

isa

ENERGIA

RELEASE DE RESULTADOS 3T2025

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



Saiba mais
sobre a
evolução da
nossa marca



São Paulo, 29 de outubro de 2025 – A ISA ENERGIA BRASIL S.A. ("ISA ENERGIA BRASIL", "Companhia", B3: ISAE3 e ISAE4) anuncia seus resultados do terceiro trimestre de 2025 (3T25). 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					
	3T25	3T24	Var (%)	9M25	9M24	Var (%)
Receita Líquida	1.072,3	1.179,9	-9,1%	3.232,8	3.400,5	-4,9%
PMSO	-187,5	-192,3	-2,5%	-552,1	-573,7	-3,8%
PMSO Gerenciável	-185,5	-181,2	2,4%	-546,3	-540,2	1,1%
EBITDA	888,5	958,7	-7,3%	2.601,3	2.746,7	-5,3%
Margem EBITDA	82,86%	81,25%	1,60 p.p	80,5%	80,8%	-0,3 p.p
Lucro Líquido ¹	550,0	431,6	27,4%	1.143,0	1.266,4	-9,7%
Margem Líquida	51,3%	36,6%	14,7 p.p	35,4%	37,2%	-1,9 p.p
ROE (12 meses)	20,8%	26,1%	-5,3 p.p	20,8%	26,1%	-5,3 p.p
Dívida Líquida	12.887,2	9.534,0	35,2%	12.887,2	9.534,0	35,2%
CapEx (ex-M&A)	1.205,4	867,9	38,9%	3.415,5	2.343,2	45,8%

¹ajustado pela participação do acionista não controlador.

Destaques financeiros 3T25



Receita líquida R\$ 1.072,3 milhões (-9,1%)



PMSO: R\$ 187,5 milhões (-2,5%)



EBITDA R\$ 888,5 milhões (-7,3%)



CapEx R\$ 1.205,4 milhões (+38,9%)



Dívida líquida R\$ 12.887,2 milhões (+35,2%)

Teleconferência 3T25

Teleconferência em português com tradução simultânea para inglês

Data: 30 de outubro de 2025

Horário: 10h00 (BRT) / 09h00 (EST)

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

Todos dados para conexão disponíveis no site de Relações com Investidores:
ri.isaenergiabrasil.com.br

EVENTOS DO PERÍODO

19ª emissão de debêntures

Em 07 de julho de 2025, a Companhia concluiu o processo de captação de recursos via 19ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, no montante total de R\$ 580 milhões. O prazo de vencimento da oferta foi definido em aproximadamente 10 anos contados da data de emissão. O custo da emissão é de IPCA+6,70% a.a. [Clique aqui](#) para acessar os documentos da oferta.

RAP Ciclo 2025/2026

Em 15 de julho de 2025 foi publicada a [Resolução Homologatória \("REH"\) nº 3.481](#), que estabeleceu a Receita Anual Permitida ("RAP") da ISA ENERGIA BRASIL e suas empresas controladas e controladas em conjunto para o Ciclo Tarifário (2025-2026), compreendendo o período de 01 de julho de 2025 a 30 de junho de 2026. De acordo com a REH nº 3.481, a RAP e os valores correspondentes às Parcelas de Ajuste ("PA") do Consolidado e empresas controladas em conjunto, líquida de PIS/COFINS passou a ser de R\$ 6.399,0 milhões, ponderado pela participação da ISA ENERGIA BRASIL nas empresas controladas em conjunto (data base junho de 2025). Excluindo os valores correspondentes às PA's, a RAP consolidada do ciclo é de R\$ 6.373,3 milhões. Deste montante, 55,7% representam a RAP do contrato renovado Concessão Paulista, incluindo Reforços e Melhorias ("R&M"), RBSE e a parcela de Operação e Manutenção ("O&M") do contrato. Além disso, 44,3% da RAP refere-se a contratos licitados provenientes de leilões de transmissão ou aquisições realizadas pela Companhia, sendo (i) 28,3% de empreendimentos em operação, ou seja, com RAP ativa e; (ii) 16,0% de empreendimentos em construção, que adicionarão remuneração à Companhia quando concluídos.

Obtenção de Licença de Instalação do projeto Serra Dourada

Em 05 de agosto de 2025, a Companhia obteve do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais ("IBAMA") a Licença de Instalação ("LI") do trecho de 500 kV da linha de transmissão Barra II - Correntina - Arinos 2 e da subestação Correntina do projeto Serra Dourada, permitindo o início das obras. O empreendimento, originado no Leilão ANEEL 01/2023, prevê 1.093 km de linhas de transmissão, seis subestações (três novas e três ampliadas) e visa escoar energia renovável gerada no oeste da Bahia. O investimento ANEEL é de R\$ 3.157 milhões, com RAP de R\$ 322 milhões (ciclo 2025/2026), e prazo ANEEL até março de 2029. [Clique aqui](#) para acessar ao Comunicado ao Mercado.

Participação de executivos em evento *on-line* ("live")

Nos dias 13 de agosto e 16 de setembro de 2025, o Sr. Rui Chammas, Diretor Presidente, participou dos seguintes programas ao vivo: "Radar" e "Conexão Energia" promovidos, respectivamente por *Times* Brasil CNBC e *TC News* em seus canais do Youtube. [Clique aqui](#) e [aqui](#) para acessar os respectivos Comunicado ao Mercado.

Trajetória *Net Zero*

Em 29 de agosto de 2025, a Companhia divulgou a meta de ser *Net Zero* até 2050. O objetivo é alcançar uma redução absoluta de 90% das emissões de Gases de Efeito Estufa ("GEE") nos escopos 1, 2 e 3 até 2050, com base nas emissões de 2022. Em paralelo, as emissões residuais serão compensadas por meio de créditos de carbono de alta integridade, gerados por projetos auditados e certificados por padrões reconhecidos internacionalmente, com rastreabilidade garantida por registros públicos e sistemas de monitoramento contínuo. Para mais detalhes, [clique aqui](#).

Anúncio de distribuição de proventos intercalares

Em 29 de setembro 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\$ 444.744.253,55, correspondente a R\$ 0,674997 por ação de ambas as espécies (ordinária - "ISAE3" e preferencial - "ISAE4"). A distribuição do valor do JCP líquido do imposto de renda na fonte foi dividida em três pagamentos, sendo cada um deles com suas respectivas datas base, "ex-direito" e de pagamento, conforme tabela abaixo:

Parcela	Valor total	Data base de direito	Data "Ex-direito"	Data de pagamento	Valor bruto por ação	Valor líquido por ação
1ª	R\$ 148.248.084,52	30-out-25	31-out-25	28-nov-25	R\$ 0,224999	R\$ 0,191249
2ª	R\$ 148.248.084,52	24-nov-25	25-nov-25	12-dez-25	R\$ 0,224999	R\$ 0,191249
3ª	R\$ 148.248.084,52	17-dez-25	18-dez-25	30-dez-25	R\$ 0,224999	R\$ 0,191249

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

Considerações sobre as informações financeiras

As informações financeiras apresentadas neste documento referem-se ao período de três meses findo em 30 de setembro 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					
	3T25	3T24	Var (%)	9M25	9M24	Var (%)
(=) Lucro Líquido Regulatório	550,0	431,6	27,4%	1.143,0	1.266,4	-9,7%
(+) Particip. do Acionista não controlador	18,0	14,1	27,1%	46,5	41,0	13,4%
(+) IRPJ/CSLL	-39,9	139,2	n.a	91,1	402,5	-77,4%
(-) Equivalência Patrimonial	-100,4	-90,3	11,2%	-267,0	-268,7	-0,6%
(+) Resultado Financeiro	293,1	206,0	42,3%	996,3	698,5	42,6%
(+) Depreciação/Amortização	167,6	258,1	-35,1%	591,4	606,9	-2,6%
(=) EBITDA Regulatório	888,5	958,8	-7,3%	2.601,3	2.746,7	-5,3%
(+) Equivalência Patrimonial	100,4	90,3	11,2%	267,0	268,7	-0,6%
(=) EBITDA Regulatório CVM 156/2022	988,9	1.049,0	-5,7%	2.868,3	3.015,4	-4,9%

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](#)).

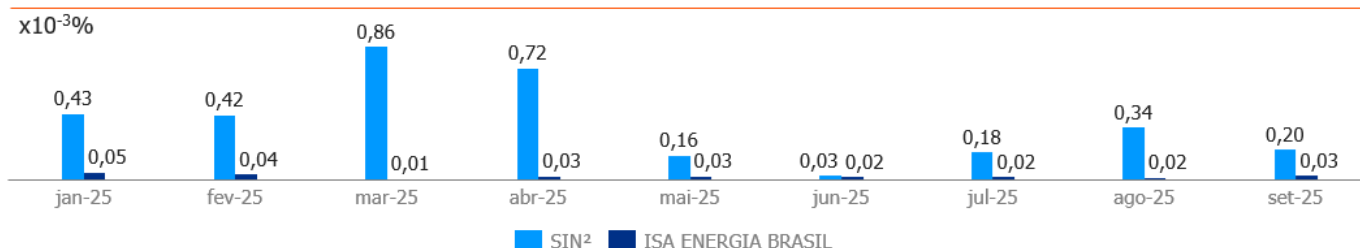
ÍNDICE

EVENTOS DO PERÍODO	3
DESEMPENHO FINANCEIRO (RESULTADOS REGULATÓRIOS)	7
RECEITA OPERACIONAL	7
CUSTOS E DESPESAS DE O&M	9
OUTRAS RECEITAS E DESPESAS OPERACIONAIS	10
EBITDA E MARGEM	10
RESULTADO FINANCEIRO	11
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	12
IRPJ E CSLL	12
LUCRO LÍQUIDO ¹	13
COMPARATIVO DE RESULTADOS (REGULATÓRIO VS. IFRS)	14
ENDIVIDAMENTO	16
INVESTIMENTOS	17
INVESTIMENTOS EM REFORÇOS E MELHORIAS (“R&M”)	17
INVESTIMENTOS EM PROJETOS <i>GREENFIELD</i>	18
MERCADO DE CAPITAIS	19
COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA	19
DESEMPENHO DAS AÇÕES	19
SUSTENTABILIDADE	20
DESTAQUES DO PERÍODO	20
INDICADORES DE SUSTENTABILIDADE	21
EVENTOS SUBSEQUENTES	23
OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES	23
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA (RTP) - CONTRATOS LICITADOS	23
RAP CICLO 2025/2026	23
RENOVAÇÃO CONCESSÃO PAULISTA - CONTRATO 059/2001 (RBNI/RBSE)	26
PLANO DE COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA – LEI 4.819/58	27
GLOSSÁRIO	29
ANEXOS	32

DESEMPENHO OPERACIONAL

A Companhia realiza a gestão de seus indicadores operacionais de forma constante e minuciosa. O principal indicador 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 desconto denominado Parcela Variável ("PV").

IENS % 2025



Segue abaixo a medição do IENS¹²³ da Companhia e do Sistema Interligado Nacional ("SIN") ao longo de 2025:

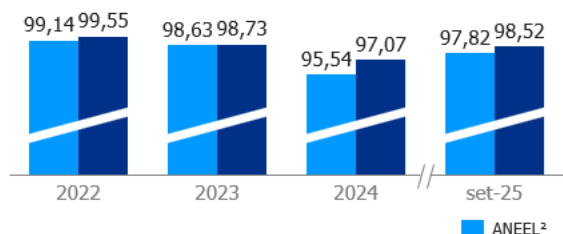
¹ Índice de referência disponibilizado no relatório de indicadores de desempenho calculado pelo ONS.

² São considerados apenas ativos da rede básica.

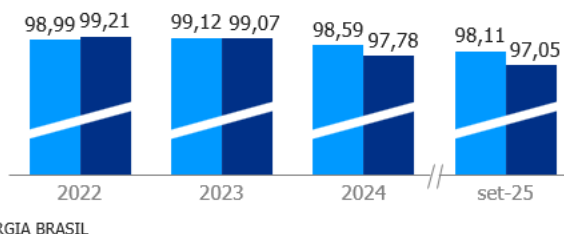
³ Dado disponibilizado no relatório de setembro/2025 pelo SIN.

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, outubro/2024 a setembro/2025.

**** Fonte: ONS.

DESEMPENHO FINANCEIRO (Resultados Regulatórios)

Receita Operacional

Receita Operacional (R\$ Milhões)	Consolidado					
	3T25	3T24	Var (%)	9M25	9M24	Var (%)
Receita de Uso da Rede Elétrica	1.239,4	1.333,6	-7,1%	3.684,8	3.865,1	-4,7%
RBSE	511,5	568,6	-10,0%	1.648,7	1.861,1	-11,4%
Concessão Paulista (contrato 059)	468,1	432,0	8,3%	1.340,2	1.228,1	9,1%
Operação e Manutenção (O&M) ¹	238,3	235,1	1,3%	708,5	705,5	0,4%
Reforços e Melhorias (R&M)	229,8	196,9	16,7%	631,7	522,6	20,9%
Contratos Licitados	265,1	235,4	12,6%	773,7	686,3	12,7%
Parcela de Ajuste (PA) e Antecipações	-52,2	65,8	n.a	-163,6	16,4	n.a
Parcela Variável (PV)	-15,6	-13,1	18,9%	-44,2	-46,6	-5,2%
Encargos Regulatórios ex RAP (CDE e PROINFRA)	62,5	44,8	39,4%	130,0	119,9	8,4%
Outras	11,2	17,6	-36,4%	33,9	38,9	-12,8%
Receita Bruta	1.250,6	1.351,1	-7,4%	3.718,7	3.904,0	-4,7%
Deduções	-178,2	-171,2	4,1%	-485,9	-503,5	-3,5%
Tributos e Contribuições (PIS e Cofins)	-105,6	-117,1	-9,8%	-319,5	-344,4	-7,2%
Encargos Regulatórios ex RAP (CDE e PROINFRA)	-57,8	-38,6	49,8%	-59,1	-70,3	-16,0%
Encargos Regulatórios in RAP (P&D, RGR e TFSEE)	-14,8	-15,4	-4,0%	-107,3	-88,8	20,9%
Receita Líquida	1.072,3	1.179,9	-9,1%	3.232,8	3.400,5	-4,9%

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\$ 1.250,6 milhões no 3T25, redução de R\$ 100,6 milhões em relação ao 3T24 (-7,4%). Já a receita bruta acumulada totalizou R\$ 3.718,7 milhões (-4,7% vs. 9M24). As principais variações da receita no período foram:

Concessão Paulista (contrato 059/2001)

- ▲ 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%);
- ▲ 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

- ▲ Reajuste do ciclo tarifário para o ciclo 2025/2026 com atualização da RAP pelo IPCA do período (5,32%);
- ▲ Energização dos projetos Minuano no 4T24 e Água Vermelha no 2T25.

Parcelas De Ajuste (PA) e Antecipações

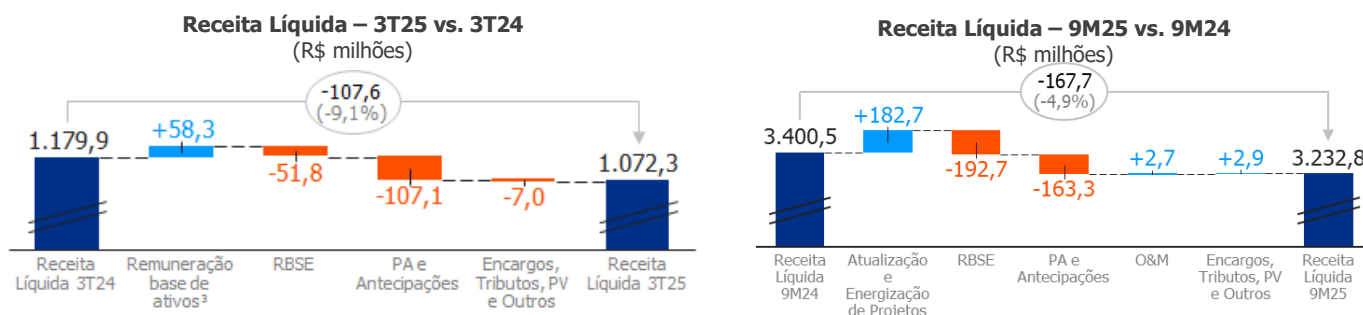
- ▼ Contabilização da totalidade das Parcelas de Ajustes da RTP da Concessão Paulista no 3T24;
- ▼ Menor volume de antecipações relacionadas ao superavit de arrecadação de encargos do setor (-R\$ 28,8 milhões)
- ▼ Impacto Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE"): até julho de 2025 a CDE era registrada na receita bruta da Companhia com provisionamento do valor no mês subsequente. A CDE não representa receita efetiva da Companhia, que alterou sua contabilização para que a CDE deixasse de transitar pelo resultado a partir de agosto, sendo que o impacto verificado no 3T25 refere-se à provisão da receita de CDE de julho, no montante de R\$ 26,4 milhões.
- ▼ Fim do recebimento retroativo, no ciclo 2024/2025, da anuidade de melhorias do ciclo tarifário anterior (2023/2024), devido a postergação da RTP de julho/2023 para julho/2024 (-R\$ 9,5 milhões).

PA e Antecipações (R\$ Milhões)	Consolidado		
	3T25	3T24	Var (%)
PA RTP 2023	0,0	66,4	-100,0%
Anuidade Melhorias	11,0	20,5	-46,5%
Antecipação (Superávit Déficit do setor)	-36,8	-0,6	-
Ressarcimento CDE	-26,4	2,4	n.a.
Outras PAs	0,0	-22,9	-100,0%
Amortização PA RTP 2020 ¹	0,0	-22,9	-100,0%
TOTAL	-52,2	65,8	n.a.

¹PA de remuneração do componente financeiro da RBSE pelo custo do capital próprio ("Ke") reconhecida no 2T20 ([clique aqui](#)). Incorporação do componente à RAP após reperfilamento do RBSE definido na Resolução Homologatória 2.851/21 ([clique aqui](#)).

RECEITA LÍQUIDA

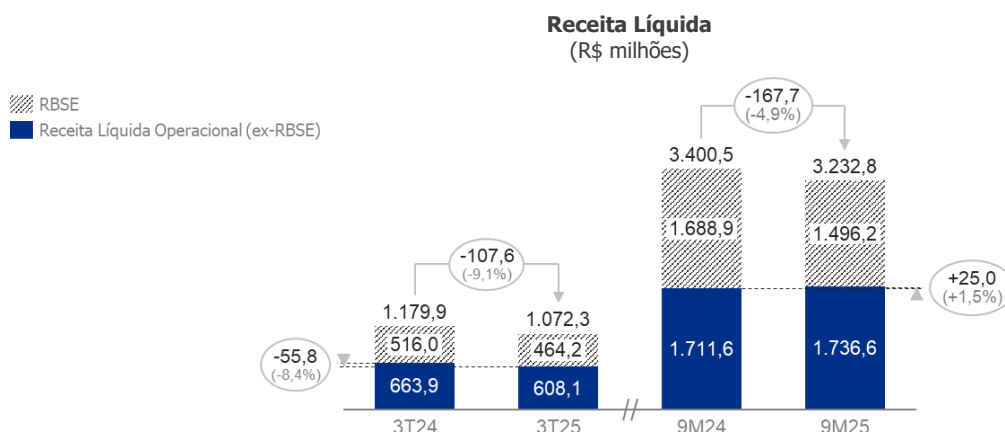
A receita líquida diminuiu R\$ 107,6 milhões (-9,1%) em relação ao registrado no 3T24, totalizando R\$ 1.072,3 milhões. Na comparação 9M25, a receita líquida diminuiu R\$ 167,7 milhões (-4,9%), totalizando R\$ 3.232,8 milhões.



³ Considera atualização pelo IPCA e Energização de projetos

RECEITA LÍQUIDA EX-RBSE

A receita líquida ex-RBSE do 3T25 atingiu R\$ 608,1 milhões, redução de R\$ 55,8 milhões (-8,4% vs. 3T24) devido, principalmente, ao reconhecimento dos efeitos da RTP PA da RTP da Concessão Paulista no 3T24. No acumulado do ano, a receita ex-RBSE cresceu 1,5% atingindo R\$ 1.736,6 milhões.



Custos e Despesas de O&M

A componente gerenciável dos Custos e Despesas com Pessoal, Materiais, Serviços e Outros ("PMSO") totalizou R\$ 185,5 milhões no 3T25 (+2,4% vs. 3T24). Seguem os principais eventos que causaram variações no PMSO gerenciável do período:

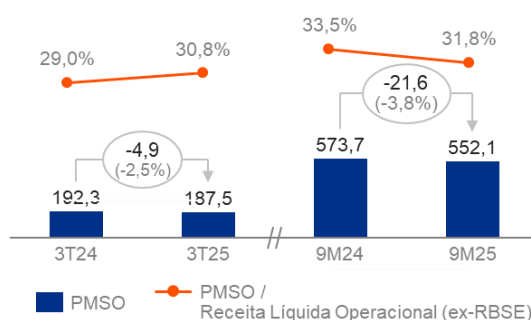
Custos e Despesas de O&M (R\$ milhões)	Consolidado					
	3T25	3T24	Var (%)	9M25	9M24	Var (%)
Pessoal	-100,5	-102,9	-2,3%	-310,5	-302,7	2,6%
Materiais	-5,6	-7,4	-23,2%	-16,9	-18,8	-10,1%
Serviços	-54,1	-52,3	3,4%	-146,0	-149,5	-2,3%
Outros	-25,4	-18,6	36,1%	-72,9	-69,4	5,1%
PMSO (gerenciável)	-185,5	-181,2	2,4%	-546,3	-540,2	1,1%
Não recorrentes	0,0	-0,0	-100,0%	0,0	-0,0	-100,0%
Entidade de Previdência Privada	-1,9	-11,2	-82,8%	-5,8	-33,5	-82,8%
PMSO	-187,5	-192,3	-2,5%	-552,1	-573,7	-3,8%
Contingências	-0,2	0,6	n.a	-20,6	-11,5	79,5%
Depreciação	-167,6	-258,1	-35,1%	-591,3	-606,9	-2,6%
Demais custos e despesas	-167,8	-257,4	-34,8%	-611,9	-618,4	-1,0%
Total	-355,2	-449,7	-21,0%	-1.164,0	-1.192,1	-2,4%

- ▼ **Pessoal:** (i) maior capitalização de horas do quadro técnico; (ii) maiores custos pontuais com alteração do plano de saúde dos colaboradores no segundo semestre de 2024; e (iii) postergação da aplicação do acordo coletivo de 2025 para o quarto trimestre. Esses gastos foram parcialmente compensados por maiores despesas relacionadas à participação nos resultados.
- ▼ **Materiais:** Menores despesas com manutenções corretivas e combustíveis.
- ▲ **Serviços:** (i) maiores despesas com conservação, limpeza de faixa e prestação de serviços de roçada; e (ii) maiores despesas com serviços de infraestrutura de tecnologia da informação. Esses gastos foram parcialmente compensados principalmente por menores gastos com manutenção nas regionais.
- ▲ **Outros:** maiores gastos com IPTU, aluguel de veículos e licenças de *software*.

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. 3T24). 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.

Indicador de Eficiência
(R\$ milhões)



DEPRECIAÇÃO

A Companhia registrou R\$ 167,6 milhões em despesa com depreciação no 3T25. A redução de 35,1% (R\$ 90,5 milhões) sobre a depreciação registrada no 3T24 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;
- ▲ Contabilização, no 3T24, de R\$ 87,2 milhões em depreciação retroativa relacionada ao laudo de reavaliação da RTP da Concessão Paulista;
- ▼ Regularização da unitização dos ativos das IE Evrecy, IE Triângulo Mineiro, IE Sul, IE Jaguar 9, IE Triângulo Mineiro, IE Sul e IE Tibagi junto à ANEEL. (+R\$ 10,5 milhões vs. 3T24); e
- ▼ À entrada em operação do projeto Minuano (contrato 001/2020) no 4T24 (+R\$ 5,3 milhões).

Com isso, os custos e despesas com O&M totalizaram R\$ 355,2 milhões no 3T25 (+321,0% vs. 3T24).

Outras Receitas e Despesas Operacionais

Outras Receitas e Despesas Operacionais (R\$ milhões)	Consolidado					
	3T25	3T24	Var (%)	9M25	9M24	Var (%)
Receitas	58,3	21,0	176,8%	69,8	65,6	6,5%
Alienação de bens inservíveis	7,9	20,2	-61,0%	12,3	52,0	-76,4%
Atualização de valores de precatórios a receber (terreno)	12,1	0,5	n.a	17,2	13,8	24,5%
Outras	38,2	0,3	n.a	40,3	-0,3	n.a
Despesas	-55,7	-51,4	8,3%	-131,3	-136,7	-4,0%
Alienação de bens inservíveis à operação	-8,7	-2,8	216,9%	-14,3	-5,9	144,5%
Amortização de mais valia (PBTE e SF Energia)	-15,0	-14,8	1,5%	-45,0	-44,7	0,5%
Custo com desativação de bens*	-32,0	-33,9	-5,7%	-72,1	-86,2	-16,4%
Outros	0,0	0,0	0,0%	0,1	0,1	0,0%
Eliminação	1,3	0,9	47,8%	3,0	2,6	16,6%
Total	3,8	-29,5	n.a	-58,5	-68,6	-14,7%

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

A ISA ENERGIA BRASIL registrou receita de R\$ 3,8 milhões na rubrica "Outras Receitas e Despesas Operacionais" no 3T25 em comparação com despesa de R\$ 29,5 milhões no 3T24. As principais variações devem-se à: (i) atualização dos precatórios referentes a venda de terreno em São José dos Campos (R\$ 12,1 milhões); e (ii) homologação, pela ANEEL em 15 de julho de 2025, da remuneração devida pelos ativos da Subestação Centro ("SE Centro") gerando receita adicional de R\$ 31,6 milhões. Esses efeitos foram parcialmente compensados por menor receita com alienação de bens inservíveis.

EBITDA e MARGEM

O EBITDA do 3T25 totalizou R\$ 888,5 milhões, diminuição de R\$ 70,3 milhões (-7,3% vs. 3T24) e margem de 82,9% (+1,6 p.p. vs. 3T24).

EBITDA (R\$ milhões)	Consolidado					
	3T25	3T24	Var (%)	9M25	9M24	Var (%)
Receita líquida	1.072,3	1.179,9	-9,1%	3.232,8	3.400,5	-4,9%
Custos e despesas (ex-depreciação)	-187,7	-191,7	-2,1%	-572,7	-585,2	-2,1%
Outras despesas e receitas (ex-amortização)	3,8	-29,5	n.a	-58,8	-68,6	-14,2%
EBITDA	888,5	958,7	-7,3%	2.601,3	2.746,7	-5,3%
Margem EBITDA	82,9%	81,3%	1,6 p.p.	80,5%	80,8%	-0,3 p.p.

