (%)	Contrato	RTP 2025 Licitadas			Índice Reposicionamento		Impacto na RAP (A x B) (R\$ milhões)
			RAP (R\$ milhões, sem PA)			Nominal	Real (B)	
			Vigente (jun/24) (A)	Revisada (jun/25)	var R\$			
IE SERRA DO JAPI	100%	026/2009	55,3	62,4	+7,1	12,86%	7,16%	4,0
EVRECY	100%	001/2020	50,2	53,0	+2,7	5,46%	0,13%	0,1
IE TIBAJI	100%	006/2020	7,6	7,5	-0,1	-1,69%	-6,65%	-0,5
IEMG	100%	007/2020	40,5	46,1	+5,7	14,00%	8,24%	3,3
Total			153,6	169,0	+15,4	10,02%	4,47%	6,9
Total Particip. ISA ENERGIA BRASIL			153,6	169,0	+15,4	10,02%	4,47%	6,9

Cabe destacar que apenas o contrato 026/2009, da subsidiária controlada IE Serra do Japi, 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\$ 0,3 milhão. O valor será recebido anualmente até a próxima revisão tarifária, prevista para julho de 2030.

RAP Ciclo 2025/2026

Em 15 de julho de 2025 foi publicada a Resolução Homologatória nº 3.481/2025 ([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 2025 a 30 de junho de 2026 (ciclo 2025/2026).

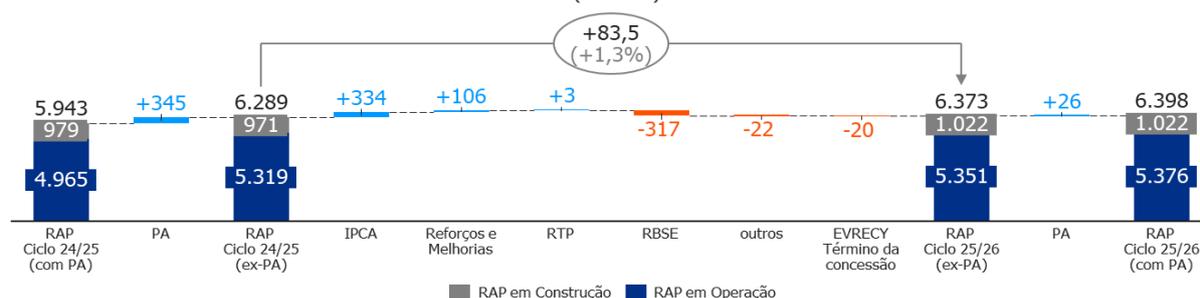
RAP Ciclo 2025/2026¹



¹ Receita Anual Permitida ("RAP") ciclo 2025/2026 | ² Operação e Manutenção + Reforços e Melhorias

De acordo com a REH nº 3.481/2025, a RAP do Consolidado e empresas controladas em conjunto, líquida de PIS e COFINS passou a ser de R\$ 6.372,74 milhões no ciclo 25/26, ponderada pela participação da ISA ENERGIA BRASIL (base junho de 2025). A RAP da Concessão Paulista (contrato renovado 059/2001), incluindo Reforços e Melhorias, RBSE e a parcela de Operação de Manutenção (O&M), representa 56% do total, enquanto 44% referem-se a contratos licitados provenientes de leilões de transmissão ou aquisições (M&A).

Evolução da RAP Ciclo¹ (milhões)



¹ considera valores estabelecidos no momento da publicação das respectivas Resoluções Homologatórias da RAP dos ciclos tarifários.

A RAP do ciclo 25/26 cresceu R\$ 83,5 milhões (+1,3%) em relação ao ciclo tarifário anterior (23/24). Os principais motivos dessa variação são:

- ▲ correção monetária do ciclo 25/26 (IPCA), no total de R\$ 333,8 milhões;
- ▲ novos projetos de R&M que entraram em operação no último ciclo, adicionando R\$ 105,7 milhões;
- ▼ trajetória decrescente da RAP de O&M conforme estabelecido na RTP de 2024;
- ▼ redução de R\$ 317,0 milhões do componente financeiro da RBSE;
- ▼ fim do contrato de concessão da Evrecy em julho de 2025.

Além disso, a resolução também definiu valores das PA's a serem compensadas no mesmo período para tratar eventuais ajustes financeiros. O valor total da PA, considerando o total Consolidado e o montante proporcional à participação da Companhia nas empresas controladas em conjunto, foi de R\$ 26 milhões para o ciclo 25/26, conforme descrito abaixo:

- ▲ R\$ 100 milhões referentes à RTP da Concessão Paulista;
- ▲ R\$ 40 milhões em anuidade melhorias;
- ▲ R\$ 6 milhões de projetos autorizados sem RAP prévia;
- ▲ R\$ 2 milhões relacionados à RTP dos ativos IENNE, Jaguar 9 e Serra do Japi;
- ▼ R\$ -98 milhões para compensar superávit de arrecadação do período anterior;
- ▼ R\$ -10 milhões relacionados às Demais Instalações de Transmissão ("DIT");
- ▼ R\$ -14 milhões de outros ajustes.

Segue abaixo quadro resumo do RAP ciclo 25/26. Os valores são líquidos de PIS e COFINS, incluem encargos regulatórios P&D, TFSE e RGR e excluem os encargos CDE e PROINFRA.

Controladora													RAP Ciclo 24/25	Var % ex-PA
Concessionária	Contrato	Projeto	Índice	RAP Ciclo 24/25	Inflação	R&M	RTP	Outros¹	RAP Ciclo 25/26	PA	RAP Ciclo 25/26	RAP Ciclo 24/25	Var % ex-PA	
				REH 3.216					REH 3.348		com PA			
ISA ENERGIA BRASIL	059/2001	O&M	IPCA	813	43	95	0	-22	929	80	1.009	813	14,3%	
		R&M		682	36	-0	0	0	718		718	682	5,2%	
		RBSE		2.105	112	-0	0	-317	1.899		1.899	2.105	-9,8%	
	012/2016	PBTE	IPCA	223	12	0	0	0	235	-8	226	223	5,3%	
Total Controladora Operacional				3.823	203	94	0	-339	3.781	72	3.853	3.823	-1%	
Subsidiárias Controladas													RAP Ciclo 24/25	Var % ex-PA
Concessionária	Contrato	Projeto	Índice	RAP Ciclo 24/25	Inflação	R&M	RTP	Outros²	RAP Ciclo 25/26	PA	RAP Ciclo 25/26	RAP Ciclo 24/25	Var % ex-PA	
				REH 3.216					REH 3.348		com PA			
Subsidiárias (100%) em operação				733	38	12	3	-0	766	-18	748	713	7%	
IE Aguapeí	046/2017	Aguapeí	IPCA	76	4	3	0	0	83	-4	79	76	10%	
IE Itaúnas	018/2017	Itaúnas	IPCA	68	4	0	0	0	72	-3	69	68	5%	
IE Itaquerê	027/2017	Itaquerê	IPCA	67	4	0	0	0	71	-2	69	67	5%	
IEMG	004/2007	Triângulo Mineiro³	IPCA	14	1	1	0	0	15	2	18	14	10%	
	007/2020		IPCA	44	2	0	0	0	46	-2	44	44	5%	
IENNE	001/2008	IENNE	IPCA	68	4	0	0	0	71	-2	69	68	5%	
IE Japi	026/2009	Serra do Japi	IPCA	57	3	0	2	0	62	1	63	57	10%	
IE Jaguar 9	015/2008	Getulina	IPCA	66	3	8	0	-0	77	-3	74	66	18%	
IE Biguaçu	012/2018	Biguaçu	IPCA	53	3	0	0	0	56	-2	54	53	5%	
IE Jaguar 6	143/2001	Botucatu-Xavantes	IGP-M	19	1	0	0	0	21	-1	20	19	7%	
	042/2017		Bauru	IPCA	15	1	0	0	0	16	-1	16	15	5%
IE Tigabi	026/2017	Tibagi	IPCA	22	1	0	0	0	24	-1	23	22	5%	
	006/2020	Três lagoas	IPCA	7	0	0	0	0	7	-0	7	7	5%	
IE SUL	016/2008	Forquilha	IPCA	19	1	0	0	0	20	-1	20	19	5%	
	013/2008	Scharlau	IPCA	8	0	0	0	0	9	-1	8	8	5%	
Evrecy	001/2020	Minuano	IPCA	50	3	0	0	0	53	1	54	50	5%	
	020/2008	Evrecy	IGP-M	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
IE Itapura	021/2018	Lorena	IPCA	17	1	0	0	0	18	-1	18	17	5%	
	021/2011	Itapeti	IPCA	9	0	0	0	0	9	-0	9	9	5%	
IE Jaguar 8	012/2008	Piratininga	IPCA	15	1	0	0	0	16	0	16	15	5%	
IE Pinheiros	018/2008	Atibaia II	IPCA	8	0	0	0	0	9	-0	8	8	5%	
IE Tibagi	014/2023	Água Vermelha	IPCA	8	0	0	0	0	8	0	8	8	5%	
Consolidado ISA ENERGIA BRASIL em operação				4.556	242	106	3	-339	4.547	53	4.601	4.536	0%	
Subsidiárias Controle Compartilhado													RAP Ciclo 24/25	Var % ex-PA
Concessionária	Contrato	Projeto	Índice	RAP Ciclo 24/25	Inflação	R&M	RTP	Outros	RAP Ciclo 25/26	PA	RAP Ciclo 25/26	RAP Ciclo 24/25	Var % ex-PA	
				REH 3.216					REH 3.348		Total			com PA
Subsidiárias (não consolidadas) em operação				1.508	80	0	0	0	1.588	-55	1.534	1.508	5%	
IE Madeira (51%)	013/2009	Lote D	IPCA	388	21	0	0	0	408	-15	394	388	5%	
	015/2009	Lote F		335	18	0	0	0	352	-11	341	335	5%	
IE Paraguai (50%)	003/2017	Paraguai	IPCA	154	8	0	0	0	162	-6	157	154	5%	
IE Garanhuns (51%)	022/2011	Garanhuns	IPCA	150	8	0	0	0	158	-6	152	150	5%	
IE Aimorés (50%)	004/2017	Aimorés	IPCA	103	5	0	0	0	109	-4	105	103	5%	
IE Ivaí (50%)	022/2017	Ivaí	IPCA	379	20	0	0	0	399	-15	384	379	5%	
Participação ISA ENERGIA BRASIL				763	41	0	0	0	803	-28	776	763	5%	
ISA ENERGIA BRASIL Total em operação				5.319	282	106	3	-339	5.351	26	5.376	5.299	1%	
PROJETOS EM CONSTRUÇÃO													RAP Ciclo 24/25	Var % ex-PA
Concessionária	Contrato	Projeto	Índice	RAP Ciclo 24/25	Inflação	R&M	RTP	Outros	RAP Ciclo 25/26	PA	RAP Ciclo 25/26	RAP Ciclo 24/25	Var % ex-PA	
				REH 3.216					REH 3.348		Total			com PA
Concessões Controladora em Construção				867	46	0	0	0	913	0	913	867	5%	
ISA ENERGIA BRASIL	008/2022	Piraquê	IPCA	326	17	0	0	0	343	0	343	326	5%	
	006/2023	Serra Doutrada	IPCA	306	16	0	0	0	322	0	322	306	5%	
	012/2023	Itatiaia	IPCA	236	13	0	0	0	248	0	248	236	5%	
Concessões Controladas em Construção				104	6	0	0	0	109	-0	109	104	5%	
IE Riacho Grande	005/2021	Riacho Grande	IPCA	88	5	0	0	0	93	-0	93	88	5%	
IE Jaguar 8	011/2022	Jacarandá	IPCA	15	1	0	0	0	16	0	16	15	5%	
ISA ENERGIA BRASIL em construção				971	52	0	0	0	1.022	-0	1.022	971	5%	
ISA ENERGIA BRASIL TOTAL (OPERAÇÃO + CONSTRUÇÃO)				6.289	334	106	3	-339	6.373	26	6.398	6.269	2%	

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 à 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.

Em reunião de Diretoria realizada no dia 10 de junho de 2025, a Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") decidiu sobre o pedido interposto por agentes de mercado sobre Resolução Homologatória 2.851/21, que trata dos cálculos apresentados no âmbito do pagamento do componente financeiro da RBSE – Rede Básica Sistema Existente e, com isso, encerrou a discussão do tema em âmbito administrativo. A Diretoria votou pela aplicação parcial das indicações propostas na Nota Técnica 85/2023 ("NT85") e decidiu por: (i) manutenção da metodologia de cálculo postecipado; (ii) criação de novo perfil de pagamento com a separação em dois fluxos; (iii) e atualização do WACC a cada Revisão Tarifária Periódica.

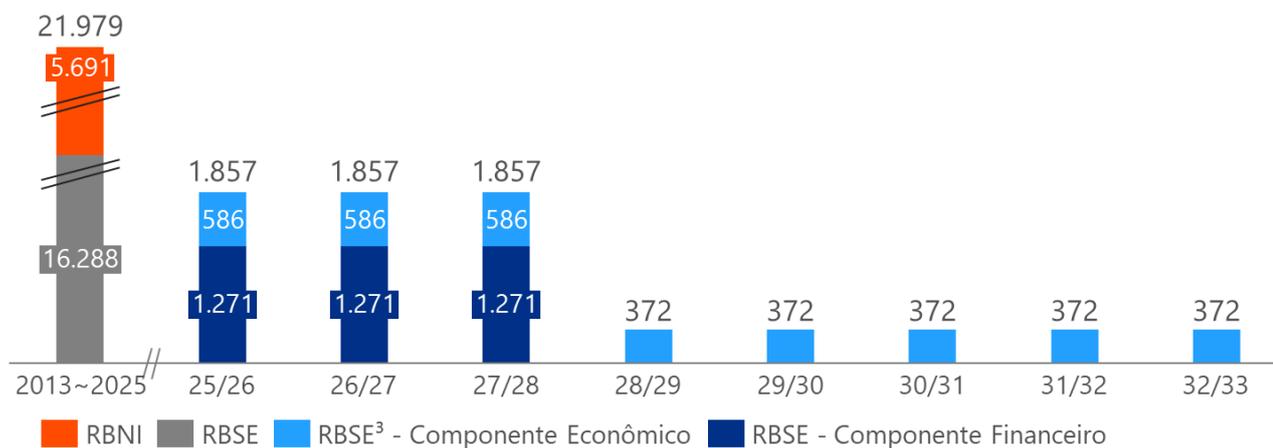
Além da discussão em âmbito administrativo que se encerrou em junho de 2025, está em tramitação o Processo nº TC 012.715/2017-4 perante o Tribunal de Contas da União ("TCU"), cujo objeto é a avaliação da conformidade e transparência da metodologia da definição dos valores dos ativos de transmissão existentes 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.

Não se pode descartar a possibilidade de novas judicializações acerca do tema, tampouco pode-se desconsiderar a possibilidade de novas decisões judiciais alterarem uma ou mais condições do pagamento do RBSE. Eventuais novas

decisões judiciais, 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.

Considerando-se decisão da ANEEL em reunião de diretoria realizada no dia 10 de junho de 2025 e com base no reajuste tarifário para o ciclo 25/26, segue o fluxo de pagamentos dos valores devidos referente a renovação da Concessão Paulista:

Fluxo de Recebimento da RBSE Pós Decisão da ANEEL em 2025 ^{1 2 3 4}



¹ Valores reais, data base junho de 2025, 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.

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

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

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 por meio 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 setembro de 2025, o valor registrado no balanço da Companhia é de cerca de R\$ 2,7 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 Superior Tribunal de Justiça ("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 outubro de 2024, o STJ, por convenção das partes para tentativa de conciliação, suspendeu por 180 (cento e oitenta) dias o trâmite processual da ação de cobrança. Em 22 de maio de 2025 foi realizada audiência de instalação da mediação no Centro Judiciário de Solução de Conflitos do STJ ("CEJUSC/STJ") com a presença da Procuradoria do Estado de São Paulo, na qual renovou-se o prazo de suspensão do processo por mais 180 dias. Além da audiência de instalação, foram realizadas 6 audiências entre os meses de agosto e novembro de 2025.

Em 2026, foi realizada nova audiência no dia 03 de fevereiro e, ademais, foi designada nova audiência para 07 de abril. O processo permanece suspenso.

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*).

DIT (Demais Instalações de Transmissão) - são instalações que não fazem parte da Rede Básica, geralmente por operarem em tensões inferiores a 230 kV ou por atenderem a usos específicos.

Greenfield - projetos de crescimento arrematados por meio de leilões e construídos do zero.

IBBC (Índice Bovespa BR+ Cap 5% da B3) - indicador do desempenho médio das cotações dos ativos com maior negociabilidade e representatividade. Seu nome "Cap 5%" indica que o peso máximo de um único ativo na carteira é de 5%. Ele é composto tanto por ações brasileiras quanto por BDRs de empresas cuja listagem primária é nos EUA.

IBBE (Índice Bovespa BR+ Equal Weight B3) - índice da bolsa brasileira que busca refletir o desempenho médio de um conjunto de ações com participação igual (*equal weight*), em vez da ponderação por capitalização de mercado usual no Ibovespa tradicional. Seu objetivo é oferecer uma visão menos concentrada do mercado, onde o desempenho de grandes empresas não distorce tanto a performance geral do índice.

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 que compõem o Ibovespa, atribuindo peso igual a cada ação na composição do índice.

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. É composto pelas ações que representem 85% em ordem decrescente de Índice de Negociabilidade (IN) (buffer 90%); 95% de presença em pregão; 0,1% do volume financeiro no mercado a vista (lote-padrão); e não ser penny stock.

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.

ISE B3 (Índice de Sustentabilidade Empresarial) - indicador do desempenho médio das cotações dos ativos de empresas selecionadas pelo seu reconhecido comprometimento com a sustentabilidade empresarial.

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 desde 2016| Crescimento

Leilões	Projetos	Contrato	Empresa	% ISA ENERGIA BRASIL	UF	Deságio	RAP ISA ENERGIA BRASIL Ciclo 2025/2026 (R\$ milhões)	Assinatura do Contrato	Data de Necessidade ¹	Prazo ANEEL	Investimento ANEEL (R\$ milhões)	CapEx ANEEL Participação ISA ENERGIA BRASIL data base leilão (R\$ milhões)	CapEx ISA ENERGIA BRASIL total até 31/12/2025 (R\$ milhões)	Licenci. Ambiental (LI)	Início da Construção	Avanço Fundiário	Avanço Físico	Entrada em Operação Comercial
013/2015 (out/2016)	Paraguçu (Lote 3)	003/2017	IE Paraguçu	50%	BA/MG	0,0%	162,4	fev-17	jan-19	fev-22	510	255	333	✓	2T19	100%	100%	3T22
	Aimorés (Lote 4)	004/2017	IE Aimorés	50%	MG	0,0%	108,8	fev-17	jan-19	fev-22	341	171	198	✓	2T19	100%	100%	2T22
	Itaúnas (Lote 21)	018/2017	IE Itaúnas	100%	ES	25,1%	72,1	fev-17	jul-18	jun-22	298	298	374	✓	3T18	100%	100%	4T23
005/2016 (abr/2017)	Ivaí (Lote 1)	022/2017	IE Ivaí	50%	PR	33,2%	398,7	ago-17	fev-21	ago-22	1.936	968	1.061	✓	4T19	100%	100%	4T22
	Tibagi (Lote 5)	026/2017	IE Tibagi	100%	SP / PR	32,2%	23,7	ago-17	jan-17	ago-21	135	135	118	✓	3T18	100%	100%	4T20
	Itaquerê (Lote 6)	027/2017	IE Itaquerê	100%	SP / PR	44,5%	70,8	ago-17	jun-18	ago-21	398	398	256	✓	3T18	100%	100%	3T20
	Aguaapé (Lote 29)	046/2017	IE Aguaapé	100%	SP / PR	52,7%	83,2	ago-17	dez-18	ago-21	602	602	363	✓	3T19	100%	100%	1T21
	Bauru (Lote 25)	042/2017	IE Jaguar 6	100%	SP	57,6%	16,2	ago-17	ago-19	fev-21	126	126	63	✓	2T18	100%	100%	3T19
002/2018 (jun/2018)	Lorena (Lote 10)	021/2018	IE Itapura	100%	SP	73,9%	18,3	set-18	jan-20	set-22	238	238	126	✓	3T19	100%	100%	4T21
	Biguaçu (Lote 1)	012/2018	IE Biguaçu	100%	SC	66,7%	56,3	set-18	set-21	set-23	641	641	456	✓	1T21	100%	100%	3T22
002/2019 (dez/2019)	Minuano (Lote 1)	001/2020	Evrecy	100%	RS	66,9%	53,0	mar-20	jan-20	mar-25	682	682	736	✓	3T22	100%	100%	4T24
	Três Lagoas (Lote 6)	006/2020	IE Tibagi	100%	MS / SP	68,1%	7,5	mar-20	jan-20	set-23	99	99	87	✓	2T21	100%	100%	2T22
	Triângulo Mineiro	007/2020	IEMG	100%	MG	65,4%	46,1	mar-20	jan-20	mar-25	554	554	520	✓	1T22	100%	100%	3T23
001/2020 (dez/2020)	Riacho Grande (Lote 7)	005/2021	IE Riacho Grande	100%	SP	57,9%	93,1	mar-21	jan-26	mar-26	1.141	1.141	867	✓	3T23	100%	100%	4T25
001/2022 (jun/2022)	Piraquê (Lote 3)	008/2022	ISA ENERGIA BRASIL	100%	MG / ES	46,8%	343,1	set-22	jan-26	set-27	3.654	3.654	3.667	✓	3T24	100%	92%	4T25 ¹
	Jacarandá (Lote 6)	011/2022	IE Jaguar 8	100%	SP	59,2%	16,1	set-22	mar-26	mar-26	232	232	168	✓	3T24	83%	76%	-
001/2023 (jun/2023)	Serra Dourada (Lote 1)	006/2023	ISA ENERGIA BRASIL	100%	BA/MG	44,8%	321,8	set-23	Imediata	mar-29	3.157	3.157	908	1T26	3T25	81%	30%	-
	Itatiaia (Lote 7)	012/2023	ISA ENERGIA BRASIL	100%	RJ/MG	41,8%	248,2	set-23	Imediata	mar-29	2.342	2.342	236	3T26	3T26	81%	27%	-
	Água Vermelha (Lote 9)	014/2023	IE Tibagi	100%	SP	50,4%	8,5	set-23	Imediata	set-26	94	94,177	87	✓	3T24	100%	100%	2T25
Total (19)						47,2%	2.147,8	-	-	-	17.178	15.785	10.623	-	-	-	-	-

¹ Entrada em operação do bloco 1 que representa 30% da RAP do projeto.

[Clique aqui](#) para acessar a planilha.