A variação é explicada, principalmente, por:

- ▼ Redução do componente financeiro da RBSE após decisão da ANEEL em junho de 2025;
- ▼ Redução da PA após contabilização, no 3T24, de PA positiva relacionada à RTP da Concessão Paulista;

- ▲ Entrada em operação de projetos *greenfield* e de reforços e melhorias de grande porte nos últimos 12 meses;
- ▼ Alteração no critério de contabilização da CDE;
- ▲ Controle de custos e despesas;
- ▲ Redução da provisão referente a previdência privada;
- ▲ Homologação da remuneração pelos ativos da SE Centro.

EBITDA (R\$ milhões)	Consolidado + Controladas em Conj.					
	3T25	3T24	Var (%)	9M25	9M24	Var (%)
Consolidado	888,5	958,7	-7,3%	2.601,3	2.746,7	-5,3%
Controladas em Conjunto	191,2	163,0	17,3%	526,7	506,8	3,9%
IE Madeira (51%)	101,7	75,0	35,6%	256,8	243,0	5,7%
IE Garanhuns (51%)	14,0	13,2	6,0%	46,5	44,8	3,9%
IE Aimorés (50%)	12,9	10,9	18,8%	36,7	34,7	5,7%
IE Paraguaçu (50%)	19,5	17,8	9,4%	54,6	52,7	3,7%
IE Ivaí (50%)	43,1	46,1	-6,5%	132,1	131,6	0,4%
Total	1.079,7	1.121,7	-3,7%	3.128,0	3.253,5	-3,9%

O EBITDA da participação da ISA ENERGIA BRASIL nas empresas controladas em conjunto totalizou R\$ 191,2 milhões no 3T25, aumento de R\$ 28,2 milhões (+17,3%) em relação ao 3T24.

O desempenho do trimestre é explicado principalmente, pelo aumento registrado nos resultados das Controladas em Conjunto. Mais detalhes estão disponíveis na sessão "Equivalência Patrimonial" deste documento ([clique aqui](#)).

Com isso, o EBITDA total, considerando o consolidado da ISA ENERGIA BRASIL (controladora + empresas controladas) e as empresas controladas em conjunto (não consolidadas), foi de R\$ 1.079,7 milhões no 3T25 (-3,7% vs. 3T24).

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ milhões)	Consolidado					
	3T25	3T24	Var (%)	9M25	9M24	Var (%)
Receita Financeira	115,4	74,5	54,9%	216,9	93,1	132,8%
Rendimento de aplicação financeira	90,0	71,0	26,8%	153,4	89,8	70,7%
Outros	25,4	3,5	618,9%	63,5	3,3	1813,9%
Despesa Financeira	-408,6	-280,5	45,6%	-920,0	-585,6	57,1%
Juros e encargos sobre empréstimos	-336,7	-234,4	43,7%	-936,4	-614,1	52,5%
Variação Monetária	-54,6	-67,8	-19,6%	-337,7	-192,9	75,1%
Outras	-17,3	21,7	n.a	354,1	221,4	60,0%
Total	-293,1	-206,0	42,3%	-703,1	-492,5	42,8%

A Companhia registrou despesa financeira líquida de R\$ 293,1 milhões no 3T25, com aumento de R\$ 87,1 milhões (+42,3%) em comparação ao 3T24. No 9M25, a despesa financeira apresentou aumento de 42,8% quando comparada ao 9M24. O resultado reflete principalmente:

- ▼ **Juros e encargos sobre empréstimos:** refletem a maior posição de dívida bruta (+28,4% vs. set/24), impulsionado pelas captações realizadas pela Companhia entre os períodos (17ª, 18ª e 19ª emissões) além do desembolso do BNDES, e da variação do CDI no período.
- ▼ **Maiores gastos com tributos** como: (i) Imposto sobre Operações Financeiras ("IOF"); e (ii) PIS/COFINS sobre receitas financeiras;
- ▲ **Variação monetária:** Apesar do maior volume de captações e de dívidas indexadas ao IPCA (+58,0%), o impacto da variação monetária foi menor no 3T25, refletindo a desaceleração da inflação no trimestre. O IPCA avançou 0,4% no 3T25, ante 0,8% no 3T24. Para fins contábeis, o 3T considera a inflação dos meses de junho a agosto;
- ▲ Maior rendimento de aplicações financeiras (+26,8%) em função da alta do CDI no período (+3,65% no 3T25 vs 2,59% no 3T24).

Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ milhões)	Consolidado					
	3T25	3T24	Var (%)	9M25	9M24	Var (%)
IE Madeira (51%)	61,8	43,7	41,5%	144,5	142,1	1,7%
IE Garanhuns (51%)	9,3	9,2	1,2%	33,2	32,5	2,3%
AIE (50%)	29,2	37,4	-21,8%	89,2	94,2	-5,2%
IE Aimorés	7,1	9,0	-21,1%	26,5	28,5	-7,1%
IE Paraguaçu	9,0	14,7	-38,6%	38,4	42,3	-9,3%
IE Ivaí	13,1	13,7	-4,3%	24,3	23,3	4,3%
Total	100,4	90,3	11,1%	267,0	268,7	-0,6%

O resultado da equivalência patrimonial foi R\$ 100,4 milhões no 3T25, R\$ 10,1 milhões maior (+11,1%) que o registrado no 3T24 devido ao maior resultado da IE Madeira e IE Garanhuns. Seguem os detalhamentos por empresa:

IE Madeira

Apresentou resultado de equivalência patrimonial de R\$ 61,8 milhões no 3T25, representando incremento de R\$ 18,1 milhões (+41,5%) em relação ao 3T24. O desempenho foi explicado, principalmente, pelo (i) aumento da receita devido ao reajuste do ciclo tarifário pelo IPCA (5,32%); (ii) impacto positivo após estorno de provisão contábil registrada em 2018, referente a PA de R\$ 67,6 milhões, após prescrição da cobrança sobre o período de testes do projeto; (iii) melhor resultado financeiro líquido com redução das despesas e maior rentabilidade em aplicações financeiras. Esses resultados foram parcialmente compensados por: (i) reconhecimento como despesa de saldo remanescente de sinistro ocorrido em 2022 após encerramento das discussões administrativas (+R\$ 28 milhões); (ii) maior despesa de IRPJ/CSLL diferido (+R\$ 15,9 milhões) em razão da padronização do critério de contabilização do imposto em contabilidade regulatória conforme critério adotado pela Companhia; e (iii) aumento nos tributos, contribuições e encargos do consumidor (+R\$ 5,8 milhões). No 9M25, a IE Madeira apresentou crescimento de 1,7% (+R\$ 2,5 milhões).

IE Garanhuns

Apresentou receita de R\$ 9,3 milhões no 3T25, incremento de R\$ 0,1 milhão (+1,2%) em comparação com o resultado do 3T24 devido, principalmente, a: (i) o reajuste do ciclo tarifário pelo IPCA (5,32%); e (ii) maiores receitas de aplicação financeira. Esse resultado foi parcialmente compensado por: (i) maiores gastos com pessoal (+R\$ 0,5 milhão) e; (ii) ajuste no valor de adição temporária com base no recebimento gerando impacto de (+R\$1,9 milhão) no IRPJ. No 9M25, a IE Garanhuns, apresentou crescimento de 2,3% (+R\$ 0,9 milhão).

Aliança Interligação Elétrica (AIE)

Composta por três projetos em sociedade com a TAESA (Aimorés, Paraguaçu e Ivaí), a AIE apresentou receita de R\$ 29,2 milhões no 3T25 (-21,8% vs 3T24). O resultado deve-se ao: (i) maior endividamento em IE Aimorés e IE Paraguaçu devido a captações realizadas em julho de 2025; (ii) aumento em custos de implementação de infraestrutura e O&M na IE Ivaí. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo reajuste do ciclo tarifário pelo IPCA. [Clique aqui](#) para verificar a demonstração de resultado sintética das controladas em conjunto.

IRPJ e CSLL

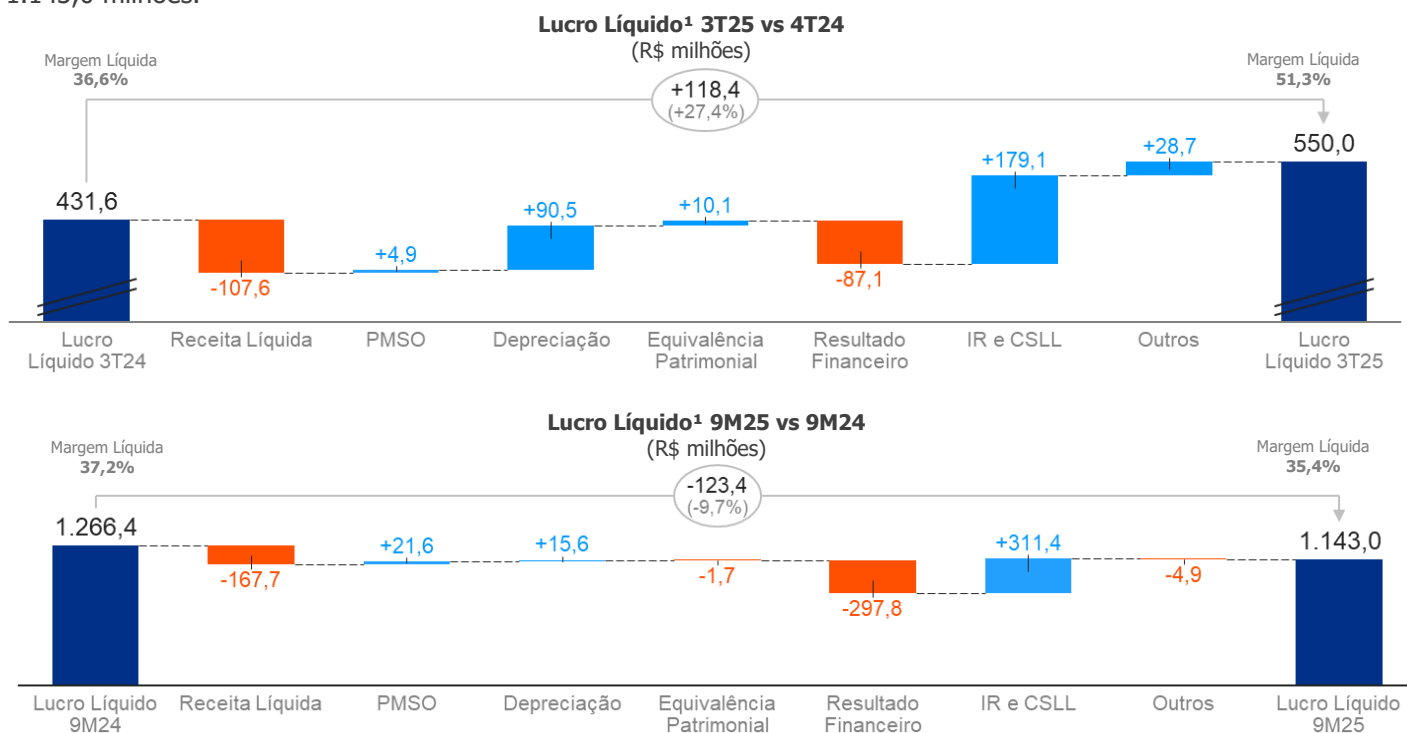
IRPJ CSLL (R\$ milhões)	Consolidado					
	3T25	3T24	Var (%)	9M25	9M24	Var (%)
Corrente	38,6	-110,3	n.a	-45,0	-455,8	-90,1%
Diferido	1,2	-28,9	n.a	-46,1	53,3	n.a
Total	39,9	-139,2	n.a	-91,1	-402,5	-77,4%
Taxa efetiva	-7,5%	23,8%	-31,3 p.p	7,1%	23,5%	-16 p.p

A Companhia registrou receita de R\$ 39,9 milhões com Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido ("IR/CSLL") no 3T25, frente à despesa de R\$ 139,2 milhões contabilizada no mesmo período do ano anterior. O resultado positivo é explicado, principalmente, pela distribuição de R\$ 444,7 milhões em JCP reconhecida no 3T25 e sua respectiva dedutibilidade da base de cálculo do IR/CSLL.

O resultado acumulado registra despesa de R\$ 91,1 milhões (-77,4% vs 9M24) com taxa efetiva de 7,1% (23,5% no 9M24) devido ao menor lucro tributável explicado, principalmente, por (i) distribuição de JCP intercalar no 3T25; (ii) crédito extemporâneo com impacto positivo não recorrente de R\$ 77,5 milhões na rubrica de IR/CSLL no 2T25; (iii) Reversão da PA do RBSE, também no 2T25; (iv) redução das receitas do RBSE; e (v) maior despesa financeira.

Lucro Líquido¹

Como resultado das explicações apresentadas, o lucro líquido do trimestre totalizou R\$ 550,0 milhões, incremento de R\$ 118,4 milhões (+27,4%) em relação ao 3T24. Já no acumulado do ano, o lucro líquido apresentou redução para R\$ 1.143,0 milhões.



¹ ajustado pela participação do acionista não controlador.

Comparativo de Resultados (Regulatório vs. IFRS)

No 3T25, a Companhia registrou lucro líquido de R\$ 784,8 milhões na contabilização IFRS, resultado R\$ 322,4 milhões menor (-29,1%) que o registrado no 3T24. No 9M25, o lucro líquido foi de R\$ 1.713,2 milhões (-25,1% vs 9M24). A DRE detalhada na contabilidade IFRS está disponível no anexo IX deste documento.

Demonstração de Resultado (IFRS) (R\$ milhões)	Consolidado					
	3T25	3T24	Var (%)	9M25	9M24	Var (%)
Receita Operacional Líquida	2.559,0	1.805,8	41,7%	6.403,9	5.446,5	17,6%
Custos dos Serviços de Implementação da infraestrutura, operação e manutenção e de serviços prestados	-1.340,5	-1.010,5	32,7%	-3.831,3	-2.770,1	38,3%
Lucro Bruto	1.218,4	795,3	53,2%	2.572,6	2.676,4	-3,9%
Receitas e Despesas Operacionais	61,2	1.175,0	-94,8%	380,8	1.326,3	-71,3%
Lucro antes das receitas e despesas financeiras e dos impostos sobre o lucro	1.279,7	1.970,2	-35,0%	2.953,5	4.002,8	-26,2%
Resultado Financeiro	-293,3	-206,1	42,3%	-996,8	-698,7	42,7%
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	986,4	1.764,2	-44,1%	1.956,7	3.304,0	-40,8%
Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-183,6	-642,8	-71,4%	-196,9	-976,3	-79,8%
Lucro/Prejuízo Consolidado	802,8	1.121,3	-28,4%	1.759,8	2.327,8	-24,4%
Participação do Acionista não Controlador	-18,0	-14,1	27,1%	-46,5	-41,0	13,4%
Lucro/Prejuízo	784,8	1.107,2	-29,1%	1.713,2	2.286,7	-25,1%

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					
	3T25	3T24	Var (%)	9M25	9M24	Var (%)
(=) Lucro Líquido IFRS	784,8	1.107,2	-29,1%	1.713,2	2.286,7	-25,1%
(+) Particip. do Acionista não controlador	18,0	14,1	27,1%	46,5	41,0	13,4%
(+) IRPJ/CSLL	183,6	642,8	-71,4%	196,9	976,3	-79,8%
(-) Equivalência Patrimonial	-109,5	-67,2	62,9%	-403,7	-348,3	15,9%
(+) Resultado Financeiro	293,3	206,1	42,3%	996,8	698,7	42,7%
(+) Depreciação/Amortização	8,7	9,1	-4,4%	25,6	27,9	-8,2%
(=) EBITDA IFRS	1.178,9	1.912,1	-38,3%	2.575,4	3.682,3	-30,1%
(+) Equivalência Patrimonial	109,5	67,2	62,9%	403,7	348,3	15,9%
(=) EBITDA IFRS CVM 156/2022	1.288,4	1.979,3	-34,9%	2.979,1	4.030,7	-26,1%

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

(R\$ milhões)	Consolidado					
	3T25	3T24	Var (%)	9M25	9M24	Var (%)
EBITDA IFRS (CVM 156/22)	1.288,4	1.979,3	-34,9%	2.979,1	4.030,7	-26,1%
(-) Receita de implementação da infraestrutura	-1.516,8	-1.090,9	39,0%	-4.228,9	-2.937,9	43,9%
(-) Remuneração dos ativos de concessão	-1.060,8	-632,2	67,8%	-2.003,4	-2.168,5	-7,6%
(-) Ganho de eficiência na implementação da infraestrutura	0,1	-12,3	n.a	10,7	-56,0	n.a
(-) Receita de O&M	-294,2	-334,3	-12,0%	-945,7	-987,3	-4,2%
(+) Receita de uso da rede elétrica	1.239,4	1.333,6	-7,1%	3.684,8	3.865,2	-4,7%
(+) Outras receitas	1,1	3,3	-67,0%	5,6	7,8	-28,7%
(+) PIS e COFINS diferidos	144,7	107,0	35,2%	305,9	230,7	32,6%
(+) Custo de implementação da infraestrutura	1.194,7	867,9	37,6%	3.404,8	2.343,2	45,3%
(-) Custo de O & M	6,2	7,7	-19,1%	18,3	21,3	-14,5%
(-) Despesas gerais e administrativas	-0,9	-0,6	66,2%	6,8	-2,6	n.a
(-) Equivalência patrimonial	-9,2	23,1	n.a	-136,7	-79,6	71,7%
(-) Outras receitas (despesas) operacionais	-10,5	-49,9	-78,9%	-73,5	-98,9	-25,7%
EBITDA REGULATÓRIO (CVM 156/22)	988,9	1.049,1	-5,7%	2.868,3	3.015,4	-4,9%
(-) Equivalência Patrimonial	-100,4	-90,3	11,2%	-267,0	-268,7	-0,6%
EBITDA REGULATÓRIO	888,5	958,8	-7,3%	2.601,3	2.746,7	-5,3%

ENDIVIDAMENTO

Empréstimos e Financiamentos R\$ (milhões)	30/09/2025	31/12/2024	Var (%)
Dívida Bruta³	14.818,5	13.273,8	11,6%
Curto Prazo	446,4	1.204,0	-62,9%
Longo Prazo	14.372,1	12.069,8	19,1%
Disponibilidades Consolidadas	2.420,2	3.400,7	-28,8%
ISA ENERGIA BRASIL e Controladas	1.931,3	3.044,0	-36,6%
Subsidiárias controladas em conjunto ¹	488,9	356,7	37,1%
Dívida Líquida²	12.887,2	10.229,8	26,0%

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 Paraguaçu e IE Ivaí) e referem-se a quotas de fundos de investimentos com alta liquidez, prontamente conversíveis em montante de caixa, independentemente do vencimento dos ativos neles alocados.

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

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

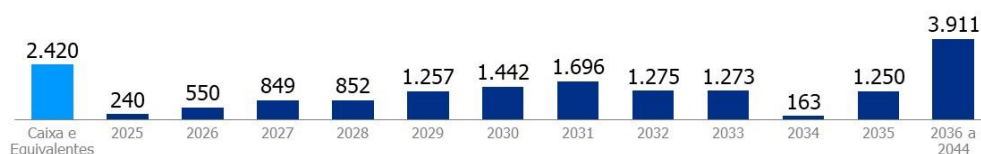
A dívida bruta da Companhia atingiu R\$ 14.818,5 milhões ao final do 3T25, aumento de R\$ 1.544,7 milhões (+11,6%) em relação ao saldo final do 4T24. A Companhia também encerrou o 3T25 com o total de R\$ 2.420,2 milhões em disponibilidades (-28,8% vs. 31 de dezembro de 2024). Ao excluir as disponibilidades das empresas controladas em conjunto, a dívida líquida da Companhia atingiu R\$ 12.887,2 milhões em 30 de setembro de 2025 com aumento de R\$ 2.657,4 milhões (+26,0%) em comparação à dívida líquida em 31 de dezembro de 2024.

O aumento se deve à 18ª e 19ª emissões de debêntures nos montantes de R\$ 1,4 bilhão e R\$ 580,0 milhões, respectivamente e, ao 4º desembolso do BNDES no montante de R\$ 82,1 milhões. O crescimento do endividamento foi parcialmente compensado com a liquidação da 7ª Emissão de debêntures realizada em abril de 2025 no montante de R\$ 928,4 milhões.

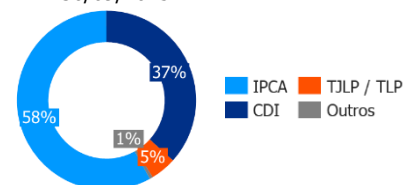
Os avanços de 265 bps no CDI anualizado (vs. 4T24) e de 26 bps no IPCA dos últimos 12 meses levaram o custo médio nominal das dívidas da Companhia para 13,14% a.a. (vs. 11,83% a.a. no 4T24). Considerando o IPCA acumulado dos últimos 12 meses, o custo médio real* da dívida é 7,61%, com aumento de 98 bps (vs. 6,63% no 4T24).

O prazo médio da dívida consolidada da Companhia em 30 de setembro de 2025 era de 7,4 anos (vs. 7,5 anos em 31 de dezembro de 2024) e seu perfil de amortização é 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 "triplo A" em escala local com perspectiva estável para a Companhia.

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



Indexação da Dívida
30/09/2025



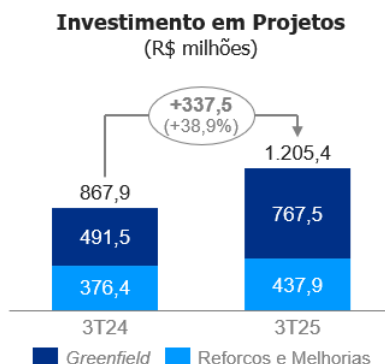
Cabe destacar que apenas os contratos de financiamento com o BNDES (total de R\$ 694,8 milhões em 30 de setembro de 2025) possuem *covenants* financeiros, que são medidos anualmente pelo índice Dívida Líquida/EBITDA e tem como limite 3,0x. A última apuração ocorreu com as informações de 31 de dezembro de 2024 e a Companhia e suas controladas atenderam aos requisitos relacionados a cláusulas restritivas. A próxima apuração será realizada com os dados de 31 de dezembro de 2025. O índice de alavancagem gerencial da Companhia, seguindo a metodologia do BNDES, foi de 3,44x no 3T25, comparado a 2,72x no 4T24. A Companhia encontra-se em tratativas avançadas junto ao BNDES para obtenção de *Waiver*. Mais detalhes sobre a alavancagem estão no anexo VII deste documento.

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

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

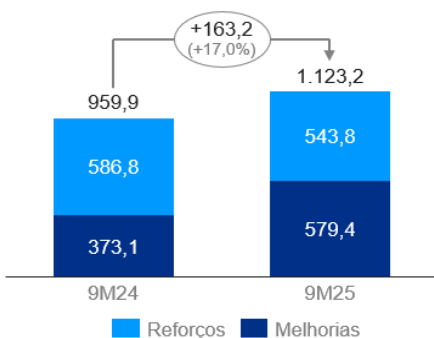
INVESTIMENTOS

A ISA ENERGIA BRASIL, suas empresas controladas e empresas controladas em conjunto investiram R\$ 1.205,4 milhões no 3T25, aumento de R\$ 337,5 milhões (+38,9%) em relação a 3T24. A variação é explicada, principalmente, pelo aumento de R\$ 276,0 milhões (+56,2%) em investimentos em projetos *greenfield*, com destaque para o montante investido nos projetos Piraquê e Serra Dourada, que receberam, respectivamente, R\$ 503,6 milhões e R\$ 124,0 milhões, compensando o fim dos investimentos nos projetos energizados entre períodos.



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

Investimento em Reforços e Melhorias
(R\$ milhões)



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.

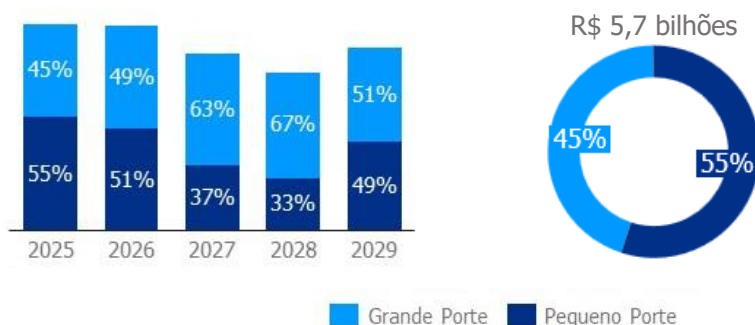
A Companhia destinou R\$ 437,9 milhões a projetos de R&M no 3T25, aumento de R\$ 61,4 milhões (+16,3%) em comparação com o mesmo período de 2024. Nesse período, a ISA ENERGIA BRASIL substituiu 711 equipamentos¹ como transformadores, disjuntores, chaves seccionadoras, sistemas de proteção e linhas de transmissão.

No 3T25 a ANEEL concedeu autorizações para novos projetos de R&M com investimento total aproximado de R\$ 38 milhões pela Companhia. Com isso, a carteira de projetos de R&M já autorizados totaliza investimentos de cerca de R\$ 5,7 bilhões a serem executados pela Companhia até 2029. 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.

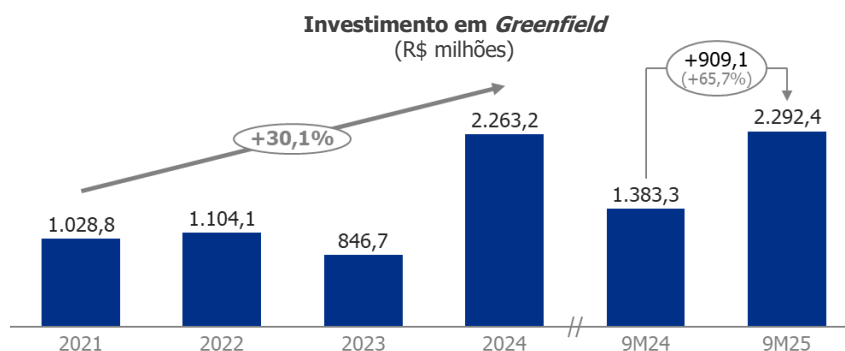
¹ número atualizado constantemente, por tanto pode sofrer correções ao longo tempo

Investimento Autorizado para projetos de Reforços e Melhorias
(R\$ bilhões, valor real base set/25)



Investimentos em Projetos *Greenfield*

A Companhia investiu R\$ 767,5 milhões em projetos licitados no 3T25 direcionados, principalmente, aos projetos Piraquê (R\$ 503,6 milhões), que se encontra em fase avançada de construção com 82% de avanço físico e, Serra Dourada (R\$ 124,0 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. O maior investimento nos projetos supracitados compensou a redução de investimentos nos projetos energizados nos últimos 12 meses (Minuano e Água Vermelha). Já o investimento acumulado do ano cresceu R\$ 909,1 milhões (+65,7%) para R\$ 2.292,4 milhões no 3T25.



A Companhia possui 5 projetos *greenfield* em execução com investimento remanescente de aproximadamente R\$ 7,0 bilhões (termos reais setembro/2025) e RAP ciclo 25/26 de R\$ 1.022,3 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, set/25)	ISA ENERGIA BRASIL (valor real, realizado até 30/09/25)
001/2020 (dez/2020)	Riacho Grande (Lote 7)	Em Obras	005/2021	IE Riacho Grande	SP	93,1	3T23	mar-26	98%	1.580,3	819,0
001/2022 (jun/2022)	Piraquê (Lote 3)	Em Obras	008/2022	ISA ENERGIA BRASIL	MG / ES	343,1	3T24	set-27	82%	4.326,0	2.814,0
	Jacarandá (Lote 6)	Em Obras	011/2022	IE Jaguar 8	SP	16,1	3T24	mar-26	70%	275,0	66,1
001/2023 (jun/2023)	Serra Dourada (Lote 1)	Licenciamento Ambiental	006/2023	ISA ENERGIA BRASIL	BA/MG	321,8	-	mar-29	24%	3.588,3	319,0
	Itatiaia (Lote 7)	Licenciamento Ambiental	012/2023	ISA ENERGIA BRASIL	RJ/MG	248,2	-	mar-29	25%	2.662,5	142,2
Total (4)						1.022,3				12.432,2	4.160,2

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 multilatinha 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%
Elektrobras	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: 30/09/2025

Desempenho das Ações

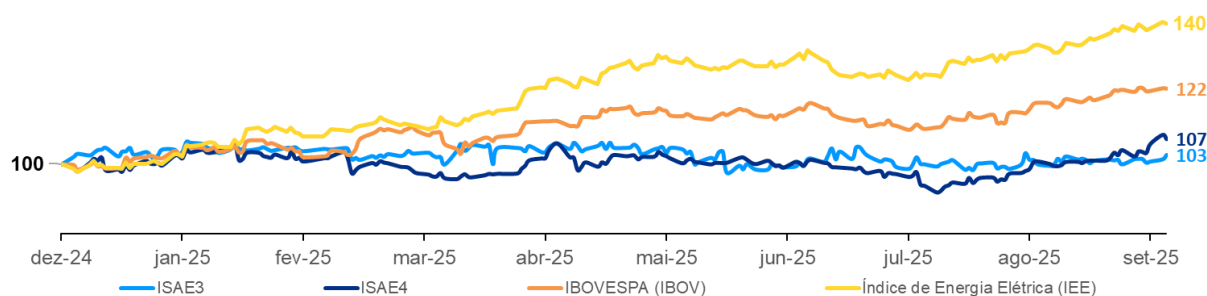
As ações ordinárias ("ISAE3") e preferenciais ("ISAE4") da ISA ENERGIA BRASIL encerraram o 3T25 cotadas, respectivamente, a R\$ 31,32 (+3,3% vs. preço de fechamento do 2T25) e R\$ 24,67 (+6,4% vs. preço de fechamento do 2T25). Neste mesmo período, o Índice de Energia Elétrica ("IEE") e o Ibovespa ("IBOV") apresentaram valorizações de 7,3% e 5,3%, respectivamente. A Companhia encerrou o 3T25 com valor de mercado de R\$ 18,0 bilhões e, neste mesmo período, o volume financeiro médio diário negociado ("ADTV" ²) da ISAE4 foi de R\$ 42,5 milhões (-7,1% vs. 2T25).

Mercado de Capitais	3T25	3T24	2T25	9M25	9M24
	658.882.604	658.882.604	658.882.604	658.882.604	658.882.604
Valor de Mercado ¹ (R\$ bilhões)	18,0	18,8	17,1	18,0	18,4
ISAE3					
Volume médio/dia (mil ações)	2,2	2,5	2,2	2,9	2,3
Volume financeiro médio/dia - ADTV ² (R\$ mil)	69	81	96	91	76
Cotação Média (R\$)	30,79	32,28	30,79	31,28	33,38
Preço de fechamento (R\$)	31,32	31,20	30,31	31,32	31,32
ISAE4					
Volume médio/dia (mil ações)	1.855	3.227	1.897	2.238	2.901
Volume financeiro médio/dia - ADTV ² (R\$ mil)	42.450	80.220	45.697	51.709	70.497
Cotação Média (R\$)	22,76	25	22,73	23,02	25,54
Preço de fechamento (R\$)	24,67	24	23,18	24,67	24,30

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 Índice de Energia Elétrica ("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

ISA ENERGIA BRASIL anuncia compromisso de ser Net Zero até 2050

Durante encontro para debater desafios e oportunidades do setor elétrico rumo à COP30, a Companhia anunciou o compromisso de ser Net Zero até 2050. A estratégia combina ações de mitigação e adaptação climática, com metas claras: reduzir 60% de suas emissões até 2040 e alcançar redução absoluta de 90% até 2050 (nos escopos 1, 2 e 3) ¹. As emissões residuais serão compensadas por meio da aquisição de crédito de carbono de alta qualidade, como os viabilizados pelo Programa Conexão Jaguar, alinhando a Companhia ao Acordo de Paris e ao objetivo de limitar o aquecimento global a 1,5°C.

Reconhecimentos de Sustentabilidade

Pelo 4º ano consecutivo, a Companhia integra o índice FTSE4Good, referência global em sustentabilidade. O avanço de sua nota de 3,1 (2024) para 3,3 (2025), em uma escala de 1 a 5, evidencia a consistência na implementação contínua das melhores práticas de sustentabilidade.

Pelo 6º ano consecutivo, a Companhia foi reconhecida com o Selo Ouro do Programa Brasileiro GHG Protocol, a mais alta qualificação do programa. O inventário de emissões de gases de efeito estufa ("GEE"), auditado pela PwC, reafirma o compromisso com a transparência e a excelência na gestão climática. Nos últimos três anos, a Companhia reduziu 20% nas emissões de SF₆ e manteve o índice de perdas do parque instalado em 0,28%, abaixo do limite internacional de 0,5% estabelecido pela International Electrotechnical Commission (IEC).

Parceria com USP Diversa é renovada e fortalece inclusão na engenharia

A Companhia renovou sua parceria com o programa USP Diversa, ampliando para 20 o número de estudantes dos cursos de engenharia da Escola Politécnica e da Escola de Engenharia de São Carlos. Os participantes, vindos da rede pública e em situação de vulnerabilidade, recebem bolsas de estudo com apoio financeiro, mentoria e orientação de carreira. A iniciativa é parte do programa Conexão Desenvolvimento e busca reduzir a evasão universitária e ampliar a diversidade na engenharia, promovendo o acesso de grupos sub-representados. Com isso, a Companhia reforça seu papel como agente de transformação social e promotora de um setor elétrico mais inclusivo.

Patrocínio da Jaguar Parade leva arte e conservação à cidade sede da COP30

Como parte do seu compromisso de conservação da biodiversidade, a Companhia patrocina a Jaguar Parade Belém, uma das maiores exposições de arte urbana do mundo voltada à preservação da onça-pintada. A mostra transformará a capital paraense em uma galeria a céu aberto, com 20 esculturas customizadas por artistas brasileiros, espalhadas por pontos estratégicos da cidade. Realizada por meio da Lei Rouanet e com apoio institucional do Governo do Pará, acontece durante a realização da COP30, e busca sensibilizar a sociedade sobre a importância da proteção da fauna amazônica. A ação inclui um leilão beneficente cujos recursos serão destinados a projetos de conservação desenvolvidos pelo: Onçafari, Panthera Brasil e Instituto AMPARA Animal.

Companhia entrega espaço revitalizado para acolhimento social em São Paulo

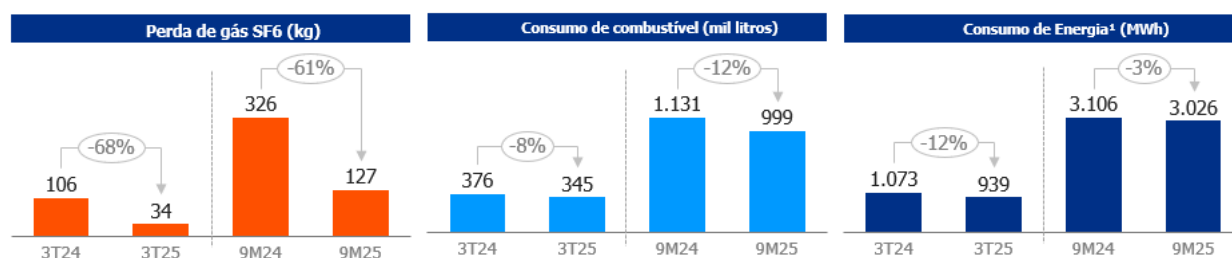
Como parte de seu compromisso socioambiental, a Companhia revitalizou o Espaço Recanto Vida Nova, organização sem fins lucrativos que há 17 anos atua na capital paulista com foco na recuperação de dependentes químicos e na reinserção social de pessoas em situação de rua. A ação, viabilizada no contexto do Projeto Riacho Grande, desenvolvida ao longo de um ano, contou com investimento voluntário superior a R\$ 1,4 milhão e promoveu melhorias estruturais e funcionais no local, incluindo a criação de novos ambientes e a doação de insumos como móveis e eletrodomésticos, beneficiará diretamente a comunidade atendida pela instituição.

¹ com base no ano de 2022

Indicadores de Sustentabilidade

Desempenho das Fontes de Emissão de CO₂

No trimestre, a Companhia anunciou sua meta de alcançar emissões líquidas Zero (*Net Zero*) até 2050, com redução de 60% até 2040, abrangendo os escopos 1, 2 e 3. Para viabilizar esse compromisso, a Companhia vem intensificando ações preventivas, como o controle rigoroso de perdas do gás SF₆ (gás de efeito estufa de alto impacto) e a redução contínua do tempo de resposta para manutenções corretivas, o que resultou em uma queda de 61% nas perdas em relação ao mesmo período do ano anterior. Além disso, houve redução de 12% no consumo de energia em relação ao 3T24, impulsionada pela autogeração de energia limpa por meio de usinas solares fotovoltaicas. Também se destaca a redução no consumo de diesel 12%, na comparação 9M25 vs 9M24 em fontes estacionárias, como geradores, representando um avanço relevante na diminuição das emissões diretas. Essas medidas integram a estratégia de descarbonização da operação e contribuem diretamente para o atingimento das metas climáticas estabelecidas.



considera o consumo de energia proveniente exclusivamente da concessionária.

Saúde e Segurança do Trabalho ("SST")

No terceiro trimestre, foram registrados 6 acidentes sem afastamento e 5 acidentes com afastamento, além de 1 óbito com colaborador terceiro. Segurança é valor inegociável, portanto, foram realizadas diversas ações de cuidado com a vida como forma de reforçar o trabalho de prevenção a acidentes e cultura de segurança. Destacam-se a Parada de Segurança, SIPAT e Parada pela Vida, que reforçaram o compromisso com a prevenção e o ambiente seguro.

Foram realizados workshops técnicos e implantado o Programa Padrinho, com foco em gestão prática de segurança.

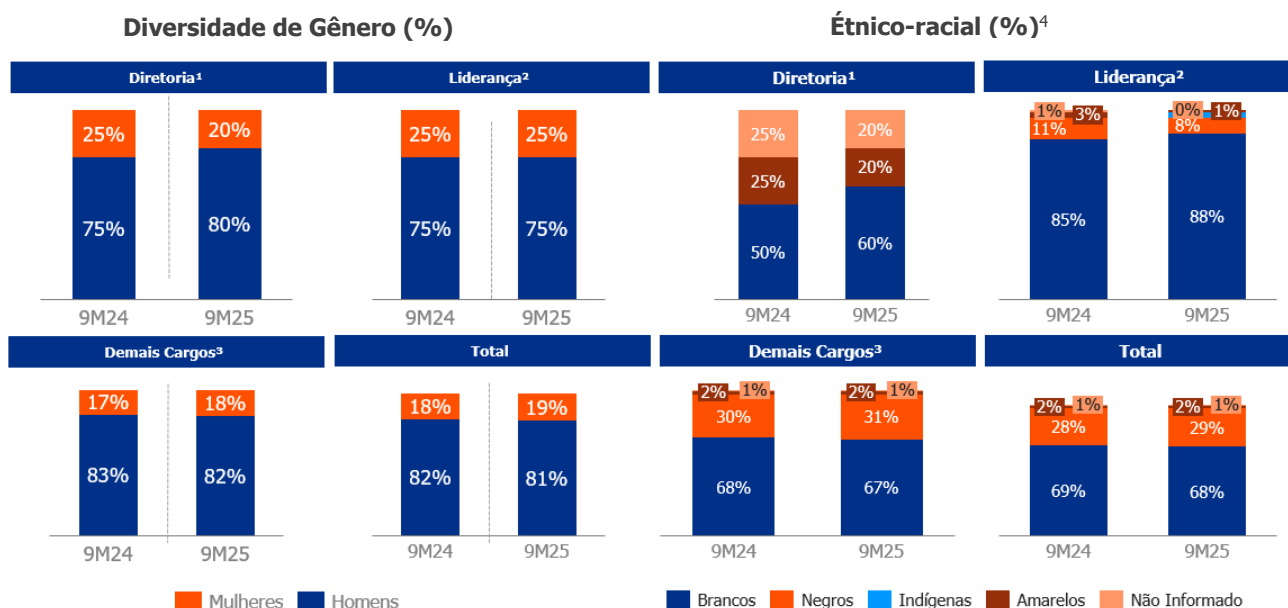
Iniciaram-se testes com câmeras corporais no Projeto Piraquê e auditorias em projetos de Leilões, visando maior transparência nas análises de campo. No eixo de saúde mental, a Campanha Setembro Amarelo promoveu escuta ativa e acolhimento. A Semana pela Vida, em parceria com Ecopetrol e ISA Energia, reafirmou o compromisso institucional com a valorização da vida.

Categoria / Colaboradores	3T25	3T24	Var (%)	9M25	9M24	Var (%)
Acidentes sem afastamento						
Próprios	1	0	N.A.	3	0	N.A.
Terceiros	5	3	0,7	0	6	-1,0
Total	6	3	1,0	3	6	-0,5
Acidentes com Afastamento						
Próprios	0	2	-1,0	16	2	7,0
Terceiros	5	1	4,0	10	3	2,3
Total	5	3	1	26	5	4,2
Acidentes com óbitos						
Próprios	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Terceiros	1	0	N.A.	1	0	N.A.
Total	1	0	N.A.	1	0	N.A.
Taxa de frequência de acidentes						
Próprios	1,2	1,5	-0,2	1,3	0,8	0,5
Terceiros	1,9	2,5	-0,2	1,6	1,3	0,2

Diversidade

O Programa de Diversidade, Equidade e Inclusão da Companhia segue consolidando sua atuação estratégica voltada à atração, desenvolvimento e aceleração de carreira de colaboradores(as) dos grupos de afinidade: Mulheres, Pessoas com Deficiência, Raça e Etnia, e LGBTI+. Neste trimestre, a Companhia promoveu ações de sensibilização e engajamento, como o workshop "Diálogo Inclusivo" e rodas de conversa temáticas, que estimularam reflexões sobre inclusão, bem-estar e equidade no ambiente corporativo. Os encontros dos grupos de afinidade e o *Road show* de Diversidade junto às diretorias reforçaram a governança do programa e apresentaram o plano "Liderança em Ação", com foco na contratação intencional de talentos diversos em todos os níveis hierárquicos. Em setembro, a campanha "Protagonismo que Inclui | Acessibilidade é atitude diária que transforma" destacou a trajetória de colaboradores(as) com deficiência e promoveu o letramento sobre capacitismo, incentivando a cultura de aliados.

Os indicadores de diversidade demonstram avanços importantes: a representatividade feminina em cargos de liderança atingiu 25%, superando a meta prevista para 2025, enquanto pessoas pretas e pardas ocupam 29% das posições na empresa, sendo 11% em liderança.



¹ Os indicadores de diversidade consideram o total de colaboradores no último dia de cada período.

² Diretores estatutários e Presidente.

³ Diretores empregados, Gerentes e Coordenadores.

⁴ Especialistas e demais cargos, exceto Conselheiros, Aprendizes e Estagiários.

⁵ As informações étnico-racial são feitas de acordo com as classificações do IBGE.

Comportamento ético

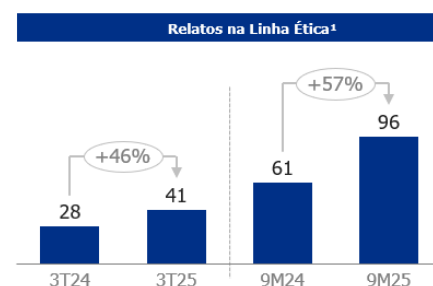
No 3T25, a Companhia recebeu 41 denúncias pela Linha Ética (+46% vs 3T24). Esse crescimento reflete o fortalecimento da cultura de integridade e a maior confiança no canal, que se consolida como uma ferramenta efetiva de escuta e responsabilização.

Das denúncias, 5 seguem em análise e 36 foram encerradas. As investigações realizadas confirmaram como procedentes 6 denúncias, que foram encaminhadas para avaliação pelo Comitê de Ética e receberam aplicação de medidas disciplinares como dispensas sem justa causa ou advertências verbais.

Não foram recebidos relatos relacionados a corrupção, suborno, concorrência desleal ou violações ao meio ambiente.

O website da Linha Ética foi o canal mais utilizado, concentrando 63% dos registros de forma digital, e 51% dos denunciante optaram pelo anonimato. Além disso, a Companhia promoveu o Workshop de Governança Interna e Interação com Autoridades Públicas, com foco na análise de casos práticos de interação com agentes públicos, com o objetivo de aprofundar a compreensão sobre riscos envolvidos, cuidados necessários e condutas corretas a serem adotadas no dia a dia.

¹ São 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

20ª emissão de debêntures

Em 27 de outubro de 2025, a Companhia concluiu o processo de captação de recursos por meio da 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 e os custos de IPCA + 6,66% e IPCA + 6,64%. [Clique aqui](#) para acessar os documentos da oferta.

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 Tibagi) 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%:

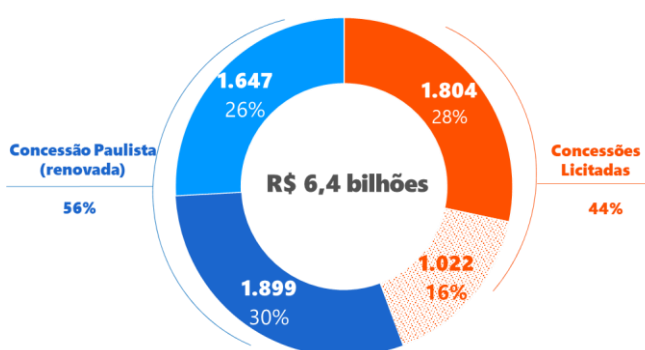
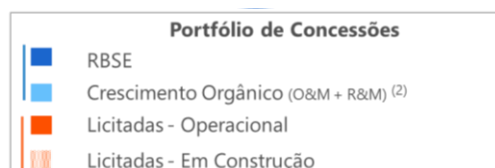
RTP 2025 Licitadas								
Empresa	Particip. ISA ENERGIA BRASIL (%)	Contrato	RAP (R\$ milhões, sem PA)			Índice Reposicionamento		Impacto na RAP (A x B) (R\$ milhões)
			Vigente (jun/24) (A)	Revisada (jun/25)	var R\$	Nominal	Real (B)	
IE SERRA DO JAPI	100%	026/2009	55,3	62,4	+7,1	12,86%	7,16%	4,0
EVRECY	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

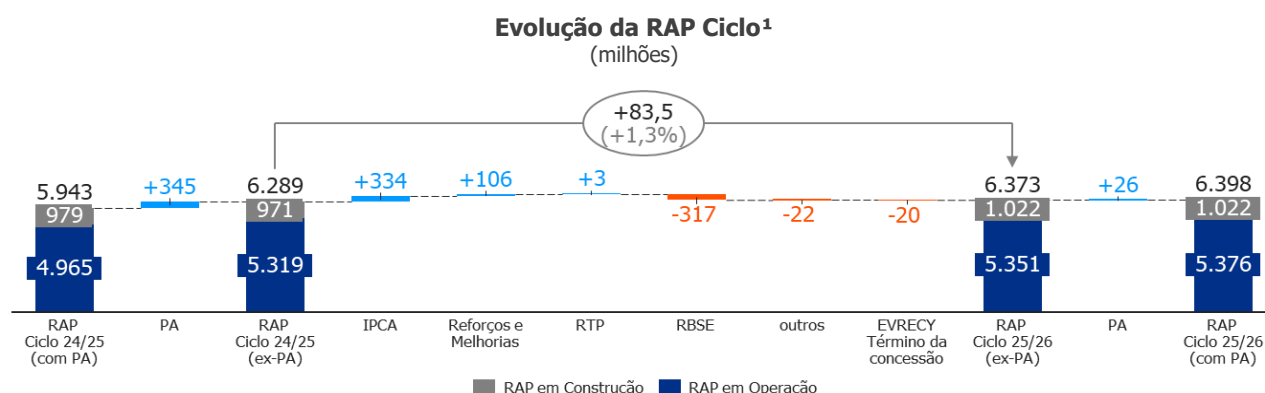
Em 15 de julho de 2025 foi publicada a Resolução Homologatória nº 3.481/2025 ([clique aqui](#)), que estabeleceu a RAP da ISA ENERGIA BRASIL e suas empresas controladas e controladas em conjunto pela disponibilização das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de 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).



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 da 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													
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													
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		Total		
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	IEMG	IPCA	14	1	1	0	0	15	2	18	14	10%
	007/2020	Triângulo Mineiro³	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		
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													
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		
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 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%
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													
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		
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 Dourada	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 a atualização retroativa dos valores do RBSE, e aplicou o reperfilamento do componente financeiro do RBSE conforme Nota Técnica nº 068/2021 (nota 1.2a das demonstrações financeiras referentes ao 4T24). As premissas válidas a partir do ciclo 2021/2022 são: (i) a conclusão do pagamento do RBSE em 2028; (ii) a redução da amortização dos valores a receber do RBSE durante os ciclos 2021/2022 e 2022/2023; e (iii) a remuneração pelo WACC regulatório definido na RTP de 2018. A partir do ciclo 2023/2024, os fluxos de pagamentos previstos pela ANEEL retornaram aos patamares similares aos aprovados na Resolução Homologatória nº 2.714/2020.

Após a homologação do resultado da RTP das Transmissoras (ReH 2.851/21), que incluiu o reperfilamento do recebimento do componente financeiro do RBSE, a ABIAPE/ABRACE/ESBR apresentaram pedido de reconsideração, pós trânsito em julgado, questionando o cálculo do componente financeiro do RBSE e o reperfilamento. Em junho de 2021, a Superintendência Geral de Tarifas ("SGT") da ANEEL publicou a NT 117/2021 e emitiu comunicado público explicando não existirem erros de cálculo e tampouco erros metodológicos. Entretanto, em junho de 2022, a SGT da ANEEL emitiu a Nota Técnica nº 85/2022, que trata da análise dos pedidos de reconsideração interpostos no âmbito do pagamento do componente financeiro e reperfilamento do RBSE e, neste mesmo mês, ocorreu decisão monocrática (Despacho nº 1.762/2022) deliberada por diretor da ANEEL sobre o referido tema. Após decisão colegiada da diretoria da ANEEL, a decisão monocrática foi suspensa. Em abril de 2023, a SGT publicou a nova nota técnica (85/2023), que trata das manifestações acerca NT 085/2022 e o Ofício-Circular nº 23/2022, de 16 de agosto de 2022.

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.

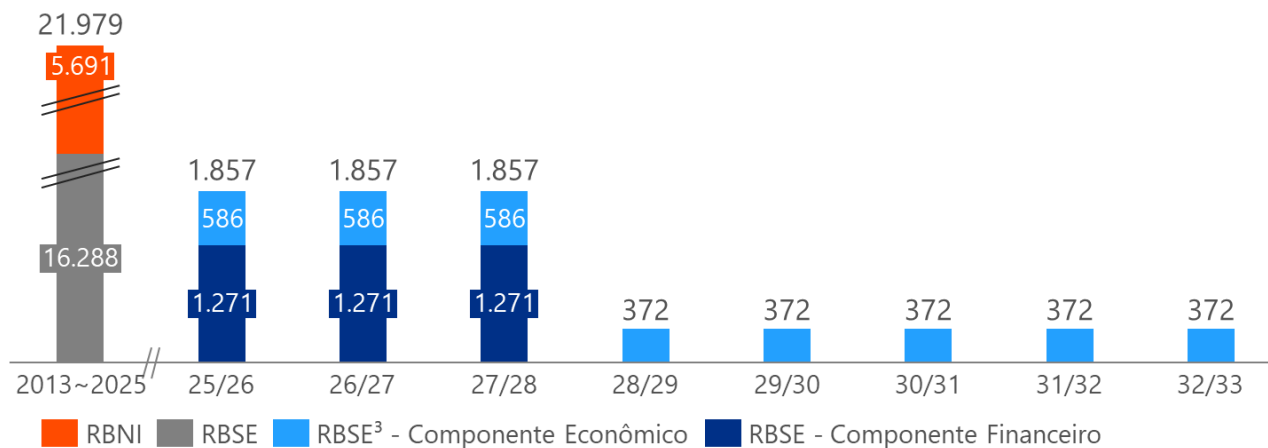
Além da discussão em âmbito administrativo que se encerrou em junho de 2025, está em tramitação o Processo nº TC 012.715/2017-4 perante o Tribunal de Contas da União ("TCU"), cujo objeto é a avaliação da conformidade e transparência da metodologia da definição dos valores dos ativos de transmissão existentes 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 Superior Tribunal de Justiça ("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. Foram realizadas audiências nos dias 04 e 13 de agosto e no dia 19 de setembro. Ainda foram designadas as seguintes audiências de mediação:

- 09 de outubro de 2025 – sessão privada da mediadora com a Fundação CESP ("VIVEST");
- 22 de outubro de 2025 – sessão privada de mediação com o Estado de São Paulo ("PGE-SP");
- 29 de outubro de 2025 – sessão privada da mediadora com a ISA ENERGIA BRASIL;
- 04 de novembro de 2025 – sessão conjunta de mediação.