Anexo II – Investimentos em Projetos

Investimentos (R\$ milhões)	Consolidado + Controladas em Conjunto					
	4T25	4T24	Var (%)	2025	2024	Var (%)
Reforços & Melhorias	566,7	411,4	37,7%	1.689,8	1.371,4	23,2%
Projetos Greenfield	1.132,1	879,9	28,7%	3.413,7	2.263,2	50,8%
100% ISA ENERGIA BRASIL	1.121,4	879,9	27,4%	3.403,0	2.263,2	50,4%
Piraquê	467,8	501,8	-6,8%	2.046,7	1.265,2	61,8%
Riacho Grande	31,1	134,6	-76,9%	336,9	350,3	-3,8%
Serra Dourada	477,7	68,0	602,3%	695,6	211,9	228,3%
Água Vermelha	0,0	22,3	-100,0%	52,2	34,8	50,1%
Itatiaia	69,7	28,4	146,0%	140,2	95,9	46,2%
Jacarandá	75,0	5,9	1161,8%	132,7	12,1	992,9%
Minuano	0,0	111,0	-100,0%	-1,3	272,2	-100,5%
Triângulo Mineiro	0,0	7,8	-100,0%	0,0	21,4	-100,0%
Biguaçu	0,0	0,0	N.A	0,0	-6,9	N.A
Itapura-Lorena	0,0	0,0	N.A	0,0	2,0	-100,0%
Tibagi	0,0	0,0	N.A	0,0	-0,2	N.A
Três lagoas	0,0	0,0	N.A	0,0	-0,2	N.A
Itaquerê	0,0	0,0	N.A	0,0	4,3	-100,0%
Itaúnas	0,0	0,0	N.A	0,0	0,2	-100,0%
Controladas em conjunto	10,8	0,0	N.A	10,8	0,0	N.A
Ivaí	10,8	0,0	N.A	10,8	0,0	N.A
Total	1.698,8	1.291,3	31,6%	5.103,6	3.634,5	40,4%

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	
	30/12/2025	31/12/2024
CIRCULANTE		
Caixa e equivalentes de caixa	1.356.062	2.914.747
Aplicações financeiras	808.924	485.995
Contas a Receber - Concessionárias e Permissionárias	469.745	259.819
Estoques	48.054	39.928
Tributos e contribuições a compensar	229.311	453.046
Instrumentos financeiros derivativos	37.384	41.658
Créditos com partes relacionadas	126.061	118.989
Despesas pagas antecipadamente	6.061	19.461
Caixa restrito	0	1.273
Outros	165.619	221.724
	3.247.221	4.556.640
NÃO CIRCULANTE		
Realizável a longo prazo		
Caixa restrito	18.888	17.862
Contas a receber - Concessionárias e Permissionárias	205.383	624.135
Valores a receber - Secretaria da Fazenda	2.760.806	2.563.255
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	0	0
Cauções e depósitos vinculados	46.049	43.650
Instrumentos financeiros derivativos	20.406	84.715
Outros	76.525	93.364
	3.128.057	3.426.981
Investimentos	1.366.474	1.721.387
Imobilizado	20.832.086	16.478.040
Intangível	1.819.316	1.782.527
	24.017.876	19.981.954
	27.145.933	23.408.935
Total do Ativo	30.393.154	27.965.575

Passivo e Patrimônio Líquido (R\$ mil)	Consolidado	
	30/12/2025	31/12/2024
CIRCULANTE		
Empréstimos e financiamentos	90.082	82.056
Debêntures	496.001	1.109.914
Arrendamento	18.677	12.020
Instrumentos financeiros derivativos	2.916	0
Fornecedores	254.342	184.644
Tributos e encargos sociais a recolher	213.752	139.168
Imposto de renda e contribuição social diferidos	0	0
Encargos regulatórios a recolher	66.723	66.750
Juros sobre capital próprio e dividendos a pagar	422.540	1.408.488
Obrigações trabalhistas	79.962	71.658
Valores a pagar – Vivest	1.335	351
Provisões - Capex	210.460	244.333
Outros	30.299	26.800
	1.887.089	3.346.182
NÃO CIRCULANTE		
Exigível a longo prazo		
Empréstimos e financiamentos	669.117	651.766
Debêntures	14.696.513	11.392.559
Arrendamento	36.959,0	25.489
Instrumentos financeiros derivativos	17.312	0
Fornecedores	3.456	1.393
PIS e COFINS diferidos	25.773	38.083
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.524.834	1.675.431
Encargos Regulatórios a recolher	35.404	30.763
Provisões judiciais	157.457	193.721
Obrigações vinculadas à concessão do serviço	850.307	683.178
Outros	334	610
	18.017.466	14.692.993
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social	3.590.020	3.590.020
Reservas de capital	666	666
Reservas de lucro	3.742.461	2.958.714
Reserva de Reavaliação	2.493.015	2.846.948
Outros Resultados Abrangentes	97.571	173.351
Dividendos adicionais propostos	279.322	0
	10.203.055	9.569.699
Participação de não controladores nos fundos de investimentos	285.544	356.701
	10.488.599	9.926.400
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	30.393.154	27.965.575

Anexo IV - Demonstração de Resultado Regulatório

Demonstração de Resultado (R\$ mil)	Consolidado					
	4T25	4T24	Var (%)	2025	2024	Var (%)
Receita Operacional Bruta	1.313.126	1.328.559	-1,2%	5.031.828	5.232.532	-3,8%
Receita de Uso da Rede Elétrica	1.299.718	1.314.522	-1,1%	4.984.542	5.179.722	-3,8%
Outras	13.408	14.037	-4,5%	47.286	52.810	-10,5%
(-) Deduções à Receita Operacional	-192.310	-171.979	11,8%	-678.196	-675.486	0,4%
Tributos e Contribuições sobre a Receita	-114.775	-111.789	2,7%	-434.273	-456.201	-4,8%
Encargos Regulatórios	-77.535	-60.190	28,8%	-243.923	-219.285	11,2%
(=) Receita Operacional Líquida	1.120.816	1.156.580	-3,1%	4.353.632	4.557.046	-4,5%
(-) Custos e Despesas Operacionais	-396.192	-544.199	-27,2%	-1.560.240	-1.736.294	-10,1%
Pessoal ¹	-110.404	-123.836	-10,8%	-426.709	-459.968	-7,2%
Material	-7.741	-7.725	0,2%	-24.611	-26.492	-7,1%
Serviços	-70.644	-74.230	-4,8%	-216.649	-223.685	-3,1%
Depreciação	-174.636	-242.393	-28,0%	-765.978	-849.300	-9,8%
Outros	-32.767	-96.016	-65,9%	-126.293	-176.849	-28,6%
(=) Resultado do Serviço	724.624	612.381	18,3%	2.793.392	2.820.752	-1,0%
(+/-) Resultado Financeiro	-354.690	-263.825	34,4%	-1.350.942	-962.327	40,4%
Rendimento de Aplicações Financeiras	115.682	90.289	28,1%	359.088	251.119	43,0%
Resultado da Variação Monetária Líquida	-83.608	-108.808	-23,2%	-429.278	-348.680	23,1%
Juros Ativo/Passivos	-2.021	-378	434,7%	-4.988	-543	818,6%
Juros/Encargos sobre empréstimos	-381.663	-263.162	45,0%	-1.314.921	-876.928	49,9%
Outras	-3.080	18.234	n.a	39.157	12.705	208,2%
(=) Resultado Operacional	369.934	348.556	6,1%	1.442.450	1.858.425	-22,4%
(-) Equivalência Patrimonial	89.225	108.356	-17,7%	356.208	377.072	-5,5%
(-) Outras Receitas/Despesas Operacionais	-45.264	-60.484	-25,2%	-104.099	-129.077	-19,4%
(=) Resultado Anterior aos Tributos	413.895	396.428	4,4%	1.694.559	2.106.420	-19,6%
(-) IR e CSLL	85.412	426.987	-80,0%	-5.681	24.466	n.a
Corrente	-66.994	396.550	n.a	-112.015	-59.238	89,1%
Diferido	152.406	30.437	400,7%	106.334	83.704	27,0%
(=) Lucro/Prejuízo Consolidado	499.307	823.415	-39,4%	1.688.878	2.130.886	-20,7%
(-) Partic. Acionista não Controlador	-16.568	-13.270	24,9%	-63.116	-54.315	16,2%
(=) Lucro/Prejuízo	482.739	810.145	-40,4%	1.625.762	2.076.571	-21,7%

¹ Inclui custos e despesas com Entidade de Previdência Privada

Anexo V – Fluxo de Caixa Indireto – Regulatório¹

Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais (R\$ mil)	Consolidado	
	2025	2024
Fluxo de caixa das atividades operacionais	3.619.428	3.774.445
Lucro Líquido do período	1.688.878	2.130.886
Benefício a empregados – déficit atuarial	7.692	44.623
PIS e COFINS diferidos	-12.310	5.368
Depreciação e amortização	854.101	936.765
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-106.333	-80.433
Provisão para Demandas judiciais	16.219	77.516
Custo residual de ativo imobilizado/intangível baixado	62.966	34.557
Benefício fiscal – ágio incorporado	36	37
Resultado de equivalência patrimonial	-356.207	-377.071
Receita sobre aplicações financeiras	-152.271	-164.042
Juros e variações cambiais sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	1.720.848	1.209.509
Juros e variações monetárias e cambiais sobre ativos e passivos	-45.014	11.045
Instrumento Financeiro	3.939	0
Transações com acionistas não controladores	-63.116	-54.315
(Aumento) diminuição de ativos	334.164	-204.611
Caixa restrito	0	0
Contas a receber – Concessionárias e Permissionárias	208.826	-76.022
Estoques	-8.126	-9.274
Valores a receber - Secretaria da Fazenda	-197.551	-191.948
Tributos e contribuições a compensar	282.131	-175.722
Despesas pagas antecipadamente	13.400	-6.729
Cauções e depósitos vinculados	-548	448
Outros	36.032	254.636
Aumento (diminuição) de passivos	39.767	-250.369
Fornecedores	71.761	4.284
Tributos e encargos sociais a recolher	159.583	213.460
Obrigações trabalhistas	8.304	7.718
Pagamentos de impostos	-225.389	-422.317
Encargos regulatórios a recolher	10.614	8.263
Provisões	-67.026	-20.715
Valores a pagar Vivest	984	-380
Reserva Global de Reversão	-2.481	-2.480
Obrigações vinculadas à concessão do serviço	165.399	-58.781
Benefício pós emprego - passivo atuarial	-48.824	-36.385
Outros	-33.158	56.964
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais	3.993.359	3.319.465
Caixa gerado (utilizado) nas atividades de investimentos	-4.834.929	-2.183.164
Caixa restrito	247	5.100
Aplicações financeiras	-6.949.394	-6.296.500
Resgates de Aplicações financeiras	6.707.579	7.445.884
Imobilizado	-5.254.582	-3.543.070
Dividendos recebidos	661.221	205.422
Caixa utilizado nas atividades de financiamentos	-717.115	1.532.627
Adições Empréstimos e Debêntures	3.921.602	4.116.668
Pagamentos Empréstimos e Debêntures (principal)	-1.771.288	-554.937
Pagamentos Empréstimos e Debêntures (juros)	-1.153.908	-772.742
Pagamentos Arrendamento Mercantil (principal e juros)	-17.057	-20.295
Instrumentos financeiros derivativos	4.849	3.003
Dividendos e juros sobre capital próprios pagos	-1.701.313	-1.239.070
Aumento (redução) líquido em caixa e equivalentes de caixa	-1.558.685	2.668.928
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	2.914.747	245.819
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	1.356.062	2.914.747
Varição em caixa e equivalentes de caixa	-1.558.685	2.668.928

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

Anexo VI – Resultado Regulatório Empresas não consolidadas

IE MADEIRA						
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	4T25	4T24	Var (%)	2025	2024	Var (%)
Receita Operacional Bruta	210.148	191.985	9,5%	881.225	792.051	11,3%
Deduções à receita operacional	-28.048	-28.197	-0,5%	-109.740	-99.597	10,2%
Receita Operacional Líquida	182.100	163.788	11,2%	771.484	692.454	11,4%
Custos e Despesas	-25.486	-19.079	33,6%	-111.135	-69.440	60,0%
Depreciação	-36.451	-36.395	0,2%	-146.291	-140.394	4,2%
EBITDA	156.618	144.721	8,2%	660.058	621.158	6,3%
Resultado do Serviço	120.163	108.314	10,9%	514.059	482.620	6,5%
Resultado Financeiro	-21.703	-15.241	42,4%	-58.214	-70.541	-17,5%
Outras receitas/despesas líquidas	3	12	-77,9%	-292	-1.855	-84,3%
Lucro antes do IR & CSLL	98.463	93.085	5,8%	455.553	410.224	11,0%
IR & CSLL	-10.286	-44.728	-77,0%	-83.972	-83.294	0,8%
Lucro líquido	88.177	48.357	82,3%	371.581	326.930	13,7%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (51%) no EBITDA	79.875	73.808	8,2%	336.630	316.791	6,3%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (51%) no Lucro	44.970	24.662	82,3%	189.507	166.734	13,7%

IE GARANHUNS						
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	4T25	4T24	Var (%)	2025	2024	Var (%)
Receita Operacional Bruta	53.276	45.204	17,9%	173.499	159.593	8,7%
Deduções à receita operacional	-5.787	-5.357	8,0%	-22.510	-21.315	5,6%
Receita Operacional Líquida	47.488	39.846	19,2%	150.989	138.278	9,2%
Custos e Despesas	-4.512	-4.283	5,4%	-16.805	-14.945	12,4%
Depreciação	-7.127	-6.354	12,2%	-26.565	-25.401	4,6%
EBITDA	42.976	35.648	20,6%	134.184	123.417	8,7%
Resultado do Serviço	35.850	29.210	22,7%	107.619	97.932	9,9%
Resultado Financeiro	-429	-689	-37,8%	-2.392	-3.959	-39,6%
Outras receitas/despesas líquidas	-0	84	n.a	0	84	-100,0%
Lucro antes do IR & CSLL	35.421	28.605	23,8%	105.227	94.057	11,9%
IR & CSLL	-10.093	-443	2177,0%	-14.748	-2.202	569,8%
Lucro líquido	25.328	28.162	-10,1%	90.479	91.855	-1,5%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (51%) no EBITDA	21.918	18.180	20,6%	68.434	62.943	8,7%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (51%) no Lucro	12.917	14.363	-10,1%	46.144	46.846	-1,5%

IE AIMORÉS						
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	4T25	4T24	Var (%)	2025	2024	Var (%)
Receita Operacional Bruta	30.163	36.066	-16,4%	116.844	118.048	-1,0%
Deduções à receita operacional	-3.021	-2.927	3,2%	-12.142	-11.677	4,0%
Receita Operacional Líquida	27.142	33.139	-18,1%	104.702	106.371	-1,6%
Custos e Despesas	-2.335	4.779	n.a	-6.454	1.008	n.a
Depreciação	-2.723	-2.719	0,1%	-10.886	-10.875	0,1%
EBITDA	24.807	37.918	-34,6%	98.248	107.379	-8,5%
Resultado do Serviço	22.084	35.199	-37,3%	87.362	96.504	-9,5%
Resultado Financeiro	-9.031	-177	5002,3%	-14.881	1.406	n.a
Outras receitas/despesas líquidas	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Lucro antes do IR & CSLL	13.053	35.022	-62,7%	72.481	97.910	-26,0%
IR & CSLL	2.194	-625	n.a	-4.217	-6.468	-34,8%
Lucro líquido	15.247	34.397	-55,7%	68.264	91.442	-25,3%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no EBITDA	12.404	18.959	-34,6%	49.124	53.690	-8,5%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no Lucro	7.624	17.199	-55,7%	34.132	45.721	-25,3%

IE PARAGUAÇU						
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	4T25	4T24	Var (%)	2025	2024	Var (%)
Receita Operacional Bruta	45.128	58.122	-22,4%	174.476	182.730	-4,5%
Deduções à receita operacional	-4.493	-4.518	-0,6%	-18.615	-17.723	5,0%
Receita Operacional Líquida	40.635	53.604	-24,2%	155.861	165.007	-5,5%
Custos e Despesas	-2.855	12.778	n.a	-8.849	6.700	n.a
Depreciação	-4.658	-4.780	-2,6%	-18.620	-18.625	0,0%
EBITDA	37.780	66.382	-43,1%	147.012	171.707	-14,4%
Resultado do Serviço	33.122	61.602	-46,2%	128.392	153.082	-16,1%
Resultado Financeiro	-15.165	590	n.a	-25.122	3.570	n.a
Outras receitas/despesas líquidas	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Lucro antes do IR & CSLL	17.957	62.192	-71,1%	103.270	156.652	-34,1%
IR & CSLL	4.067	475	756,2%	-4.524	-9.400	-51,9%
Lucro líquido	22.024	62.667	-64,9%	98.746	147.252	-32,9%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no EBITDA	18.890	33.191	-43,1%	73.506	85.854	-14,4%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no Lucro	11.012	31.334	-64,9%	49.373	73.626	-32,9%

IE IVAÍ						
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	4T25	4T24	Var (%)	2025	2024	Var (%)
Receita Operacional Bruta	104.591	104.585	0,0%	417.963	414.330	0,9%
Deduções à receita operacional	-10.993	-10.970	0,2%	-43.866	-42.884	2,3%
Receita Operacional Líquida	93.598	93.615	0,0%	374.096	371.446	0,7%
Custos e Despesas	-6.117	-5.890	3,8%	-22.408	-20.448	9,6%
Depreciação	-12.982	-26.301	-50,6%	-55.311	-70.367	-21,4%
EBITDA	85.829	123.343	-30,4%	350.085	386.617	-9,4%
Resultado do Serviço	74.499	61.424	21,3%	296.377	280.632	5,6%
Resultado Financeiro	-37.964	-54.622	-30,5%	-186.100	-203.087	-8,4%
Outras receitas/despesas líquidas	-1.652	35.619	n.a	-1.603	35.619	n.a
Lucro antes do IR & CSLL	34.884	42.420	-17,8%	108.675	113.164	-4,0%
IR & CSLL	-9.477	-823	1051,8%	-34.569	-24.876	39,0%
Lucro líquido	25.407	41.597	-38,9%	74.105	88.288	-16,1%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no EBITDA	42.915	61.672	-30,4%	175.043	193.309	-9,4%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no Lucro	12.703	20.799	-38,9%	37.053	44.144	-16,1%

AIE (IE IVAÍ + IE PARAGUAÇU + IE AIMORÉS)						
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	4T25	4T24	Var (%)	2025	2024	Var (%)
Receita Operacional Bruta	179.882	198.773	-9,5%	709.283	715.108	-0,8%
Deduções à receita operacional	-18.507	-18.415	0,5%	-74.623	-72.284	3,2%
Receita Operacional Líquida	161.375	180.358	-10,5%	634.659	642.824	-1,3%
Custos e Despesas	-11.307	11.667	n.a	-37.711	-12.740	196,0%
Depreciação	-20.363	-33.800	-39,8%	-84.817	-99.867	-15,1%
EBITDA	148.416	227.643	-34,8%	595.345	665.703	-10,6%
Resultado do Serviço	129.705	158.225	-18,0%	512.131	530.218	-3,4%
Resultado Financeiro	-62.160	-54.209	14,7%	-226.103	-198.111	14,1%
Outras receitas/despesas líquidas	-1.652	35.619	n.a	-1.603	35.619	n.a
Lucro antes do IR & CSLL	65.894	139.634	-52,8%	284.426	367.726	-22,7%
IR & CSLL	-3.216	-973	230,6%	-43.310	-40.744	6,3%
Lucro líquido	62.678	138.661	-54,8%	241.115	326.982	-26,3%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no EBITDA	74.208	113.822	-34,8%	297.673	332.852	-10,6%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no Lucro	31.339	69.331	-54,8%	120.558	163.491	-26,3%

Anexo VII – Covenants (R\$ milhões)

BNDES (apuração anual)	
Dívida Líquida 31/12/25	15.666,4
EBITDA últimos 12 meses	4.315,8
Dívida Líquida/EBITDA 31/12/25	3,63
Patrimônio Líquido 31/12/25	21.437,0
Divida Liq./(Divida Liq. + PL) 31/12/25	0,42

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 31/12/2025, soma o montante de R\$ 681,8 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. A última apuração ocorreu em 31 de dezembro de 2025. O indicador de Dívida Líquida/EBITDA de acordo com essa metodologia foi de **3,63x** no 4T25. Em novembro de 2025, a Companhia recebeu carta do BNDES formalizando a anuência prévia e a abstenção da declaração de vencimento antecipado de determinados contratos de financiamento, no contexto do acompanhamento dos indicadores financeiros referentes ao exercício de 2025.

Anexo VIII – Balanço Patrimonial – IFRS

Ativo (R\$ mil)	Consolidado	
	30/12/2025	31/12/2024
CIRCULANTE		
Caixa e equivalentes de caixa	1.356.062	2.914.747
Aplicações Financeiras	808.924	485.995
Ativo de concessão	4.106.084	3.604.640
Estoques	72.704	94.384
Tributos e contribuições a compensar	229.311	453.046
Instrumentos financeiros derivativos	37.384	41.658
Créditos com partes relacionadas	126.579	142.546
Despesas pagas antecipadamente	6.061	19.461
Caixa restrito	0	0
Adiantamento a Fornecedores	0	0
Outros	344.330	182.972
	7.087.439	7.939.449
NÃO CIRCULANTE		
Realizável a longo prazo		
Caixa restrito	18.888	17.862
Ativo de concessão	32.325.214	27.442.183
Valores a receber - Secretaria da Fazenda	2.760.806	2.564.527
Cauções e depósitos vinculados	46.049	43.650
Estoques	94.871	140.344
Instrumentos financeiros derivativos	20.406	84.715
Outros	76.525	124.936
	35.342.759	30.418.217
Investimentos	4.154.815	4.354.888
Imobilizado	180.126	153.613
Intangível	436.233	438.465
	4.771.174	4.946.966
	40.113.933	35.365.183
Total do Ativo	47.201.372	43.304.632

Passivo e Patrimônio Líquido (R\$ mil)	Consolidado	
	30/12/2025	31/12/2024
CIRCULANTE		
Empréstimos e financiamentos	90.082	82.056
Debêntures	496.001	1.109.914
Arrendamento	18.677	12.020
Instrumentos financeiros derivativos	2.916	-
Fornecedores	254.445	182.169
Tributos e encargos sociais a recolher	213.325	139.146
Encargos Regulatórios a recolher	66.723	64.270
Juros sobre capital próprio e dividendos a	422.540	1.329.622
Obrigações trabalhistas	79.962	71.658
Valores a pagar – Vivest	1.335	351
Outros	240.765	273.612
	1.886.771	3.264.818
NÃO CIRCULANTE		
Exigível a longo prazo		
Empréstimos e financiamentos	669.117	651.766
Debêntures	14.696.513	11.392.559
Arrendamento	36.959	25.489
Instrumentos financeiros derivativos	17.312	-
Fornecedores	3.456	1.393
Provisão para Contingências	163.035	197.271
PIS e COFINS Diferidos	2.966.130	2.493.513
Imposto de renda e contribuição social	5.287.595	5.175.168
Encargos Regulatórios a recolher	35.404	30.763
Outros	2.069	610
	23.877.590	19.968.532
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital Social	3.590.020	3.590.020
Reservas de Capital	666	666
Reservas de Lucro	17.183.674	15.950.329
Outros Resultados Abrangentes	97.785	173.566
Dividendos adicionais propostos	279.322	-
	21.151.467	19.714.581
Participação de não controladores nos fundos de investimentos	285.544	356.701
	21.437.011	20.071.282
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	47.201.372	43.304.632

Anexo IX – Demonstração de Resultados – IFRS

Demonstração de Resultado (IFRS) (R\$ milhões)	Consolidado					
	4T25	4T24	Var (%)	2025	2024	Var (%)
Receita Operacional Líquida	3.007,3	2.520,1	19,3%	9.411,2	7.966,6	18,1%
Receita de infraestrutura, operação e manutenção, ganho de eficiência na implementação da infraestrutura e outras, líquidas	2.149,0	1.739,6	23,5%	6.734,7	5.218,2	29,1%
Remuneração dos ativos da concessão, líquida	858,3	780,5	10,0%	2.676,4	2.748,4	-2,6%
Custos dos Serviços de Implementação da infraestrutura, operação e manutenção e de serviços prestados	-1.876,8	-1.459,0	28,6%	-5.708,0	-4.229,1	35,0%
Lucro Bruto	1.130,5	1.061,0	6,5%	3.703,1	3.737,5	-0,9%
Receitas e Despesas Operacionais	47,9	67,5	-28,9%	428,8	1.393,8	-69,2%
Receitas – Revisão Tarifária Periódica (RTP)	0,0	0,0	N.A.	159,5	1.152,7	-86,2%
Gerais e Administrativas	-70,3	-156,7	-55,1%	-252,9	-347,5	-27,2%
Honorários da administração	-3,2	-2,9	11,5%	-17,5	-17,1	2,7%
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	14,1	-9,2	-253,7%	28,8	21,1	36,2%
Resultado de equivalência patrimonial	107,3	236,2	-54,6%	511,0	584,6	-12,6%
Lucro antes das receitas e despesas financeiras e dos impostos sobre o lucro	1.178,4	1.128,5	4,4%	4.131,9	5.131,3	-19,5%
Resultado Financeiro	-354,8	-263,9	34,5%	-1.351,6	-962,6	40,4%
Receitas financeiras	113,6	116,2	-2,2%	445,9	283,8	57,1%
Despesas financeiras	-468,4	-380,0	23,3%	-1.797,5	-1.246,5	44,2%
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	823,6	864,6	-4,7%	2.780,3	4.168,7	-33,3%
Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-72,3	360,3	-120,1%	-269,3	-615,9	-56,3%
Corrente	-67,0	396,6	-116,9%	-112,0	-59,2	89,2%
Diferido	-5,4	-36,2	-85,2%	-157,3	-556,7	-71,7%
Lucro/Prejuízo Consolidado	751,2	1.225,0	-38,7%	2.511,0	3.552,7	-29,3%
Participação do Acionista não Controlador	-16,6	-13,3	24,9%	-63,1	-54,3	16,2%
Lucro/Prejuízo	734,7	1.211,7	-39,4%	2.447,9	3.498,4	-30,0%