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.

A Companhia continua com os esforços direcionados para manter a decisão de mérito favorável conquistada no TJSP.

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

decrecente 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	Data de Necessidade¹	Prazo ANEEL	CapEx ANEEL Participação ISA ENERGIA BRASIL data base leilão (R\$ milhões)	CapEx ISA ENERGIA BRASIL total até 30/09/2025 (R\$ milhões)	Licenci. Ambiental (LI)	Início da Construção	Avanço Fundiário³	Avanço Físico⁴	Entrada em Operação Comercial⁵
01/3/2015 (out/2016)	Paraguaçu (Lote 3)	003/2017	IE Paraguaçu	50%	BA/MG	0,0%	162,4	jan-19	fev-22	255	333	✓	2T19	100%	100%	3T22
	Aimorés (Lote 4)	004/2017	IE Aimorés	50%	MG	0,0%	108,8	jan-19	fev-22	171	208	✓	2T19	100%	100%	2T22
	Itaúnas (Lote 21)	018/2017	IE Itaúnas	100%	ES	25,1%	72,1	jul-18	jun-22	298	374	✓	3T18	100%	100%	4T23
	Ivaí (Lote 1)	022/2017	IE Ivaí	50%	PR	33,2%	398,7	fev-21	ago-22	968	1.050	✓	4T19	100%	100%	4T22
005/2016 (abr/2017)	Tibagi (Lote 5)	026/2017	IE Tibagi	100%	SP / PR	32,2%	23,7	jan-17	ago-21	135	118	✓	3T18	100%	100%	4T20
	Itaquerê (Lote 6)	027/2017	IE Itaquerê	100%	SP / PR	44,5%	70,8	jun-18	ago-21	398	256	✓	3T18	100%	100%	3T20
	Aguapeí (Lote 29)	046/2017	IE Aguapeí	100%	SP / PR	52,7%	83,2	dez-18	ago-21	602	363	✓	3T19	100%	100%	1T21
	Bauru (Lote 25)	042/2017	IE Jaguar 6	100%	SP	57,6%	16,2	ago-19	fev-21	126	63	✓	2T18	100%	100%	3T19
002/2018 (jun/2018)	Lorena (Lote 10)	021/2018	IE Itapura	100%	SP	73,9%	18,3	jan-20	set-22	238	126	✓	3T19	100%	100%	4T21
	Biguaçu (Lote 1)	012/2018	IE Biguaçu	100%	SC	66,7%	56,3	set-21	set-23	641	456	✓	1T21	100%	100%	3T22
002/2019 (dez/2019)	Minuano (Lote 1)	001/2020	Evrecy	100%	RS	66,9%	53,0	jan-20	mar-25	682	736	✓	3T22	100%	100%	4T24
	Três Lagoas (Lote 6)	006/2020	IE Tibagi	100%	MS / SP	68,1%	7,5	jan-20	set-23	99	87	✓	2T21	100%	100%	2T22
	Triângulo Mineiro (Lote 7)	007/2020	IEMG	100%	MG	65,4%	46,1	jan-20	mar-25	554	520	✓	1T22	100%	100%	3T23
001/2020 (dez/2020)	Riacho Grande (Lote 7)	005/2021	IE Riacho Grande	100%	SP	57,9%	93,1	jan-26	mar-26	1.141	836	✓	3T23	100%	98%	-
001/2022 (jun/2022)	Piraquê (Lote 3)	008/2022	ISA ENERGIA BRASIL	100%	MG / ES	46,8%	343,1	jan-26	set-27	3.654	3.199	✓	3T24	100%	82%	-
	Jacarandá (Lote 6)	011/2022	IE Jaguar 8	100%	SP	59,2%	16,1	mar-26	mar-26	232	93	✓	3T24	78%	70%	-
001/2023 (jun/2023)	Serra Dourada (Lote 1)	006/2023	ISA ENERGIA BRASIL	100%	BA/MG	44,8%	321,8	Imediata	mar-29	3.157	430	4T25	-	73%	24%	-
	Itatiaia (Lote 7)	012/2023	ISA ENERGIA BRASIL	100%	RJ/MG	41,8%	248,2	Imediata	mar-29	2.342	166	3T25	-	69%	25%	-
	Água Vermelha (Lote 9)	014/2023	IE Tibagi	100%	SP	50,4%	8,5	Imediata	set-26	94	87	✓	3T24	100%	100%	2T25
Total (19)						47,2%	2.147,8	-	-	15.785	9.502	-	-	-	-	-

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

Anexo II – Investimentos em Projetos

Investimentos (R\$ milhões)	Consolidado + Controladas em Conjunto					
	3T25	3T24	Var (%)	9M25	9M24	Var (%)
Reforços & Melhorias	437,9	376,4	16,3%	1.123,2	959,9	17,0%
Projetos Greenfield	767,5	491,5	56,2%	2.292,4	1.383,3	65,7%
100% ISA ENERGIA BRASIL	756,8	491,5	54,0%	2.281,6	1.383,3	64,9%
Piraquê	503,6	257,7	95,4%	1.578,9	763,4	106,8%
Riacho Grande	70,0	115,9	-39,6%	305,7	215,8	41,7%
Serra Dourada	124,0	25,0	395,4%	217,9	143,9	51,4%
Água Vermelha	0,0	6,5	-100,0%	52,2	12,5	319,1%
Itatiaia	30,2	10,4	191,2%	70,5	67,5	4,3%
Jacarandá	30,3	3,2	836,2%	57,7	6,2	831,1%
Minuano	-1,3	70,5	-101,9%	-1,3	161,2	-100,8%
Triângulo Mineiro	0,0	1,4	-100,0%	0,0	13,6	-100,0%
Biguaçu	0,0	0,2	-100,0%	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	0,7	-100,0%	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
Aimorés	10,8	0,0	N.A	10,8	0,0	N.A
Total	1.205,4	867,9	38,9%	3.415,5	2.343,2	45,8%

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

Anexo III - Balanço Patrimonial Regulatório

Ativo (R\$ mil)	Consolidado	
	30/09/2025	31/12/2024
CIRCULANTE		
Caixa e equivalentes de caixa	719.176	2.914.747
Aplicações financeiras	1.700.986	485.995
Contas a Receber - Concessionárias e Permissionárias	515.413	259.819
Estoques	49.170	39.928
Serviços em Curso	0	0
Tributos e contribuições a compensar	401.625	453.046
Instrumentos financeiros derivativos	21.379	41.658
Créditos com partes relacionadas	97.419	118.989
Despesas pagas antecipadamente	25.477	19.461
Caixa restrito	0	1.273
Outros	127.092	221.724
	3.657.737	4.556.640
NÃO CIRCULANTE		
Realizável a longo prazo		
Caixa restrito	18.261	17.862
Contas a receber - Concessionárias e Permissionárias	210.565	624.135
Valores a receber - Secretaria da Fazenda	2.706.431	2.563.255
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	0	438
Cauções e depósitos vinculados	45.201	43.650
Créditos com controladas	0	0
Instrumentos financeiros derivativos	27.218	84.715
Outros	122.550	93.364
	3.130.226	3.427.419
Investimentos	1.471.263	1.721.387
Imobilizado	19.191.009	16.478.040
Intangível	1.775.448	1.782.527
	22.437.720	19.981.954
	25.567.946	23.409.373
Total do Ativo	29.225.683	27.966.013

Passivo e Patrimônio Líquido (R\$ mil)	Consolidado	
	30/09/2025	31/12/2024
CIRCULANTE		
Empréstimos e financiamentos	89.425	82.056
Debêntures	337.913	1.109.914
Arrendamento	19.076	12.020
Instrumentos financeiros derivativos	28.777	0
Fornecedores	210.042	184.644
Tributos e encargos sociais a recolher	258.260	139.168
Imposto de renda e contribuição social diferidos	0	0
Encargos regulatórios a recolher	74.434	66.750
Juros sobre capital próprio e dividendos a pagar	384.617	1.408.488
Obrigações trabalhistas	83.114	71.658
Valores a pagar – Funesp	786	351
Outros	97.633	271.133
	1.584.077	3.346.182
NÃO CIRCULANTE		
Exigível a longo prazo		
Empréstimos e financiamentos	686.788	651.766
Debêntures	13.644.120	11.392.559
Arrendamento	41.171,0	25.489
Instrumentos financeiros derivativos	34.100	0
Fornecedores	2.771	1.393
Benefício a Empregados - Déficit Atuarial	0	0
PIS e COFINS diferidos	24.924	38.083
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.672.561	1.675.869
Encargos Regulatórios a recolher	30.863	30.763
Provisões	152.540	193.721
Reserva Global de Reversão - RGR	0	0
Obrigações vinculadas à concessão do serviço	670.655	683.178
Outros	334	610
	16.960.827	14.693.431
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social	3.590.020	3.590.020
Reservas de capital	666	666
Reservas de lucro	3.845.290	2.958.714
Reserva de Reavaliação	2.663.452	2.846.948
Outros Resultados Abrangentes	92.490	173.351
	10.191.918	9.569.699
Participação de não controladores nos fundos de investimentos	488.861	356.701
	10.680.779	9.926.400
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	29.225.683	27.966.013

Anexo IV - Demonstração de Resultado Regulatório

Demonstração de Resultado (R\$ mil)	Consolidado					
	3T25	3T24	Var (%)	9M25	9M24	Var (%)
Receita Operacional Bruta	1.250.582	1.351.133	-7,4%	3.718.702	3.903.973	-4,7%
Receita de Uso da Rede Elétrica	1.239.400	1.333.644	-7,1%	3.684.824	3.865.200	-4,7%
Outras	11.182	17.489	-36,1%	33.878	38.773	-12,6%
(-) Deduções à Receita Operacional	-178.249	-171.191	4,1%	-485.886	-503.507	-3,5%
Tributos e Contribuições sobre a Receita	-105.611	-117.145	-9,8%	-319.498	-344.412	-7,2%
Encargos Regulatórios	-72.638	-54.046	34,4%	-166.388	-159.095	4,6%
(=) Receita Operacional Líquida	1.072.333	1.179.942	-9,1%	3.232.816	3.400.466	-4,9%
(-) Custos e Despesas Operacionais	-355.245	-449.734	-21,0%	-1.164.048	-1.192.095	-2,4%
Pessoal	-102.391	-114.023	-10,2%	-316.306	-336.133	-5,9%
Material	-5.647	-7.356	-23,2%	-16.870	-18.768	-10,1%
Serviços	-54.050	-52.292	3,4%	-146.005	-149.455	-2,3%
Depreciação	-167.561	-258.052	-35,1%	-591.342	-606.907	-2,6%
Outros	-25.596	-18.011	42,1%	-93.525	-80.833	15,7%
(=) Resultado do Serviço	717.088	730.208	-1,8%	2.068.768	2.208.371	-6,3%
(+/-) Resultado Financeiro	-293.134	-206.009	42,3%	-996.252	-698.502	42,6%
Rendimento de Aplicações Financeiras	90.045	71.000	26,8%	243.406	160.830	51,3%
Resultado da Variação Monetária Líquida	-57.915	-42.118	37,5%	-345.670	-239.872	44,1%
Juros Ativo/Passivos	-152	-7	2071,4%	-2.967	-165	1698,2%
Juros/Encargos sobre empréstimos	-336.504	-234.292	43,6%	-933.258	-613.766	52,1%
Outras	11.392	-592	n.a	42.237	-5.529	n.a
(=) Resultado Operacional	423.954	524.199	-19,1%	1.072.516	1.509.869	-29,0%
(-) Equivalência Patrimonial	100.365	90.296	11,2%	266.983	268.716	-0,6%
(-) Outras Receitas/Despesas Operacionais	3.833	-29.516	n.a	-58.835	-68.593	-14,2%
(=) Resultado Anterior aos Tributos	528.152	584.979	-9,7%	1.280.664	1.709.992	-25,1%
(-) IR e CSLL	39.853	-139.245	n.a	-91.093	-402.521	-77,4%
Corrente	38.604	-110.327	n.a	-45.021	-455.788	-90,1%
Diferido	1.249	-28.918	n.a	-46.072	53.267	n.a
(=) Lucro/Prejuízo Consolidado	568.005	445.734	27,4%	1.189.571	1.307.471	-9,0%
(-) Partic. Acionista não Controlador	-17.975	-14.146	27,1%	-46.547	-41.045	13,4%
(=) Lucro/Prejuízo	550.030	431.588	27,4%	1.143.024	1.266.426	-9,7%

Anexo V – Fluxo de Caixa Indireto – Regulatório¹

Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais (R\$ mil)	Consolidado	
	9M25	9M24
Fluxo de caixa das atividades operacionais	2.661.340	2.456.505
Lucro líquido do período	1.189.571	1.307.471
Benefício a empregados – déficit atuarial	0	33.467
PIS e COFINS diferidos	-13.159	3.885
Depreciação e amortização	656.061	686.602
Imposto de renda e contribuição social diferidos	46.070	-53.265
Provisão para Demandas judiciais	-47.676	6.389
Custo residual de ativo imobilizado/intangível baixado	31.711	38.266
Benefício fiscal – ágio incorporado	27	27
Realização de ativo da concessão na aquisição de controlada	0	0
Realização da perda em controlada em conjunto	0	0
Resultado de equivalência patrimonial	-266.981	-268.717
Receita sobre aplicações financeiras	-104.762	-106.430
Juros e variações cambiais sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	1.264.876	841.467
Juros e variações monetárias e cambiais sobre ativos e passivos	-44.432	8.388
Instrumento Financeiro	-3.418	0
Transações com acionistas não controladores	-46.548	-41.045
(Aumento) diminuição de ativos	648.097	-66.659
Caixa restrito	0	0
Contas a receber – Concessionárias e Permissionárias	157.976	35.271
Estoques	-9.242	-7.819
Valores a receber - Secretaria da Fazenda	-143.176	-137.790
Tributos e contribuições a compensar	124.171	-159.808
Despesas pagas antecipadamente	-6.016	-11.074
Cauções e depósitos vinculados	-188	495
Crédito com controladas	0	0
Outros	524.572	214.066
Aumento (diminuição) de passivos	-92.477	168.846
Fornecedores	26.776	10.421
Tributos e encargos sociais a recolher	189.651	498.131
Obrigações trabalhistas	11.456	10.715
Pagamentos de impostos	-136.660	-56.038
Encargos regulatórios a recolher	13.784	4.441
Provisões	-4.896	-20.008
Valores a pagar Vivest	435	-22
Reserva Global de Reversão	-1.861	-1.860
Obrigações vinculadas à concessão do serviço	-14.873	-61.185
Benefício pós emprego - passivo atuarial	0	-24.213
Outros	-176.289	-191.536
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais	3.216.960	2.558.692
Caixa gerado (utilizado) nas atividades de investimentos	-4.336.821	-2.900.286
Caixa restrito	874	4.202
Aplicações financeiras	-5.093.394	-4.654.568
Resgates de Aplicações financeiras	4.115.325	3.930.607
Imobilizado	-3.359.626	-2.267.989
Investimentos	0	0
Caixa adquirido em combinação de negócios	0	0
Dividendos recebidos	0	87.462
Caixa utilizado nas atividades de financiamentos	-1.075.710	159.186
Adições Empréstimos e Debêntures	2.007.347	2.396.381
Pagamentos Empréstimos e Debêntures (principal)	-1.030.172	-517.686
Pagamentos Empréstimos e Debêntures (juros)	-719.616	-457.334
Pagamentos Arrendamento Mercantil (principal e juros)	-11.094	-15.194
Pagamentos Arrendamento Mercantil (juros)	0	0
Instrumentos financeiros derivativos	13.660	-7.914
Integralização de capital	0	0
Dividendos e juros sobre capital próprios pagos	-1.335.835	-1.239.067
Aumento (redução) líquido em caixa e equivalentes de caixa	-2.195.571	-182.408
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	2.914.747	245.819
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	719.176	63.411
Variação em caixa e equivalentes de caixa	-2.195.571	-182.408

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

Anexo VI – Resultado Regulatório Empresas não consolidadas

IE MADEIRA						
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	3T25	3T24	Var (%)	9M25	9M24	Var (%)
Receita Operacional Bruta	278.295	189.385	46,9%	671.076	600.066	11,8%
Deduções à receita operacional	-29.276	-23.374	25,3%	-81.692	-71.400	14,4%
Receita Operacional Líquida	249.019	166.011	50,0%	589.384	528.666	11,5%
Custos e Despesas	-49.465	-19.006	160,3%	-85.649	-50.361	70,1%
Depreciação	-36.457	-36.381	0,2%	-109.839	-103.999	5,6%
EBITDA	199.376	147.005	35,6%	503.441	476.437	5,7%
Resultado do Serviço	163.097	110.624	47,4%	393.896	374.306	5,2%
Resultado Financeiro	-9.746	-13.362	-27,1%	-36.511	-55.300	-34,0%
Outras receitas/despesas líquidas	-178	0	N.A.	-294	-1.867	-84,2%
Lucro antes do IR & CSLL	153.174	97.262	57,5%	357.090	317.139	12,6%
IR & CSLL*	-31.980	-11.584	176,1%	-73.686	-38.565	91,1%
Lucro líquido	121.194	85.678	41,5%	283.405	278.573	1,7%

IE GARANHUNS						
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	3T25	3T24	Var (%)	9M25	9M24	Var (%)
Receita Operacional Bruta	37.319	34.592	7,9%	120.223	114.389	5,1%
Deduções à receita operacional	-5.809	-5.324	9,1%	-16.723	-15.958	4,8%
Receita Operacional Líquida	31.510	29.267	7,7%	103.501	98.432	5,1%
Custos e Despesas	-4.112	-3.425	20,0%	-12.293	-10.662	15,3%
Depreciação	-6.726	-6.350	5,9%	-19.438	-19.047	2,1%
EBITDA	27.398	25.843	6,0%	91.208	87.769	3,9%
Resultado do Serviço	20.672	19.492	6,1%	71.769	68.722	4,4%
Resultado Financeiro	-781	-1.088	-28,2%	-1.963	-3.270	-40,0%
Outras receitas/despesas líquidas	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Lucro antes do IR & CSLL	19.891	18.404	8,1%	69.806	65.452	6,7%
IR & CSLL*	-1.582	-303	421,5%	-4.655	-1.759	164,7%
Lucro líquido	18.309	18.101	1,2%	65.151	63.693	2,3%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (51%) no EBITDA	13.973	13.180	6,0%	46.516	44.762	3,9%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (51%) no Lucro	9.338	9.231	1,2%	33.227	32.484	2,3%

IE AIMORÉS						
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	3T25	3T24	Var (%)	9M25	9M24	Var (%)
Receita Operacional Bruta	29.772	25.903	14,9%	86.681	81.982	5,7%
Deduções à receita operacional	-3.167	-2.681	18,1%	-9.121	-8.750	4,2%
Receita Operacional Líquida	26.605	23.222	14,6%	77.560	73.232	5,9%
Custos e Despesas	-765	-1.463	-47,7%	-4.119	-3.771	9,2%
Depreciação	-2.721	-2.716	0,2%	-8.163	-8.156	0,1%
EBITDA	25.840	21.759	18,8%	73.441	69.461	5,7%
Resultado do Serviço	23.119	19.043	21,4%	65.278	61.305	6,5%
Resultado Financeiro	-7.179	551	n.a	-5.850	1.583	n.a
Outras receitas/despesas líquidas	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Lucro antes do IR & CSLL	15.940	19.594	-18,6%	59.428	62.888	-5,5%
IR & CSLL*	-1.797	-1.675	7,3%	-6.411	-5.843	9,7%
Lucro líquido	14.143	17.919	-21,1%	53.017	57.045	-7,1%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no EBITDA	12.920	10.880	18,8%	36.721	34.731	5,7%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no Lucro	7.072	8.960	-21,1%	26.509	28.523	-7,1%

IE PARAGUAÇU						
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	3T25	3T24	Var (%)	9M25	9M24	Var (%)
Receita Operacional Bruta	45.303	42.470	6,7%	129.348	124.608	3,8%
Deduções à receita operacional	-4.757	-4.658	2,1%	-14.122	-13.205	6,9%
Receita Operacional Líquida	40.546	37.812	7,2%	115.226	111.403	3,4%
Custos e Despesas	-1.626	-2.251	-27,8%	-5.994	-6.078	-1,4%
Depreciação	-4.658	-4.615	0,9%	-13.962	-13.845	0,8%
EBITDA	38.920	35.561	9,4%	109.232	105.325	3,7%
Resultado do Serviço	34.262	30.946	10,7%	95.270	91.480	4,1%
Resultado Financeiro	-13.663	1.009	n.a	-9.957	2.980	n.a
Outras receitas/despesas líquidas	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Lucro antes do IR & CSLL	20.599	31.955	-35,5%	85.313	94.460	-9,7%
IR & CSLL*	-2.547	-2.552	-0,2%	-8.591	-9.875	-13,0%
Lucro líquido	18.052	29.403	-38,6%	76.722	84.585	-9,3%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no EBITDA	19.460	17.781	9,4%	54.616	52.663	3,7%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no Lucro	9.026	14.702	-38,6%	38.361	42.293	-9,3%

IE IVAÍ						
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	3T25	3T24	Var (%)	9M25	9M24	Var (%)
Receita Operacional Bruta	103.409	107.769	-4,0%	313.371	309.746	1,2%
Deduções à receita operacional	-10.862	-10.294	5,5%	-32.873	-31.914	3,0%
Receita Operacional Líquida	92.547	97.475	-5,1%	280.498	277.832	1,0%
Custos e Despesas	-6.278	-5.189	21,0%	-16.292	-14.558	11,9%
Depreciação	-15.243	-14.426	5,7%	-42.329	-44.066	-3,9%
EBITDA	86.269	92.286	-6,5%	264.256	263.274	0,4%
Resultado do Serviço	71.026	77.860	-8,8%	221.878	219.208	1,2%
Resultado Financeiro	-31.264	-36.318	-13,9%	-148.136	-148.464	-0,2%
Outras receitas/despesas líquidas	0	0	N.A.	49	0	N.A.
Lucro antes do IR & CSLL	39.762	41.541	-4,3%	73.791	70.744	4,3%
IR & CSLL*	-13.523	-14.124	-4,3%	-25.092	-24.053	4,3%
Lucro líquido	26.240	27.417	-4,3%	48.699	46.691	4,3%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no EBITDA	43.135	46.143	-6,5%	132.128	131.637	0,4%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no Lucro	13.120	13.709	-4,3%	24.349	23.345	4,3%

Anexo VII – Covenants (R\$ milhões)

BNDES (apuração anual)	
Dívida Líquida 30/09/25	14.396,8
EBITDA últimos 12 meses	4.179,8
Dívida Líquida/EBITDA 30/09/25	3,44
Patrimônio Líquido 30/09/25	21.395,9
Dívida Liq./(Dívida Liq. + PL) 30/09/25	0,40

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 30/09/2025, soma o montante de R\$ 694,9 milhões em que os contratos possibilitam pré-pagamento.

Os indicadores são apurados ao final de cada exercício social. Para fins de cálculo e comprovação dos referidos índices, a Companhia deverá consolidar todas as controladas e controladas em conjunto (de forma proporcional à sua participação), desde que detenha participação acionária igual ou superior a 10%. O EBITDA é calculado de acordo com a metodologia definida nos contratos. A última apuração ocorreu em 31 de dezembro de 2024, a Companhia e suas controladas atenderam aos requisitos relacionados a cláusulas restritivas. A próxima apuração será realizada em 31 de dezembro de 2025. O indicador de Dívida Líquida/EBITDA de acordo com essa metodologia foi de **3,44x** no 3T25. A próxima apuração ocorrerá em 31 de dezembro de 2025 e a Companhia já iniciou as tratativas junto ao BNDES para obtenção de *Waiver*.