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

Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais (R\$ mil)	Consolidado	
	2025	2024
Fluxo de caixa das atividades operacionais	-6.519.602	-5.096.144
Lucro líquido do período	2.511.015	3.552.731
Benefício a empregados – déficit atuarial	7.692	44.624
Depreciações e amortizações	34.692	37.357
PIS e COFINS diferidos	472.617	458.852
IR e CS diferidos	157.279	556.723
Provisão para Demandas Judiciais	17.781	75.927
Valor residual de ativo permanente baixado	64	2.782
Benefício Fiscal - Ágio Incorporado	36	37
Receita sobre aplicações financeiras	-152.271	-164.042
Juros e variações cambiais sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	1.720.848	1.209.509
Juros e variações cambiais sobre ativos e passivos	-45.608	11.330
Resultado de equivalência patrimonial	-511.049	-584.578
Contas a receber - Ativo de Concessão	-10.692.224	-10.262.943
Instrumentos financeiros	3.850	0
Realização de ativo de Concessão na aquisição de Controlada	18.792	19.862
Transações com acionistas não controladores	-63.116	-54.315
(Aumento) diminuição de ativos	5.428.952	5.015.038
Caixa restrito	0	0
Contas a receber - Ativo de concessão	5.307.749	5.205.495
Estoques	67.153	65.143
Valores a receber - Secretaria da Fazenda	-196.279	-193.220
Tributos e contribuições a compensar	301.592	-175.722
Cauções e depósitos vinculados	-548	448
Despesas pagas antecipadamente	13.400	-6.729
Crédito com controladas	0	0
Outros	-64.115	119.623
Aumento (diminuição) de passivos	-124.252	-100.371
Fornecedores	74.339	3.830
Tributos e encargos sociais a recolher	158.568	213.456
Pagamentos IR/CSLL	-225.389	-422.317
Obrigações trabalhistas	8.304	7.718
Encargos regulatórios a recolher	10.614	8.263
Valores a pagar Vivest	-67.218	-20.715
Reserva Global de Reversão	-2.481	-2.480
Outros	-80.989	111.874
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais	-1.214.902	-181.477
Caixa gerado (utilizado) nas atividades de investimentos	390.931	1.317.777
Caixa restrito	-1.026	6.373
Aplicações financeiras	-6.949.394	-6.296.500
Resgates de Aplicações financeiras	6.707.579	7.445.884
Aquisição de Imobilizado	-27.604	-35.888
Intangível	-16.845	-7.514
Dividendos recebidos	678.221	205.422
Caixa utilizado nas atividades de financiamentos	-734.714	1.532.628
Adições Empréstimos e Debêntures	3.921.602	4.116.668
Pagamentos Empréstimos e Debêntures (principal)	-1.771.288	-554.936
Pagamentos Empréstimos e Debêntures (juros)	-1.153.908	-772.742
Pagamentos Arrendamento Mercantil (principal e juros)	-17.057	-20.295
Instrumentos financeiros derivativos	4.849	3.003
Dividendos e juros sobre capital próprios pagos	-1.718.912	-1.239.070
Aumento (redução) líquido em caixa e equivalentes de caixa	-1.558.685	2.668.928
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	2.914.747	245.819
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	1.356.062	2.914.747
Varição em caixa e equivalentes de caixa	-1.558.685	2.668.928

isa
ENERGIA

EARNINGS RELEASE 4Q2025

**Natalia Beatriz Pereira
Nascimento Sorreano**
Substation Technique and
Maintenance



Learn more
about the
evolution of
our brand



São Paulo, February 24, 2026 – ISA ENERGIA BRASIL S.A. (“ISA ENERGIA BRASIL”, the “Company”, B3: ISAE3 and ISAE4) announces its results for the fourth quarter of 2025 (4Q25). The Regulatory Results are presented in accordance with the procedures and guidelines issued by the Regulatory Authority and the accounting policies established in the Electric Power Sector Accounting Manual (“MCSE”), with the purpose of contributing to a better understanding of the Company’s business. The regulatory results are audited annually by the same independent auditor of the Company’s statutory financial statements and are not reviewed on a quarterly basis. Additionally, results prepared in accordance with the rules of the Brazilian Securities and Exchange Commission (“CVM”) and the accounting standards issued by the Brazilian Accounting Pronouncements Committee (“CPC”), as well as in compliance with the International Financial Reporting Standards (“IFRS”) issued by the International Accounting Standards Board (“IASB”), can be found in the “Appendices” section of this document.

Regulatory Indicators (R\$ million)	Consolidated					
	4Q25	4Q24	Chg (%)	2025	2024	Chg (%)
Net Revenue	1,120.8	1,156.6	-3.1%	4,353.6	4,557.0	-4.5%
PMSO	-218.6	-230.0	-5.0%	-770.5	-804.4	-4.2%
Manageable PMSO	-216.7	-218.5	-0.8%	-762.8	-759.0	0.5%
EBITDA	854.0	794.3	7.5%	3,455.3	3,541.0	-2.4%
EBITDA Margin	76.2%	68.7%	7.5 p.p	79.4%	77.7%	1.7 p.p
Net Income ¹	482.7	810.1	-40.4%	1,625.8	2,076.6	-21.7%
Net Margin	43.1%	70.0%	-27.0 p.p	37.3%	45.6%	-8.2 p.p
ROE (LTM)	20.5%	20.9%	-0.4 p.p	20.5%	20.9%	-0.4 p.p
Net Debt	14,127.9	10,229.8	38.1%	14,127.9	10,229.8	38.1%
CapEx (ex-M&A)	1,698.8	1,291.3	31.6%	5,103.6	3,634.5	40.4%

¹ Adjusted by non-controlling interest.

Financial Highlights 4Q25



Net Income R\$ 1,120.8 million (-3.1%)



PMSO: R\$ 218,6 million (-5.0%)



EBITDA R\$ 854.0 million (+7.5%)



CapEx R\$ 1.698,8 million (+31.6%)



Net Debt R\$ 14,127.9 million (+38.1%)

Conference Call 4Q25

Conference call in Portuguese with simultaneous translation into English

Data: February 25, 2026

Time: 10h00 (BRT) / 08h00 (EDT)

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

All connection data is available on the Investor Relations website:

ri.isaenergiabrasil.com.br/en

EVENTS OF THE PERIOD

20^a issuance of debentures

On October 27th, 2025, the Company completed its 20th issuance of unsecured, non-convertible debentures, in two series, totaling R\$ 2,000 million. The maturities were set at 12 and 15 years from the issuance date, with costs of IPCA + 6.66% and IPCA + 6.64%, respectively. [Click here](#) to access the offering documents.

Start of Commercial Operation of the Riacho Grande Project

On November 3rd, 2025, ISA ENERGIA BRASIL informed the market of the start of commercial operations of the Riacho Grande project (contract 01/2020), five months ahead of the deadline established by the Brazilian Electricity Regulatory Agency ("ANEEL"). As a result, the Company began operating and receiving revenues upon obtaining the Definitive Release Term ("TLD") from the National Electric System Operator ("ONS"), entitling it to receive 90% of the project's Annual Allowed Revenue ("AAR") of R\$ 93.1 million (tariff cycle 2025/2026). The project has an estimated EBITDA margin of approximately 90% and is subject to the actual profit tax regime as of 2026. It comprised the implementation of 45 km of underground transmission lines and 9 km of overhead transmission lines, as well as the construction of a compact, gas-insulated substation with an installed capacity of 800 MVA and the expansion of two existing substations. Total project investment amounts to approximately R\$ 939.1 million. [Click here](#) to access the Material Fact.

Start of Commercial Operations of block 1 of Piraquê project

On November 17th, 2025, the Company obtained the Definitive Release Term ("TLD") and began operating and receiving revenues from Block 1 of the Piraquê project. Block 1 comprised the implementation of 143 km of 500 kV double-circuit transmission lines and the construction of the Janaúba 6 substation, as well as the expansion of the Janaúba 3 substation and the installation of a 500 kV switchyard at the Jaíba substation. Block 1 is entitled to receive 30% of the project's Annual Allowed Revenue ("AAR") of R\$ 343.1 million (tariff cycle 2025/2026), with an estimated EBITDA margin of approximately 95% and subject to the actual profit tax regime. Overall, the Piraquê project has an ANEEL-approved investment of R\$ 4.4 billion (real terms, December 2025) and its construction is fully financed through green infrastructure debentures. [Click here](#) to access the Notice to the Market.

Request for Prior Consent from BNDES

On December 1st, 2025, the Company informed the market that, on November 28th, 2025, it received a letter from the Brazilian Development Bank (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – "BNDES") formalizing the waiver of early maturity of the financing agreements No. 13.2.1344.1, No. 17.2.0291.1 and No. 21.2.0416.1 entered into between the Company and BNDES, due to a potential breach of the financial covenants "Net Debt / Adjusted EBITDA" and/or "Net Debt / (Net Debt + Shareholders' Equity)" for the fiscal year 2025. [Click here](#) to get further information.

Optional Early Redemption of the 12th Debenture Issuance

On December 12th, 2025, the Company carried out the optional early redemption of the entire number of debentures issued under its 12th issuance of unsecured, non-convertible debentures, totaling R\$ 0.7 billion. [Click here](#) to access the offering documents

Announcement of Distribution of Interest on Equity

On December 19th, 2025, the Board of Directors of ISA ENERGIA BRASIL approved the distribution of interest on equity ("IOE") in the total amount of R\$ 495,255,565.40, corresponding to R\$ 0.751659 per share of both classes of shares (common "ISAE3" and preferred "ISAE4"). The distribution of the IOE amount, net of withholding income tax, will be made in three payments, each with its respective record date, ex-dividend date and payment date. [Click here](#) to access the full Notice to Shareholders.

Start of Commercial Operations of the FACTS M-SSSC System

On December 22nd, 2025, ISA ENERGIA BRASIL announced the start of commercial operations of the Flexible Alternating Current Transmission Systems ("FACTS") of the Modular Static Synchronous Series Compensator ("M-SSSC") type, an unprecedented technology in Brazil that enables the redirection of power flows between circuits, reducing overloads and optimizing the existing network. The reinforcement project, linked to the Concessão Paulista (contract No. 059/2001) and approved by ANEEL in September 2024, was developed in partnership with the Energy Research Office ("EPE") and ONS.

The first stage, completed with the temporary installation of three modules at the Ribeirão Preto substation, involved CapEx of R\$ 75 million and AAR of approximately R\$ 12 million (tariff cycle 2025/2026). The second stage, classified as a small-scale retrofit is scheduled for 2027 and will involve CapEx of R\$ 15 million for the permanent transfer of the system to the Votuporanga and São José do Rio Preto substations. [Click here](#) to access the Market Announcement.

Message from the CEO

The year 2025 marked a significant step forward in the growth trajectory of our Company in Brazil. Maintaining operational discipline, we expanded our transmission network to more than 23 thousand kilometers across 18 states and increased installed transformation capacity to 84,910 MVA, an addition of 2,285.75 MVA compared to the previous year. These results strengthen the reliability of the National Interconnected System ("SIN") and enable the safe integration of new generation projects in strategic regions of the country.

This growth was driven by the delivery of essential projects throughout 2025. Highlights to: Água Vermelha Project, energized in May, which accelerated the integration of solar generation projects in the northwest of São Paulo state and the Triângulo Mineiro, while also expanding the flow of biomass surplus. The Riacho Grande Project, which entered commercial operation in October ahead of the regulatory schedule, reinforced supply to the metropolitan region and the city of São Paulo. In November, we energized the first block of the Piraquê Project, expanding the transmission of renewable energy in northern Minas Gerais. These projects demonstrate our commitment to the responsible expansion of SIN and to value creation aligned with societal needs and supply security.

We therefore reaffirm our leadership role in the transmission sector, consistently guided by innovation and operational excellence.

In 2025, we launched the ISA 2040 Strategy – Energy that gives life to the transition, which guides our long-term vision. The strategy strengthens our core transmission business and opens avenues for new opportunities in energy storage and decentralized solutions, while maintaining our commitment to generating positive impacts for communities and the environment.

Being a protagonist in a fair, safe and clean energy transition requires resilient and intelligent infrastructure. Accordingly, we prioritized innovation through the adoption of automated drone inspections and by pioneering the use of FACTS technology of the M-SSSC type in Brazil. These initiatives increase network flexibility and prepare the system for an increasingly sustainable and decarbonized electricity matrix.

At ISA ENERGIA BRASIL, sustainability is at the core of our commitments. In 2025, we formalized our path toward Net Zero 2050, advanced our Climate Adaptation Plan and incorporated technologies to anticipate extreme events, such as the integration of meteorological data and off-grid cameras for wildfire detection. During COP30, we reinforced our climate agenda by entering a PD&I project with EPE and Fundação Getúlio Vargas ("FGV") to develop regulatory proposals aimed at enhancing climate resilience of transmission assets.

We remain committed to the Ten Principles of the United Nations Global Compact, integrating these values into our governance and business ethics. Our trajectory has been recognized by the market, as we are simultaneously included in the ISE, ICO2 and IDIVERSA B3 index and have maintained the GHG Protocol Gold Seal for the sixth consecutive year, consolidating our climate leadership and our vocation as a B2S (Business to Society) company.

From a regulatory perspective, we maintained a transparent and technically rigorous approach in addressing challenges. We responsibly managed the impacts of the RBSE review conducted by ANEEL, preserving our investment capacity. We also acted as a mediator before the Superior Court of Justice ("STJ") in discussions regarding the application of Law No. 4,819/1958, demonstrating confidence in institutions and in dialogue as pathways to legal and regulatory certainty.

The results achieved in 2025 were robust, with IFRS net revenue of R\$ 9,411.2 million and IFRS net income of R\$ 2,477.9 million. Under the regulatory perspective, net revenue reached R\$ 4,353.6 million and net income totaled R\$ 1,625.8 million. These results are aligned with our strategy of sustainable value creation and generate meaningful benefits for both shareholders and society, which benefits from the reliability and expansion of the transmission network enabled by our investments.

In 2025, we recorded a new investment record, totaling more than R\$ 5.1 billion dedicated to ensuring the security and reliability of the SIN. Of this amount, R\$ 1.7 billion was invested in retrofitting and improvement projects in the state of São Paulo, representing the largest annual investment ever made in the modernization of our installed base. Additionally, we invested R\$ 3.4 billion in greenfield projects, also a new annual record, advancing the construction of key projects awarded in recent auctions.

While the main purpose of this message is to report the achievements of 2025, the year was also marked by deep reflection. Regrettably, we recorded two fatal accidents involving workers from contractor companies. We reiterate our non-negotiable commitment to life, having immediately implemented actions to review protocols, intensify training and strengthen preventive practices. Safety is and will remain the absolute pillar of our organizational culture.

These lessons reinforce our determination to evolve and to create and implement mechanisms to mitigate risks, protect lives and plan for the coming years. Our commitment is to continuously and responsibly reduce the negative impacts of our operations, guided by strong ethics, integrity and respect for people and the environment.

We concluded 2025 convinced that, as a part of ISA – Interconexión Eléctrica S.A. companies, the leading transmission company on the continent, we are prepared for future challenges, supported by investments in safety, innovation, resilience and sustainability. It is people and partners who make this journey possible, transforming purpose into achievements and ensuring that transmitted energy continues to drive Brazil's future.

We enter 2026 with renewed confidence, reaffirming our commitment to a responsible energy transition and placing the planet, society and people at the center of ISA ENERGIA BRASIL's decisions.

Rui Chammas
Chief Executive Officer

Considerations about financial information

The financial information presented in this document relating to three months period ended on December 31st, 2025 were 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 28th, 2021 and ANEEL Order 2,904 of September 17th, 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 regulatory accounting, according to Normative Resolution 933 and ANEEL Order 2,904:

(R\$ million)	Consolidated					
	4Q25	4Q24	Chg (%)	2025	2024	Chg (%)
(=) Regulatory Net Income	482.7	810.1	-40.4%	1,625.8	2,076.6	-21.7%
(+) Non-controlling shareholder particip.	16.6	13.3	24.9%	63.1	54.3	16.2%
(+) IRPJ/CSLL	-85.4	-427.0	-80.0%	5.7	-24.5	n.a
(-) Equity Income	-89.2	-108.4	-17.7%	-356.2	-377.1	-5.5%
(+) Financial Result	354.7	263.8	34.4%	1,350.9	962.3	40.4%
(+) Depreciation/Amortization	174.6	242.4	-28.0%	766.0	849.3	-9.8%
(=) Regulatory EBITDA	854.0	794.3	7.5%	3,455.3	3,541.0	-2.4%
(+) Equity Income	89.2	108.4	-17.7%	356.2	377.1	-5.5%
(=) Regulatory EBITDA CVM 156/2022	943.2	902.7	4.5%	3,811.5	3,918.1	-2.7%

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).

TABLE OF CONTENTS

EVENTS OF THE PERIOD	3
OPERATING REVENUE	10
O&M COSTS AND EXPENSES	12
EBITDA AND MARGIN	14
FINANCIAL RESULT	15
EQUITY INCOME	16
IRPJ AND CSLL	17
NET INCOME ¹	19
COMPARISON OF RESULTS (REGULATORY VS. IFRS)	20
DEBT	22
INVESTMENTS	23
INVESTMENTS IN RETROFITTING AND IMPROVEMENTS PROJECT (“R&I”)	23
INVESTIMENTOS EM PROJETOS <i>GREENFIELD</i>	23
CAPITAL MARKET	25
OWNERSHIP BREAKDOWN	25
STOCK PERFORMANCE	25
SUSTAINABILITY	26
PERIOD HIGHLIGHTS	26
INDICADORES DE SUSTENTABILIDADE	26
SUBSEQUENT EVENTS	29
OTHER MATERIAL INFORMATION	30
PERIODIC TARIFF REVIEW (RTP) – NEW CONCESSIONS	30
2025 RTP – NEW CONCESSIONS	30
AAR TARIFF CYCLE 2025/2026	30
PAULISTA CONCESSION RENEWAL - CONTRACT 059/2001 (RBNI/RBSE)	33
SUPPLEMENTARY RETIREMENT PLAN – LAW 4,819/58	34
GLOSSARY	36
ATTACHMENTS	39

OPERATING PERFORMANCE

The Company's main operating performance indicator is the Energy Not Supplied Index ("IENS"), calculated as the percentage ratio between the total energy not supplied during all occurrences in the period and the total energy that would have been supplied in the absence of interruptions. In other words, it represents the energy that was not consumed as a result of an interruption.

The proper management of the IENS is of paramount importance, as transmission companies are remunerated for the availability of their assets through the Annual Allowed Revenue ("AAR"), and any network unavailability may result in revenue reductions through discounts known as the Variable Portion ("PV").

Below is the Company's IENS^{1,2} measurement throughout 2025:

IENS % 2025



¹ Only the basic network assets are considered.

² Data in the December/2025 report from SIN.

Variable Portion ("PV")

PV corresponds to the portion of a transmission concessionaire's revenue that varies according to the availability of transmission facilities, in accordance with regulatory rules. This mechanism may result in revenue reductions due to outages or failures above the established limits, reflecting the availability of transmission assets. The PV indicator is calculated as the ratio between the gross PV for the period under analysis and the amount of AAR.

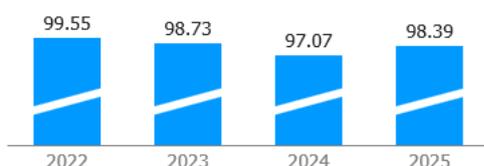
In 2025, the accumulated PV performance was 14 bps better compared to 2024, mainly due to a reduction in line failures. Despite the occurrence of several extreme weather events throughout the second half of 2025, there was no impact on the Company's accumulated operational performance for the year.

VP - Variable Portion % 2025

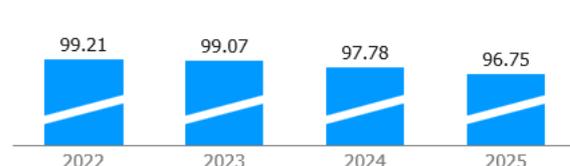


Asset Availability (%)

Transmission lines



Power Transformers



*Only the basic network assets are considered

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

***Data accumulated in the form of a moving window.

****Source: ONS.

FINANCIAL PERFORMANCE (Regulatory Results)

Operating Revenue

Operating Revenue (R\$ million)	Consolidated					
	4Q25	4Q24	Chg (%)	2025	2024	Chg (%)
Eletric Network Revenue	1,299.7	1,314.5	-1.1%	4,984.5	5,179.6	-3.8%
RBSE	511.5	568.6	-10.0%	2,160.3	2,429.7	-11.1%
Paulista Concession (059/2001 contract)	476.1	431.1	10.4%	1,816.3	1,658.3	9.5%
Operating & Maintenance (O&M) ¹	238.3	235.1	1.3%	946.8	940.6	0.7%
Retrofitting & Improvements (R&I)	237.8	196.0	21.4%	869.5	717.7	21.2%
New Concessions	296.8	247.7	19.8%	1,070.5	934.0	14.6%
PA and anticipation	-20.8	49.4	n.a	-184.3	66.7	n.a
Variable Portion (PV)	-20.6	-27.6	-25.1%	-64.8	-74.2	-12.6%
Regulatory charges ex RAP (CDE and PROINFRA)	56.7	45.3	25.0%	186.6	165.2	13.0%
Others	13.0	14.0	-7.1%	46.9	52.9	-11.3%
Gross Revenue	1,312.8	1,328.6	-1.2%	5,031.5	5,232.5	-3.8%
Deduction	-192.3	-172.0	11.8%	-678.2	-675.5	0.4%
Taxes and Contributions (PIS & Cofins)	-114.8	-111.8	2.7%	-434.3	-456.2	-4.8%
Regulatory charges ex RAP (CDE and PROINFRA)	-51.1	-42.8	19.4%	-168.0	-151.8	10.7%
Regulatory charges in RAP (P&D, RGR and TFSEE)	-26.4	-17.4	52.0%	-75.9	-67.5	12.4%
Total	1,120.4	1,156.6	-3.1%	4,353.3	4,557.1	-4.5%

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

Consolidated gross operating revenue reached R\$ 1,312.8 million in 4Q25, a decrease of R\$ 15.8 million compared to 4Q24 (-1.2%). In full-year 2025, gross operating revenue totaled R\$ 5,031.5 million, down 3.8% compared to 2024. In addition to the tariff cycle adjustment for the 2025/2026 cycle, with the readjustment of AAR based on the Consumer Price Index ("IPCA") for the period (5.32%), the main variations in the period were:

Paulista Concession (contract 059/2001)

- ▲ Incorporation of AAR from large-scale Reinforcements and Improvements ("R&I") projects energized over the last 12 months;
- ▼ Reduction of the financial component of RBSE following the ANEEL Board of Directors' decision in June 2025;
- ▼ Application of the downward trajectory of O&M AAR established in the 2024 Periodic Tariff Review ("RTP").

New concessions

- ▲ Energization of the Minuano project in 4Q24, Água Vermelha in 2Q25, Riacho Grande in 4Q25, and the partial start-up of the Piraquê project in 4Q25.

Adjustment Portion ("PA") and Anticipation

PA + Anticipations + Reimbursements (R\$ Million)	Consolidated					
	4Q25	4Q24	Chg (%)	2025	2024	Chg (%)
PA cycle Readjustment	0.6	0.5	17.8%	-39.2	-21.6	81.2%
PA RBSE and RTP	0.0	-22.9	-100.0%	-154.6	-4.8	3146.2%
RBSE	0.0	-22.9	-100.0%	-320.9	-91.7	250.0%
RTP	0.0	0.0	n.a.	166.3	86.9	91.3%
Retrofitting Annual Fee	11.0	20.5	-46.4%	62.9	40.9	53.6%
Anticipation (Sector Surplus Deficit)	-32.3	2.7	n.a.	-144.2	-139.2	3.6%
CDE Reimbursement	0.0	48.7	-100.0%	90.8	191.4	-52.5%
TOTAL	-20.8	49.4	n.a.	-184.3	66.7	n.a.

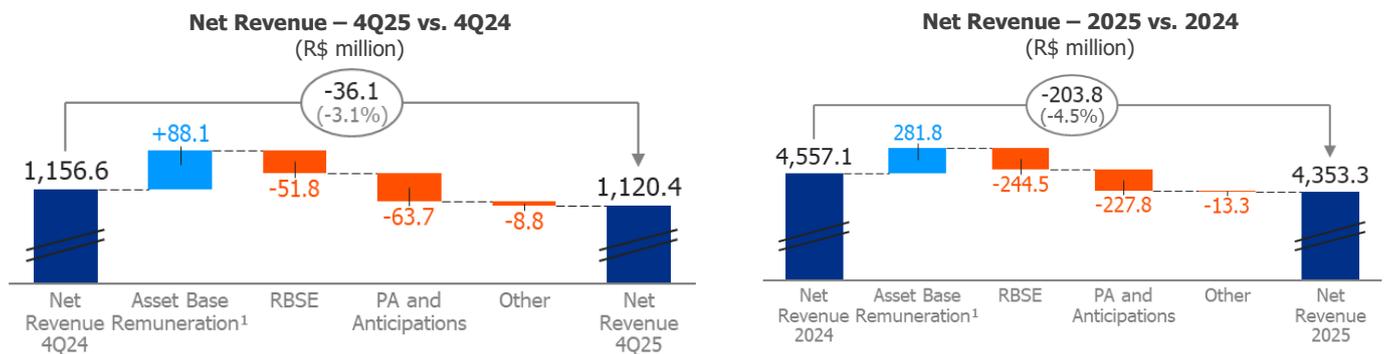
- ▼ Impact of the Energy Development Account ("CDE"): As of August 2025, the Company changed the accounting treatment of CDE, which ceased to be recognized in profit or loss. This change resulted from the understanding that the CDE represents a pass-through item and does not constitute the Company's own revenue; accordingly,

the gross CDE revenue previously recorded was fully provisioned in the subsequent month. In 4Q24, recorded CDE revenue amounted to R\$ 48.7 million, and in full-year 2024, it totaled R\$ 191.4 million;

- ▼ Lower volume of anticipations related to the sector's collection surplus or deficit (-R\$ 35.0 million vs. 4Q24);
- ▼ End of the retroactive receipt of the improvement's annuity related to the 2023/2024 tariff cycle in June 2025, due to the postponement of the RTP from July 2023 to July 2024; and
- ▲ End of the amortization of the Ke portion within the financial component of RBSE following the ANEEL Board of Directors' decision on June 10th, 2025. The balance of this PA, which was recognized in 2020 after the first RTP of the Paulista Concession and had its amortization period extended through 2028 due to the reprofiling of the RBSE financial component, had been amortized monthly in line with its receipt through AAR.

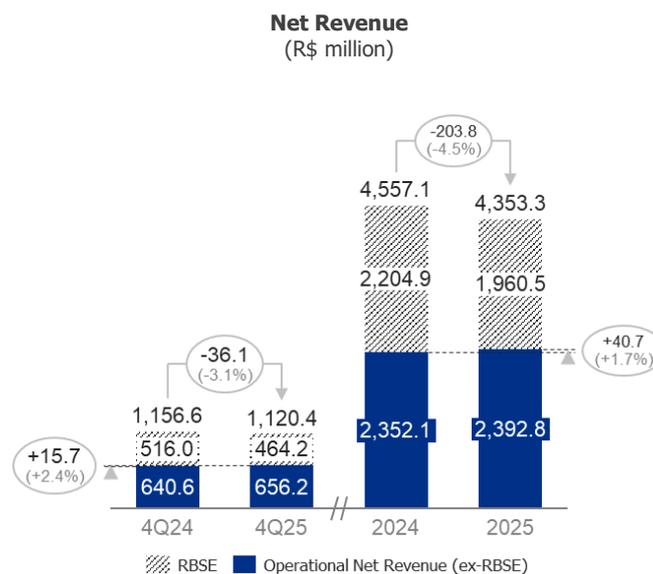
NET REVENUE

Net revenue decreased by R\$ 36.1 million (-3.1%) compared to 4Q24, totaling R\$ 1,120.4 million. Accumulated net revenue decreased by R\$ 203.8 million (-4.5%) in 2025, totaling R\$ 4,353.3 million.



¹ Considers adjustment by the IPCA and project energization

Net revenue ex-RBSE reached R\$ 656.2 million in 4Q25, an increase of R\$ 15.7 million (+2.4% vs. 4Q24). In full-year 2025, net revenue ex-RBSE increased by 1.7%, totaling R\$ 2,392.8 million. The reduction in RBSE was partially offset by the following effects: (i) energization of large-scale R&I projects over the last 12 months; (ii) energization of the Minuano, Água Vermelha, Riacho Grande and Piraquê (Block 1) projects; and (iii) tariff cycle radjustment based on inflation.



O&M Costs and Expenses

The manageable portion of Personnel, Materials, Services and Other costs and expenses ("PMSO") totaled R\$ 216.7 million in 4Q25, a decrease of 0.8% compared to 4Q24. Accumulated manageable PMSO for the year amounted to R\$ 762.8 million, an increase of 0.5% compared to 2024.

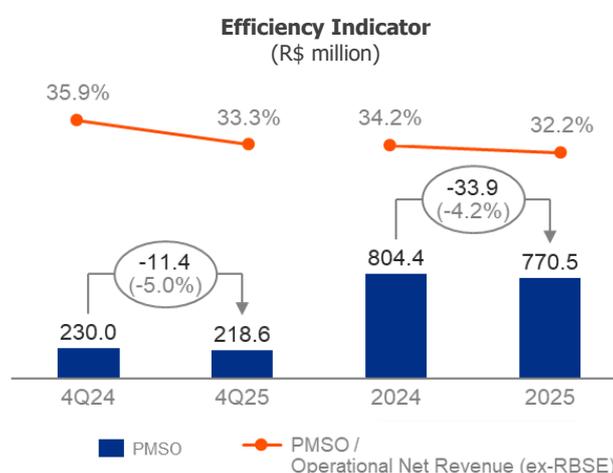
O&M Costs and Expenses (R\$ million)	Consolidated					
	4Q25	4Q24	Chg (%)	2025	2024	Chg (%)
Personnel	-108.5	-112.7	-3.7%	-419.0	-415.3	0.9%
Material	-7.7	-7.7	0.2%	-24.6	-26.5	-7.1%
Services	-70.6	-73.9	-4.4%	-216.6	-222.9	-2.8%
Others	-29.8	-24.2	23.2%	-102.5	-94.2	8.8%
Manageable PMSO	-216.7	-218.5	-0.8%	-762.8	-759.0	0.5%
Non-recurring	0.0	-0.3	-100.0%	0.0	-0.8	-100.0%
Private Pension Entity	-1.9	-11.2	-82.8%	-7.7	-44.6	-82.8%
PMSO	-218.6	-230.0	-5.0%	-770.5	-804.4	-4.2%
Contingencies	-2.9	-71.8	-95.9%	-23.8	-82.6	-71.3%
Depreciation	-174.6	-242.4	-28.0%	-766.0	-849.3	-9.8%
Other costs and expenses	-177.6	-314.2	-43.5%	-789.7	-931.9	-15.3%
Total	-396.2	-544.2	-27.2%	-1,560.2	-1,736.3	-10.1%

The main events that caused variations in the manageable PMSO for the period are as follows:

- ▼ **Personnel:** (i) higher capitalization of technical staff hours; and (ii) lower spending on benefits due to one-off costs recorded in 4Q24 related to changes in the health insurance plan. These reductions were partially offset by (i) collective bargaining agreements signed in 4Q25; and (ii) higher provisioning related to profit sharing.
- ▼ **Services:** (i) lower spending on success-based legal fees; (ii) lower costs related to consulting services for the Internship and Trainee Programs; and (iii) lower maintenance expenses. These reductions were partially offset by higher expenses related to (i) information technology infrastructure services; and (ii) higher costs with asset conservation, right-of-way clearing and brush-cutting services.
- ▲ **Others:** (i) higher expenses with property insurance due to increases in insured values; (ii) software licenses; (iii) vehicle rental; and (iv) write-off of inventory items as a result of physical inventory counts.

In addition to the movements explained above, the provision related to private pension plans (actuarial liability estimated based on benefits, as provided in CPC33) reduced R\$ 9.2 million in the quarter (-82.8% vs. 4Q24). This variation does not have a cash effect and is mainly explained by the increase in the discount rate used to calculate the present value of future obligations, due to the rise in the NTN-B in the annual reassessment in December 2024.

The following chart shows the evolution of the Company's operational efficiency, measured by the ratio between PMSO and net revenue ex-RBSE.



CONTINGENCIES

In 4Q24, the Company recorded a non-recurring expense related to the provisioning of R\$ 69.6 million arising from a legal proceeding in which minority shareholders of “Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica” (“EPTE”) seek the annulment of its merger into the Company or, alternatively, the recognition of their right of withdrawal and the payment of the reimbursement value of their shares (for further details, see items 4.1 and 4.4 of the 2024 Reference Form).

DEPRECIATION

The Company recorded depreciation expenses of R\$ 174.6 million in 4Q25. The 28.0% decrease (R\$ 67.8 million) compared to the depreciation recorded in 4Q24 was mainly due to:

- i. The end of the accelerated depreciation of RBSE assets, which had a quarterly amount of R\$ 51.9 million and was concluded in June 2025. This depreciation referred to the period between the renewal of the Paulista Concession contract (January 2013) and the start of the payment of the economic component of RBSE (June 2017), which was amortized over eight years in accordance with regulation; and
- ii. The regularization and unitization of assets with ANEEL, which generated additional retroactive depreciation expenses of R\$ 15.0 million in 4Q24.

As a result, O&M costs and expenses totaled R\$ 396.2 million in 4Q25 (-27.2% vs. 4Q24), and on a full-year basis, O&M decreased by R\$ 176.1 million (-10.1% vs. 2024).

Other Operating Income and Expenses

Other Operating Income and Expenses (R\$ million)	Consolidated					
	4Q25	4Q24	Chg (%)	2025	2024	Chg (%)
Income	16.1	4.8	234.1%	74.2	43.0	72.4%
Disposal of Non-Operational Assets	1.9	3.4	-44.6%	14.2	28.4	-50.2%
Update of amounts of warrants receivable (SJC terrain)	3.0	1.4	116.1%	11.1	12.7	-12.6%
Insurance Indemnity Proceeds	8.8	0.0	N.A.	13.6	1.9	610.4%
Gain and Remuneration From SE Centro	2.4	0.0	N.A.	35.3	0.0	N.A.
Expenses	-59.2	-62.0	-4.5%	-171.2	-167.9	2.0%
Disposal of Non-Operational Assets	-3.9	-12.7	-69.4%	-18.2	-18.6	-2.0%
Amortization of capital gains (PBTE and SF Energia)	-14.3	-14.3	0.0%	-57.2	-57.2	0.0%
Cost of decommissioning assets*	-41.0	-35.0	17.3%	-95.8	-92.1	4.0%
Others	-2.2	-3.3	-33.7%	-7.0	-4.2	67.3%
Total	-45.3	-60.5	-25.2%	-104.1	-129.1	-19.4%

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

ISA ENERGIA BRASIL recorded an expense of R\$ 45.3 million under “Other Operating Income and Expenses” in 4Q25 (-25.2% vs. 4Q24). The improvement in this line item was mainly due to: (i) the receipt of insurance indemnities related to a transformer incident that occurred in 2022; (ii) lower costs related to the disposal of idle assets (-R\$ 8.8 million vs. 4Q24); and (iii) ANEEL’s approval of the remuneration due for the assets of the Centro Substation (“SE Centro”), generating additional revenue of R\$ 2.4 million. These effects were partially offset by higher decommissioning and disposal costs (+R\$ 6.0 million vs. 4Q24).

EBITDA and MARGIN

EBITDA totaled R\$ 854.0 million in 4Q25, an increase of R\$ 59.7 million (+7.5% vs. 4Q24), with a margin of 76.2% (+7.5 p.p. vs. 4Q24). On a full-year basis, EBITDA totaled R\$ 3,455.3 million in 2025 (-2.4% vs. 2024).

EBITDA (R\$ million)	Consolidated					
	4Q25	4Q24	Chg (%)	2025	2024	Chg (%)
Net revenue	1,120.8	1,156.6	-3.1%	4,353.6	4,557.0	-4.5%
Costs and expenses (ex-depreciation)	-221.6	-301.8	-26.6%	-794.3	-887.0	-10.5%
Other expenses and revenues (ex-amortization)	-45.3	-60.5	-25.2%	-104.1	-129.1	-19.4%
EBITDA	854.0	794.3	7.5%	3,455.3	3,541.0	-2.4%
EBITDA Margin	76.2%	68.7%	7.5 p.p.	79.4%	77.7%	1.7 p.p.

The variation is mainly explained by:

- ▲ The start of operations of greenfield projects and large-scale R&I projects over the last 12 months;
- ▲ Control of manageable costs and expenses and a reduction in the non-manageable portion;
- ▲ Reduction in the provision related to private pension plans;
- ▲ ANEEL's approval of the remuneration due for the assets SE Centro in July 2025;
- ▼ The end, in June 2025, of the retroactive receipt of the improvement's annuity related to the 23/24 tariff cycle;
- ▼ The reduction of the financial component of RBSE following ANEEL's decision in June 2025;
- ▼ Change in the accounting criteria for CDE.

EBITDA (R\$ million)	Consolidated + Non-consolidated					
	4Q25	4Q24	Chg (%)	2025	2024	Chg (%)
ISA ENERGIA BRASIL Consolidated	854.0	794.3	7.5%	3,455.3	3,541.0	-2.4%
Jointly-controlled subsidiaries	176.0	205.8	-14.5%	702.7	712.6	-1.4%
IE Madeira (51%)	79.9	73.8	8.2%	336.6	316.8	6.3%
IE Garanhuns (51%)	21.9	18.2	20.6%	68.4	62.9	8.7%
IE Aimorés (50%)	12.4	19.0	-34.6%	49.1	53.7	-8.5%
IE Paraguaçu (50%)	18.9	33.2	-43.1%	73.5	85.9	-14.4%
IE Ivaí (50%)	42.9	61.7	-30.4%	175.0	193.3	-9.4%
Total	1,030.0	1,000.1	3.0%	4,158.0	4,253.6	-2.2%

EBITDA from ISA ENERGIA BRASIL's interest in jointly controlled companies totaled R\$ 176.0 million in 4Q25, a decrease of R\$ 29.8 million (-14.5%) compared to 4Q24. On a full-year basis, EBITDA from jointly controlled companies totaled R\$ 702.7 million (-1.4% vs. 2024).

Total EBITDA, considering ISA ENERGIA BRASIL's consolidated results (parent company + subsidiaries) and jointly controlled companies (not consolidated), amounted to R\$ 1,030.0 million in 4Q25 (+3.0% vs. 4Q24). In the full-year 2025 comparison, total EBITDA decreased by R\$ 95.6 million (-2.2% vs. 2024). The performance in 4Q25 was mainly explained by the increase recorded in consolidated results due to the start of operations of the Água Vermelha, Riacho Grande and Piraquê (Block 1) projects between periods, as well as by the Company's interest in IE Garanhuns and IE Madeira. Further details are available in the 'Equity Income' section of this document ([click here](#)).

Financial Result

Financial Result (R\$ million)	Consolidated					
	4Q25	4Q24	Chg (%)	2025	2024	Chg (%)
Financial Income	113.6	116.2	-2.2%	445.9	283.8	57.1%
Financial investment income	115.7	90.3	28.1%	359.1	251.1	43.0%
Others	-2.1	25.9	-108.2%	86.8	32.7	165.2%
Financial Expenses	-468.3	-380.0	23.2%	-1,796.8	-1,246.2	44.2%
Interest and charges on loans	-383.7	-263.6	45.6%	-1,320.1	-877.7	50.4%
Monetary variation	-81.3	-106.8	-23.8%	-419.0	-339.8	23.3%
Others	-3.2	-9.6	-66.4%	-57.6	-28.6	101.5%
Total	-354.7	-263.8	34.4%	-1,350.9	-962.3	40.4%

The Company recorded net financial expenses of R\$ 354.7 million in 4Q25, an increase of R\$ 90.9 million (+34.4%) compared to 4Q24, mainly impacted by:

- ▲ **Interest and charges on loans:** reflecting the higher gross debt position (+20.6% vs. Dec/24), driven by the three fundraisings carried out by the Company in 2025 (18th to 20th issuances), in addition to the 4th BNDES disbursement in 1Q25 and the variation in the CDI rate during the period (+101 bps vs. 4Q24).
- ▼ **Monetary variation:** lower expense as a result of the slowdown in inflation during the quarter (0.8% in 4Q25 vs. 1.4% in 4Q24). For accounting purposes, 4Q considers inflation for the months from September to November;
- ▲ **Financial investments:** higher returns (+28.1% vs. 4Q24) due to the increase in the CDI rate during the period (+101 bps vs. 4Q24).

Equity Income

Equity Income (R\$ million)	Consolidated					
	4Q25	4Q24	Chg (%)	2025	2024	Chg (%)
IE Madeira (51%)	45.0	24.7	82.3%	189.5	166.7	13.7%
IE Garanhuns (51%)	12.9	14.4	-10.1%	46.1	46.8	-1.5%
AIE (50%)	31.3	69.3	-54.8%	120.6	163.5	-26.3%
IE Aimorés	7.6	17.2	-55.7%	34.1	45.7	-25.3%
IE Paraguaçu	11.0	31.3	-64.9%	49.4	73.6	-32.9%
IE Ivaí	12.7	20.8	-38.9%	37.1	44.1	-16.1%
Total	89.2	108.4	-17.7%	356.2	377.1	-5.5%

Equity income totaled R\$ 89.2 million in 4Q25, a decrease of R\$ 19.1 million (-17.7%) compared to 4Q24. On a full-year basis, equity income totaled R\$ 356.2 million in 2025 (-5.5% vs. 2024). The breakdown by company is presented below:

IE Madeira

Recorded an increase of R\$ 20.3 million (+82.3%) compared to 4Q24, reaching R\$ 45.0 million in 4Q25. Performance was mainly driven by: (i) a positive variation of R\$ 17.6 million resulting from the equalization of the effective tax rate methodology for deferred taxes in 4Q24 and an increase in current IR/CS expense due to extemporaneous adjustments in 4Q25; (ii) an increase of R\$ 5.4 million due to the tariff cycle readjustment based on IPCA (5.32%); and (iii) a lower impact from the Variable Portion due to Unavailability ("PVI") between periods (+R\$ 3.8 million vs. 4Q24). These effects were partially offset by: (i) an increase of R\$ 3.2 million (34% vs. 4Q24) in costs and expenses, mainly due to higher spending on substation and transmission line maintenance; and (ii) a reduction of R\$ 2.2 million in financial income due to a lower average cash balance compared to 4Q24. Accumulated results for 2025 showed growth of 13.7%, representing an increase of R\$ 22.8 million.

IE Garanhuns

It recorded revenue of R\$ 12.9 million in 4Q25, a decrease of R\$ 1.4 million (-10.1%) compared to 4Q24, mainly due to: (i) higher spending on substation maintenance (R\$ 0.4 million); (ii) higher depreciation following the unitization of improvement projects in 2025 (R\$ 0.7 million); and (iii) higher IRPJ/CSLL expenses (R\$ 1.1 million vs. 4Q24), as a result of the standardization of the tax accounting criteria under regulatory accounting, in line with the methodology adopted by the Company. These effects were partially offset by: (i) the tariff cycle adjustment based on IPCA (5.32%); and (ii) an increase in the remuneration of concession assets, resulting from the full receipt of AAR for reinforcement projects as of the 2025/2026 tariff cycle.

Aliança Interligação Elétrica ("AIE")

Composed of three projects in partnership with TAESA (Aimorés, Paraguaçu and Ivaí), AIE reported revenue of R\$ 31.3 million in 4Q25 (-54.8% vs. 4Q24). The result was mainly due to:

- IE Aimorés and IE Paraguaçu: (i) the reversal, in 4Q24, of fines related to delays in the start of operations, totaling R\$ 25.8 million; (ii) the reversal, in 4Q24, of PV penalties due to delays in the start of operations, amounting to R\$ 23.8 million; and (iii) an increase of R\$ 8.0 million in net financial expenses due to higher indebtedness following fundraisings carried out in July 2025. These effects were partially offset by greater use of tax incentives after the recalculation of income taxes as a result of a correction of the taxable AAR flow; and
- IE Ivaí: (i) partial reversal of the provision for fines related to delays in the start of operations, following a positive outlook regarding the administrative appeal filed with ANEEL in 4Q24 (-R\$ 35.6 million).

[Click here](#) to see the summarized income statement of the jointly controlled entities.

IRPJ and CSLL

IRPJ CSLL (R\$ million)	Consolidated					
	4Q25	4Q24	Chg (%)	2025	2024	Chg (%)
Current	-67.0	396.6	n.a	-112.0	-59.2	89.1%
Deferred	152.4	30.4	400.7%	106.3	83.7	27.0%
Total	85.4	427.0	-80.0%	-5.7	24.5	n.a
Effective rate	-20.6%	-107.7%	87 p.p	0.3%	-1.2%	1.5 p.p

The Company recorded income of R\$ 85.4 million from Corporate Income Tax and Social Contribution on Net Income ("IR/CSLL") in 4Q25, compared to income of R\$ 427.0 million recognized in the same period of the previous year. The positive result for the quarter is mainly explained by the distribution of R\$ 495.3 million in interest on equity (IOE) announced in 4Q25 and its respective deductibility from the IR/CSLL tax base. In 2024, the Company made a single interest on equity distribution announcement and, as a result, the accounting impact of the deductibility was fully concentrated in 4Q24. In 2025, however, the Company made two interest on equity distribution announcements, and therefore the accounting impact of the deductibility was recognized in the same month as the announcements and split between 3Q25 and 4Q25.

On a full-year basis, the result recorded an expense of R\$ 5.7 million (vs. income of R\$ 24.5 million in 2024), with an effective tax rate of -0.3% (-1.2% in 2024), due to lower taxable income, mainly explained by: (i) interim interest on equity announcements totaling R\$ 939.9 million; (ii) an extemporaneous credit with a non-recurring positive impact of R\$ 77.5 million in 2Q25; and (iii) Pillar 2 (-R\$ 65.2 million).

In 2025, starting from the parent Company's Earnings Before Income Tax (EBT) of R\$ 1,596.0 million and, after excluding interest on equity and equity income from subsidiaries, the taxable base for fiscal year 2025 was negative by R\$ 87.5 million. Applying the nominal tax rate of 34%, the parent company's IRPJ/CSLL resulted in income of R\$ 29.8 million. After considering the effects of subsidiaries, a consolidated expense of R\$ 5.7 million was recorded. The effective tax rate was 5.3% in 2025 (vs. 2.8% in 2024), and this variation in the consolidated rate is mainly explained by the Additional Social Contribution on Net Income ("Additional CSLL") (Pillar 2), with an expense of R\$ 65.2 million recognized in the consolidated results for 2025.