Anexo VIII – Balanço Patrimonial – IFRS

Ativo (R\$ mil)	Consolidado	
	30/09/2025	31/12/2024
CIRCULANTE		
Caixa e equivalentes de caixa	719.176	2.914.747
Aplicações Financeiras	1.700.986	485.995
Ativo de concessão	3.751.988	3.604.640
Estoques	84.601	94.384
Tributos e contribuições a compensar	401.625	453.046
Instrumentos financeiros derivativos	21.379	41.658
Créditos com partes relacionadas	97.067	142.546
Despesas pagas antecipadamente	25.477	19.461
Caixa restrito	0	0
Adiantamento a Fornecedores	0	0
Outros	262.988	182.972
	7.065.287	7.939.449
NÃO CIRCULANTE		
Realizável a longo prazo		
Caixa restrito	18.261	17.862
Ativo de concessão	30.709.285	27.442.183
Valores a receber - Secretaria da Fazenda	2.706.431	2.564.527
Cauções e depósitos vinculados	45.201	43.650
Estoques	101.723	140.344
Instrumentos financeiros derivativos	27.218	84.715
Créditos com partes relacionadas	0	0
Outros	122.551	124.936
	33.730.670	30.418.217
Investimentos	4.241.482	4.354.888
Imobilizado	170.557	153.613
Intangível	435.765	438.465
	4.847.804	4.946.966
	38.578.474	35.365.183
Total do Ativo	45.643.761	43.304.632
Passivo e Patrimônio Líquido (R\$ mil)	Consolidado	
	30/09/2025	31/12/2024
CIRCULANTE		
Empréstimos e financiamentos	89.425	82.056
Debêntures	337.913	1.109.914
Arrendamento	19.076	12.020
Instrumentos financeiros derivativos	28.777	-
Fornecedores	209.410	182.169
Tributos e encargos sociais a recolher	257.914	139.146
Encargos Regulatórios a recolher	74.434	64.270
Juros sobre capital próprio e dividendos a	384.617	1.329.622
Obrigações trabalhistas	83.114	71.658
Valores a pagar – Vivest	786	351
Outros	97.636	273.612
	1.583.102	3.264.818
NÃO CIRCULANTE		
Exigível a longo prazo		
Empréstimos e financiamentos	686.788	651.766
Debêntures	13.644.120	11.392.559
Arrendamento	41.171	25.489
Instrumentos financeiros derivativos	34.100	-
Fornecedores	2.771	1.393
Provisão para Contingências	157.858	197.271
Benefício a empregados – déficit atuarial	-	-
PIS e COFINS Diferidos	2.786.286	2.493.513
Imposto de renda e contribuição social	5.278.153	5.175.168
Encargos Regulatórios a recolher	30.863	30.763
Outros	2.682	610
	22.664.792	19.968.532
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital Social	3.590.020	3.590.020
Reservas de Capital	666	666
Reservas de Lucro	17.223.615	15.950.329
Outros Resultados Abrangentes	92.705	173.566
	20.907.006	19.714.581
Participação de não controladores nos fundos de investimentos	488.861	356.701
	21.395.867	20.071.282
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	45.643.761	43.304.632

Anexo IX – Demonstração de Resultados – IFRS

Demonstração de Resultado (IFRS) (R\$ milhões)	Consolidado					
	3T25	3T24	Var (%)	9M25	9M24	Var (%)
Receita Operacional Líquida	2.559,0	1.805,8	41,7%	6.403,9	5.446,5	17,6%
Receita de infraestrutura, operação e manutenção, ganho de eficiência na implementação da infraestrutura e outras, líquidas	1.596,3	1.232,0	29,6%	4.585,8	3.478,6	31,8%
Remuneração dos ativos da concessão, líquida	962,7	573,7	67,8%	1.818,1	1.967,9	-7,6%
Custos dos Serviços de Implementação da infraestrutura, operação e manutenção e de serviços prestados	-1.340,5	-1.010,5	32,7%	-3.831,3	-2.770,1	38,3%
Lucro Bruto	1.218,4	795,3	53,2%	2.572,6	2.676,4	-3,9%
Receitas e Despesas Operacionais	61,2	1.175,0	-94,8%	380,8	1.326,3	-71,3%
Receitas – Revisão Tarifária Periódica (RTP)	-6,9	1.152,7	-100,6%	159,5	1.152,7	-86,2%
Gerais e Administrativas	-51,9	-62,2	-16,6%	-182,7	-190,8	-4,3%
Honorários da administração	-3,9	-3,1	23,8%	-14,3	-14,2	0,9%
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	14,4	20,4	-29,5%	14,7	30,3	-51,7%
Resultado de equivalência patrimonial	109,5	67,2	62,9%	403,7	348,3	15,9%
Lucro antes das receitas e despesas financeiras e dos impostos sobre o lucro	1.279,7	1.970,2	-35,0%	2.953,5	4.002,8	-26,2%
Resultado Financeiro	-293,3	-206,1	42,3%	-996,8	-698,7	42,7%
Receitas financeiras	115,4	74,5	54,9%	332,3	167,7	98,2%
Despesas financeiras	-408,7	-280,6	45,7%	-1.329,0	-866,4	53,4%
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	986,4	1.764,2	-44,1%	1.956,7	3.304,0	-40,8%
Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-183,6	-642,8	-71,4%	-196,9	-976,3	-79,8%
Corrente	38,6	-110,3	-135,0%	-45,0	-455,8	-90,1%
Diferido	-222,2	-532,5	-58,3%	-151,9	-520,5	-70,8%
Lucro/Prejuízo Consolidado	802,8	1.121,3	-28,4%	1.759,8	2.327,8	-24,4%
Participação do Acionista não Controlador	-18,0	-14,1	27,1%	-46,5	-41,0	13,4%
Lucro/Prejuízo	784,8	1.107,2	-29,1%	1.713,2	2.286,7	-25,1%

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

Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais (R\$ mil)	Consolidado	
	9M25	9M24
Fluxo de caixa das atividades operacionais	-4.457.990	-3.843.219
Lucro líquido do período	1.759.777	2.327.762
Benefício a empregados – déficit atuarial	5.769	33.467
Depreciações e amortizações	25.631	27.906
PIS e COFINS diferidos	292.773	335.214
IR e CS diferidos	151.924	520.481
Provisão para Demandas Judiciais	-46.226	3.924
Valor residual de ativo permanente baixado	59	2.559
Benefício Fiscal - Ágio Incorporado	27	27
Receita sobre aplicações financeiras	-104.762	-106.430
Juros e variações cambiais sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	1.264.876	841.467
Juros e variações monetárias e cambiais sobre ativos e passivos	-45.101	8.626
Resultado de equivalência patrimonial	-403.702	-348.345
Reversão da perda em controlada em conjunto	0	0
Contas a receber - Ativo de Concessão	-7.323.530	-7.463.514
Realização de ativo de Concessão na aquisição de Controlada	14.461	14.682
Transações com acionistas não controladores	-46.548	-41.045
(Aumento) diminuição de ativos	3.923.533	3.801.711
Caixa restrito	0	0
Contas a receber - Ativo de concessão	3.909.080	3.947.338
Estoques	48.404	59.568
Valores a receber - Secretaria da Fazenda	-141.904	-137.790
Tributos e contribuições a compensar	125.961	-159.808
Cauções e depósitos vinculados	-188	495
Despesas pagas antecipadamente	-6.016	-11.074
Outros	-11.804	102.982
Aumento (diminuição) de passivos	-82.654	355.989
Fornecedores	28.619	10.216
Tributos e encargos sociais a recolher	188.717	498.131
Pagamentos IR/CSLL	-136.660	-56.038
Obrigações trabalhistas	11.456	10.715
Encargos regulatórios a recolher	13.784	4.441
Empréstimos e financiamentos a pagar	0	0
Provisões	-5.089	-20.008
Valores a pagar Vivest	0	0
Reserva Global de Reversão	-1.861	-1.860
Outros	-181.620	-89.608
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais	-617.111	314.481
Caixa gerado (utilizado) nas atividades de investimentos	-502.749	-656.074
Caixa restrito	-399	4.202
Aplicações financeiras	-5.093.394	-4.654.568
Resgates de Aplicações financeiras	4.115.325	3.930.607
Aquisição de Imobilizado	-10.297	-19.489
Intangível	-10.717	-4.288
Dividendos recebidos	496.733	87.462
Caixa utilizado nas atividades de financiamentos	-1.075.710	159.186
Adições Empréstimos e Debêntures	2.007.347	2.396.381
Pagamentos Empréstimos e Debêntures (principal)	-1.030.172	-517.686
Pagamentos Empréstimos e Debêntures (juros)	-719.616	-457.334
Pagamentos Arrendamento Mercantil (principal e juros)	-11.094	-15.194
Dividendos e juros sobre capital próprios pagos	-1.335.835	-1.239.067
Aumento (redução) líquido em caixa e equivalentes de caixa	-2.195.571	-182.408
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	2.914.747	245.819
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	719.176	63.411
Variação em caixa e equivalentes de caixa	-2.195.571	-182.408



EARNINGS RELEASE 3Q2025

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



Learn more
about the
evolution of
our brand



São Paulo, October 29th, 2025 – ISA ENERGIA BRASIL S.A. ("ISA ENERGIA BRASIL", "Company", B3: ISAE3 and ISAE4) announces its results for the second quarter of 2025 (2Q25). Regulatory results are shown in accordance with the procedures and guidelines issued by the regulatory authority and in compliance with the accounting policies established in the Electricity Sector Accounting Manual (MCSE) to facilitate understanding of the Company's business. These regulatory results are audited every year by the same independent auditor of the corporate financial statements and are not reviewed on a quarterly basis. Moreover, the results have been prepared in accordance with the standards established by the Securities and Exchange Commission of Brazil (CVM), applicable announcements by the Accounting Statements Committee (CPC) and the International Financial Reporting Standards (IFRS) issued by the International Accounting Standards Board (IASB) in the "Attachments" section of this document.

Regulatory Indicators (R\$ million)	Consolidated					
	3Q25	3Q24	Chg (%)	9M25	9M24	Chg (%)
Net Revenue	1,072.3	1,179.9	-9.1%	3,232.8	3,400.5	-4.9%
PMSO	-187.5	-192.3	-2.5%	-552.1	-573.7	-3.8%
Manageable PMSO	-185.5	-181.2	2.4%	-546.3	-540.2	1.1%
EBITDA	888.5	958.7	-7.3%	2,601.3	2,746.7	-5.3%
EBITDA Margin	82.86%	81.25%	1.60 p.p	80.5%	80.8%	-0.3 p.p
Net Income ¹	550.0	431.6	27.4%	1,143.0	1,266.4	-9.7%
Net Margin	51.3%	36.6%	14.7 p.p	35.4%	37.2%	-1.9 p.p
ROE (LTM)	20.8%	26.1%	-5.3 p.p	20.8%	26.1%	-5.3 p.p
Net Debt	12,887.2	9,534.0	35.2%	12,887.2	9,534.0	35.2%
CapEx (ex-M&A)	1,205.4	867.9	38.9%	3,415.5	2,343.2	45.8%

¹ Adjusted by non-controlling interest.

Financial Highlights 3Q25



Net Income R\$ 1,072.3 million (-9.1%)



PMSO: R\$ 187.5 million (-2.5%)



EBITDA R\$ 888.5 million (-7.3%)



Capex R\$ 1,205.4 million (+38.9%)



Net Debt R\$ 12,887.2 million (+35.2%)

Conference Call 3Q25

Conference call in Portuguese with simultaneous translation into English

Data: October 30, 2025

Time: 10h00 (BRT) / 09h00 (EST)

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

19^a issuance of debentures

On July 7, 2025, the Company completed the fundraising process through its 19th issuance of simple, non-convertible debentures, in a single series, totaling R\$ 580 million. The maturity period of the offer was set at approximately 10 years from the issue date. The cost of the issuance is IPCA+6.70% per year. [Click here](#) to access the offering documents.

RAP Cycle 2025/2026

On July 15, 2025, [Homologation Resolution \("REH"\) No. 3,481](#) was published, which established the Allowed Annual Revenue ("RAP") for ISA ENERGIA BRASIL and its subsidiaries and jointly controlled companies for the Tariff Cycle (2025-2026), covering the period from July 1st, 2025, to June 30th, 2026. According to REH No. 3,481, the RAP and the corresponding Adjustment Parcels ("PA") amounts for the consolidated group and jointly controlled companies, net of PIS/COFINS taxes, totaled R\$ 6,399.0 million, weighted by ISA ENERGIA BRASIL's ownership in jointly controlled companies (as of June 2025). Excluding the amounts related to the PAs, the consolidated RAP for the cycle is R\$ 6,373.3 million. Of this amount, 55.7% represents the RAP from the renewed Paulista Concession contract, including Retrofitting and Improvements ("R&M"), RBSE, and the Operation and Maintenance ("O&M") portion of the contract. Additionally, 44.3% of the RAP refers to contracts awarded through transmission auctions or acquisitions made by the Company, consisting of (i) 28.3% from projects in operation, that is, with active RAP; and (ii) 16.0% from projects under construction, which will add revenue for the Company once completed.

Obtaining the Installation License for the Serra Dourada project

On August 5, 2025, the Company obtained the Installation License ("LI") from the Brazilian Institute of Environment and Renewable Natural Resources ("IBAMA") for the 500 kV section of the Barra II - Correntina - Arinos 2 transmission line and the Correntina substation of the Serra Dourada project, enabling the start of construction. Originating from ANEEL Auction 01/2023, the project includes 1,093 km of transmission lines, six substations (three new and three expanded), and is aimed at transmitting renewable energy generated in western Bahia. The ANEEL-approved investment is R\$ 3,157 million, with an Allowed Annual Revenue (RAP) of R\$ 322 million (cycle 2025/2026), and the ANEEL deadline is March 2029. [Click here](#) to access Market Communication.

Participation of Executives in Online Events ("Live")

On August 13 and September 16, 2025, Mr. Rui Chammas, Chief Executive Officer, participated in the following live programs: "Radar" and "Conexão Energia," promoted respectively by Times Brasil CNBC and TC News on their YouTube channels. [Click here](#) and [here](#) to access the respective Market Communications.

Net Zero Journey

On August 29, 2025, the Company announced its goal to become Net Zero by 2050. The objective is to achieve an absolute reduction of 90% in Greenhouse Gas ("GHG") emissions across scopes 1, 2, and 3 by 2050, based on 2022 emissions. In parallel, any residual emissions will be offset through high-integrity carbon credits generated by projects audited and certified according to internationally recognized standards, with traceability ensured by public registries and continuous monitoring systems. For more details, [click here](#).

Announcement of Interim Interest On Equity ("IOE") Distribution

On September 29, 2025, the Board of Directors of ISA ENERGIA BRASIL approved the distribution of IOE totaling R\$ 444,744,253.55, corresponding to R\$ 0.674997 per share of both types (common – "ISAE3" and preferred – "ISAE4"). The net JCP amount, after withholding income tax, will be distributed in three payments, each with its respective record date, ex-rights date, and payment date, as per the table below:

Payment	Total amount	Record date	Ex-right date	Payment	Gross amount per share	Net amount per share
1 st	R\$ 148,248,084.52	30-Oct-25	31-Oct-25	28-Nov-25	R\$ 0.224999	R\$ 0.191249
2 nd	R\$ 148,248,084.52	24-Nov-25	25-Nov-25	12-Dec-25	R\$ 0.224999	R\$ 0.191249
3 rd	R\$ 148,248,084.52	17-Dec-25	18-Dec-25	30-Dec-25	R\$ 0.224999	R\$ 0.191249

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

Considerations about financial information

The financial information presented in this document relating to three months period ended on September 30, 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					
	3Q25	3Q24	Chg (%)	9M25	9M24	Chg (%)
(=) Regulatory Net Income	550.0	431.6	27.4%	1,143.0	1,266.4	-9.7%
(+) Non-controlling shareholder particip.	18.0	14.1	27.1%	46.5	41.0	13.4%
(+) IRPJ/CSLL	-39.9	139.2	n.a	91.1	402.5	-77.4%
(-) Equity Income	-100.4	-90.3	11.2%	-267.0	-268.7	-0.6%
(+) Financial Result	293.1	206.0	42.3%	996.3	698.5	42.6%
(+) Depreciation/Amortization	167.6	258.1	-35.1%	591.4	606.9	-2.6%
(=) Regulatory EBITDA	888.5	958.8	-7.3%	2,601.3	2,746.7	-5.3%
(+) Equity Income	100.4	90.3	11.2%	267.0	268.7	-0.6%
(=) Regulatory EBITDA CVM 156/2022	988.9	1,049.0	-5.7%	2,868.3	3,015.4	-4.9%

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](#)).

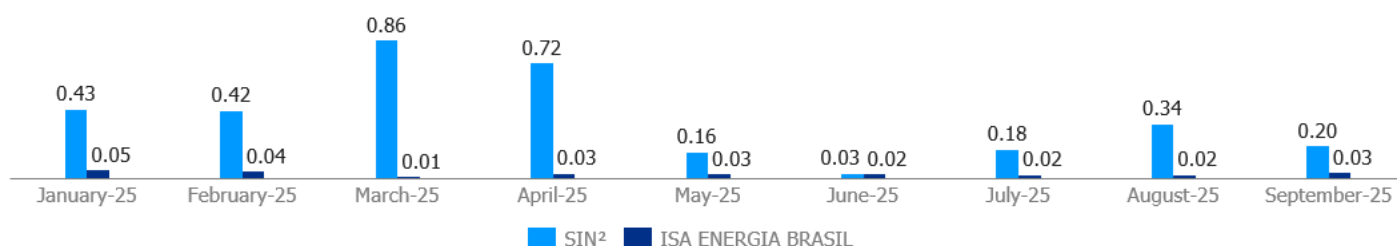
ÍNDICE

EVENTS OF THE PERIOD	3
OPERATING REVENUE	7
O&M COSTS AND EXPENSES	9
OTHER OPERATING INCOME AND EXPENSES	10
EBITDA AND MARGIN	10
FINANCIAL RESULT	11
EQUITY INCOME	12
INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION ON NET INCOME	12
NET INCOME ¹	13
COMPARISON OF RESULTS (REGULATORY VS. IFRS)	14
DEBT	16
INVESTMENTS	17
INVESTMENTS IN RETROFITTING AND IMPROVEMENTS PROJECTS	17
INVESTMENTS IN GREENFIELD PROJECTS	18
CAPITAL MARKET	19
OWNERSHIP BREAKDOWN	19
STOCK PERFORMANCE	19
SUSTAINABILITY	20
PERIOD HIGHLIGHTS	20
INDICADORES DE SUSTENTABILIDADE	21
SUBSEQUENT EVENTS	23
OTHER MATERIAL INFORMATION	23
PERIODIC TARIFF REVIEW (RTP) – NEW CONCESSIONS	23
2025 RTP – NEW CONCESSIONS	23
RAP TARIFF CYCLE 2025/2026	23
RENOVAÇÃO CONCESSÃO PAULISTA - CONTRATO 059/2001 (RBNI/RBSE)	26
SUPPLEMENTARY RETIREMENT PLAN – LAW 4,819/58	27
GLOSSARY	29
ATTACHMENTS	32

OPERATING PERFORMANCE

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

IENS % 2025



Below is the operational performance throughout 2025, through the measurement of the Company's IENS^{1,2} and the reference of the Brazil's National Interconnected System ("SIN"):

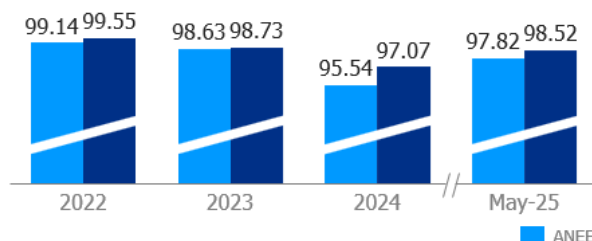
¹ Reference index available in the performance indicators report published by the ONS.

² Only the basic network assets are considered.

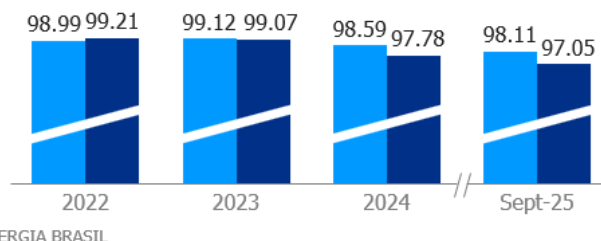
³ Data in the September/2025 report from SIN.

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, October 2024 to September 2025.

****Source: ONS.

FINANCIAL PERFORMANCE (Regulatory Results)

Operating Revenue

Operating Revenue (R\$ million)	Consolidated					
	3Q25	3Q24	Chg (%)	9M25	9M24	Chg (%)
Electric Network Revenue	1,239.4	1,333.6	-7.1%	3,684.8	3,865.1	-4.7%
RBSE	511.5	568.6	-10.0%	1,648.7	1,861.1	-11.4%
Paulista Concession (059/2001 contract)	468.1	432.0	8.3%	1,340.2	1,228.1	9.1%
Operating & Maintenance (O&M) ¹	238.3	235.1	1.3%	708.5	705.5	0.4%
Retrofitting & Improvements (R&I)	229.8	196.9	16.7%	631.7	522.6	20.9%
New Concessions	265.1	235.4	12.6%	773.7	686.3	12.7%
PA and anticipation	-52.2	65.8	n.a	-163.6	16.4	n.a
Variable Portion (PV)	-15.6	-13.1	18.9%	-44.2	-46.6	-5.2%
Regulatory charges ex RAP (CDE and PROINFRA)	62.5	44.8	39.4%	130.0	119.9	8.4%
Others	11.2	17.6	-36.4%	33.9	38.9	-12.8%
Gross Revenue	1,250.6	1,351.1	-7.4%	3,718.7	3,904.0	-4.7%
Deduction	-178.2	-171.2	4.1%	-485.9	-503.5	-3.5%
Taxes and Contributions (PIS & Cofins)	-105.6	-117.1	-9.8%	-319.5	-344.4	-7.2%
Regulatory charges ex RAP (CDE and PROINFRA)	-57.8	-38.6	49.8%	-59.1	-70.3	-16.0%
Regulatory charges in RAP (P&D, RGR and TFSEE)	-14.8	-15.4	-4.0%	-107.3	-88.8	20.9%
Total	1,072.3	1,179.9	-9.1%	3,232.8	3,400.5	-4.9%

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

Consolidated gross revenue reached R\$ 1,250.6 million in 3Q25, a decrease of R\$ 100.6 million compared to 3Q24 (-7.4%). Accumulated gross revenue totaled R\$ 3,718.7 million (-4.7% vs. 9M24). The main revenue variations during the period were:

Paulista Concession (059/2001 contract)

- ▲ Tariff cycle adjustment for the 2025/2026 cycle with RAP updated by the Broad National Consumer Price Index ("IPCA") for the period (5.32%);
- ▲ Incorporation of RAP from large-scale Retrofitting and Improvement ("R&M") projects energized in the last 12 months;
- ▼ Reduction of the RBSE financial component following the ANEEL board decision in June 2025;
- ▼ Application of the downward trajectory of O&M RAP established in the 2024 RTP.

New Concessions

- ▲ Tariff cycle adjustment for the 2025/2026 cycle with RAP updated by the IPCA for the period (5.32%)
- ▲ Energization of the Minuano projects in 4Q24 and Água Vermelha in 2Q25.

Adjustment Portion ("PA") and Anticipation

- ▼ Recognition of all PA from the Periodic Tariff Review ("RTP") of the Paulista Concession in 3Q24;
- ▼ Lower volume of anticipations related to the surplus collection of sector charges (-R\$ 28.8 million);
- ▼ Impact of the Energy Development Account ("CDE"): Until July 2025, the CDE was recorded under the Company's gross revenue with the corresponding amount provisioned in the subsequent month. The CDE does not represent actual revenue for the Company, which changed its accounting treatment to exclude the CDE from the income statement as of August. The impact observed in 3Q25 refers to the provision of CDE revenue from July, totaling R\$ 26.4 million.
- ▼ End of retroactive receipt, in the 2024/2025 cycle, of the annual improvements from the previous tariff cycle (2023/2024), due to the postponement of the RTP from July 2023 to July 2024 (-R\$ 9.5 million).

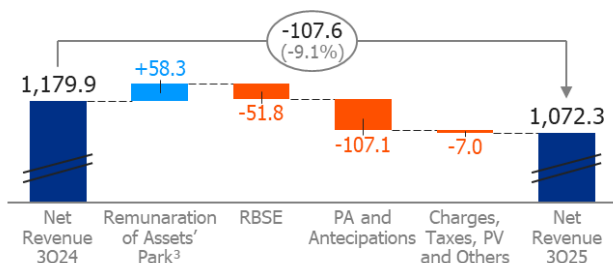
Adjustment Portion (PA) and Anticipations (R\$ Million)	Consolidated		
	3Q25	3Q24	Chg (%)
PA RTP 2023	0.0	66.4	-100.0%
Retrofitting Annual Fee	11.0	20.5	-46.5%
Anticipation (Sector Surplus Deficit)	-36.8	-0.6	-
CDE Reimbursement	-26.4	2.4	n.a.
Other Adjustment Portions	0.0	-22.9	-100.0%
Amortization of PA RTP 2020 ¹	0.0	-22.9	-100.0%
TOTAL	-52.2	65.8	n.a.

¹ Reversal of the PA for remuneration of the financial component of RBSE by the cost of equity ("Ke") recognized in 2Q20 ([click here](#)), due to the incorporation of the component to RAP after the rescheduling of RBSE defined in Homologatory Resolution 2.851/21 ([click here](#)).

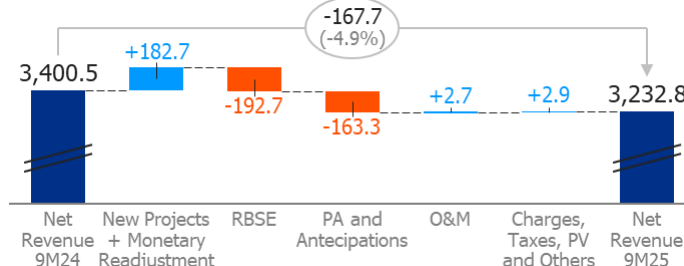
NET REVENUE

Net revenue decreased by R\$ 107.6 million (-9.1%) compared to the amount recorded in 3Q24, totaling R\$ 1,072.3 million. In the 9M25 comparison, net revenue decreased by R\$ 167.7 million (-4.9%), totaling R\$ 3,232.8 million.

Net Revenue – 3Q25 vs. 3Q24
(R\$ million)



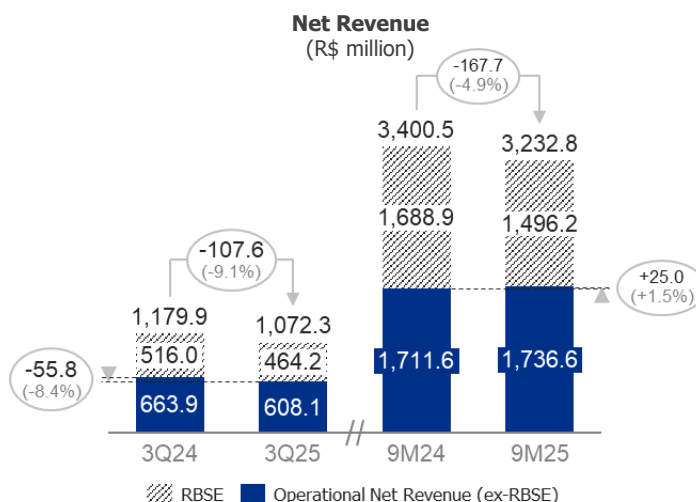
Net Revenue – 9M25 vs. 9M24
(R\$ million)



³ Considers adjustment by the IPCA and project energization

NET REVENUE EX-RBSE

Net revenue ex-RBSE for 3Q25 reached R\$ 608.1 million, a decrease of R\$ 55.8 million (-8.4% vs. 3Q24), mainly due to the recognition of the positive Adjustment Portion (PA) of Paulista Concession's RTP in 3Q24. Year-to-date, revenue (ex-RBSE) grew by 1.5%, totaling R\$ 1,736.6 million.



O&M Costs and Expenses

The manageable component of Personnel, Materials, Services, and Other ("PMSO") Costs and Expenses totaled R\$ 185.5 million in 3Q25 (+2.4% vs. 3Q24). The main events that caused variations in the manageable PMSO for the period are as follows:

O&M Costs and Expenses (R\$ million)	Consolidated					
	3Q25	3Q24	Chg (%)	9M25	9M24	Chg (%)
Personnel	-100.5	-102.9	-2.3%	-310.5	-302.7	2.6%
Material	-5.6	-7.4	-23.2%	-16.9	-18.8	-10.1%
Services	-54.1	-52.3	3.4%	-146.0	-149.5	-2.3%
Others	-25.4	-18.6	36.1%	-72.9	-69.4	5.1%
Manageable PMSO	-185.5	-181.2	2.4%	-546.3	-540.2	1.1%
Non-recurring	0.0	-0.0	-100.0%	0.0	-0.0	-100.0%
Private Pension Entity	-1.9	-11.2	-82.8%	-5.8	-33.5	-82.8%
PMSO	-187.5	-192.3	-2.5%	-552.1	-573.7	-3.8%
Contingencies	-0.2	0.6	n.a	-20.6	-11.5	79.5%
Depreciation	-167.6	-258.1	-35.1%	-591.3	-606.9	-2.6%
Other costs and expenses	-167.8	-257.4	-34.8%	-611.9	-618.4	-1.0%
Total	-355.2	-449.7	-21.0%	-1,164.0	-1,192.1	-2.4%

▼ **Personnel:** (i) higher capitalization of technical staff hours; (ii) increased one-time costs due to changes in the employees' health care plan in the second half of 2024; and (iii) postponement of the implementation of the 2025 collective bargaining agreement to the fourth quarter. These expenses were partially offset by higher costs related to profit-sharing.

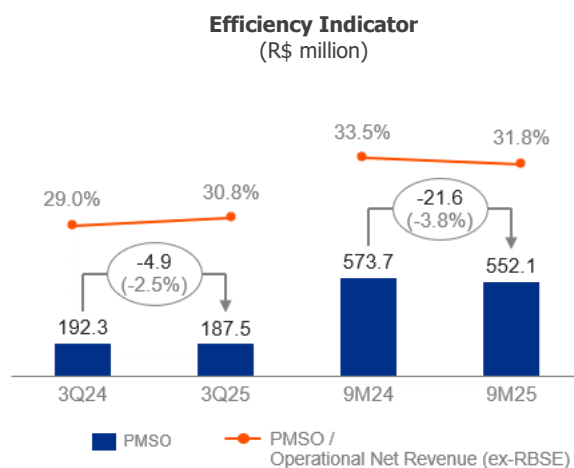
▼ **Materials:** Lower expenses with corrective maintenance and fuel.

▲ **Services:** (i) higher expenses related to right-of-way maintenance, cleaning, and brush-cutting services; and (ii) higher expenses for information technology infrastructure services. These costs were partially offset mainly by lower maintenance expenses in the regional units.

▲ **Others:** higher expenses for property tax (IPTU), vehicle rentals, and software licenses.

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 by R\$ 9.2 million in the quarter (-82.8% vs. 3Q24). 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.



DEPRECIATION

The Company recorded a depreciation expense of R\$ 167.6 million in 3Q25. The 35.1% reduction (R\$ 90.5 million) compared to the depreciation registered in 3Q24 is mainly due to:

- ▲ The end of the accrued depreciation of RBSE assets, which had a quarterly value of R\$ 51.9 million, in June 2025; This depreciation refers to the period between the renewal of the Paulista Concession contract (Jan/2013) and the start of payment of the economic component of RBSE (Jun/2017), which was amortized over eight years according to regulations;
- ▲ In 3Q24, R\$ 87.2 million was recognized in retroactive depreciation related to the revaluation report of the RTP of the Paulista Concession;
- ▼ Regularization of assets unitization involving: IE Evrecy, IE Triângulo Mineiro, IE Sul, IE Jaguar 9, IE Triângulo Mineiro, IE Sul and IE Tibagi with ANEEL (+R\$ 10.5 million vs. 3Q24); and
- ▼ The commissioning of the Minuano project (contract 001/2020) in 4Q24 (+R\$ 5.3 million).

As a result, O&M costs and expenses totaled R\$ 355.2 million in 3Q25 (+321.0% vs. 3Q24).

Other Operating Income and Expenses

Other Operating Income and Expenses (R\$ million)	Consolidated					
	3Q25	3Q24	Chg (%)	9M25	9M24	Chg (%)
Income	58.3	21.0	176.8%	69.8	65.6	6.5%
Disposal of unserviceable assets	7.9	20.2	-61.0%	12.3	52.0	-76.4%
Update of amounts of warrants receivable (SJC terrain)	12.1	0.5	n.a	17.2	13.8	24.5%
Others	38.2	0.3	n.a	40.3	-0.3	n.a
Expenses	-55.7	-51.4	8.3%	-131.3	-136.7	-4.0%
Disposal of assets unusable for the operation	-8.7	-2.8	216.9%	-14.3	-5.9	144.5%
Amortization of capital gains (PBTE and SF Energia)	-15.0	-14.8	1.5%	-45.0	-44.7	0.5%
Cost of decommissioning assets*	-32.0	-33.9	-5.7%	-72.1	-86.2	-16.4%
Others	0.0	0.0	0.0%	0.1	0.1	0.0%
Elimination	1.3	0.9	47.8%	3.0	2.6	16.6%
Total	3.8	-29.5	n.a	-58.5	-68.6	-14.7%

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

ISA ENERGIA BRASIL recorded revenue of R\$ 3.8 million under the item "Other Operating Income and Expenses" in 3Q25, compared to an expense of R\$ 29.5 million in 3Q24. The main variations are due to: (i) the update of court-ordered payments related to the sale of land in São José dos Campos (R\$ 12.1 million); and (ii) the approval by ANEEL of the remuneration owed for the assets of the Centro Substation ("SE Centro"), generating additional revenue of R\$ 31.6 million. These effects were partially offset by the revenue from the sale of land recorded in 3Q24, which did not recur in the analyzed period.

EBITDA and MARGIN

EBITDA for 3Q25 totaled R\$ 888.5 million, a decrease of R\$ 70.3 million (-7.3% vs. 3Q24), with a margin of 82.9% (+1.6 p.p. vs. 3Q24).

EBITDA (R\$ million)	Consolidated					
	3Q25	3Q24	Chg (%)	9M25	9M24	Chg (%)
Net revenue	1,072.3	1,179.9	-9.1%	3,232.8	3,400.5	-4.9%
Costs and expenses (ex-depreciation)	-187.7	-191.7	-2.1%	-572.7	-585.2	-2.1%
Other expenses and revenues (ex-amortization)	3.8	-29.5	n.a	-58.8	-68.6	-14.2%
EBITDA	888.5	958.7	-7.3%	2,601.3	2,746.7	-5.3%
EBITDA Margin	82.9%	81.3%	1.6 p.p.	80.5%	80.8%	-0.3 p.p.

The variation is mainly explained by:

- ▼ Reduction of the financial component of RBSE after ANEEL's decision in June 2025;
- ▼ Reduction of PA after recording, in 3Q24, a positive PA related to the RTP of the Paulista Concession;
- ▲ Commissioning of greenfield projects and large-scale retrofitting and improvements over the past 12 months;

- ▼ Change in the CDE accounting criterion;
- ▲ Cost and expense control;
- ▲ Reduction in costs with private pension entities;
- ▲ Approval of the remuneration due to the assets of the Centro Substation (SE Centro).

EBITDA (R\$ million)	Consolidated + Non-consolidated					
	3Q25	3Q24	Chg (%)	9M25	9M24	Chg (%)
ISA ENERGIA BRASIL Consolidated	888.5	958.7	-7.3%	2,601.3	2,746.7	-5.3%
Jointly-controlled subsidiaries	191.2	163.0	17.3%	526.7	506.8	3.9%
IE Madeira (51%)	101.7	75.0	35.6%	256.8	243.0	5.7%
IE Garanhuns (51%)	14.0	13.2	6.0%	46.5	44.8	3.9%
IE Aimorés (50%)	12.9	10.9	18.8%	36.7	34.7	5.7%
IE Paraguaçu (50%)	19.5	17.8	9.4%	54.6	52.7	3.7%
IE Ivaí (50%)	43.1	46.1	-6.5%	132.1	131.6	0.4%
Total	1,079.7	1,121.7	-3.7%	3,128.0	3,253.5	-3.9%

The EBITDA from ISA ENERGIA BRASIL's share in jointly controlled companies reached R\$ 191.2 million in 3Q25, an increase of R\$ 28.2 million (+17.3%) compared to 3Q24.

The performance for the quarter was mainly due to the increase in results from the jointly-controlled companies. More details are available in the "Equity Method" section of this document ([click here](#)).

As a result, total EBITDA, considering the consolidated ISA ENERGIA BRASIL (parent company + subsidiaries) and the jointly controlled companies (not consolidated), was R\$ 1,079.7 million in 3Q25 (-3.7% vs. 3Q24).

Financial Result

Financial Result (R\$ million)	Consolidated					
	3Q25	3Q24	Chg (%)	9M25	9M24	Chg (%)
Financial Income	115.4	74.5	54.9%	216.9	93.1	132.8%
Financial investment income	90.0	71.0	26.8%	153.4	89.8	70.7%
Others	25.4	3.5	618.9%	63.5	3.3	1813.9%
Financial Expenses	-408.6	-280.5	45.6%	-920.0	-585.6	57.1%
Interest and charges on loans	-336.7	-234.4	43.7%	-936.4	-614.1	52.5%
Monetary variation	-54.6	-67.8	-19.6%	-337.7	-192.9	75.1%
Others	-17.3	21.7	-179.8%	354.1	221.4	60.0%
Total	-293.1	-206.0	42.3%	-703.1	-492.5	42.8%

The Company recorded a net financial expense of R\$ 293.1 million in 3Q25, representing an increase of R\$ 87.1 million (+42.3%) compared to 3Q24. In 9M25, financial expenses increased by 42.8% compared to 9M24. The result mainly reflects:

- ▼ **Interest and charges on loans:** reflect the higher gross debt position (+28.4% vs. Sep/24) driven by the Company's fundraising activities between the periods (17th, 18th, and 19th issuances), in addition to the BNDES disbursement and the variation in the CDI during the period;
- ▼ **Higher expenses with taxes such as:** (i) Tax on Financial Operations ("IOF"); and (ii) PIS/COFINS on financial income;
- ▲ **Monetary variation:** Despite the higher volume of fundraising and debts indexed to the IPCA (+58.0%), the impact of monetary variation was lower in 3Q25, reflecting the slowdown in inflation for the quarter. The IPCA rose 0.4% in 3Q25, compared to 0.8% in 3Q24. For accounting purposes, 3Q considers inflation from June to August;
- ▲ Higher yield from financial investments (+26.8%) due to the increase in the CDI rate during the period (+3.65% in 3Q25 vs 2.59% in 3Q24).

Equity Income

Equity Income (R\$ million)	Consolidated					
	3Q25	3Q24	Chg (%)	9M25	9M24	Chg (%)
IE Madeira (51%)	61.8	43.7	41.5%	144.5	142.1	1.7%
IE Garanhuns (51%)	9.3	9.2	1.2%	33.2	32.5	2.3%
AIE (50%)	29.2	37.4	-21.8%	89.2	94.2	-5.2%
IE Aimorés	7.1	9.0	-21.1%	26.5	28.5	-7.1%
IE Paraguaçu	9.0	14.7	-38.6%	38.4	42.3	-9.3%
IE Ivaí	13.1	13.7	-4.3%	24.3	23.3	4.3%
Total	100.4	90.3	11.1%	267.0	268.7	-0.6%

The equity income was R\$ 100.4 million in 3Q25, R\$ 10.1 million higher (+11.1%) than that recorded in 3Q24, due to the improved results from IE Madeira and IE Garanhuns. Details by company are as follows:

IE Madeira

IE Madeira reported equity income of R\$ 61.8 million in 3Q25, representing an increase of R\$ 18.1 million (+41.5%) compared to 3Q24. This performance was mainly explained by: (i) higher revenue due to the tariff cycle adjustment based on IPCA (5.32%); (ii) positive impact following the reversal of the accounting provision recorded in 2018, referring to PA of R\$ 67.6 million, following the expiration of the charge related to the project's testing period; (iii) improved net financial result due to reduced expenses and higher profitability from financial investments. These results were partially offset by: (i) recognition as an expense of the remaining balance of a claim that occurred in 2022, after the conclusion of administrative discussions (+R\$ 28 million); (ii) higher deferred IRPJ/CSLL expense (+R\$ 15.9 million) due to the standardization of the tax accounting criterion in regulatory accounting, as adopted by the Company; and (iii) an increase in consumer taxes, contributions, and charges (+R\$ 5.8 million). In 9M25, IE Madeira posted growth of 1.7% (+R\$ 2.5 million).

IE Garanhuns

IE Garanhuns reported revenue of R\$ 9.3 million in 3Q25, an increase of R\$ 0.1 million (+1.2%) compared to the result in 3Q24, mainly due to: (i) the tariff cycle adjustment based on the IPCA (5.32%); and (ii) higher financial investment income. This result was partially offset by: (i) higher personnel expenses (+R\$ 0.5 million); and (ii) Adjustment in the temporary addition value based on cash basis recognition, resulting in a (+R\$1.9 million) impact on IRPJ. In 9M25, IE Garanhuns recorded growth of 2.3% (+R\$ 0.9 million).

Aliança Interligação Elétrica (AIE)

Composed of three projects in partnership with TAESA (Aimorés, Paraguaçu, and Ivaí), AIE reported revenue of R\$ 29.2 million in 3Q25, a decrease of 21.8% compared to 3Q24. This result is due to: (i) higher debt in IE Aimorés and IE Paraguaçu as a result of fundraising conducted in July 2025; and (ii) increased infrastructure implementation and O&M costs in IE Ivaí. These effects were partially offset by the tariff cycle adjustment based on the IPCA. [Click here](#) to view the summarized income statement of the jointly-controlled entities.

Income Tax and Social Contribution on Net Income

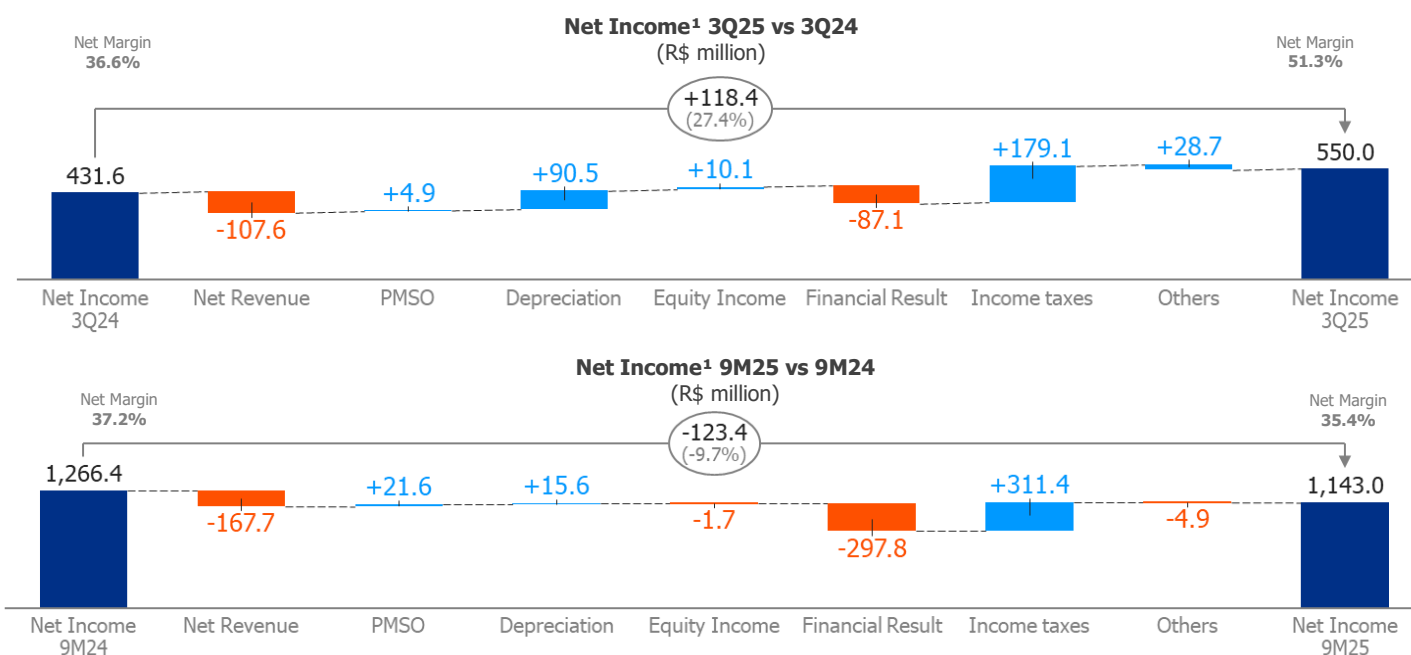
IRPJ CSLL (R\$ million)	Consolidated					
	3Q25	3Q24	Chg (%)	9M25	9M24	Chg (%)
Current	38.6	-110.3	n.a	-45.0	-455.8	-90.1%
Deferred	1.2	-28.9	n.a	-46.1	53.3	n.a
Total	39.9	-139.2	n.a	-91.1	-402.5	-77.4%
Effective rate	-7.5%	23.8%	-31 p.p	7.1%	23.5%	-16.4 p.p

The Company recorded income of R\$ 39.9 million from Income Tax and Social Contribution on Net Income ("IR/CSLL") in 3Q25, compared to an expense of R\$ 139.2 million registered in the same period of the previous year. This positive result is mainly explained by the distribution of R\$ 444.7 million in Interest on Equity (JCP), recognized in 3Q25 and its respective deductibility from the IR/CSLL tax base.

The accumulated result shows an expense of R\$ 91.1 million (-77.4% vs 9M24) with an effective tax rate of 7.1% (23.5% in 9M24), mainly due to lower taxable income explained by: (i) distribution of JCP recognized in 3Q25; (ii) non-recurring positive impact from an extemporaneous credit of R\$ 77.5 million in the IR/CSLL line item in 2Q25; (iii) reversal of the RBSE Provision, also in 2Q25; (iv) reduction in RBSE revenues; and (v) higher financial expenses.

Net Income¹

As a result of the explanations provided, net income for the quarter totaled R\$ 550.0 million, an increase of R\$ 118.4 million (+27.4%) compared to 3Q24. For the year to date, net income decreased to R\$ 1,143.0 million.



¹Adjusted for non-controlling interest.

Comparison of Results (Regulatory vs. IFRS)

In 3Q25, the Company recorded net income of R\$ 784.8 million under IFRS accounting, which is R\$ 322.4 million lower (-29.1%) than the amount reported in 3Q24. In 9M25, net income was R\$ 1,713.2 million (-25.1% vs 9M24). The detailed IFRS income statement is available in [Annex IX](#) of this document.

Income Statement (IFRS) (R\$ million)	Consolidated					
	3Q25	3Q24	Chg (%)	9M25	9M24	Chg (%)
Net Operating Revenue	2,559.0	1,805.8	41.7%	6,403.9	5,446.5	17.6%
Costs of Infrastructure Implementation Services, operation and maintenance and services provided	-1,340.5	-1,010.5	32.7%	-3,831.3	-2,770.1	38.3%
Gross Profit	1,218.4	795.3	53.2%	2,572.6	2,676.4	-3.9%
Operational Revenue and Expenses	61.2	1,175.0	-94.8%	380.8	1,326.3	-71.3%
Earnings before financial income and expenses and taxes on earnings	1,279.7	1,970.2	-35.0%	2,953.5	4,002.8	-26.2%
Financial Income	-293.3	-206.1	42.3%	-996.8	-698.7	42.7%
Earnings Before Taxes	986.4	1,764.2	-44.1%	1,956.7	3,304.0	-40.8%
Income tax and Social Contribution on Earnings	-183.6	-642.8	-71.4%	-196.9	-976.3	-79.8%
Consolidated Profit/Loss	802.8	1,121.3	-28.4%	1,759.8	2,327.8	-24.4%
Non-Controlling Shareholder's Stake	-18.0	-14.1	27.1%	-46.5	-41.0	13.4%
Consolidated Profit/Loss for the Period	784.8	1,107.2	-29.1%	1,713.2	2,286.7	-25.1%

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

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

Depreciation: Pursuant to IFRS, there is no depreciation of concession assets since these are not considered fixed 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					
	3Q25	3Q24	Var (%)	9M25	9M24	Var (%)
(=) Net Profit IFRS	784.8	1,107.2	-29.1%	1,713.2	2,286.7	-25.1%
(+) Non-controlling shareholder particip.	18.0	14.1	27.1%	46.5	41.0	13.4%
(+) IRPJ/CSLL	183.6	642.8	-71.4%	196.9	976.3	-79.8%
(-) Equity Income	-109.5	-67.2	62.9%	-403.7	-348.3	15.9%
(+) Financial Result	293.3	206.1	42.3%	996.8	698.7	42.7%
(+) Depreciation/Amortization	8.7	9.1	-4.4%	25.6	27.9	-8.2%
(=) EBITDA IFRS	1,178.9	1,912.1	-38.3%	2,575.4	3,682.3	-30.1%
(+) Equity Income	109.5	67.2	62.9%	403.7	348.3	15.9%
(=) EBITDA IFRS CVM 156/2022	1,288.4	1,979.3	-34.9%	2,979.1	4,030.7	-26.1%

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

(R\$ million)	Consolidated					
	3Q25	3Q24	Chg (%)	9M25	9M24	Chg (%)
EBITDA IFRS (CVM 156/22)	1,288.4	1,979.3	-34.9%	2,979.1	4,030.7	-26.1%
(-) Infrastructure implementation revenue	-1,516.8	-1,090.9	39.0%	-4,228.9	-2,937.9	43.9%
(-) Concession assets remuneration	-1,060.8	-632.2	67.8%	-2,003.4	-2,168.5	-7.6%
(-) Efficiency gains in infrastructure implementation	0.1	-12.3	-100.6%	10.7	-56.0	-119.2%
(-) O&M Revenue	-294.2	-334.3	-12.0%	-945.7	-987.3	-4.2%
(+) Electric network use revenue	1,239.4	1,333.6	-7.1%	3,684.8	3,865.2	-4.7%
(+) Other Revenue	1.1	3.3	-67.0%	5.6	7.8	-28.7%
(+) Deferred PIS and COFINS	144.7	107.0	35.2%	305.9	230.7	32.6%
(+) Infrastructure implementation cost	1,194.7	867.9	37.6%	3,404.8	2,343.2	45.3%
(-) O&M Cost	6.2	7.7	-19.1%	18.3	21.3	-14.5%
(-) General and Administrative expenses	-0.9	-0.6	66.2%	6.8	-2.6	n.a
(-) Equity Income	-9.2	23.1	-139.7%	-136.7	-79.6	71.7%
(-) Other operational revenues (expenses)	-10.5	-49.9	-78.9%	-73.5	-98.9	-25.7%
REGULATORY EBITDA (CVM 156/22)	988.9	1,049.1	-5.7%	2,868.3	3,015.4	-4.9%
Equity Income	-100.4	-90.3	11.2%	-267.0	-268.7	-0.6%
REGULATORY EBITDA	888.5	958.8	-7.3%	2,601.3	2,746.7	-5.3%

DEBT

DEBT R\$ (million)	09/30/25	12/31/24	Chg (%)
Gross Debt³	14,818.5	13,273.8	11.6%
Short-term Debt	446.4	1,204.0	-62.9%
Long-term Debt	14,372.1	12,069.8	19.1%
Consolidated Availabilities	2,420.2	3,400.7	-28.8%
ISA ENERGIA BRASIL and Subsidiaries	1,931.3	3,044.0	-36.6%
Jointly-controlled subsidiaries ¹	488.9	356.7	37.1%
Consolidated Net Debt²	12,887.2	10,229.8	26.0%

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.

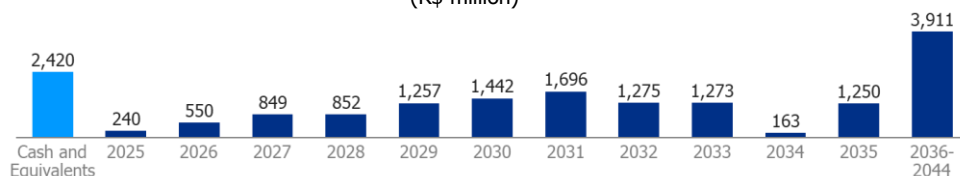
A The Company's gross debt reached R\$ 14,818.5 million at the end of 3Q25, an increase of R\$ 1,544.7 million (+11.6%) compared to the final balance in 4Q24. The Company also ended 3Q25 with a total of R\$ 2,420.2 million in cash and equivalents (-28.8% vs. December 31, 2024). Excluding the cash equivalents of jointly controlled entities, the Company's net debt amounted to R\$ 12,887.2 million as of September 30, 2025, representing an increase of R\$ 2,657.4 million (+26.0%) compared to net debt as of December 31, 2024.

This increase is due to the 18th and 19th debenture issuances in the amounts of R\$ 1.4 billion and R\$ 580.0 million, respectively, and to the 4th BNDES disbursement totaling R\$ 82.1 million. The growth in indebtedness was partially offset by the settlement of the 7th debenture issuance carried out in April 2025 in the amount of R\$ 928.4 million.

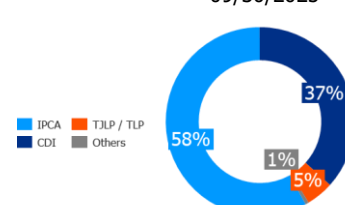
The advances of 265 basis points in the annualized CDI (vs. 4Q24) and 26 basis points in the IPCA over the last 12 months raised the Company's average nominal cost of debt to 13.14% p.a. (vs. 11.83% p.a. in 4Q24). Considering the accumulated IPCA over the last 12 months, the average real cost* of the debt is 7.61%, up by 98 basis points (vs. 6.63% in 4Q24).

The average maturity of the Company's consolidated debt as of September 30, 2025, was 7.4 years (vs. 7.5 years on December 31, 2024), and its amortization profile is consistent with the nature of the business, which presents low risk and high predictability of revenues and operating cash generation, characteristics highlighted by Fitch in assigning the corporate "triple A" local rating with a stable outlook for the Company.

Gross Debt Amortization Schedule
(R\$ million)



Debt Indexation
09/30/2025



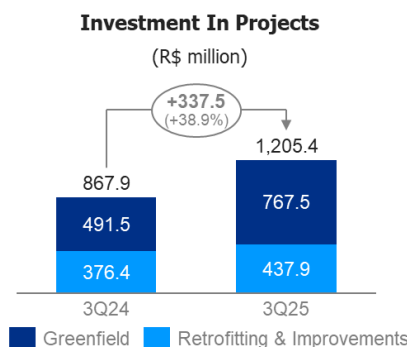
It is important to note that only the financing agreements with BNDES (totaling R\$ 694.8 million as of September 30, 2025) contain financial covenants, which are measured annually by the Net Debt/EBITDA ratio and have a limit of 3.0x. The last assessment was carried out with information as of December 31, 2024, and the Company and its subsidiaries met the requirements related to restrictive clauses. The next assessment will be conducted using data as of December 31, 2025. The Company's managerial leverage ratio, according to BNDES methodology, was 3.44x in 3Q25, compared to 2.72x in 4Q24. The Company is engaged in advanced discussions with BNDES regarding the granting of a waiver. 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.