Tax Calculation IRPJ CSLL (R\$ million)	Fiscal Year 2025			
	Parent Company	Subsidiaries (100%)		Consolidated
Tax Regime	Real Profit	Presumed Profit	Real Profit	-
A) Earnings before IRPJ/CSLL (EBT)	1,596.0	471.4	61.5	2,128.9
(+/-) Adjustments¹	-1,683.5	-	-49.6	-
Interest on Equity Paid	-940.0	-	-49.6	-
Interest on Equity Received Subsidiaries	53.1	-	-	-
Equity Income subsidiaries 100%	-440.4	-	-	-
Equity Income of jointly-controlled subsidiaries	-356.2	-	-	-
(=) Taxable base/result	-87.5	471.4	11.9	-
<i>Nominal tax rate</i>	-34%	-	-34%	-
(B) Total taxes	29.8	-31.4	-4.1	-5.7
(C) IRPJ and CSLL Current	-13.2	-29.4	-4.4	-47.0
(D) Additional CSLL (Pillar 2)	-65.2	-	-	-65.2
IRPJ and CSLL Deferred	108.2	-2.0	0.3	106.5
E) Total Effective Tax Rate: E=B/A	1.9%	-6.7%	-6.6%	-0.3%
F) Current Effective Tax Rate: F=(C+D)/A	-4.9%	-6.2%	-7.2%	-5.3%

On December 30, 2024, Law No. 15,079/2024 was enacted, introducing Additional CSLL into the Brazilian legal framework, in line with the Pillar 2 rules of the Organization for Economic Co-operation and Development ("OECD"). The law takes effect as of 2025, with the first tax payments expected in 2026. Brazilian Federal Revenue Service Instruction No. 2,228/2024 established the ancillary obligations and calculation criteria applicable to the Additional CSLL.

Pillar 2 establishes that multinational groups with annual global revenues exceeding €750 million are subject to a minimum effective tax rate of 15% on their profits, with the objective of mitigating base erosion and the artificial shifting of profits between jurisdictions. In Brazil, this rule was incorporated through the creation of a domestic additional CSLL, applicable whenever the effective tax rate, calculated in accordance with the GloBE (Global Anti-Base Erosion Rules) methodology, falls below the established minimum threshold.

Law No. 15,079/2024 therefore introduced the main elements of the GloBE rules into the Brazilian tax system. This is an internationally standardized methodology, used exclusively for the purposes of Pillar 2 calculations. For asset-intensive sectors, such as electricity transmission, the regime provides for a substance-based exclusion, calculated based on tangible assets and payroll, which reduces the portion of profits subject to any potential top-up taxation:

Calculation of Additional CSLL Pillar 2 (R\$ million)		2025
Net Income		3,295.2
(+/-) IR/CS Current and Deferred		203.6
(+/-) Equity Income		-1,291.1
(+/-) Goodwill/Discount		18.9
(A) = GloBE Earnings Before Taxes "GloBE EBT"		2,226.7
B) Total substance-based exclusion*		-1,449.7
(C) = Surplus Profit / (Loss): C=A+B		777.0
D) Included taxes		155.3
(+) Current IR/CS paid in the fiscal year		45.7
(+) Deferred IR/CS on recalculated future income (15%)		69.7
(+) Financial Income taxes on paid Interest on Equity		57.9
(+) Financial Income taxes on received Interest on Equity		-18.0
Minimum tax rate (15%)		15.00%
(E) Effective tax rate: E=D/A		6.97%
(F) Additional tax rate: F=G/C		8.39%
(G) Additional CSLL (Pillar 2)¹		65.2

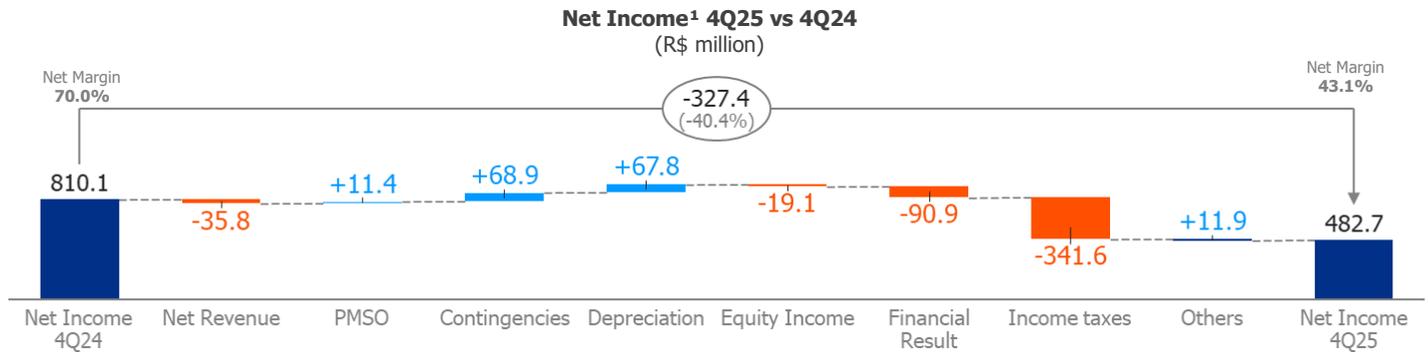
¹ Sum of the individual Additional CSLL of the Controlling Company and its subsidiaries | Recognized in 2025, with cash outflow expected in July 2027.

*The substance-based exclusion considers:

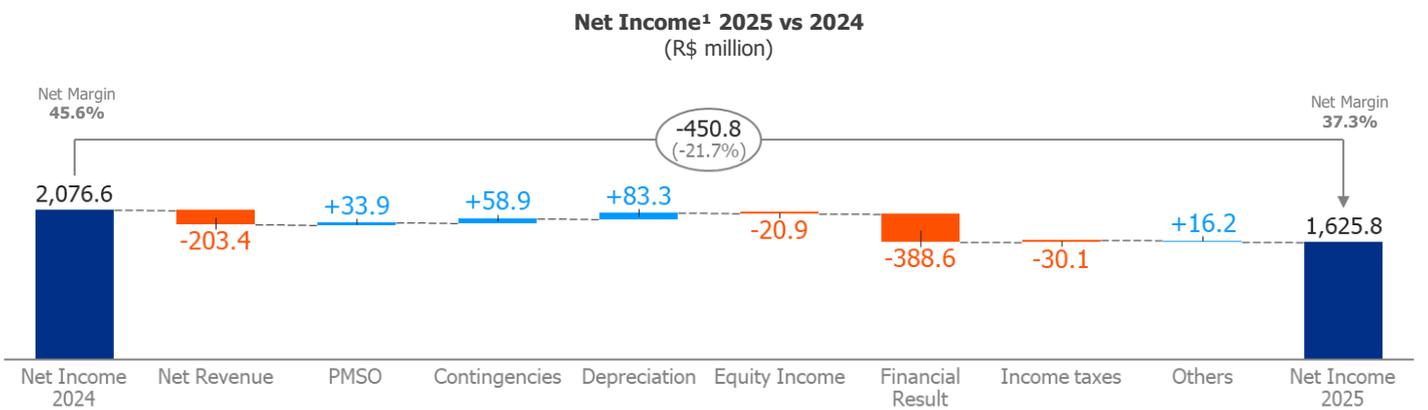
- i. the average of eligible assets (regulatory fixed assets) for fiscal years 2024 and 2025, applying an exclusion rate of 7.6%; and
- ii. 2025 payroll costs, applying an exclusion rate of 9.6%.

Net Income¹

As a result of the explanations presented above, net income for the quarter totaled R\$ 482.7 million, a decrease of R\$ 327.4 million (-40.4%) compared to 4Q24. On a full-year basis, net income decreased to R\$ 1,625.8 million.



¹ adjusted by non-controlling shareholder.



Comparison of Results (Regulatory vs. IFRS)

In 4Q25, the Company recorded IFRS net income of R\$ 734.7 million, a decrease of R\$ 477.0 million (-39.4%) compared to 4Q24. For full-year 2025, IFRS net income totaled R\$ 2,447.9 million (-30.0% vs. 2024). The detailed IFRS income statement is available in [Annex IX](#) of this document.

Income Statement (IFRS) (R\$ million)	Consolidated					
	4Q25	4Q24	Chg (%)	2025	2024	Chg (%)
Net Operating Revenue	3,007.3	2,520.1	19.3%	9,411.2	7,966.6	18.1%
Costs of Infrastructure Implementation Services, operation and maintenance and services provided	-1,876.8	-1,459.0	28.6%	-5,708.0	-4,229.1	35.0%
Gross Profit	1,130.5	1,061.0	6.5%	3,703.1	3,737.5	-0.9%
Operational Revenue and Expenses	47.9	67.5	-28.9%	428.8	1,393.8	-69.2%
Earnings before financial income and expenses and taxes on earnings	1,178.4	1,128.5	4.4%	4,131.9	5,131.3	-19.5%
Financial Income	-354.8	-263.9	34.5%	-1,351.6	-962.6	40.4%
Earnings Before Taxes	823.6	864.6	-4.7%	2,780.3	4,168.7	-33.3%
Income tax and Social Contribution on Earnings	-72.3	360.3	-120.1%	-269.3	-615.9	-56.3%
Consolidated Profit/Loss	751.2	1,225.0	-38.7%	2,511.0	3,552.7	-29.3%
Non-Controlling Shareholder's Stake	-16.6	-13.3	24.9%	-63.1	-54.3	16.2%
Consolidated Profit/Loss for the Period	734.7	1,211.7	-39.4%	2,447.9	3,498.4	-30.0%

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 AAR 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 assets, 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 is provisioned monthly on an accrual basis and calculated pursuant to Law 12,973/14, such that the amounts 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					
	4Q25	4Q24	Var (%)	2025	2024	Var (%)
(=) Net Profit IFRS	734.7	1,211.7	-39.4%	2,447.9	3,498.4	-30.0%
(+) Non-controlling shareholder particip.	16.6	13.3	24.9%	63.1	54.3	16.2%
(+) IRPJ/CSLL	72.3	-360.3	n.a	269.3	615.9	-56.3%
(-) Equity Income	-107.3	-236.2	-54.6%	-511.0	-584.6	-12.6%
(+) Financial Result	354.8	263.9	34.5%	1,351.6	962.6	40.4%
(+) Depreciation/Amortization	9.1	9.5	-4.1%	34.7	37.4	-7.1%
(=) EBITDA IFRS	1,080.1	901.7	19.8%	3,655.5	4,584.1	-20.3%
(+) Equity Income	107.3	236.2	-54.6%	511.0	584.6	-12.6%
(=) EBITDA IFRS CVM 156/2022	1,187.5	1,138.0	4.4%	4,166.6	5,168.6	-19.4%

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

(R\$ million)	Consolidated					
	4Q25	4Q24	Chg (%)	2025	2024	Chg (%)
EBITDA IFRS (CVM 156/22)	1,187.5	1,138.0	4.4%	4,166.6	5,168.7	-19.4%
(-) Infrastructure implementation revenue	-4,360.7	-1,523.9	186.1%	-6,364.2	-4,461.9	42.6%
(-) Concession assets remuneration	1,313.8	-860.0	-252.8%	-2,915.1	-3,028.6	-3.7%
(-) Efficiency gains in infrastructure implementation	-0.2	-42.8	-99.5%	10.5	-98.8	-110.6%
(-) O&M Revenue	-319.2	-376.5	-15.2%	-1,264.9	-1,363.8	-7.3%
(+) Electric network use revenue	1,299.7	1,314.5	-1.1%	4,984.5	5,179.7	-3.8%
(+) Other Revenue	1.2	3.2	-62.2%	6.8	11.0	-38.4%
(+) Deferred PIS and COFINS	178.9	122.0	46.6%	484.8	352.8	37.4%
(+) Infrastructure implementation cost	1,688.0	1,291.3	30.7%	5,092.8	3,634.5	40.1%
(-) O&M Cost	29.7	11.1	166.8%	48.0	32.5	47.7%
(-) General and Administrative expenses	2.0	4.9	-60.3%	8.8	2.4	273.7%
(-) Equity Income	-18.1	-127.9	-85.8%	-154.8	-207.5	-25.4%
(-) Other operational revenues (expenses)	-59.4	-51.3	15.7%	-132.9	-150.2	-11.5%
REGULATORY EBITDA (CVM 156/22)	943.2	902.7	4.5%	3,811.5	3,918.1	-2.7%
Equity Income	-89.2	-108.4	-17.7%	-356.2	-377.1	-5.5%
REGULATORY EBITDA	854.0	794.3	7.5%	3,455.3	3,541.0	-2.4%

DEBT

DEBT R\$ (million)	12/30/25	12/31/24	Chg (%)
Gross Debt³	16,007.3	13,273.8	20.6%
Short-term Debt	604.8	1,204.0	-49.8%
Long-term Debt	15,402.6	12,069.8	27.6%
Consolidated Availabilities	2,165.0	3,400.7	-36.3%
ISA ENERGIA BRASIL and Subsidiaries	1,879.4	3,044.0	-38.3%
Jointly-controlled subsidiaries ¹	285.5	356.7	-19.9%
Consolidated Net Debt²	14,127.9	10,229.8	38.1%

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 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 electricity sector accounting manual ("MCSE") in force since January 2022, which considers the adoption of CPC 6 by ANEEL.

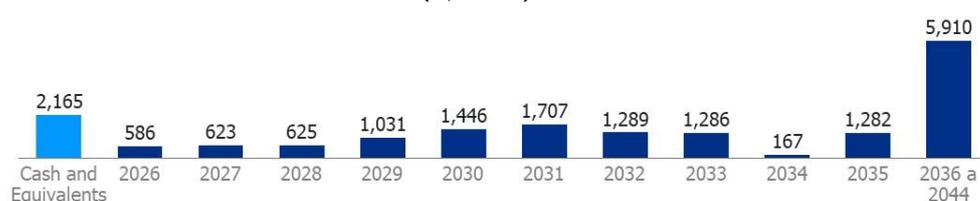
The Company's gross debt reached R\$ 16,007.3 million at the end of 4Q25, an increase of R\$ 2,733.5 million (+20.6%) compared to the balance at the end of 4Q24. The Company also ended 4Q25 with total cash and cash equivalents of R\$ 2,165.0 million (-36.3% vs. December 31, 2024). Excluding cash and cash equivalents of jointly controlled companies, the Company's net debt reached R\$ 14,127.9 million as of December 31, 2025, an increase of R\$ 3,898.1 million (+38.1% vs. December 31, 2024).

The increase was mainly due to debenture issuances carried out in 2025 totaling approximately R\$ 4.0 billion, as well as the 4th BNDES disbursement, in the amount of R\$ 82.1 million. The growth in indebtedness was partially offset by the settlement of the 7th debenture issuance (R\$ 928.4 million) and by the optional early redemption of the 12th debenture issuance, totaling R\$ 726 million. For further information, [click here](#).

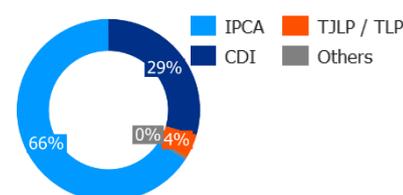
The increases of 265 bps in the annualized CDI (vs. 4Q24) and of 41 bps in the IPCA over the last 12 months led the Company's average nominal cost of debt to reach 12.36% p.a. (vs. 11.83% p.a. in 4Q24). Considering the IPCA accumulated over the last 12 months, the average real cost* of debt was 7.56%, an increase of 93 bps (vs. 6.63% in 4Q24).

The Company's consolidated average debt maturity as of December 31, 2025, was 8.2 years (vs. 7.5 years as of December 31, 2024). The longer average maturity further strengthens the Company's long-term debt profile, which is consistent with the nature of its business, characterized by low risk and high predictability of revenues and operating cash flow features highlighted by Fitch in assigning the Company a local-scale 'AAA' corporate rating with a stable outlook.

Gross Debt Amortization Schedule
(R\$ million)



Debt Profile
12/31/2025

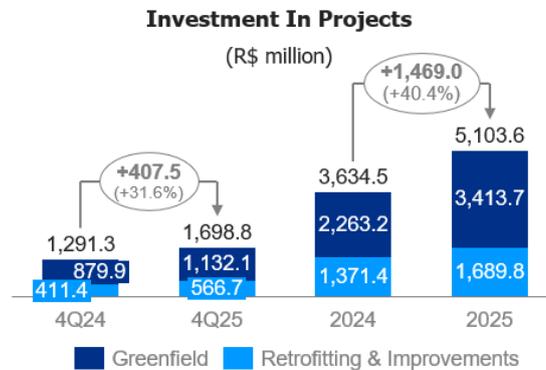


It is worth noting that only the Company's financing agreements with BNDES (totaling R\$ 681.8 million as of December 31, 2025) include financial covenants, which are measured annually based on the Net Debt/EBITDA ratio, with a limit of 3.0x. On November 28, BNDES sent a letter formalizing the waiver of the declaration of early maturity of the Company's financing agreements due to a potential breach of the "Adjusted Net Debt/EBITDA" and/or "Net Debt/(Net Debt + Shareholders' Equity)" indicators for fiscal year 2025. The Company's managerial leverage ratio, according to BNDES methodology, was 3.63x in 4Q25, compared to 2.72x in 4Q24. More details about leverage can be found in [Annex VII](#) of this document. More information about debt is available on the Company's website ([click here](#)).

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

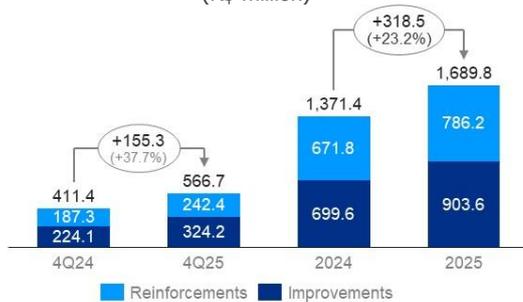
INVESTMENTS

ISA ENERGIA BRASIL, its wholly owned subsidiaries and jointly controlled companies, invested R\$ 1,698.8 million in 4Q25, an increase of R\$ 407.5 million (+31.6%) compared to 4Q24. This variation was mainly explained by an increase of R\$ 252.2 million (+56.2%) in investments in greenfield projects, with emphasis on the amounts invested in the Serra Dourada and Piraquê projects, which received R\$ 477.7 million and R\$ 467.8 million, respectively.



Investments in Retrofitting and Improvements Project ("R&I")

Investments in Retrofitting and Improvements
(R\$ million)



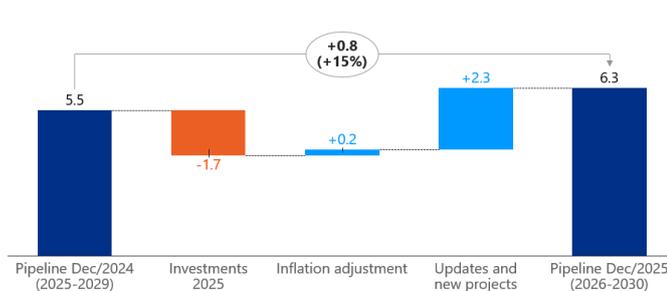
Asset renewal is fundamental to the proper management of the transmission system and, in addition to ensuring excellence in service delivery with reliability and safety, it enables the reduction of O&M costs and extends asset longevity.

The Company allocated R\$ 566.7 million to R&M projects in 4Q25, an increase of R\$ 155.3 million (+37.7%) compared to the same period of 2024. During the period, ISA ENERGIA BRASIL replaced 617 pieces of equipment, such as transformers, circuit breakers, disconnect switches, protection systems and transmission lines.

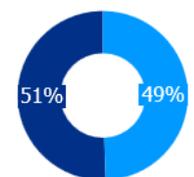
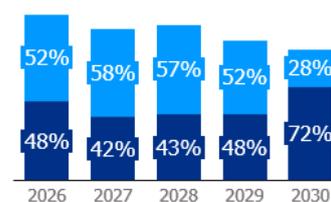
In 4Q25, ANEEL granted authorizations for new R&I projects with a total investment of approximately R\$ 1.0 billion by the Company.

Considering the investments carried out throughout the year, inflation adjustment based on IPCA and the authorizations obtained during the period, the authorized R&I project portfolio amounted to approximately R\$ 6.3 billion as of the end of 2025, to be executed by the Company through 2030. These investments are remunerated in accordance with regulation, and it is worth highlighting that revenues related to approximately 55% of the authorized investments between February 2023 and June 2027 refer to small-scale projects and, therefore, will only be recognized in the Periodic Tariff Review (RTP) expected to take place in 2028, with retroactive revenue recognition as of the respective commercial operation dates of each project. The remaining large-scale projects are authorized with revenues previously defined through Authorizing Resolutions ("ReA") and begin to receive revenues immediately upon entry into operation.

Authorized Investment for R&I Projects
(R\$ billion, real terms as of Dec/25)



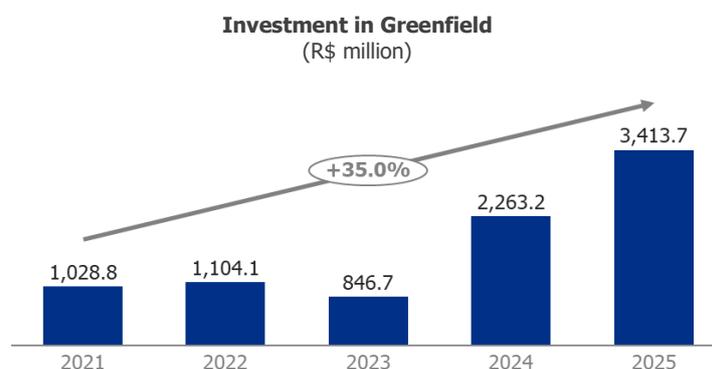
R\$ 6.3 billion



■ Large scale ■ Small Scale

Investments in Greenfield projects

The Company invested R\$ 1,132.1 million in awarded projects in 4Q25, mainly allocated to the Piraquê project (R\$ 467.8 million), which is in the final stage of construction with 92% physical progress, and to the Serra Dourada project (R\$ 477.7 million), whose construction works began after obtaining the Installation License for the 500 kV section of the Barra II – Correntina – Arinos 2 transmission line and the Correntina substation in August and currently presents 30% physical progress. The higher level of investments in the projects mentioned above offset the reduction in investments in projects that entered into operation over the last 12 months (Minuano, Água Vermelha and Riacho Grande). Year-to-date investments increased by R\$ 1,150.6 million (+50.8%), reaching R\$ 3,413.7 million as of 4Q25.



The Company has four greenfield projects under construction, with remaining investment of approximately R\$ 6.0 billion (real terms, December 2025) and AAR for the 2025/2026 tariff cycle totaling R\$ 929.2 million. The table below presents information on the projects currently under construction.

Auction	Project	Current Situation	Contract	Company	State	RAP ISA ENERGIA BRASIL Cycle 26/26 (R\$ million)	Initiation of Construction	ANEEL Deadline	Physical Advance ¹	CapEx Participation ISA ENERGIA BRASIL (R\$ million)	
										Total ANEEL (real terms, december/25)	ISA ENERGIA BRASIL Realized until 12/31/2025 (real terms)
001/2022 (jun/2022)	Piraquê (Lot 3)	Under Construction	008/2022	ISA ENERGIA BRASIL	MG / ES	343.1	3Q24	Sep-27	92%	4,352.0	3,795.9
	Jacarandá (Lot 6)	Under Construction	011/2022	IE Jaguar 8	SP	16.1	3Q24	Mar-26	76%	276.7	171.6
001/2023 (jun/2023)	Serra Dourada (Lot 1)	Under Construction/ Environmental Licensing (3rd section)	006/2023	ISA ENERGIA BRASIL	BA/MG	321.8	3Q25	Mar-29	30%	3,609.9	922.1
	Itatiaia (Lot 7)	Environmental Licensing	012/2023	ISA ENERGIA BRASIL	RJ/MG	248.2	-	Mar-29	27%	2,678.5	242.7
Total (4)						929.2				10,917.1	5,132.2

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

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

CAPITAL MARKETS

Ownership Breakdown

ISA ENERGIA BRASIL is controlled by ISA, a multilatin player operating in the sectors of electricity, toll roads and telecommunications and 64.2% of 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%
Eletrobras (Axia Energia)	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%

Data base: 12/31/2025.