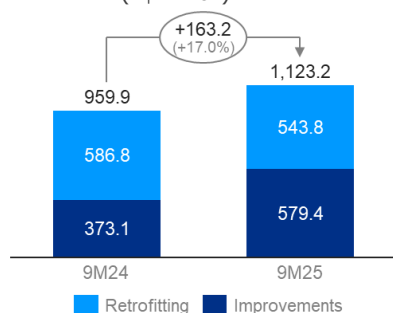
INVESTMENTS

ISA ENERGIA BRASIL, its subsidiaries, and jointly controlled entities invested R\$ 1,205.4 million in 3Q25, an increase of R\$ 337.5 million (+38.9%) compared to 3Q24. This variation is mainly explained by the increase of R\$ 276.0 million (+56.2%) in investments in greenfield projects, with emphasis on the amount invested in the Piraquê and Serra Dourada projects, which received R\$ 503.6 million and R\$ 124.0 million, respectively, offsetting the end of investments in projects that were energized between periods.



Investments in Retrofitting and Improvements Projects

Investimento em Reforços e Melhorias (R\$ million)



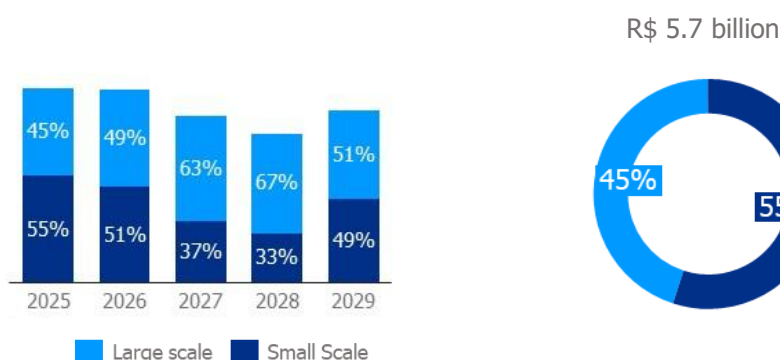
Renewing assets is essential for the proper management of the transmission system and, in addition to ensuring excellence in service delivery with reliability and safety, enables the reduction of O&M costs and brings greater longevity to the assets.

The Company allocated R\$ 437.9 million to R&M projects in 3Q25, an increase of R\$ 61.4 million (+16.3%) compared to the same period in 2024. During this period, ISA ENERGIA BRASIL replaced 711 pieces of equipment¹ such as transformers, circuit breakers, disconnect switches, protection systems, and transmission lines.

In 3Q25, ANEEL granted authorizations for new R&M projects with a total investment of approximately R\$ 38 million by the Company. As a result, the portfolio of already authorized R&M projects amounts to investments of about R\$ 5.7 billion to be executed by the Company through 2029. These investments are remunerated according to regulations, and it is important to note that the revenue from approximately 55% of the investment authorized between February 2023 and June 2027 pertains to small-scale projects and, therefore, will only be enabled in the RTP expected to take place in 2028, with retroactive payment of revenue to the respective dates each project enters into operation. The other projects (large-scale) are authorized with previously defined revenue via Authorizing Resolution ("ReA") and begin receiving revenue immediately after getting operational.

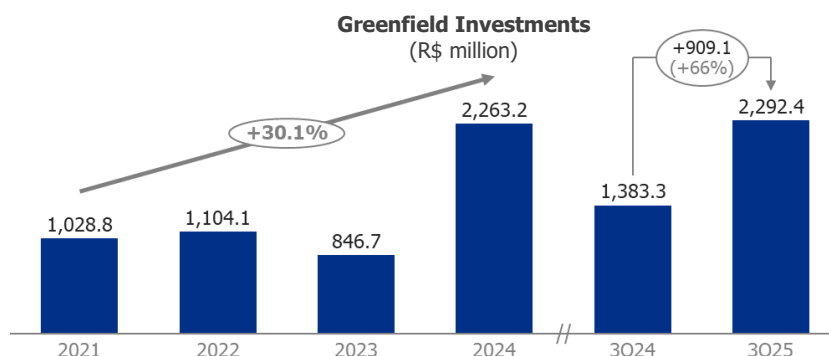
¹ number constantly updated, therefore may undergo corrections over time

Investment Authorized in Retrofitting and Improvement Projects (R\$ billion, value in real terms as of September/25)



Investments in Greenfield Projects

The Company invested R\$ 767.5 million in awarded projects in 3Q25, mainly directed to the Piraquê project (R\$ 503.6 million), which is in an advanced stage of construction with 82% physical progress, and the Serra Dourada project (R\$ 124.0 million), whose works began after obtaining the Installation License for the 500 kV segment of the Barra II - Correntina - Arinos 2 transmission line and the Correntina substation in August. The larger investment in the aforementioned projects offset the reduction in investments in projects energized over the past 12 months (Minuano and Água Vermelha). The accumulated investment for the year grew by R\$ 909.1 million (+65.7%) to R\$ 2,292.4 million in 3Q25.



The Company has 5 greenfield projects under development, with a remaining investment of approximately R\$ 7.0 billion (real terms, September 2025) and RAP for the 25/26 cycle of R\$ 1,022.3 million. Below is a table with information on the projects currently under construction:

Auction	Project	Current Situation	Contract	Company	% ISA ENERGIA BRASIL	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, september/25)	ISA ENERGIA BRASIL Realized until 06/30/2025 (real terms)
001/2020 (dec/2020)	Riacho Grande (Lot 7)	Under Construction	005/2021	IE Riacho Grande	100%	SP	93.1	3Q24	Mar-26	98%	1,580.3	819.0
001/2022 (jun/2022)	Piraquê (Lot 3)	Under Construction	008/2022	ISA ENERGIA BRASIL	100%	MG / ES	343.1	3Q24	Sep-27	82%	4,326.0	2,814.0
	Jacarandá (Lot 6)	Under Construction	011/2022	IE Jaguar 8	100%	SP	16.1	3Q24	Mar-26	70%	275.0	66.1
001/2023 (jun/2023)	Serra Dourada (Lot 1)	Environmental Licensing	006/2023	ISA ENERGIA BRASIL	100%	BA/MG	321.8	-	Mar-29	24%	3,588.3	319.0
	Itatiaia (Lot 7)	Environmental Licensing	012/2023	ISA ENERGIA BRASIL	100%	RJ/MG	248.2	-	Mar-29	25%	2,662.5	142.2
Total (4)							1,022.3				12,432.2	4,160.2

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

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

CAPITAL MARKET

Ownership Breakdown

ISA ENERGIA BRASIL is controlled by ISA, a multilatin player operating in the sectors of electricity, toll roads, and telecommunications. 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%
Free Float	27,080,900	10.50%	395,801,044	98.72%	422,881,944	64.18%
Eletrobras	25,106,829	9.73%	117,399,836	29.28%	142,506,665	21.63%
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: 09/30/2025

Stock Performance

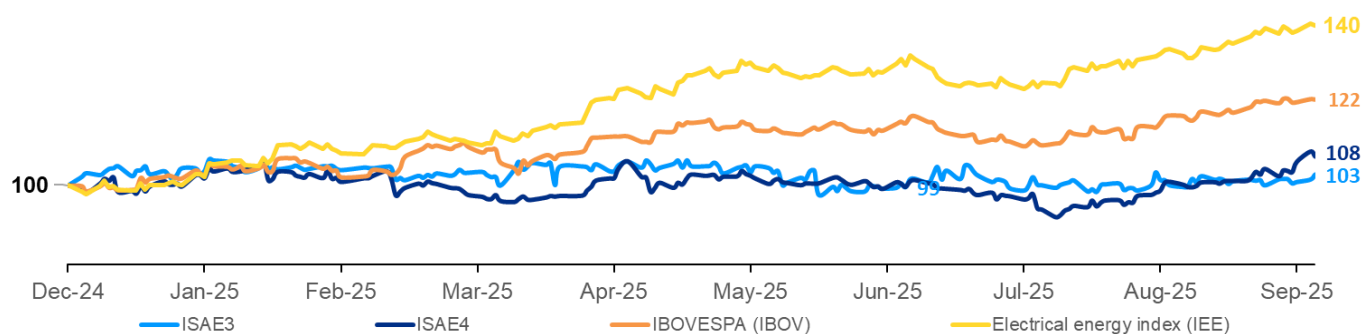
The common shares ("ISAE3") and preferred shares ("ISAE4") of ISA ENERGIA BRASIL closed the third quarter of 2025 at R\$ 31.32 (+3.3% vs. closing price in 2Q25) and R\$ 24.67 (+6.4% vs. closing price in 2Q25), respectively. During this same period, the Electric Energy Index ("IEE") and the Ibovespa ("IBOV") increased 7.3% and 5.3%, respectively. The Company ended the third quarter of 2025 with a market value of R\$ 18.0 billion, and during the same period, the average daily trading volume ("ADTV" ²) of ISAE4 was R\$ 42.5 million (-7.1% vs. 2Q25).

Capital markets	3Q25	3Q24	2Q25	9M25	9M24
Market Capitalization ¹ (R\$ billion)	658,882,604	658,882,604	658,882,604	658,882,604	658,882,604
ISAE3					
Average volume/day (thousand shares)	2	3	2	3	2
Average Daily Traded Volume (1,000 R\$)	69	81	96	91	76
Average price (R\$)	30.79	32	30.79	31.28	33.38
Closing price (R\$)	31.32	31	30.31	31.32	31.32
ISAE4					
Average volume/day (thousand shares)	1,855	3,227	1,897	2,238	2,901
Average Daily Traded Volume (1,000 R\$)	42,450	80,220	45,697	51,709	70,497
Average price (R\$)	22.76	25	22.73	23.02	25.54
Closing price (R\$)	24.67	24	23.18	24.67	24.30

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

Currently, the Company is included in 19 indexes, with highlights such as 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

ISA ENERGIA BRASIL announces commitment to become Net Zero by 2050

During a meeting to discuss the challenges and opportunities in the electricity sector ahead of COP30, the Company announced its commitment to achieve Net Zero by 2050. The strategy combines mitigation and climate adaptation actions, with clear targets: to reduce its emissions by 60% by 2040 and to achieve an absolute reduction of 90% by 2050 (covering scopes 1, 2, and 3)¹. Residual emissions will be offset through the acquisition of high-quality carbon credits, such as those made possible by the Conexão Jaguar Program, aligning the Company with the Paris Agreement and the objective of limiting global warming to 1.5°C.

Sustainability Recognitions

For the fourth consecutive year, the Company is included in the FTSE4Good index, a global benchmark for sustainability. The increase in its score from 3.1 (2024) to 3.3 (2025), on a scale of 1 to 5, demonstrates consistent progress in the ongoing implementation of best sustainability practices.

For the sixth consecutive year, the Company has been awarded the Gold Seal from the Brazilian GHG Protocol Program, the program's highest qualification. The inventory of greenhouse gas ("GHG") emissions, audited by PwC, reaffirms the commitment to transparency and excellence in climate management. Over the past three years, the Company has reduced SF₆ emissions by 20% and maintained the loss rate of its installed assets at 0.28%, below the international limit of 0.5% established by the International Electrotechnical Commission (IEC).

Partnership with USP Diversa is renewed and strengthens inclusion in engineering

The Company has renewed its partnership with the USP Diversa program, increasing to 20 the number of engineering students from the Polytechnic School and the São Carlos School of Engineering. The participants, who come from public schools and are in vulnerable situations, receive scholarships with financial support, mentorship, and career guidance. This initiative is part of the Conexão Desenvolvimento program and aims to reduce university dropout rates and increase diversity in engineering, promoting access for underrepresented groups. With this, the Company reinforces its role as an agent of social transformation and a promoter of a more inclusive electric sector.

Sponsorship of the Jaguar Parade brings art and conservation to the city hosting COP30

As part of its commitment to biodiversity conservation, the Company sponsors the Jaguar Parade Belém, one of the world's largest urban art exhibitions focused on the preservation of the jaguar. The event will transform the capital of Pará into an open-air gallery, featuring 20 sculptures customized by Brazilian artists and placed at strategic locations throughout the city. Held under the Rouanet Law and with institutional support from the Government of Pará, the exhibition takes place during COP30 and aims to raise public awareness about the importance of protecting Amazonian wildlife. The initiative includes a charity auction, with funds raised benefiting conservation projects developed by: Onçafari, Panthera Brasil, and Instituto AMPARA Animal.

The Company delivers a revitalized space for social support in São Paulo

As part of its social and environmental commitment, the Company renovated the Espaço Recanto Vida Nova, a nonprofit organization that has been operating in the city of São Paulo for 17 years, focusing on the recovery of people with chemical dependencies and the social reintegration of individuals experiencing homelessness. This initiative, made possible through the Riacho Grande Project and developed over the course of a year, involved a voluntary investment of more than R\$ 1.4 million. Structural and functional improvements were made to the facility, including the creation of

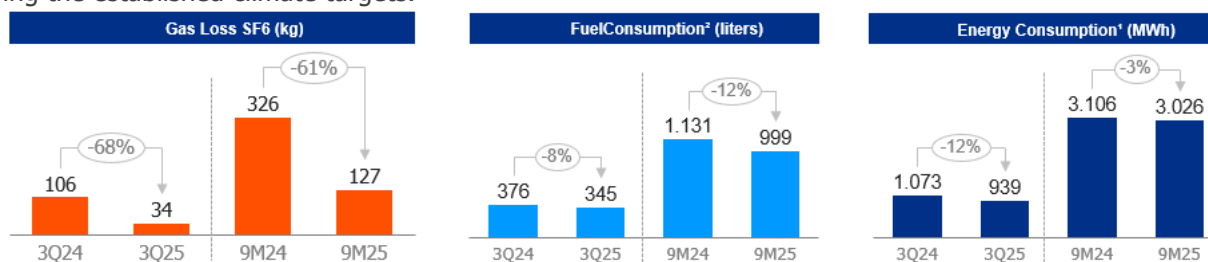
new spaces and the donation of supplies such as furniture and appliances, which will directly benefit the community served by the institution.

¹ based in 2022 year.

Indicadores de Sustentabilidade

CO₂ Emission Source Performance

During the quarter, the Company announced its goal to achieve Net Zero emissions by 2050, with a 60% reduction by 2040, covering scopes 1, 2, and 3. To make this commitment possible, the Company has been intensifying preventive actions, such as strict control over SF₆ gas losses (a high-impact greenhouse gas) and continuous reductions in response time for corrective maintenance, which resulted in a 61% decrease in losses compared to the same period last year. Additionally, there was a 12% reduction in energy consumption compared to Q3 2024, driven by the self-generation of clean energy through photovoltaic solar plants. A 12% reduction in diesel consumption in stationary sources, such as generators, was also achieved in comparison between 9M25 and 9M24, representing significant progress in reducing direct emissions. These measures are part of the Company's decarbonization strategy and contribute directly to achieving the established climate targets.



¹ considers energy consumption exclusively from the utility company.

Occupational Health and Safety ("OHS")

In the third quarter, there were 6 accidents without leave and 5 accidents with leave, as well as 1 fatality involving a third-party employee. Safety is a non-negotiable value; therefore, several life care initiatives were carried out to reinforce accident prevention efforts and the safety culture. Highlights include the Safety Standstill, SIPAT, and Life Standstill, which strengthened the commitment to prevention and a safe work environment.

Technical workshops were held and the Sponsor Program was implemented, focusing on practical safety management.

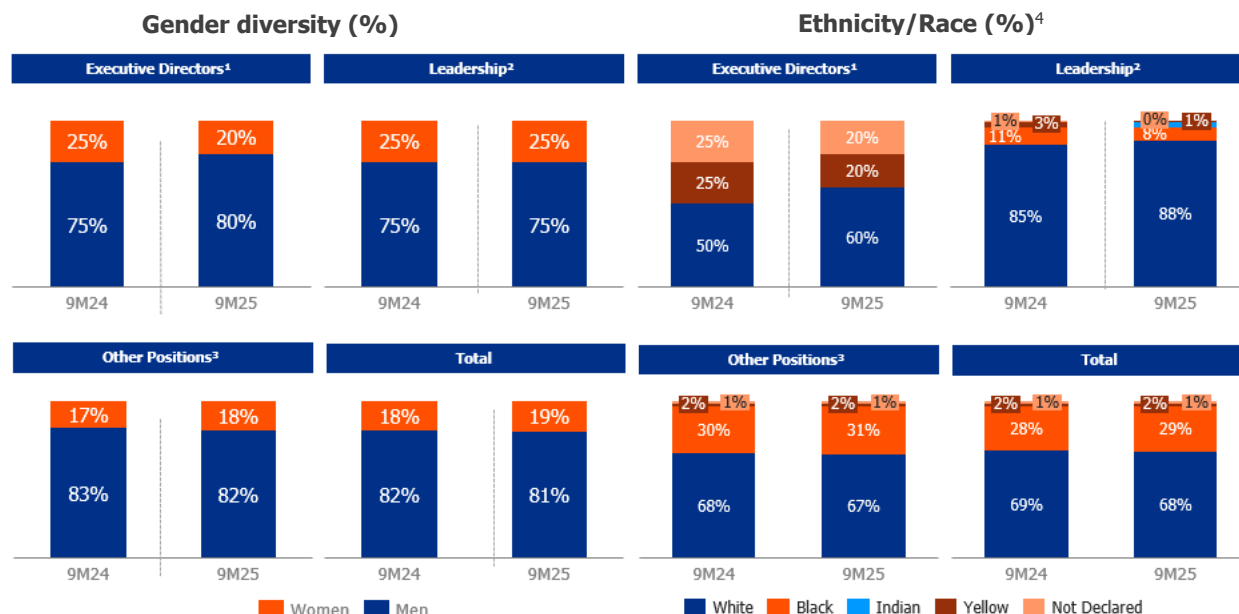
Category / Employee	3Q25	3Q24	Chg (%)	9M24	9M25	Chg (%)
Accidents with absense						
Employees	1	0	N.A.	0	3	N.A.
Third-parties Employees	5	3	1	6	0	-1.0
Total	6	3	1	6	3	-0.5
Accidents without absense						
Employees	0	2	-1	2	16	7.0
Third-parties Employees	5	1	4	3	10	2.3
Total	5	3	1	5	26	4.2
Accidents with Death						
Employees	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Third-parties Employees	1	0	N.A.	0	1	N.A.
Total	1	0	N.A.	0	1	N.A.
Accidents Frequency Rate						
Employees	1.2	1.5	-0	0.8	1.3	0.5
Third-parties Employees	1.9	2.5	-0.2	1.3	1.6	0.2

Testing of body cameras began in the Piraquê Project, and audits were conducted in Auction projects to ensure greater transparency in field analyses. In the area of mental health, the Yellow September Campaign promoted active listening and support. The Life Week, in partnership with Ecopetrol and ISA Energia, reaffirmed the institutional commitment to valuing life.

Diversity

The Company's Diversity, Equity, and Inclusion Program continues to strengthen its strategic focus on attracting, developing, and accelerating the careers of employees from affinity groups: Women, People with Disabilities, Race and Ethnicity, and LGBTI+. This quarter, the Company promoted awareness and engagement initiatives, such as the "Inclusive Dialogue" workshop and themed discussion circles, which encouraged reflections on inclusion, well-being, and equity in the workplace. Meetings of the affinity groups and the Diversity Road Show with the executive boards reinforced program governance and presented the "Leadership in Action" plan, focused on the intentional hiring of diverse talent at all hierarchical levels. In September, the campaign "Protagonism that Includes | Accessibility is a Daily Attitude that Transforms" highlighted the journey of employees with disabilities and promoted education about ableism, fostering an ally culture.

Diversity indicators show significant progress: female representation in leadership positions reached 25%, surpassing the target set for 2025, while Black and Brown individuals occupy 29% of positions in the company, including 11% in leadership roles.



¹ Statutory executive officers and CEO.

² Employee executive officers, Managers and Coordinators.

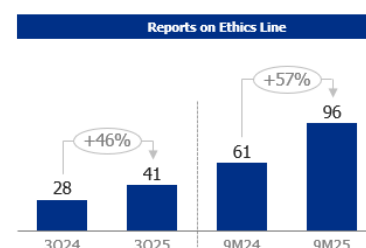
³ Specialists and other positions, except Directors, Interns and Trainees.

⁴ Ethnicity-race information is made according to IBGE classifications. *Diversity indicators consider the total number of employees on the last day of each period.

Ethical conduct¹

In 3Q25, the Company received 41 reports through the Ethics Line (+46% vs 3Q24). This increase reflects the strengthening of the integrity culture and greater trust in the channel, which is consolidating as an effective tool for listening and accountability.

Of these reports, 5 are still under review and 36 have been closed. The investigations confirmed 6 reports as substantiated, which were forwarded to the Ethics Committee for evaluation and resulted in disciplinary actions such as dismissal without cause or verbal warnings.



No reports were received regarding corruption, bribery, unfair competition, or environmental violations.

The Ethics Line website was the most used channel, accounting for 63% of digital registrations, and 51% of whistleblowers chose to remain anonymous. Additionally, the Company promoted the Internal Governance and Interaction with Public Authorities Workshop, focusing on the analysis of practical cases involving interactions with public agents, with the aim of deepening understanding of the risks involved, the necessary precautions, and the correct conduct to be adopted in daily operations.

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 for environmental non-compliance during the period, having received only one warning and one notice of infraction, for which the company presented a defense demonstrating the regularity of its actions and the absence of any violation.

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

SUBSEQUENT EVENTS

20th Debenture Issuance

In October 27th, 2025, the Company completed the fundraising process through its 20th issuance in two series of debentures, non-convertible into shares, in a single series, totaling R\$ 2,000 million. The maturity period for the offering was set at approximately 10 years from the issue date, with the maturity terms defined at 12 and 15 years from the issue date and costs of IPCA + 6.66% and IPCA + 6.64%. [Click here](#) to access the offering documents.

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 RAP 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 RAP 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%:

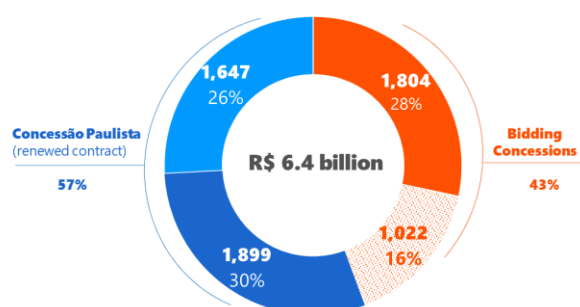
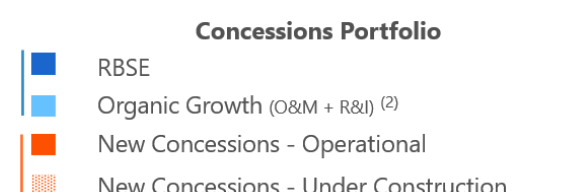
Company	Particip. ISA ENERGIA BRASIL (%)	Contract	RTP 2025					
			RAP (R\$ million, without PA)			Index Repositioning		Impact on RAP (A x B) (R\$ million)
			Current (jun/25) (A)	Reviewed (jun/25)	Chg R\$	Nominal	Real (B)	
IE JAPI	100%	026/2009	55.3	62.4	+7.1	12.86%	7.16%	4.0
EVRECY	100%	001/2020	50.2	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 RAP 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.

RAP Tariff Cycle 2025/2026

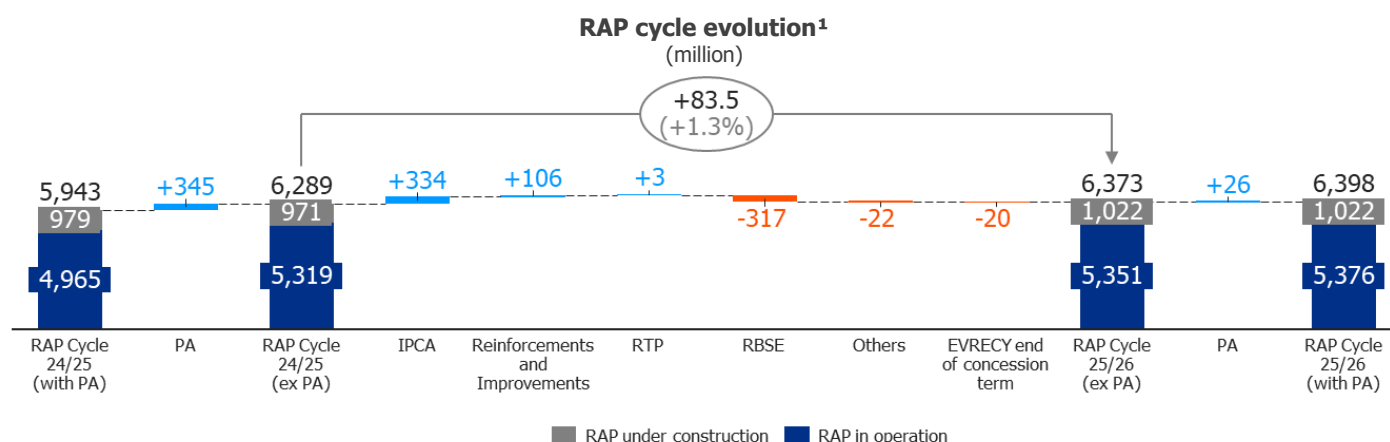
On July 15, 2025, Homologatory Resolution No. 3,481/2025 ([click here](#)) was published setting the RAP of ISA ENERGIA BRASIL and its controlled and jointly controlled companies for the provision of transmission facilities that are part of the Basic Network and other Transmission Facilities, for the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

RAP Tariff Cycle 2025/2026¹



¹ Permitted Annual Revenue ("RAP") cycle 2025/2026 | ² Operation and Maintenance + Retrofitting and Improvements

According to REH No. 3,481/2025, the consolidated RAP 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 RAP 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 RAP of the tariff cycles.

RAP 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 RAP as established in the 2024 RTP;
- iv. reduction of R\$ 317.0 million from the RBSE financial component;
- v. end of Evrecy 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 RAP;
- ▲ 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 RAP 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													
Concessionaire (R\$ million)	Contract	Project	Index	RAP 24/25 Cycle REH 3.216	Inflation	R&I	RTP	Others¹	RAP 25/26 Cycle REH 3.348	PA Total	RAP 24/25 Cycle with PA	RAP 24/25 Cycle	Chg%
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	IPCA	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													
Concessionaire (R\$ million)	Contract	Project	Index	RAP 24/25 Cycle REH 3.216	Inflation	R&I	RTP	Others²	RAP 25/26 Cycle REH 3.348	PA Total	RAP 24/25 Cycle with PA	RAP 24/25 Cycle	Chg%
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 Mineiro³	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)													
Concessionaire (R\$ million)	Contract	Project	Index	RAP 24/25 Cycle REH 3.216	Inflation	R&I	RTP	Others	RAP 25/26 Cycle REH 3.348	PA Total	RAP 24/25 Cycle with PA	RAP 24/25 Cycle	Chg%
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		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													
Concessionaire (R\$ million)	Contract	Project	Index	RAP 24/25 Cycle REH 3.216	Inflation	R&I	RTP	Others	RAP 25/26 Cycle REH 3.348	PA Total	RAP 24/25 Cycle with PA	RAP 24/25 Cycle	Chg%
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 RAP, 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 RAP 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.