Stock Performance

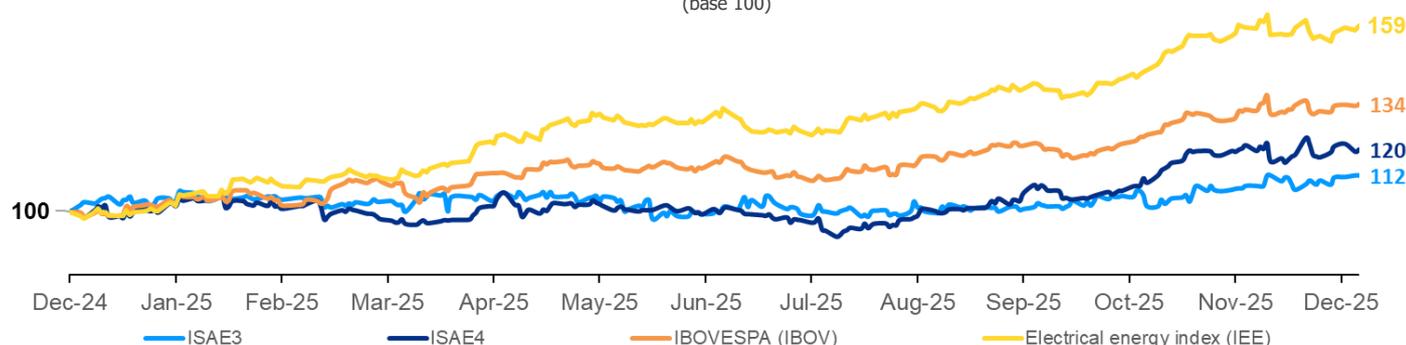
ISA ENERGIA BRASIL's common ("ISAE3") and preferred ("ISAE4") shares closed 4Q25 at R\$ 34.00 (+8.6% vs. 3Q25 closing price) and R\$ 27.54 (+11.6% vs. 3Q25 closing price), respectively. Over the same period, the Electric Energy Index ("IEE") and the Ibovespa ("IBOV") posted gains of 14.6% and 10.2%, respectively. The Company ended 4Q25 with a market capitalization of R\$ 19.8 billion, and the average daily traded volume (ADTV²) of ISAE4 in the quarter totaled R\$ 55.2 million (+30.1% vs. 3Q25).

Capital markets	4T25	4T24	3T25	12M25	12M24
Number of shares	658,882,604	658,882,604	658,882,604	658,882,604	658,882,604
Market Capitalization ¹ (R\$ billion)	19.8	17.1	18.0	19.8	18.4
ISAE3					
Average volume/day (thousand shares)	2.4	3.2	2.2	2.8	2.6
Average Daily Traded Volume (1,000 R\$)	77	99	69	88	83
Average price (R\$)	32.36	30.93	30.79	31.55	32.78
Closing price (R\$)	34.00	30.49	31.32	34.00	34.00
ISAE4					
Average volume/day (thousand shares)	2,136	2,699	1,855	2,213	2,852
Average Daily Traded Volume (1,000 R\$)	55,224	80,919	42,450	52,581	71,826
Average price (R\$)	26.18	24.26	22.76	23.80	25.23
Closing price (R\$)	27.54	23.01	24.67	27.54	23.01

¹ calculated based on the closing price of shares traded in the period | ² Average Daily Trading Volume

Currently, the Company is a constituent of 19 indices, with emphasis on the Ibovespa, the Electric Energy Index ("IEE"), the Corporate Governance Index ("IGC"), the Dividend Index ("IDIV") and the Corporate Sustainability Index ("ISE").

Evolução ISAE3 x ISAE4 x Ibovespa x IEE – 2025
(base 100)



IBOVESPA B3 IBRA B3 IDIV B3 IEE B3 IGC B3 IGCT B3 MLCX B3 UTIL B3 IBRX100 B3 ICO2 B3 IBSD B3
IDIVERSA B3 ISE B3 IBBR B3 IBEP B3 IBEW B3 IBLV B3 IBBE B3 IBBC B3

SUSTAINABILITY

ISA ENERGIA BRASIL, committed to transparency in management and in its relationship with stakeholders, reinforces sustainability as a strategic pillar for generating long-term value. The data and indicators presented refer to ISA ENERGIA BRASIL and its wholly owned subsidiaries, unless otherwise indicated in a footnote. The management of this information is supervised and reviewed by the Board of Directors through the Environmental, Social, and Corporate Governance ("ESG") Committee.

Aligned with the sustainable development agenda, investments and initiatives reflect the Company's essence in driving a transformation toward a sustainable future, with a commitment to prioritizing life and ensuring a resilient, safe, clean, and fair energy transition. Learn more about these commitments on the Company's [website](#).

Period Highlights

Leadership at COP30 Drives the 2040 Strategy and Climate Innovation

During COP30, the Company reaffirmed its leadership in the energy transition by participating in discussions on the resilience of the electricity system to climate change. In this context, it entered into a partnership with the Energy Research Office ("EPE") and Fundação Getulio Vargas ("FGV") to develop the R&D&I project "Climate Resilience for Transmission Assets", aimed at mapping vulnerabilities and strengthening the resilience of transmission assets, with potential regulatory contributions.

Additionally, the Company joined a global initiative led by the State Grid Corporation of China to develop a study to improve the accounting of indirect electricity emissions in the Brazilian grid, enabling more accurate measurements and strengthening national climate management.

Recognition Reinforce Leadership in Sustainability and Diversity

In November 2025, the Company was recognized by B3 as one of the 30th most sustainable companies in Brazil, simultaneously joining the ISE, ICO2 and IDIVERSA B3 index. The Company was also a finalist in the BandNews "Marcas Mais Admiradas" Award, in the Sustainability category, and received the 2025 Racial Equality Seal from the City of Sao Paulo, reinforcing its commitment to responsible practices, inclusion and governance aimed at reducing inequalities.

Management Excellence Ensured by ISO Certifications

The Company completed external audits that confirmed the maintenance of the ISO 45,001 certification, focused on occupational health and safety, and expanded the Environmental Management System certification, ISO 14,001, to the corporate headquarters and an additional 28 substations, totaling 83 certified assets. These achievements demonstrate the robustness and continuous evolution of the Company's environmental and safety management systems, ensuring compliance with international standards, efficient use of resources and continuous improvement.

Third Solar Power Plant Contributes to the Company's NET ZERO Pathway by 2050

ISA ENERGIA BRASIL energized its third remote self-consumption solar power plant at the Embu Guaçu Substation, with an installed capacity of 561.70 kW and an estimated reduction of 66.5 tons of CO_{2e} per year. This initiative adds to the solar plants located in Mogi Mirim III (500 kW) and Assis (214 kW), which avoid approximately 49 tons and 17 tons of CO_{2e} per year, respectively. The initiative expands the Company's own power generation and reinforces its decarbonization and energy efficiency strategy. In 2026, the inauguration of an additional solar plant in Botucatu is expected.

New Base Strengthens Fire Prevention and Response in São Paulo

In December 2025, the Company inaugurated an advanced fire-fighting base in São José do Rio Preto, expanding its rapid response structure to protect transmission assets and vegetation areas. The initiative includes specialized equipment, trained teams and integration with local authorities, strengthening the Company's strategy for environmental risk prevention and mitigation, in line with its commitment to safety and sustainability.

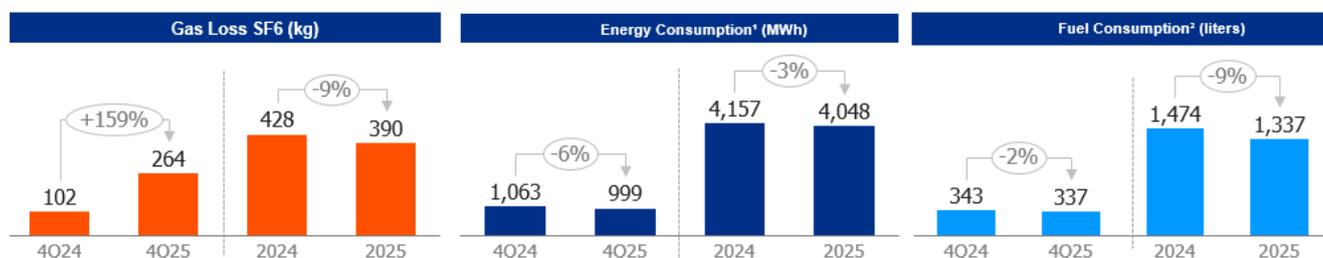
Indicadores de Sustentabilidade

CO₂ Emission Source Performance

In 2025, ISA ENERGIA BRASIL advanced in the execution of its decarbonization strategy, in line with its commitment to achieve net zero emissions by 2050, with an intermediate target of a 60% reduction by 2040.

Despite the increase recorded in the quarter, SF₆ gas losses the main source of direct emissions totaled 390 kg in 2025, representing a 9% reduction compared to 2024, reflecting the strengthening of actions such as stricter loss control, prevention and effective remediation.

Electricity consumption reached 4,048 MWh in 2025 (-3% vs. 2024), with a 6% reduction in 4Q25 vs. 4Q24, supported by initiatives such as the expansion of clean energy self-generation. Fuel consumption totaled 1,337 thousand liters (-9% vs. 2024), mainly due to the re-stabilization of the Monte Alegre/MG Substation, completed at the end of 2024, which eliminated the need to keep diesel generators in operation.



¹ considers energy consumption exclusively from the utility company.

Occupational Health and Safety ("OHS")

In 2025, ISA ENERGIA BRASIL recorded an increase of approximately 100% in hours worked, driven by investments in greenfield projects and in the Company's reinforcements and improvements projects across the states of Bahia, Espírito Santo, Minas Gerais, Rio de Janeiro and São Paulo. Despite the stability of safety indicators, the Company recorded two fatal accidents in 2025, one of which occurred in 4Q25.

In response, structuring actions to strengthen risk prevention and control were intensified, including the enhancement of procedures and the training of leaders and partners, increased preventive presence in critical activities, and the adoption of technological solutions for monitoring and access control, using artificial intelligence. These initiatives aim to mitigate operational risks, strengthen the safety culture and support the safe execution of the Company's growth strategy, with safety as a non-negotiable value.

Category / Employee	4Q24	4Q25	Chg (%)	2024	2025	Chg (%)
Accidents with absence						
Employees	0	0	N.A.	0	3	N.A.
Third-parties Employees	6	6	0	12	22	0.8
Total	6	6	0	12	25	1.1
Accidents without absence						
Employees	0	0	N.A.	2	0	-1.0
Third-parties Employees	2	6	2	4	16	3.0
Total	2	6	2	6	16	1.7
Accidents with Death						
Employees	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Third-parties Employees	0	1	N.A.	0	2	N.A.
Total	0	1	N.A.	0	2	N.A.
Accidents Frequency Rate						
Employees	0.0	0.0	N.A.	0.6	1.0	0.6
Third-parties Employees	2.0	2.3	0.2	1.5	1.8	0.2

Diversity

In 4Q25, initiatives remained focused on attracting, developing and accelerating the careers of professionals from the affinity groups Women, People with Disabilities, Race and Ethnicity, and LGBTI+, with integration into corporate processes and organizational governance.

During the period, organizational awareness and employee engagement initiatives were carried out, with emphasis on the "Inclusive Dialogue" workshop series, which reached 72% of the Company's direct employees, fostering reflections on equity and its impacts on the corporate environment. The Company also conducted the Black Awareness Month campaign "Roots that Transform, Beyond Skin Tones", aimed at valuing Afro-Brazilian culture and preventing and combating discriminatory practices.

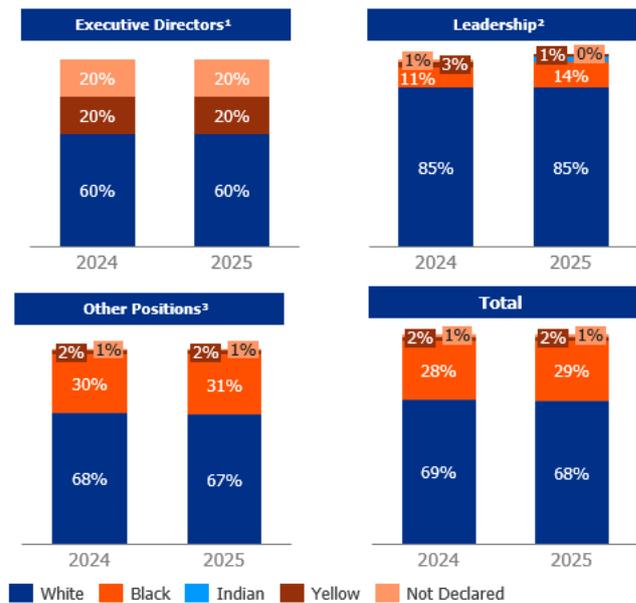
Meetings of the Affinity Groups and the Diversity Roadshow with executive management strengthened the program's governance and the monitoring of diversity indicators, while also advancing the "Leadership in Action" plan, which guides the intentional hiring of diverse talent across all hierarchical levels.

Diversity, Equity and Inclusion actions are aligned with ISA ENERGIA BRASIL's strategy and contribute to the sustainability of results and long-term value creation.

Gender diversity (%)



Ethnicity/Race (%)⁴



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

¹ Statutory Officers and the Chief Executive Officer.

² Employed Officers, Managers and Coordinators.

³ Specialists and other positions, except for Board Members, Apprentices and Interns.

⁴ Ethnicity/race information is based on the classifications established by IBGE.

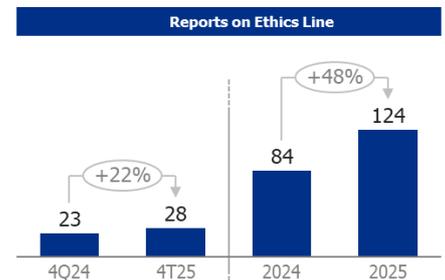
Ethical conduct ¹

In 4Q25, the Company recorded 28 reports through the Ethics Line (+22% vs. 2024). Of this total, three were confirmed, 17 cases were classified as unfounded and eight as out of scope. The occurrences were assessed by the Ethics Committee, communicated to the Audit and Risk Committee, and resulted in disciplinary measures, including contract termination and written warnings.

During the period, there were no reports related to corruption, bribery or money laundering, nor any associated legal proceedings.

The Ethics Line website accounted for 83% of the reports, with 64% of whistleblowers choosing to identify themselves, indicating confidence in the Company's integrity and governance mechanisms.

¹ Reports are considered substantiated when they have been reviewed and found to be true.



Environmental Compliance

The Company did not record any significant fines¹ related to environmental non-compliance during the period, having received only a warning and a notice of violation, for which the Company submitted a defense demonstrating the regularity of its operations and the absence of any infringement.

¹ non-significant fine: Sanctions for environmental non-compliance (value less than US\$10,000).

SUBSEQUENT EVENTS

21st Debenture Issuance

On February 12, 2026, the Company concluded the fundraising process through its 21st issuance of unsecured, non-convertible debentures, in three series, totaling R\$ 3.9 billion, as detailed below:

21st issuance	1st Serie	2nd Serie	3rd Serie
Amount (R\$ billion)	0.84	0.72	2.29
Term (years)	4.0	5.0	9.0
Cost (CDI +)	0.55%	0.60%	0.84%

The proceeds were solely used for the optional acquisition of the following issuances.

Resources for optional purchase	9th issuance	13th issuance	15th issuance (1st Serie)	15th issuance (2nd Serie)	15th issuance (3rd Serie)	16th issuance
Amount (R\$ billion)	0.80	0.55	0.69	0.51	0.13	1.00
Expiration	2028	2030	2029	2031	2034	2031
Cost (CDI +)	2.83%	1.50%	0.73%	0.80%	0.97%	0.80%

This transaction extended the average maturity of the related debt by approximately 3 years, in addition to reducing the contracted spreads by around 80 bps.

Board of Directors approved the distribution of dividends

On February 24, 2026, the Board of Directors of ISA ENERGIA BRASIL approved the distribution of dividends in the total amount of R\$ 279.3 million, corresponding to R\$ 0.423933 per share of both classes of shares. The distribution of the dividend amount, net of withholding income tax, will be made in three payments, each with its respective record and ex-right dates. [Click here](#) to access the full Notice to Shareholders.

Earning Type	Deliberation Date	Distribution Base	Date			Total ¹ (R\$ million)	R\$ / share
			Record	Ex-right	Payment		
Dividends	24-Feb-26	Result of the fiscal year 2025	12-Mar-26	13-Mar-26	29-Apr-26	93.1	0.141311
			2-Apr-26	6-Apr-26	29-Apr-26	93.1	0.141311
			17-Apr-26	20-Apr-26	29-Apr-26	93.1	0.141311
						279.3	0.423933

OTHER MATERIAL INFORMATION

Periodic Tariff Review (RTP) – New Concessions

2025 RTP – New Concessions

In July 2025, Homologatory Resolution No. 3,475/2025 was published, which repositioned the AAR of the contracts for projects auctioned with a Periodic Tariff Review (RTP) scheduled for the tariff cycle in July 2024, including: 026/2009 (IE Serra do Japi), 001/2020 (Evrecy), 006/2020 (IE Tibaji), 007/2020 (IE MG) of the controlled companies.

The average real economic repositioning index was +4.47%, with a positive absolute impact of R\$ 6.9 million. This represents an increase of 0.11% in the Potential AAR of R\$ 6.2 billion for the Company (Cycle 24/25), excluding PAs. Considering the IPCA for the period of 5.32%, the average nominal repositioning index, weighted by ISA ENERGIA BRASIL's share, for these concessions was 10.02%:

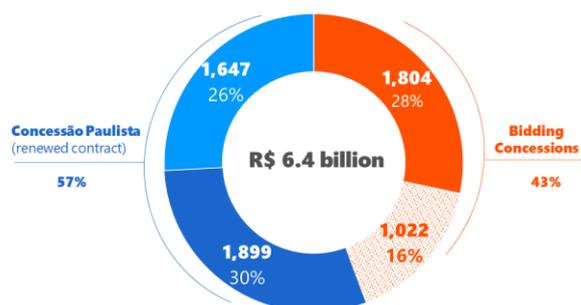
Company	Particip. ISA ENERGIA BRASIL (%)	Contract	RTP 2025					
			RAP (R\$ million, without PA)			Index Repositioning		Impact on RAP (A x B) (R\$ million)
			Current (jun/25) (A)	Reviewed (jun/25)	Chg R\$	Nominal	Real (B)	
IE JAPI	100%	026/2009	55.3	62.4	+7.1	12.86%	7.16%	4.0
EVRECY	100%	001/2020	50.2	53.0	+2.7	5.46%	0.13%	0.1
IE TIBAJI	100%	006/2020	7.6	7.5	-0.1	-1.69%	-6.65%	-0.5
IE MINAS GERAIS	100%	007/2020	40.5	46.1	+5.7	14.00%	8.24%	3.3
Total			153.6	169.0	+15.4	10.02%	4.47%	6.9
Total Particip. ISA ENERGIA BRASIL			153.6	169.0	+15.4	10.02%	4.47%	6.9

It is worth noting that only contract 026/2009, from the controlled subsidiary IE Serra do Japi, presented PA values, due to retroactive effects of AAR from reinforcements that became operational between 2018 and 2022, amounting to R\$ 0.3 million. This amount will be received annually until the next tariff review, scheduled for July 2030.

AAR Tariff Cycle 2025/2026

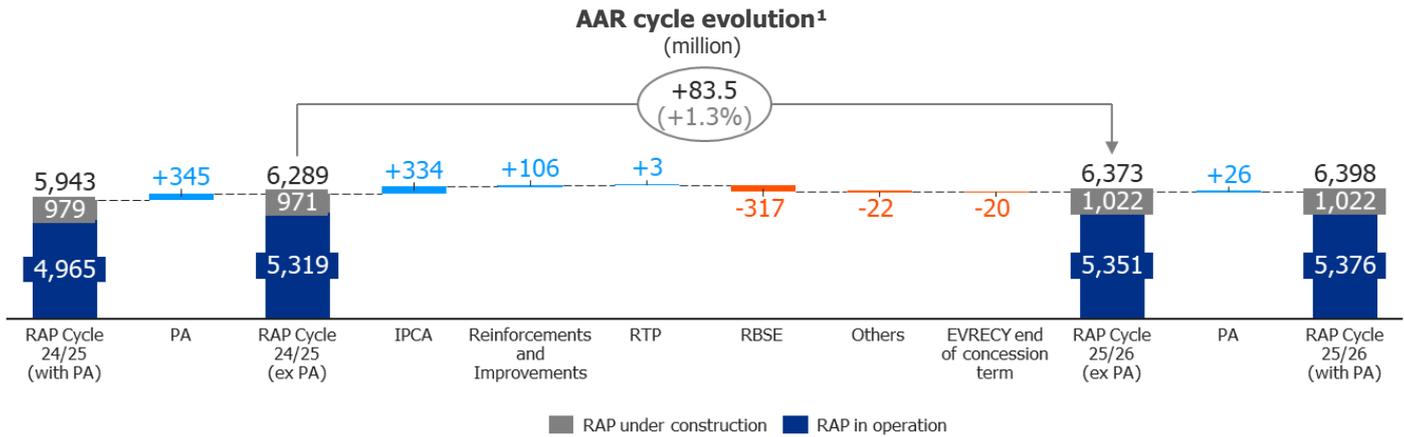
On July 15, 2025, Homologatory Resolution No. 3,481/2025 (click here) was published setting the AAR of ISA ENERGIA BRASIL and its controlled and jointly controlled companies for the provision of transmission facilities that are part of the Basic Network and other Transmission Facilities, for the 12-month Tariff Cycle covering the period from July 1, 2025, to June 30, 2026 (2025/2026 cycle).

AAR Tariff Cycle 2025/2026¹



¹ AAR cycle 2025/2026 | ² Operation and Maintenance + Retrofitting and Improvements

According to REH No. 3,481/2025, the consolidated AAR and jointly controlled companies, net of PIS and COFINS, reached R\$ 6,372.74 million for the 25/26 cycle, weighted by ISA ENERGIA BRASIL's share (as of June 2025). The AAR from the renewed contract (059/2001), including Retrofitting and Improvements, RBSE, and the Operation and Maintenance (O&M) portion, represents 56% of the total, while 44% refers to auctioned contracts resulting from transmission auctions or acquisitions (M&A).



¹ considers values established at the time of publication of the respective Homologatory Resolutions for the AAR of the tariff cycles.

AAR for the 25/26 cycle increased by R\$ 83.5 million (+1.3%) compared to the previous tariff cycle (23/24). The main reasons for this change are:

- i. monetary adjustment for the 25/26 cycle (IPCA), totaling R\$ 333.8 million;
- ii. new R&I projects that started operating in the last cycle, adding R\$ 105.7 million;
- iii. decreasing trajectory of O&M AAR as established in the 2024 RTP;
- iv. reduction of R\$ 317.0 million from the RBSE financial component;
- v. end of Evreco concession term in July, 2025.

In addition, the resolution also set PA values to be compensated in the same period to address any financial adjustments. The total PA value, considering the consolidated total and the amount proportional to the Company's participation in jointly controlled companies, was R\$ 26 million for the 25/26 cycle, as described below:

- ▲ R\$ 100 million related to the RTP of the Paulista Concession;
- ▲ R\$ 40 million in annuity for improvements;
- ▲ R\$ 6 million from authorized projects without prior AAR;
- ▲ R\$ 2 million related to the RTP of the assets: IENNE, Jaguar 9, and Serra do Japi;
- ▼ R\$ -98 million to offset surplus revenue from the previous period;
- ▼ R\$ -10 million related to Other Transmission Facilities ("DIT");
- ▼ R\$ -14 million from other adjustments.

Below is a summary table of the AAR for the 25/26 cycle. The values are net of PIS and COFINS, including regulatory charges for R&D, TFSE, and RGR, and exclude CDE and PROINFA charges.

Parent Company													RAP 24/25 Cycle	Chg%
Concessionaire (R\$ million)	Contract	Project	Index	RAP 24/25 Cycle	Inflation	R&I	RTP	Others ¹	RAP 25/26 Cycle	PA	RAP 24/25 Cycle			
				REH 3.216					REH 3.348	Total	with PA			
ISA ENERGIA BRASIL	059/2001	O&M	IPCA	813	43	0	0	-22	835	80	915	813	2.7%	
		R&M		682	36	95	0	0	813	0	813	682	19.2%	
	RBSE	2,105		112	-0	0	-317	1,899	0	1,899	2,105	-9.8%		
	012/2016	PBTE		223	12	0	0	0	235	-8	226	223	5.3%	
Total Parent Company				3,823	203	94	0	-339	3,782	72	3,853	3,823	-1%	

100% Controlled Subsidiaries													RAP 24/25 Cycle	Chg%
Concessionaire (R\$ million)	Contract	Project	Index	RAP 24/25 Cycle	Inflation	R&I	RTP	Others ²	RAP 25/26 Cycle	PA	RAP 24/25 Cycle			
				REH 3.216					REH 3.348	Total	with PA			
Subsidiaries (100%) in operation				725	38	12	3	-0	757	-18	739	705	5%	
IE Aguapeí	046/2017	Aguapeí	IPCA	76	4	3	0	0	83	-4	79	76	10%	
IE Itaúnas	018/2017	Itaúnas	IPCA	68	4	0	0	0	72	-3	69	68	5%	
IE Itaquerê	027/2017	Itaquerê	IPCA	67	4	0	0	0	71	-2	69	67	5%	
IEMG	004/2007	IEMG	IPCA	14	1	1	0	0	15	2	18	14	10%	
	007/2020	Triângulo Mineiro ³	IPCA	44	2	0	0	0	46	-2	44	44	5%	
IENNE	001/2008	IENNE	IPCA	68	4	0	0	0	71	-2	69	68	5%	
IE Japi	026/2009	Serra do Japi	IPCA	57	3	0	2	0	62	1	63	57	10%	
IE Jaguar 9	015/2008	Getulina	IPCA	66	3	8	0	-0	77	-3	74	66	18%	
IE Biguaçu	012/2018	Biguaçu	IPCA	53	3	0	0	0	56	-2	54	53	5%	
IE Jaguar 6	143/2001	Botucatu-Xavantes	IGP-M	19	1	0	0	0	21	-1	20	19	7%	
	042/2017	Bauru	IPCA	15	1	0	0	0	16	-1	16	15	5%	
IE Tigabi	026/2017	Tibagi	IPCA	22	1	0	0	0	24	-1	23	22	5%	
	006/2020	Três lagoas	IPCA	7	0	0	0	0	7	-0	7	7	5%	
IE SUL	016/2008	Forquilha	IPCA	19	1	0	0	0	20	-1	20	19	5%	
	013/2008	Scharlau	IPCA	8	0	0	0	0	9	-1	8	8	5%	
Evrecy	001/2020	Minuano	IPCA	50	3	0	0	0	53	1	54	50	5%	
	020/2008	Evrecy	IGP-M	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	
IE Itapura	021/2018	Lorena	IPCA	17	1	0	0	0	18	-1	18	17	5%	
	021/2011	Itapeti	IPCA	9	0	0	0	0	9	-0	9	9	5%	
IE Jaguar 8	012/2008	Piratininga	IPCA	15	1	0	0	0	16	0	16	15	5%	
IE Pinheiros	018/2008	Atibaia II	IPCA	8	0	0	0	0	9	-0	8	8	5%	
IE Tibagi	014/2023	Água Vermelha	IPCA	8	0	0	0	0	8	0	8	8	5%	
Consolidated ISA ENERGIA BRASIL in operation				4,548	241	106	3	-339	4,539	53	4,593	4,528	1%	

Jointly Controlled Subsidiaries (equity income)													RAP 24/25 Cycle	Chg%
Concessionaire (R\$ million)	Contract	Project	Index	RAP 24/25 Cycle	Inflation	R&I	RTP	Others	RAP 25/26 Cycle	PA	RAP 24/25 Cycle			
				REH 3.216					REH 3.348	Total	with PA			
Subsidiaries (non-consolidated) in operation				1,508	80	0	0	0	1,588	-55	1,534	1,508	2%	
IE Madeira (51%)	013/2009	Lote D	IPCA	388	21	0	0	0	408	-15	394	388	5%	
	015/2009	Lote F		335	18	0	0	0	352	-11	341	335	5%	
IE Paraguaçu (50%)	003/2017	Paraguaçu	IPCA	154	8	0	0	0	162	-6	157	154	5%	
IE Garanhuns (51%)	022/2011	Garanhuns	IPCA	150	8	0	0	0	158	-6	152	150	5%	
IE Aimorés (50%)	004/2017	Aimorés	IPCA	103	5	0	0	0	109	-4	105	103	5%	
IE Ivaí (50%)	022/2017	Ivaí	IPCA	379	20	0	0	0	399	-15	384	379	5%	
Participation ISA ENERGIA BRASIL				763	41	0	0	0	803	-28	776	763	2%	
ISA ENERGIA BRASIL in operation				5,311	282	106	3	-339	5,343	26	5,368	5,291	1%	

Project Under Construction													RAP 24/25 Cycle	Chg%
Concessionaire (R\$ million)	Contract	Project	Index	RAP 24/25 Cycle	Inflation	R&I	RTP	Others	RAP 25/26 Cycle	PA	RAP 24/25 Cycle			
				REH 3.216					REH 3.348	Total	with PA			
Parent Company Under Construction				867	46	0	0	0	913	0	913	867	5%	
ISA ENERGIA BRASIL	008/2022	Piraquê	IPCA	326	17	0	0	0	343	0	343	326	5%	
	006/2023	Serra Doutrada	IPCA	306	16	0	0	0	322	0	322	306	5%	
	012/2023	Itatiaia	IPCA	236	13	0	0	0	248	0	248	236	5%	
Subsidiaries (100%) under construction				104	6	0	0	0	109	-0	109	104	5%	
IE Riacho Grande	005/2021	Riacho Grande	IPCA	88	5	0	0	0	93	-0	93	88	5%	
IE Jaguar 8	011/2022	Jacarandá	IPCA	15	1	0	0	0	16	0	16	15	5%	
ISA ENERGIA BRASIL under construction				971	52	0	0	0	1,022	-0	1,022	971	5%	
ISA ENERGIA BRASIL TOTAL (In Operation + Under Construction)				6,281	333	106	3	-339	6,365	26	6,391	6,261	2%	

Paulista Concession Renewal - Contract 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).

In 2016, ANEEL issued Technical Note No. 336/2016, which presented a proposal for regulation as provided in MME Ordinance No. 120/2016 regarding the methodology for calculating the cost of capital (Ke) and the calculation of AAR, and determines the values of SE and payment terms for the concessionaires. On May 30, 2017, ANEEL Ruling No. 1,484/17 was issued, recognizing as the value of these assets the total of R\$4,094,440, as of December 31, 2012. According to the accounting methodology under the IFRS model, the initial impact of RBSE values was recognized in September 2016, and the additional amount recognized by ANEEL was recorded in the second quarter of 2017. These are presented as "Concession Assets" (note 5.1 of the financial statements for 4Q24).

Technical Note No. 108/2020 – SGT/ANEEL, dated June 25, 2020, recalculated the AAR values starting from the 2020/2021 cycle, including the capital cost remuneration component (Ke), and implemented the effects of revoking injunctions that previously prevented the payment of Ke. These values were incorporated into the RTP calculations and approved by ANEEL's Board of Directors through Homologation Resolution No. 2,714/2020. Currently, there are two active injunctions.

On April 22, 2021, ANEEL ruled in favor of the administrative appeal filed by the Company against Homologation Resolution No. 2,714/2020, which sought the right to retroactively update the RBSE values, and applied the restructuring of the RBSE financial component in accordance with Technical Note No. 068/2021 (note 1.2a of the financial statements for 4Q24). The premises valid as of the 2021/2022 cycle are: (i) conclusion of RBSE payments in 2028; (ii) reduced amortization of RBSE receivables during the 2021/2022 and 2022/2023 cycles; and (iii) remuneration based on the regulatory WACC established in the 2018 RTP. From the 2023/2024 cycle onward, the payment flows projected by ANEEL returned to levels similar to those approved in Homologation Resolution No. 2,714/2020.

After the ratification of the RTP results for the Transmission Operators (ReH 2,851/21), which included the rescheduling of RBSE's financial component receipts, ABIAPE/ABRACE/ESBR filed a request for reconsideration, after it became final, questioning the calculation of the RBSE's financial component and the rescheduling itself. In June 2021, the ANEEL General Tariff Superintendence ("SGT") published NT 117/2021 and issued a public statement explaining that there were no calculation or methodological errors. However, in June 2022, the SGT of ANEEL issued Technical Note No. 85/2022, analyzing the requests for reconsideration concerning the payment of the financial component and the rescheduling of RBSE. That same month, a monocratic decision (Order No. 1,762/2022) was issued by an ANEEL director regarding the subject. After a collective decision by ANEEL's board, the monocratic decision was suspended. In April 2023, the SGT published a new technical note (85/2023), addressing the comments on NT 085/2022 and Circular Letter No. 23/2022, dated August 16, 2022.

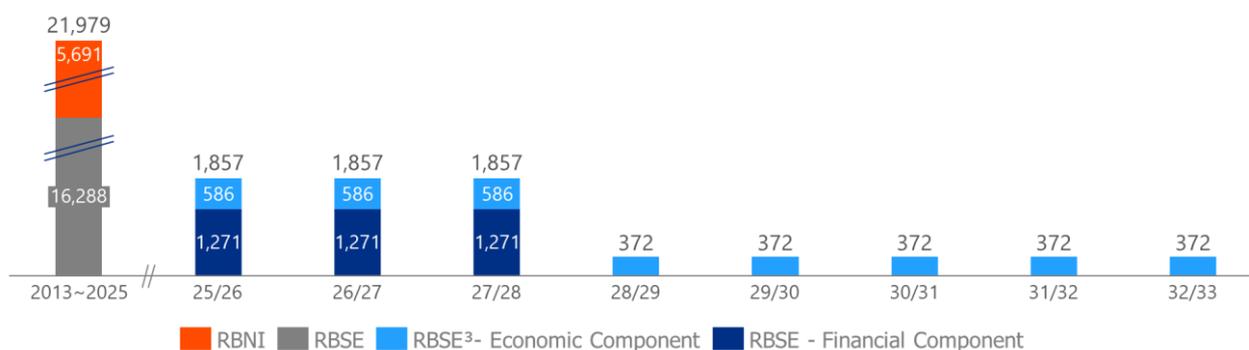
At a board meeting held on June 10, 2025, the Brazilian Electricity Regulatory Agency ("ANEEL") decided on the appeal filed by market agents concerning Homologation Resolution 2,851/21, related to the calculations for the payment of the RBSE (Rede Básica Sistema Existente) financial component. With this, the administrative discussion on the matter was closed. The board voted to partially apply the recommendations proposed in Technical Note 85/2023 ("NT85") and decided to: (i) maintain the post-paid calculation methodology; (ii) create a new payment profile with separation into two flows; and (iii) update the WACC at each Periodic Tariff Review.

In addition to the administrative discussion concluded in June 2025, Process No. TC 012.715/2017-4 is pending before the Federal Court of Accounts ("TCU"). Its purpose is to evaluate the compliance and transparency of the methodology for defining the value of transmission assets existing as of 05/31/2000, but not yet amortized, as well as the methodology for updating and passing these values onto electricity tariffs, which is still under review. On 07/05/2023, the Public Prosecutor's Office at the TCU (MPTCU) stated it was in favor of ISA ENERGIA BRASIL joining as an interested party and concluded that the regulatory option of the MME should be respected by the TCU. The court's assessment of the process is still pending.

It is not possible to rule out the possibility of new lawsuits related to this matter, nor can the possibility of new judicial decisions altering one or more conditions of the RBSE payment be disregarded. Any new judicial decisions, depending on their content and scope, if not reversed in a timely manner, may or may not have significant impacts on the Company's receipts, potentially requiring, as the case may be, a reassessment of investment plans, dividend distribution, and corporate strategy, in addition to the regular accounting records of such impacts.

Considering ANEEL’s board decision taken on June 10, 2025, and based on the tariff adjustment for the 25/26 cycle, below is the flow of payments related to the renewal of the Paulista Concession:

Flow of Receipts of RBSE Post-Reprofiling (R\$ million)^{1 2 3 4}



¹ Actual amounts, baseline date June 2025, based on the spreadsheets published at the close of CP 12/2024.

² Disregards CAIMI and Other Revenues amounts in RBSE AAR, CAIMI parcel and RBSE’s other AAR revenues.

³ The Evolution of RBSE asset base should gradually decrease its AAR 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.

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 to the difference so that retirement payments are made in full, as ordered by the injunction.

Collection Lawsuit

Since 2005, SEFAZ has transferred to the Company an amount lower than that required to fully cover retirement benefit payments (approximately 70%), as a result of a preliminary injunction issued by the 49th Labor Court. ISA ENERGIA BRASIL has therefore been supplementing the remaining portion (approximately 30%) to ensure the full payment of retirement benefits. This supplementation made by the Company is being claimed through a collection lawsuit against SEFAZ.

This collection action was decided in favor of the Company at the second instance. In August 2017, SEFAZ filed a Special Appeal with the Superior Court of Justice (“STJ”), which is still pending admissibility analysis. As of September 30, 2025, the amount recorded on the Company’s balance sheet totaled approximately R\$ 2.7 billion, net of the provision for credit losses, recorded in 2013.

Between August 2018 and March 2019, ISA ENERGIA BRASIL received full transfers from SEFAZ pursuant to a court injunction, which was subsequently suspended by the STJ pending judgment of SEFAZ’s appeal.

SEFAZ's appeal was decided monocratically by the STJ in March 2024, determining the return of the case to the São Paulo State Court of Justice ("TJSP"), which is expected to define, in its decision, the responsibility of each party with respect to the components and items that make up the retirement benefit supplements. The continuation of the payments of the disallowed amounts by ISA ENERGIA BRASIL (as has occurred since 2005) was determined until the final and unappealable decision of the case.

In October 2024, by agreement of the parties for the purpose of attempting an amicable settlement, the STJ suspended the proceedings of the collection action for 180 days. On May 22, 2025, a mediation opening hearing was held at the Judicial Center for Conflict Resolution of the STJ ("CEJUSC/STJ"), with the participation of the Office of the Attorney General of the State of São Paulo, at which time the suspension period was extended for an additional 180 days. In addition to the opening hearing, six hearings were held between August and November 2025.

In 2026, a new hearing was held on February 3, and an additional hearing has been scheduled for April 7. The proceedings remain suspended.

The attempt to reach an amicable settlement does not prejudice the Company's rights and does not alter any existing court decisions or the current payment flow. Should the settlement attempt prove unsuccessful, the proceedings will resume as previously conducted.

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 - Growth projects awarded through auctions and built from scratch.

IBBC (Bovespa Index BR+ Cap 5% by B3) – indicator of the average performance of the most tradable and representative securities. The “Cap 5%” designation means that the maximum weight of any single asset in the index portfolio is limited to 5%. The index includes both Brazilian stocks and BDRs (Brazilian Depositary Receipts) of companies whose primary listing is in the United States.

IBBE (Bovespa Index BR+ Equal Weight by B3) – A Brazilian stock exchange index designed to reflect the average performance of a set of stocks with equal participation (equal weight), rather than the traditional market capitalization weighting used in the standard Ibovespa. Its objective is to offer a less concentrated view of the market, where the performance of large companies does not disproportionately influence the overall index.

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 assets due to unavailability.

AAR (Annual Allowed Revenue) – Remuneration received by transmission companies for providing public transmission services to users. For transmission companies that won auctions, AAR 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, AAR 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 retrofitting in the transmission concession, ANEEL calculates an additional amount for AAR 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 (AAR) 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 AAR 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).

ATTACHMENTS

Attachment I – Greenfield Projects since 2016 | Growth

Auctions	Project	Contract	Company	UF	RAP ISA ENERGIA BRASIL Cycle 2025/2026 (R\$ million)	Deadline ANEEL	Necessity Date ¹	ANEEL CAPEX ISA ENERGIA BRASIL Participation (R\$ million)	Total CapEx ISA ENERGIA BRASIL until 12/31/2025 (R\$ million)	Environmental License (LI)	Initiation of Construction	Land Development ³	Projects Development ⁴	Entry in Commercial Operation
013/2015 (oct/2016)	Paraguaçu (Lot 3)	003/2017	IE Paraguaçu	BA/MG	162.4	fev-22	jan-19	255	333	✓	2Q19	100%	100%	3Q22
	Almorés (Lot 4)	004/2017	IE Almorés	MG	108.8	fev-22	jan-19	171	198	✓	2Q19	100%	100%	2Q22
	Itaúnas (Lot 21)	018/2017	IE Itaúnas	ES	72.1	jun-22	jul-18	298	374	✓	3Q18	100%	100%	4Q23
005/2016 (apr/2017)	Ivaí (Lot 1)	022/2017	IE Ivaí	PR	398.7	ago-22	fev-21	968	1,061	✓	4Q19	100%	100%	4Q22
	Tibagi (Lot 5)	026/2017	IE Tibagi	SP / PR	23.7	ago-21	jan-17	135	118	✓	3Q18	100%	100%	4Q20
	Itaquerê (Lot 6)	027/2017	IE Itaquerê	SP / PR	70.8	ago-21	jun-18	398	256	✓	3Q18	100%	100%	3Q20
	Aguapeí (Lot 29)	046/2017	IE Aguapeí	SP / PR	83.2	ago-21	dez-18	602	363	✓	3Q19	100%	100%	1Q21
	Bauru (Lot 25)	042/2017	IE Jaguar 6	SP	16.2	fev-21	ago-19	126	63	✓	2Q18	100%	100%	3Q19
002/2018 (jun/2018)	Lorena (Lot 10)	021/2018	IE Itapura	SP	18.3	set-22	jan-20	238	126	✓	3Q19	100%	100%	4Q21
	Biguaçu (Lot 1)	012/2018	IE Biguaçu	SC	56.3	set-23	set-21	641	456	✓	1Q21	100%	100%	3Q22
002/2019 (dec/2019)	Minuano (Lot 1) 6	001/2020	Evrecy	RS	53.0	mar-25	jan-20	682	736	✓	1Q22	100%	100%	-
	Três Lagoas (Lot 6)	006/2020	IE Tibagi	MS / SP	7.5	set-23	jan-20	99	87	✓	2Q21	100%	100%	2Q22
	Triângulo Mineiro	007/2020	IEMG	MG	46.1	mar-25	jan-20	554	520	✓	1Q22	100%	100%	3Q23
001/2020 (dec/2020)	Riacho Grande (Lot 7)	005/2021	IE Riacho Grande	SP	93.1	mar-26	jan-26	1,141	867	✓	4Q23	100%	100%	4T25
001/2022 (jun/2022)	Piraquê (Lot 3)	008/2022	ISA ENERGIA	MG / ES	343.1	set-27	jan-26	3,654	3,667	✓	3T24	100%	92%	-
	Jacarandá (Lot 6)	011/2022	IE Jaguar 8	SP	16.1	mar-26	mar-26	232	168	✓	3T24	83%	76%	-
001/2023 (jun/2023)	Serra Dourada (Lot 1)	006/2023	ISA ENERGIA	BA/MG	321.8	mar-29	immediate	3,157	908	1T26	3T25	81%	30%	-
	Itatiaia (Lot 7)	012/2023	ISA ENERGIA	RJ/MG	248.2	mar-29	immediate	2,342	236	3T26	3T26	81%	27%	-
	Água Vermelha (Lot 9)	014/2023	IE Tibagi	SP	8.5	set-26	Imediata	94	87	✓	3T24	100%	100%	-
Total (19)					2,147.8	-	-	15,785	10,623	15,785	10,623	-	-	-

¹ According to concession agreement

² To receive the total amount of AAR

³ Land Development: evolution of properties released

⁴ Project Development: evolution of all activities related to the project until electricity is provided to it

Annex II – Investments in Projects

Investments (R\$ Million)	Consolidated + Jointly-controlled					
	4Q25	4Q24	Chg (%)	2025	2024	Chg (%)
Retrofitting Projects	566.7	411.4	37.7%	1,689.8	1,371.4	23.2%
Greenfield Projects	1,132.1	879.9	28.7%	3,413.7	2,263.2	50.8%
100% ISA ENERGIA BRASIL	1,121.4	879.9	27.4%	3,403.0	2,263.2	50.4%
Piraquê	467.8	501.8	-6.8%	2,046.7	1,265.2	61.8%
Riacho Grande	31.1	134.6	-76.9%	336.9	350.3	-3.8%
Serra Dourada	477.7	68.0	602.3%	695.6	211.9	228.3%
Água Vermelha	0.0	22.3	-100.0%	52.2	34.8	50.1%
Itatiaia	69.7	28.4	146.0%	140.2	95.9	46.2%
Jacarandá	75.0	5.9	1161.8%	132.7	12.1	992.9%
Triângulo Mineiro	0.0	111.0	-100.0%	-1.3	272.2	-100.5%
Minuano	0.0	7.8	-100.0%	0.0	21.4	-100.0%
Biguaçu	0.0	0.0	N.A	0.0	-6.9	-100.0%
Itapura-Lorena	0.0	0.0	N.A	0.0	2.0	-100.0%
Tibagi	0.0	0.0	N.A	0.0	-0.2	-100.0%
Três lagoas	0.0	0.0	N.A	0.0	-0.2	-100.0%
Itaquerê	0.0	0.0	N.A	0.0	4.3	-100.0%
Itaúnas	0.0	0.0	N.A	0.0	0.2	-100.0%
Jointly-controlled subsidiaries	10.8	0.0	N.A	10.8	0.0	N.A
Aimorés	0.0	0.0	N.A	0.0	0.0	N.A
Ivaí	10.8	0.0	N.A	10.8	0.0	N.A
Total	1,698.8	1,291.3	31.6%	5,103.6	3,634.5	40.4%

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

Annex III – Regulatory Balance Sheet

Assets (R\$ thousand)	Consolidated	
	30/12/2025	31/12/2024
CURRENT		
Cash and Cash Equivalents	1,356,062	2,914,747
Financial Investments	808,924	485,995
Accounts receivable - Concessionaires and	469,745	259,819
Inventory	48,054	39,928
Recoverable taxes and contributions	229,311	453,046
Derivative instruments	37,384	41,658
Credit with controlled parties	126,061	118,989
Prepaid Expenses	6,061	19,461
Restricted cash	0	1,273
Others	165,619	221,724
	3,247,221	4,556,640
NON-CURRENT		
Long-Term Assets		
Restricted cash	18,888	17,862
Accounts receivable - Concessionaires and	205,383	624,135
Accounts Receivable from the State Finance	2,760,806	2,563,255
Deferred income taxes and social contribution	0	0
Pledges and Escrow	46,049	43,650
Derivative financial instruments	20,406	84,715
Others	76,525	93,364
	3,128,057	3,426,981
Investments	1,366,474	1,721,387
Imobilized	20,832,086	16,478,040
Intangible	1,819,316	1,782,527
	24,017,876	19,981,954
	27,145,933	23,408,935
Total Assets	30,393,154	27,965,575

Liabilities and Shareholders' Equity (R\$ thousand)	Consolidated	
	30/12/2025	31/12/2024
CURRENT		
Loans and Financing	90,082	82,056
Debentures	496,001	1,109,914
Leasing	18,677	12,020
Derivative financial instruments	2,916	0
Suppliers	254,342	184,644
Taxes and social charges to be collected	213,752	139,168
Deferred Income Tax and Social Contribution	0	0
Regulatory charges to be collected	66,723	66,750
Interest on Shareholders' Equity / Dividends to	422,540	1,408,488
Provisions	79,962	71,658
Amounts Payable - Funesp	1,335	351
Capex - Provisions	210,460	244,333
Others	30,299	26,800
	1,887,089	3,346,182
NON-CURRENT		
Long-Term Liabilities		
Loans and Financing	669,117	651,766
Debentures	14,696,513	11,392,559
Leasing	36,959	25,489
Derivative financial instruments	17,312	0
Suppliers	3,456	1,393
Diferred PIS and COFINS	25,773	38,083
Deferred income taxes and social contribution	1,524,834	1,675,431
Regulatory charges to be collected	35,404	30,763
Provisions	157,457	193,721
Obligations connected to concession service	850,307	683,178
Others	334	610
	18,017,466	14,692,993
SHAREHOLDER'S EQUITY		
Share Capital	3,590,020	3,590,020
Capital Reserves	666	666
Income Reserves	3,742,461	2,958,714
Revaluation reserve	2,493,015	2,846,948
Other Comprehensive Results	97,571	173,351
	10,203,055	9,569,699
Non-controlling shareholders' share of investment funds	285,544	356,701
	10,488,599	9,926,400
Total Liabilities and Shareholders' Equity	30,393,154	27,965,575

Annex IV – Regulatory Income Statement

Income Statement (R\$ thousand)	Consolidated					
	4Q25	4Q24	Chg (%)	2025	2024	Chg (%)
Gross Revenue	1,313,126	1,328,559	-1.2%	5,031,828	5,232,532	-3.8%
Availability of Electric Network	1,299,718	1,314,522	-1.1%	4,984,542	5,179,722	-3.8%
Others	13,408	14,037	-4.5%	47,286	52,810	-10.5%
Deductions from the Operational Revenue	-192,310	-171,979	11.8%	-678,196	-675,486	0.4%
Taxes and Contributions on Revenue	-114,775	-111,789	2.7%	-434,273	-456,201	-4.8%
Regulatory charges	-77,535	-60,190	28.8%	-243,923	-219,285	11.2%
Net Revenue	1,120,816	1,156,580	-3.1%	4,353,632	4,557,046	-4.5%
Costs and Operational Expenses	-396,192	-544,199	-27.2%	-1,560,240	-1,736,294	-10.1%
Personnel	-110,404	-123,836	-10.8%	-426,709	-459,968	-7.2%
Material	-7,741	-7,725	0.2%	-24,611	-26,492	-7.1%
Services	-70,644	-74,230	-4.8%	-216,649	-223,685	-3.1%
Depreciation	-174,636	-242,393	-28.0%	-765,978	-849,300	-9.8%
Others	-32,767	-96,016	-65.9%	-126,293	-176,849	-28.6%
Result of Service	724,624	612,381	18.3%	2,793,392	2,820,752	-1.0%
Financial Results	-354,690	-263,825	34.4%	-1,350,942	-962,327	40.4%
Income from Financial Investments	115,682	90,289	28.1%	359,088	251,119	43.0%
Result of Liquid Monetary Variation	-83,608	-108,808	-23.2%	-429,278	-348,680	23.1%
Asset and Liability Interest	-2,021	-378	434.7%	-4,988	-543	818.6%
Interest/Charges on loans	-381,663	-263,162	45.0%	-1,314,921	-876,928	49.9%
Others	-3,080	18,234	n.a	39,157	12,705	208.2%
Operational Result	369,934	348,556	6.1%	1,442,450	1,858,425	-22.4%
Equity Income	89,225	108,356	-17.7%	356,208	377,072	-5.5%
Other Operational Revenues/Expenses	-45,264	-60,484	-25.2%	-104,099	-129,077	-19.4%
Results before Taxes	413,895	396,428	4.4%	1,694,559	2,106,420	-19.6%
Income Tax and Social Contribution on Income	85,412	426,987	-80.0%	-5,681	24,466	n.a
Current	-66,994	396,550	n.a	-112,015	-59,238	89.1%
Deferred	152,406	30,437	400.7%	106,334	83,704	27.0%
Consolidated Income/Losses of the Period with the Participation of the Non Controlling Shareholder	499,307	823,415	-39.4%	1,688,878	2,130,886	-20.7%
Participation of Non Controlling Shareholder	-16,568	-13,270	24.9%	-63,116	-54,315	16.2%
Net Income/Loss Consolidated in the Period	482,739	810,145	-40.4%	1,625,762	2,076,571	-21.7%

Annex V – Indirect Cash Flow – Regulatory¹

Cash Flow of operational activities (R\$ thousand)	Consolidated	
	2025	2024
Cash generated by operational activities	3,619,428	3,774,445
Net Income	1,688,878	2,130,886
Employee benefit - actuarial deficit	7,692	44,623
Deferred PIS and COFINS	-12,310	5,368
Depreciation and amortization	854,101	936,765
Deferred income taxes and social contribution	-106,333	-80,433
Provision for Lawsuit Liabilities	16,219	77,516
Residual value of fixed/intangible assets	62,966	34,557
Tax benefit - incorporated goodwill	36	37
Result of equity income	-356,207	-377,071
Income from financial investments	-152,271	-164,042
Interest and exchange variations on loans, financing and debentures	1,720,848	1,209,509
Interest and monetary and exchange variations on assets and liabilities	-45,014	11,045
Transactions with non-controlling shareholders	-63,116	-54,315
Assets Variation	334,164	-204,611
Restricted cash	0	0
Accounts receivable - Concessionaires and Permissionaires	208,826	-76,022
Inventories	-8,126	-9,274
Accounts Receivable from the State Finance Secretariat	-197,551	-191,948
Recoverable taxes and contributions	282,131	-175,722
Prepaid Expenses	13,400	-6,729
Pledges and Escrow	-548	448
Others	36,032	254,636
Liabilities Variation	39,767	-250,369
Suppliers	71,761	4,284
Taxes and social charges to be collected	159,583	213,460
Labor obligations	8,304	7,718
Tax payment	-225,389	-422,317
Regulatory charges to be collected	10,614	8,263
Provisions	-67,026	-20,715
Amounts payable to Vivest	984	-380
Global Reversal Reserve - RGR	-2,481	-2,480
Obligations linked to the concession of the service	165,399	-58,781
Post-employment benefit - actuarial liability	-48,824	-36,385
Others	-33,158	56,964
Net cash generated in operational activities	3,993,359	3,319,465
Investments Activites Cash Flow	-4,834,929	-2,183,164
Restricted cash	247	5,100
Financial Investments	-6,949,394	-6,296,500
Redemptions of financial investments	6,707,579	7,445,884
Fixed Assets	-5,254,582	-3,543,070
Received dividends	661,221	205,422
Cash used in financing activities	-717,115	1,532,627
New loans and debentures	3,921,602	4,116,668
Loan and debentures payments (principal)	-1,771,288	-554,937
Loan and debentures payments (interest)	-1,153,908	-772,742
Lease Payments (principal and interest)	-17,057	-20,295
Derivative instruments	4,849	3,003
Paid dividends and interest on equity	-1,701,313	-1,239,070
Net variation in Cash and Cash Equivalents	-1,558,685	2,668,928
Opening Balance of Cash and Cash Equivalents	2,914,747	245,819
Closing Balance of Cash and Cash Equivalents	1,356,062	2,914,747
Closing Balance of Cash and Cash Equivalents	-1,558,685	2,668,928

¹ The indirect cash flow recorded under the regulatory methodology considers cash outflows related to greenfield, brownfield, and Retrofitting and Improvements projects as investment flows.

Annex VI – Regulatory Result of Non-Consolidated Companies

IE MADEIRA						
Income Statement (R\$ thousand)	4Q25	4Q24	Chg (%)	2025	2024	Chg (%)
Gross Operational Revenue	210,148	191,985	9.5%	881,225	792,051	11.3%
Operational Revenue Deductions	-28,048	-28,197	-0.5%	-109,740	-99,597	10.2%
Net Operational Revenue	182,100	163,788	11.2%	771,484	692,454	11.4%
Costs and Expenses	-25,486	-19,079	33.6%	-111,135	-69,440	60.0%
Depreciation	-36,451	-36,395	0.2%	-146,291	-140,394	4.2%
EBITDA	156,618	144,721	8.2%	660,058	621,158	6.3%
Gross Profit	120,163	108,314	10.9%	514,059	482,620	6.5%
Financial Result	-21,703	-15,241	42.4%	-58,214	-70,541	-17.5%
Other Revenues and Expenses	3	12	-77.9%	-292	-1,855	-84.3%
Income before IR & CSLL	98,463	93,085	5.8%	455,553	410,224	11.0%
IR & CSLL*	-10,286	-44,728	-77.0%	-83,972	-83,294	0.8%
Net Income	88,177	48,357	82.3%	371,581	326,930	13.7%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (51%) on EBITDA	79,875	73,808	8.2%	336,630	316,791	6.3%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (51%) on Net Income	44,970	24,662	82.3%	189,507	166,734	13.7%

IE GARANHUNS						
Income Statement (R\$ thousand)	4Q25	4Q24	Chg (%)	2025	2024	Chg (%)
Gross Operational Revenue	53,276	45,204	17.9%	173,499	159,593	8.7%
Operational Revenue Deductions	-5,787	-5,357	8.0%	-22,510	-21,315	5.6%
Net Operational Revenue	47,488	39,846	19.2%	150,989	138,278	9.2%
Costs and Expenses	-4,512	-4,283	5.4%	-16,805	-14,945	12.4%
Depreciation	-7,127	-6,354	12.2%	-26,565	-25,401	4.6%
EBITDA	42,976	35,648	20.6%	134,184	123,417	8.7%
Gross Profit	35,850	29,210	22.7%	107,619	97,932	9.9%
Financial Result	-429	-689	-37.8%	-2,392	-3,959	-39.6%
Other Revenues and Expenses	-0	84	n.a	0	84	-100.0%
Income before IR & CSLL	35,421	28,605	23.8%	105,227	94,057	11.9%
IR & CSLL*	-10,093	-443	2177.0%	-14,748	-2,202	569.8%
Net Income	25,328	28,162	-10.1%	90,479	91,855	-1.5%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (51%) on EBITDA	21,918	18,180	20.6%	68,434	62,943	8.7%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (51%) on Net Income	12,917	14,363	-10.1%	46,144	46,846	-1.5%

IE AIMORÉS						
Income Statement (R\$ thousand)	4Q25	4Q24	Chg (%)	2025	2024	Chg (%)
Gross Operational Revenue	30,163	36,066	-16.4%	116,844	118,048	-1.0%
Operational Revenue Deductions	-3,021	-2,927	3.2%	-12,142	-11,677	4.0%
Net Operational Revenue	27,142	33,139	-18.1%	104,702	106,371	-1.6%
Costs and Expenses	-2,335	4,779	n.a	-6,454	1,008	n.a
Depreciation	-2,723	-2,719	0.1%	-10,886	-10,875	0.1%
EBITDA	24,807	37,918	-34.6%	98,248	107,379	-8.5%
Gross Profit	22,084	35,199	-37.3%	87,362	96,504	-9.5%
Financial Result	-9,031	-177	5002.3%	-14,881	1,406	n.a
Other Revenues and Expenses	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Income before IR & CSLL	13,053	35,022	-62.7%	72,481	97,910	-26.0%
IR & CSLL*	2,194	-625	n.a	-4,217	-6,468	-34.8%
Net Income	15,247	34,397	-55.7%	68,264	91,442	-25.3%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on EBITDA	12,404	18,959	-34.6%	49,124	53,690	-8.5%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on Net Income	7,624	17,199	-55.7%	34,132	45,721	-25.3%

IE PARAGUAÇU						
Income Statement (R\$ thousand)	4Q25	4Q24	Chg (%)	2025	2024	Chg (%)
Gross Operational Revenue	45,128	58,122	-22.4%	174,476	182,730	-4.5%
Operational Revenue Deductions	-4,493	-4,518	-0.6%	-18,615	-17,723	5.0%
Net Operational Revenue	40,635	53,604	-24.2%	155,861	165,007	-5.5%
Costs and Expenses	-2,855	12,778	n.a	-8,849	6,700	n.a
Depreciation	-4,658	-4,780	-2.6%	-18,620	-18,625	0.0%
EBITDA	37,780	66,382	-43.1%	147,012	171,707	-14.4%
Gross Profit	33,122	61,602	-46.2%	128,392	153,082	-16.1%
Financial Result	-15,165	590	n.a	-25,122	3,570	n.a
Other Revenues and Expenses	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Income before IR & CSLL	17,957	62,192	-71.1%	103,270	156,652	-34.1%
IR & CSLL*	4,067	475	756.2%	-4,524	-9,400	-51.9%
Net Income	22,024	62,667	-64.9%	98,746	147,252	-32.9%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on EBITDA	18,890	33,191	-43.1%	73,506	85,854	-14.4%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on Net Income	11,012	31,334	-64.9%	49,373	73,626	-32.9%

IE IVAÍ						
Income Statement (R\$ thousand)	4Q25	4Q24	Chg (%)	2025	2024	Chg (%)
Gross Operational Revenue	104,591	104,585	0.0%	417,963	414,330	0.9%
Operational Revenue Deductions	-10,993	-10,970	0.2%	-43,866	-42,884	2.3%
Net Operational Revenue	93,598	93,615	0.0%	374,096	371,446	0.7%
Costs and Expenses	-6,117	-5,890	3.8%	-22,408	-20,448	9.6%
Depreciation	-12,982	-26,301	-50.6%	-55,311	-70,367	-21.4%
EBITDA	85,829	123,343	-30.4%	350,085	386,617	-9.4%
Gross Profit	74,499	61,424	21.3%	296,377	280,632	5.6%
Financial Result	-37,964	-54,622	-30.5%	-186,100	-203,087	-8.4%
Other Revenues and Expenses	-1,652	35,619	n.a	-1,603	35,619	n.a
Income before IR & CSLL	34,884	42,420	-17.8%	108,675	113,164	-4.0%
IR & CSLL*	-9,477	-823	1051.8%	-34,569	-24,876	39.0%
Net Income	25,407	41,597	-38.9%	74,105	88,288	-16.1%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on EBITDA	42,915	61,672	-30.4%	175,043	193,309	-9.4%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on Net Income	12,703	20,799	-38.9%	37,053	44,144	-16.1%

AIE (IE IVAÍ + IE PARAGUAÇU + IE AIMORÉS)						
Income Statement (R\$ thousand)	4Q25	4Q24	Chg (%)	2025	2024	Chg (%)
Gross Operational Revenue	179,882	198,773	-9.5%	709,283	715,108	-0.8%
Operational Revenue Deductions	-18,507	-18,415	0.5%	-74,623	-72,284	3.2%
Net Operational Revenue	161,375	180,358	-10.5%	634,659	642,824	-1.3%
Costs and Expenses	-11,307	11,667	n.a	-37,711	-12,740	196.0%
Depreciation	-20,363	-33,800	-39.8%	-84,817	-99,867	-15.1%
EBITDA	148,416	227,643	-34.8%	595,345	665,703	-10.6%
Gross Profit	129,705	158,225	-18.0%	512,131	530,218	-3.4%
Financial Result	-62,160	-54,209	14.7%	-226,103	-198,111	14.1%
Other Revenues and Expenses	-1,652	35,619	n.a	-1,603	35,619	n.a
Income before IR & CSLL	65,894	139,634	-52.8%	284,426	367,726	-22.7%
IR & CSLL*	-3,216	-973	230.6%	-43,310	-40,744	6.3%
Net Income	62,678	138,661	-54.8%	241,115	326,982	-26.3%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on EBITDA	74,208	113,822	-34.8%	297,673	332,852	-10.6%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on Net Income	31,339	69,331	-54.8%	120,558	163,491	-26.3%

Annex VII – Covenants (R\$ million)

BNDES (annual verification)	
Net Debt 12/31/25	15,666.4
EBITDA LTM	4,315.8
Net Debt/EBITDA 12/31/25	3.63
Shareholders' Equity 12/31/25	21,437.0
Net Debt/(Net Debt + Shareholders' Equity) 12/31/25	0.42

The main financial commitments under the financing agreements (financial covenants) to which ISA ENERGIA BRASIL is subject are set forth below:

The financing agreements with **BNDES** (valid through their contractual maturity in 2041) require compliance with the following maximum financial ratios: Net Debt / Adjusted EBITDA (BNDES methodology) $\leq 3.0x$ and Net Debt / (Net Debt + Shareholders' Equity) ≤ 0.6 . As of December 31, 2025, the outstanding balance of these financings with BNDES totaled R\$ 681.8 million, and the agreements allow for prepayment.

These ratios are measured at the end of each fiscal year. For purposes of calculating and verifying such indicators, the Company is required to consolidate all subsidiaries and jointly controlled companies (on a proportional basis to its ownership interest), if it holds an equity interest equal to or greater than 10%. EBITDA is calculated in accordance with the methodology defined in the financing agreements. The most recent measurement was carried out on December 31, 2025. The Net Debt / EBITDA ratio, according to this methodology, was **3.63x** in 4Q25. In November 2025, the Company received a letter from BNDES formalizing its prior consent and waiver of the declaration of early maturity of certain financing agreements, in the context of the monitoring of the financial covenants related to fiscal year 2025.

Annex VIII – Balance Sheet – IFRS

Assets (R\$ thousand)	Consolidated	
	30/12/2025	31/12/2024
CURRENT		
Cash and cash equivalents	1,356,062	2,914,747
Financial investments	808,924	485,995
Concession Asset	4,106,084	3,604,640
Inventories	72,704	94,384
Taxes and contributions to compensate	229,311	453,046
Derivative instruments	37,384	41,658
Credit with related parties	126,579	142,546
Prepaid expenses	6,061	19,461
Restricted Cash	0	0
Advance to suppliers	0	0
Others	344,330	182,972
	7,087,439	7,939,449
NON-CURRENT		
Long-term Receivables		
Restricted Cash	18,888	17,862
Concession Asset	32,325,214	27,442,183
Accounts Receivable from the State Finance	2,760,806	2,564,527
Pledges and Escrow	46,049	43,650
Inventories	94,871	140,344
Derivative instruments	20,406	84,715
Others	76,525	124,936
	35,342,759	30,418,217
Investments	4,154,815	4,354,888
Imobilized	180,126	153,613
Intangible	436,233	438,465
	4,771,174	4,946,966
	40,113,933	35,365,183
Total Assets	47,201,372	43,304,632
Liabilities and Shareholders' Equity (R\$ thousand)	Consolidated	
	30/12/2025	31/12/2024
CURRENT		
Loans and financing	90,082	82,056
Debentures	496,001	1,109,914
Leasing	18,677	12,020
Derivative financial instruments	2,916	-
Suppliers	254,445	182,169
Taxes and social charges to be collected	213,325	139,146
Regulatory Charges to be collected	66,723	64,270
Interest on Shareholders' Equity/Dividends	422,540	1,329,622
Labor obligations	79,962	71,658
Amounts Payable - Vivest	1,335	351
Others	240,765	273,612
	1,886,771	3,264,818
NON-CURRENT		
Long-term Liabilities		
Loans and financing	669,117	651,766
Debentures	14,696,513	11,392,559
Leasing	36,959	25,489
Derivative financial instruments	17,312	-
Suppliers	3,456	1,393
Provision for Contingencies	163,035	197,271
Deferred PIS and COFINS	2,966,130	2,493,513
Deferred Income Tax and Social Contribution	5,287,595	5,175,168
Regulatory Charges to be collected	35,404	30,763
Others	2,069	610
Total long-term liabilities	23,877,590	19,968,532
NET EQUITY		
Shareholders' Equity	3,590,020	3,590,020
Capital Reserves	666	666
Profits Reserve	17,183,674	15,950,329
Other comprehensive results	97,785	173,566
Proposed additional dividends	279,322	-
	21,151,467	19,714,581
Non-controlling shareholders' share of investment funds	285,544	356,701
	21,437,011	20,071,282
Total Liabilities and Shareholders' Equity	47,201,372	43,304,632

Annex IX – Income Statement – IFRS

Income Statement (IFRS) (R\$ million)	Consolidated					
	4Q25	4Q24	Chg (%)	2025	2024	Chg (%)
Net Operating Revenue	3,007.3	2,520.1	19.3%	9,411.2	7,966.6	18.1%
Net Revenue from infrastructure, operation and maintenance, efficiency gains in infrastructure implementation and others	2,149.0	1,739.6	23.5%	6,734.7	5,218.2	29.1%
Remuneration of concession assets, net	858.3	780.5	10.0%	2,676.4	2,748.4	-2.6%
Costs of Infrastructure Implementation Services, operation and maintenance and services provided	-1,876.8	-1,459.0	28.6%	-5,708.0	-4,229.1	35.0%
Gross Profit	1,130.5	1,061.0	6.5%	3,703.1	3,737.5	-0.9%
Operational Revenue and Expenses	47.9	67.5	-28.9%	428.8	1,393.8	-69.2%
Revenues – Periodic Tariff Reset (RTP)	0.0	0.0	N.A.	159.5	1,152.7	-86.2%
General and Administrative	-70.3	-156.7	-55.1%	-252.9	-347.5	-27.2%
Management Fees	-3.2	-2.9	11.5%	-17.5	-17.1	2.7%
Other operating net income (expenses)	14.1	-9.2	-253.7%	28.8	21.1	36.2%
Equity Income	107.3	236.2	-54.6%	511.0	584.6	-12.6%
Earnings before financial income and expenses and taxes on earnings	1,178.4	1,128.5	4.4%	4,131.9	5,131.3	-19.5%
Financial Income	-354.8	-263.9	34.5%	-1,351.6	-962.6	40.4%
Financial revenue	113.6	116.2	-2.2%	445.9	283.8	57.1%
Financial expenses	-468.4	-380.0	23.3%	-1,797.5	-1,246.5	44.2%
Earnings Before Taxes	823.6	864.6	-4.7%	2,780.3	4,168.7	-33.3%
Income tax and Social Contribution on Earnings	-72.3	360.3	-120.1%	-269.3	-615.9	-56.3%
Current	-67.0	396.6	-116.9%	-112.0	-59.2	89.2%
Deferred	-5.4	-36.2	-85.2%	-157.3	-556.7	-71.7%
Consolidated Profit/Loss	751.2	1,225.0	-38.7%	2,511.0	3,552.7	-29.3%
Non-Controlling Shareholder's Stake	-16.6	-13.3	24.9%	-63.1	-54.3	16.2%
Consolidated Profit/Loss for the Period	734.7	1,211.7	-39.4%	2,447.9	3,498.4	-30.0%

Annex X – Cash Flow – IFRS (R\$ thousand)

Cash Flow from Operations (R\$ thousand)	Consolidated	
	2025	2025
Cash flow from operational activities	-6,519,602	-5,096,144
Net earnings	2,511,015	3,552,731
Employee benefit - actuarial deficit	7,692	44,624
Depreciation and amortization	34,692	37,357
Deferred PIS and COFINS	472,617	458,852
Deferred IR and CS	157,279	556,723
Provision for Legal Claims	17,781	75,927
Residual value of permanent assets written off	64	2,782
Tax benefit - incorporated goodwill	36	37
Income from financial investments	-152,271	-164,042
Interest and exchange variations on loans, financing and debentures	1,720,848	1,209,509
Interest and exchange rate variations on assets and liabilities	-45,608	11,330
Result of equity income	-511,049	-584,578
Accounts Receivable - Concession Assets	-10,692,224	-10,262,943
Financial Instruments	3,850	0
Realization of Concession asset in the acquisition of Subsidiary	18,792	19,862
Transactions with non-controlling shareholders	-63,116	-54,315
Asset Variations	5,428,952	5,015,038
Restricted cash	0	0
Accounts receivable - Concessionaires and Permissionaires	5,307,749	5,205,495
Inventories	67,153	65,143
Accounts Receivable from the State Finance Secretariat	-196,279	-193,220
Recoverable taxes and contributions	301,592	-175,722
Bonds and linked deposits	-548	448
Prepaid expenses	13,400	-6,729
Credit with subsidiaries	0	0
Others	-64,115	119,623
Liabilities Variations	-124,252	-100,371
Suppliers	74,339	3,830
Taxes and social charges to be collected	158,568	213,456
Tax payments	-225,389	-422,317
Labor obligations	8,304	7,718
Regulatory charges to be collected	10,614	8,263
Amounts payable Vivest	-67,218	-20,715
Global Reversion Reserve	-2,481	-2,480
Others	-80,989	111,874
Net Cash from Operating Activities	-1,214,902	-181,477
Investments Activities Cash Flow	390,931	1,317,777
Restricted cash	-1,026	6,373
Financial investments	-6,949,394	-6,296,500
Redemptions of financial investments	6,707,579	7,445,884
Acquisition of Immobilized	-27,604	-35,888
Intangible	-16,845	-7,514
Received dividends	678,221	205,422
Cash used in financing activities	-734,714	1,532,628
Addition to loans and debentures	3,921,602	4,116,668
Loan payments (principal)	-1,771,288	-554,936
Loan payments (interest)	-1,153,908	-772,742
Leasing Payments (principal and interest)	-17,057	-20,295
Derivative instruments	4,849	3,003
Dividends and interest on shareholders' equity paid	-1,718,912	-1,239,070
Net variation in Cash and Cash Equivalents	-1,558,685	2,668,928
Opening Balance of Cash and Cash Equivalents	2,914,747	245,819
Closing Balance of Cash and Cash Equivalents	1,356,062	2,914,747
Cash and cash equivalents	-1,558,685	2,668,928