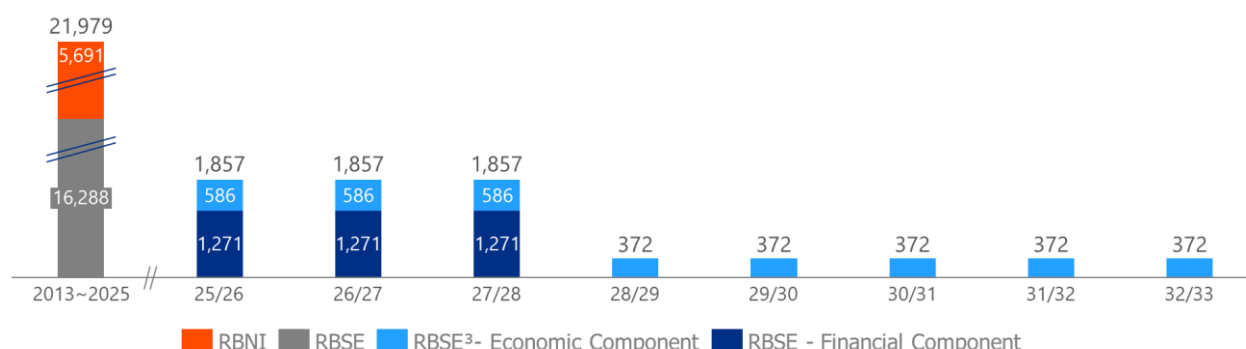
At a board meeting held on June 10, 2025, the Brazilian Electricity Regulatory Agency ("ANEEL") decided on the appeal filed by market agents concerning Homologation Resolution 2,851/21, related to the calculations for the payment of the RBSE (Rede Básica Sistema Existente) financial component. With this, 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 RAP, CAIMI parcel and RBSE's other RAP revenues.

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

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

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

The São Paulo Court of Appeals ruled in the Company's favor. In August 2017, SEFAZ filed a special appeal at the Federal Court of Appeals (STJ), which is awaiting the analysis of admissibility. On September 30, 2025, the amount booked in the Company's balance sheet was approximately R\$2.7 billion, net provisions for losses on the realization of credits in 2013.

Between August 2018 and March 2019, ISA ENERGIA BRASIL received full transfers from SEFAZ due to a preliminary court decision, which was later suspended by the Superior Court of Justice (STJ) until the appeal from SEFAZ was judged.

SEFAZ's appeal was decided by a single judge at the Superior Court of Justice ("STJ") in March 2024, ordering the case to return to the São Paulo Court of Appeals (TJSP), which must specify in its decision each party's responsibility regarding the items and components of the supplementary retirement payments. The STJ determined that ISA ENERGIA BRASIL must continue paying the disallowed amounts (as has been the case since 2005) until the case reaches a final, unappealable decision.

In October 2024, by agreement between the parties to attempt conciliation, the Superior Court of Justice (STJ) suspended the progress of the collection lawsuit for 180 (one hundred and eighty) days. On May 22, 2025, a mediation initiation hearing was held at the Judicial Center for Conflict Resolution of the STJ ("CEJUSC/STJ"), with the presence of the São Paulo State Attorney's Office, where the suspension period was renewed for another 180 days. Mediation sessions were held on August 4 and 13 and September 19. The following mediation sessions have also been scheduled:

- October 9, 2025 – Private session between the mediator and Fundação CESP ("VIVEST")
- October 22, 2025 – Private mediation session with the State of São Paulo ("PGE-SP")
- October 29, 2025 – Private session between the mediator and ISA ENERGIA BRASIL
- November 4, 2025 – Joint mediation session with mediator Silvia Hidal.

The attempt at an amicable settlement does not prejudice the Company's rights and does not alter any current court decision or the existing payment flow. If the attempt to conciliate is unsuccessful, the case will proceed as before.

The Company continues to focus its efforts on maintaining the favorable decision on the merits obtained at the São Paulo Court of Appeals (TJSP).

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.

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

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

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

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

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

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

R&D - Research and Development

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

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

TCU - Federal Accounting Court.

TFSEE - Electricity Services Inspection Fee.

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

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

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 Date¹	ANEEL CAPEX ISA ENERGIA BRASIL Participation (R\$ million)	Total Capex ISA ENERGIA BRASIL until 06/30/2024 (R\$ million)	Environmental License (LI)	Initiation of Construction	Land Development²	Projects Development³	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	208	✓	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)	Ivaí² (Lot 1)	022/2017	IE Ivaí	PR	398.7	ago-22	fev-21	968	1,050	✓	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	836	✓	4Q23	100%	98%	-
001/2022 (jun/2022)	Piraquê (Lot 3)	008/2022	ISA ENERGIA BRASIL	MG / ES	343.1	set-27	jan-26	3,654	3,199	3Q24	4Q23	100%	82%	-
	Jacarandá (Lot 6)	011/2022	IE Jaguar 8	SP	16.1	mar-26	mar-26	232	93	2Q24	4Q23	78%	70%	-
001/2023 (jun/2023)	Serra Dourada (Lot 1)	006/2023	ISA ENERGIA BRASIL	BA/MG	321.8	mar-29	immediate	3,157	430	3Q25	3Q25	73%	24%	-
	Itatiaia (Lot 7)	012/2023	ISA ENERGIA BRASIL	RJ/MG	248.2	mar-29	immediate	2,342	166	3Q25	3Q25	69%	25%	-
	Água Vermelha (Lot 9)	014/2023	IE Tibagi	SP	8.5	set-26	Imediata	94	87	2Q24	2Q24	100%	100%	-
Total (19)					2,147.8	-	-	15,785	9,502	15,785	9,502	-	-	-

[Click here to have access to excel file.](#)

Annex II – Investments in Projects

Investments (R\$ Million)	Consolidated + Jointly-controlled					
	3Q25	3Q24	Chg (%)	9M25	9M24	Chg (%)
Retrofitting Projects	437.9	376.4	16.3%	1,123.2	959.9	17.0%
Greenfield Projects	767.5	491.5	56.2%	2,292.4	1,383.3	65.7%
100% ISA ENERGIA BRASIL	756.8	491.5	54.0%	2,281.6	1,383.3	64.9%
Piraquê	503.6	257.7	95.4%	1,578.9	763.4	106.8%
Riacho Grande	70.0	115.9	-39.6%	305.7	215.8	41.7%
Serra Dourada	124.0	25.0	395.4%	217.9	143.9	51.4%
Água Vermelha	0.0	6.5	-100.0%	52.2	12.5	319.1%
Itatiaia	30.2	10.4	191.2%	70.5	67.5	4.3%
Jacarandá	30.3	3.2	836.2%	57.7	6.2	831.1%
Triângulo Mineiro	-1.3	70.5	-101.9%	-1.3	161.2	-100.8%
Minuano	0.0	1.4	-100.0%	0.0	13.6	-100.0%
Biguaçu	0.0	0.2	-100.0%	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	0.7	-100.0%	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	10.8	0.0	N.A	10.8	0.0	N.A
Total	1,205.4	867.9	38.9%	3,415.5	2,343.2	45.8%

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	
	30/09/2025	31/12/2024
CURRENT		
Cash and Cash Equivalents	719,176	2,914,747
Financial Investments	1,700,986	485,995
Accounts receivable - Concessionaires and	515,413	259,819
Inventory	49,170	39,928
Services in course	0	0
Recoverable taxes and contributions	401,625	453,046
Derivative instruments	21,379	41,658
Credit with controlled parties	97,419	118,989
Prepaid Expenses	25,477	19,461
Restricted cash	0	1,273
Others	127,092	221,724
	3,657,737	4,556,640
NON-CURRENT		
Long-Term Assets		
Restricted cash	18,261	17,862
Accounts receivable - Concessionaires and	210,565	624,135
Accounts Receivable from the State Finance	2,706,431	2,563,255
Deferred income taxes and social contribution	0	438
Pledges and Escrow	45,201	43,650
Credits with Subsidiaries	0	0
Derivative financial instruments	27,218	84,715
Others	122,550	93,364
	3,130,226	3,427,419
Investments	1,471,263	1,721,387
Imobilized	19,191,009	16,478,040
Intangible	1,775,448	1,782,527
	22,437,720	19,981,954
	25,567,946	23,409,373
Total Assets	29,225,683	27,966,013

Liabilities and Shareholders' Equity (R\$ thousand)	Consolidated	
	30/09/2025	31/12/2024
CURRENT		
Loans and Financing	89,425	82,056
Debentures	337,913	1,109,914
Leasing	19,076	12,020
Derivative financial instruments	28,777	0
Suppliers	210,042	184,644
Taxes and social charges to be collected	258,260	139,168
Deferred Income Tax and Social Contribution	0	0
Regulatory charges to be collected	74,434	66,750
Interest on Shareholders' Equity / Dividends to	384,617	1,408,488
Provisions	83,114	71,658
Amounts Payable - Funcesp	786	351
Others	97,633	271,133
	1,584,077	3,346,182
NON-CURRENT		
Long-Term Liabilities		
Loans and Financing	686,788	651,766
Debentures	13,644,120	11,392,559
Leasing	41,171	25,489
Derivative financial instruments	34,100	0
Suppliers	2,771	1,393
Employee Benefit - Actuarial Deficit	0	0
Diferred PIS and COFINS	24,924	38,083
Deferred income taxes and social contribution	1,672,561	1,675,869
Regulatory charges to be collected	30,863	30,763
Provisions	152,540	193,721
Global Reversal Reserve - RGR	0	0
Obligations connected to concession service	670,655	683,178
Others	334	610
	16,960,827	14,693,431
SHAREHOLDER'S EQUITY		
Share Capital	3,590,020	3,590,020
Capital Reserves	666	666
Income Reserves	3,845,290	2,958,714
Revaluation reserve	2,663,452	2,846,948
Other Comprehensive Results	92,490	173,351
	10,191,918	9,569,699
Non-controlling shareholders' share of investment funds	488,861	356,701
	10,680,779	9,926,400
Total Liabilities and Shareholders' Equity	29,225,683	27,966,013

Annex IV – Regulatory Income Statement

Income Statement (R\$ thousand)	Consolidated					
	3Q25	3Q24	Chg (%)	9M25	9M24	Chg (%)
Gross Revenue	1,250,582	1,351,133	-7.4%	3,718,702	3,903,973	-4.7%
Availability of Electric Network	1,239,400	1,333,644	-7.1%	3,684,824	3,865,200	-4.7%
Others	11,182	17,489	-36.1%	33,878	38,773	-12.6%
Deductions from the Operational Revenue	-178,249	-171,191	4.1%	-485,886	-503,507	-3.5%
Taxes and Contributions on Revenue	-105,611	-117,145	-9.8%	-319,498	-344,412	-7.2%
Regulatory charges	-72,638	-54,046	34.4%	-166,388	-159,095	4.6%
Net Revenue	1,072,333	1,179,942	-9.1%	3,232,816	3,400,466	-4.9%
Costs and Operational Expenses	-355,245	-449,734	-21.0%	-1,164,048	-1,192,095	-2.4%
Personnel	-102,391	-114,023	-10.2%	-316,306	-336,133	-5.9%
Material	-5,647	-7,356	-23.2%	-16,870	-18,768	-10.1%
Services	-54,050	-52,292	3.4%	-146,005	-149,455	-2.3%
Depreciation	-167,561	-258,052	-35.1%	-591,342	-606,907	-2.6%
Others	-25,596	-18,011	42.1%	-93,525	-80,833	15.7%
Result of Service	717,088	730,208	-1.8%	2,068,768	2,208,371	-6.3%
Financial Results	-293,134	-206,009	42.3%	-996,252	-698,502	42.6%
Income from Financial Investments	90,045	71,000	26.8%	243,406	160,830	51.3%
Result of Liquid Monetary Variation	-57,915	-42,118	37.5%	-345,670	-239,872	44.1%
Asset and Liability Interest	-152	-7	2071.4%	-2,967	-165	1698.2%
Interest/Charges on loans	-336,504	-234,292	43.6%	-933,258	-613,766	52.1%
Others	11,392	-592	n.a	42,237	-5,529	n.a
Operational Result	423,954	524,199	-19.1%	1,072,516	1,509,869	-29.0%
Equity Income	100,365	90,296	11.2%	266,983	268,716	-0.6%
Other Operational Revenues/Expenses	3,833	-29,516	n.a	-58,835	-68,593	-14.2%
Results before Taxes	528,152	584,979	-9.7%	1,280,664	1,709,992	-25.1%
Income Tax and Social Contribution on Income	39,853	-139,245	n.a	-91,093	-402,521	-77.4%
Current	38,604	-110,327	n.a	-45,021	-455,788	-90.1%
Deferred	1,249	-28,918	n.a	-46,072	53,267	n.a
Consolidated Income/Losses of the Period with the Participation of the Non Controlling Shareholder	568,005	445,734	27.4%	1,189,571	1,307,471	-9.0%
Participation of Non Controlling Shareholder	-17,976	-14,146	27.1%	-46,548	-41,045	13.4%
Net Income/Loss Consolidated in the Period	550,029	431,588	27.4%	1,143,023	1,266,426	-9.7%

Annex V – Indirect Cash Flow – Regulatory¹

Cash Flow of operational activities (R\$ thousand)	Consolidated	
	9M25	9M24
Cash generated by operational activities	2,661,340	2,456,505
Net Income	1,189,571	1,307,471
Employee benefit - actuarial deficit	0	33,467
Deferred PIS and COFINS	-13,159	3,885
Depreciation and amortization	656,061	686,602
Deferred income taxes and social contribution	46,070	-53,265
Provision for Lawsuit Liabilities	-47,676	6,389
Residual value of fixed/intangible assets	31,711	38,266
Tax benefit - incorporated goodwill	27	27
Realization of concession assets in the acquisition of subsidiary	0	0
Realization of the loss in jointly controlled	0	0
Result of equity income	-266,981	-268,717
Income from financial investments	-104,762	-106,430
Interest and exchange variations on loans, financing and debentures	1,264,876	841,467
Interest and monetary and exchange variations on assets and liabilities	-44,432	8,388
Transactions with non-controlling shareholders	-46,548	-41,045
Assets Variation	648,097	-66,659
Restricted cash	0	0
Accounts receivable - Concessionaires and Permissionaires	157,976	35,271
Inventories	-9,242	-7,819
Accounts Receivable from the State Finance Secretariat	-143,176	-137,790
Recoverable taxes and contributions	124,171	-159,808
Prepaid Expenses	-6,016	-11,074
Pledges and Escrow	-188	495
Credit with subsidiaries	0	0
Others	524,572	214,066
Liabilities Variation	-92,477	168,846
Suppliers	26,776	10,421
Taxes and social charges to be collected	189,651	498,131
Labor obligations	11,456	10,715
Tax payment	-136,660	-56,038
Regulatory charges to be collected	13,784	4,441
Provisions	-4,896	-20,008
Amounts payable to Vivest	435	-22
Global Reversal Reserve - RGR	-1,861	-1,860
Obligations linked to the concession of the service	-14,873	-61,185
Post-employment benefit - actuarial liability	0	-24,213
Others	-176,289	-191,536
Net cash generated in operational activities	3,216,960	2,558,692
Investments Activities Cash Flow	-4,336,821	-2,900,286
Restricted cash	874	4,202
Financial Investments	-5,093,394	-4,654,568
Redemptions of financial investments	4,115,325	3,930,607
Fixed Assets	-3,359,626	-2,267,989
Investments	0	0
Caixa acquired a business combination	0	0
Received dividends	0	87,462
Cash used in financing activities	-1,075,710	159,186
New loans and debentures	2,007,347	2,396,381
Loan and debentures payments (principal)	-1,030,172	-517,686
Loan and debentures payments (interest)	-719,616	-457,334
Lease Payments (principal and interest)	-11,094	-15,194
Lease Payments (interest)	0	0
Derivative instruments	13,660	-7,914
Capital payment	0	0
Paid dividends and interest on equity	-1,335,835	-1,239,067
Net variation in Cash and Cash Equivalents	-2,195,571	-182,408
Opening Balance of Cash and Cash Equivalents	2,914,747	245,819
Closing Balance of Cash and Cash Equivalents	719,176	63,411
Closing Balance of Cash and Cash Equivalents	-2,195,571	-182,408

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)	3Q25	3Q24	Chg (%)	9M25	9M24	Chg (%)
Gross Operational Revenue	278,295	189,385	46.9%	671,076	600,066	11.8%
Operational Revenue Deductions	-29,276	-23,374	25.3%	-81,692	-71,400	14.4%
Net Operational Revenue	249,019	166,011	50.0%	589,384	528,666	11.5%
Costs and Expenses	-49,465	-19,006	160.3%	-85,649	-50,361	70.1%
Depreciation	-36,457	-36,381	0.2%	-109,839	-103,999	5.6%
EBITDA	199,376	147,005	35.6%	503,441	476,437	5.7%
Gross Profit	163,097	110,624	47.4%	393,896	374,306	5.2%
Financial Result	-9,746	-13,362	-27.1%	-36,511	-55,300	-34.0%
Other Revenues and Expenses	-178	0	N.A.	-294	-1,867	-84.2%
Income before IR & CSLL	153,174	97,262	57.5%	357,090	317,139	12.6%
IR & CSLL*	-31,980	-11,584	176.1%	-73,686	-38,565	91.1%
Net Income	121,194	85,678	41.5%	283,405	278,573	1.7%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (51%) on EBITDA	101,682	74,972	35.6%	256,755	242,983	5.7%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (51%) on Net Income	61,809	43,696	41.5%	144,536	142,072	1.7%
IE GARANHUNS						
Income Statement (R\$ thousand)	3Q25	3Q24	Chg (%)	9M25	9M24	Chg (%)
Gross Operational Revenue	37,319	34,592	7.9%	120,223	114,389	5.1%
Operational Revenue Deductions	-5,809	-5,324	9.1%	-16,723	-15,958	4.8%
Net Operational Revenue	31,510	29,267	7.7%	103,501	98,432	5.1%
Costs and Expenses	-4,112	-3,425	20.0%	-12,293	-10,662	15.3%
Depreciation	-6,726	-6,350	5.9%	-19,438	-19,047	2.1%
EBITDA	27,398	25,843	6.0%	91,208	87,769	3.9%
Gross Profit	20,672	19,492	6.1%	71,769	68,722	4.4%
Financial Result	-781	-1,088	-28.2%	-1,963	-3,270	-40.0%
Other Revenues and Expenses	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Income before IR & CSLL	19,891	18,404	8.1%	69,806	65,452	6.7%
IR & CSLL*	-1,582	-303	421.5%	-4,655	-1,759	164.7%
Net Income	18,309	18,101	1.2%	65,151	63,693	2.3%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (51%) on EBITDA	13,973	13,180	6.0%	46,516	44,762	3.9%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (51%) on Net Income	9,338	9,231	1.2%	33,227	32,484	2.3%
IE AIMORÉS						
Income Statement (R\$ thousand)	3Q25	3Q24	Chg (%)	9M25	9M24	Chg (%)
Gross Operational Revenue	29,772	25,903	14.9%	86,681	81,982	5.7%
Operational Revenue Deductions	-3,167	-2,681	18.1%	-9,121	-8,750	4.2%
Net Operational Revenue	26,605	23,222	14.6%	77,560	73,232	5.9%
Costs and Expenses	-765	-1,463	-47.7%	-4,119	-3,771	9.2%
Depreciation	-2,721	-2,716	0.2%	-8,163	-8,156	0.1%
EBITDA	25,840	21,759	18.8%	73,441	69,461	5.7%
Gross Profit	23,119	19,043	21.4%	65,278	61,305	6.5%
Financial Result	-7,179	551	n.a	-5,850	1,583	n.a
Other Revenues and Expenses	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Income before IR & CSLL	15,940	19,594	-18.6%	59,428	62,888	-5.5%
IR & CSLL*	-1,797	-1,675	7.3%	-6,411	-5,843	9.7%
Net Income	14,143	17,919	-21.1%	53,017	57,045	-7.1%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on EBITDA	12,920	10,880	18.8%	36,721	34,731	5.7%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on Net Income	7,072	8,960	-21.1%	26,509	28,523	-7.1%

IE PARAGUAÇU						
Income Statement (R\$ thousand)	3Q25	3Q24	Chg (%)	9M25	9M24	Chg (%)
Gross Operational Revenue	45,303	42,470	6.7%	129,348	124,608	3.8%
Operational Revenue Deductions	-4,757	-4,658	2.1%	-14,122	-13,205	6.9%
Net Operational Revenue	40,546	37,812	7.2%	115,226	111,403	3.4%
Costs and Expenses	-1,626	-2,251	-27.8%	-5,994	-6,078	-1.4%
Depreciation	-4,658	-4,615	0.9%	-13,962	-13,845	0.8%
EBITDA	38,920	35,561	9.4%	109,232	105,325	3.7%
Gross Profit	34,262	30,946	10.7%	95,270	91,480	4.1%
Financial Result	-13,663	1,009	n.a	-9,957	2,980	n.a
Other Revenues and Expenses	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Income before IR & CSLL	20,599	31,955	-35.5%	85,313	94,460	-9.7%
IR & CSLL*	-2,547	-2,552	-0.2%	-8,591	-9,875	-13.0%
Net Income	18,052	29,403	-38.6%	76,722	84,585	-9.3%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on EBITDA	19,460	17,781	9.4%	54,616	52,663	3.7%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on Net Income	9,026	14,702	-38.6%	38,361	42,293	-9.3%

IE IVAÍ						
Income Statement (R\$ thousand)	3Q25	3Q24	Chg (%)	9M25	9M24	Chg (%)
Gross Operational Revenue	103,409	107,769	-4.0%	313,371	309,746	1.2%
Operational Revenue Deductions	-10,862	-10,294	5.5%	-32,873	-31,914	3.0%
Net Operational Revenue	92,547	97,475	-5.1%	280,498	277,832	1.0%
Costs and Expenses	-6,278	-5,189	21.0%	-16,292	-14,558	11.9%
Depreciation	-15,243	-14,426	5.7%	-42,329	-44,066	-3.9%
EBITDA	86,269	92,286	-6.5%	264,256	263,274	0.4%
Gross Profit	71,026	77,860	-8.8%	221,878	219,208	1.2%
Financial Result	-31,264	-36,318	-13.9%	-148,136	-148,464	-0.2%
Other Revenues and Expenses	0	0	N.A.	49	0	N.A.
Income before IR & CSLL	39,762	41,541	-4.3%	73,791	70,744	4.3%
IR & CSLL*	-13,523	-14,124	-4.3%	-25,092	-24,053	4.3%
Net Income	26,240	27,417	-4.3%	48,699	46,691	4.3%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on EBITDA	43,135	46,143	-6.5%	132,128	131,637	0.4%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on Net Income	13,120	13,709	-4.3%	24,349	23,345	4.3%

Annex VII – Covenants (R\$ million)

BNDES (annual verification)	
Net Debt 09/30/25	14,396.8
EBITDA LTM	4,179.8
Net Debt/EBITDA 09/30/25	3.44
Shareholders' Equity 09/30/25	21,395.9
Net Debt/(Net Debt + Shareholders' Equity) 09/30/25	0.40

The main financial covenants of the financing agreements (financial covenants) to which ISA ENERGIA BRASIL is subject are established as follows:

The financing agreements with BNDES (valid until the contract matures in 2041) must comply with the maximum financial indicators of Net Debt/Adjusted EBITDA BNDES ≤ 3.0 and Net Debt/(Net Debt + Equity) ≤ 0.6 . The outstanding balance of these financings with BNDES as of 09/30/2025 amounts to R\$694.9 million, and the agreements allow for prepayment.

The indicators are calculated at the end of each fiscal year. For the purposes of calculating and verifying these ratios, the Company must consolidate all subsidiaries and jointly controlled entities (proportionally to its shareholding), provided it holds an equity interest equal to or greater than 10%. EBITDA is calculated according to the methodology defined in the agreements. The last assessment took place on December 31, 2024, when the Company and its subsidiaries met the requirements related to restrictive covenants. The next assessment will be carried out on December 31, 2025. The Net Debt/EBITDA indicator, according to this methodology, was 3.44x in the third quarter of 2025. The next assessment will take place on December 31, 2025, and the Company has already begun discussions with BNDES to obtain a waiver.

Annex VIII – Balance Sheet – IFRS

Assets (R\$ thousand)	Consolidated	
	30/09/2025	31/12/2024
CURRENT		
Cash and cash equivalents	719,176	2,914,747
Financial investments	1,700,986	485,995
Concession Asset	3,751,988	3,604,640
Taxes and contributions to compensate	401,625	453,046
Derivative instruments	21,379	41,658
Credit with related parties	97,067	142,546
Others	373,066	296,817
	7,065,287	7,939,449
NON-CURRENT		
Long-term Receivables		
Concession Asset	30,709,285	27,442,183
Accounts Receivable from the State Finance	27,218	84,715
Pledges and Escrow	45,201	43,650
Derivative instruments	2,706,431	2,564,527
Others	242,535	283,142
	33,730,670	30,418,217
Investments	4,241,482	4,354,888
Imobilized	170,557	153,613
Intangible	435,765	438,465
	4,847,804	4,946,966
	38,578,474	35,365,183
Total Assets	45,643,761	43,304,632
Liabilities and Shareholders' Equity (R\$ thousand)	Consolidated	
	30/09/2025	31/12/2024
CURRENT		
Loans and financing	89,425	82,056
Debentures	337,913	1,109,914
Leasing	19,076	12,020
Suppliers	209,410	182,169
Taxes and social charges to be collected	257,914	139,146
Regulatory Charges to be collected	74,434	64,270
Interest on Shareholders' Equity/Dividends	384,617	1,329,622
Others	210,313	345,621
	1,583,102	3,264,818
NON-CURRENT		
Long-term Liabilities		
Loans and financing	686,788	651,766
Debentures	13,644,120	11,392,559
Leasing	41,171	25,489
Deferred PIS and COFINS	2,786,286	2,493,513
Deferred Income Tax and Social Contribution	5,278,153	5,175,168
Regulatory Charges to be collected	30,863	30,763
Provisions	157,858	197,271
Benefit to employees - Actuarial Deficit	-	-
Others	39,553	2,003
Total long-term liabilities	22,664,792	19,968,532
NET EQUITY		
Shareholders' Equity	3,590,020	3,590,020
Capital Reserves	666	666
Profits Reserve	17,223,615	15,950,329
Actuarial Surplus	92,705	173,566
Other comprehensive results	-	-
	20,907,006	19,714,581
Non-controlling shareholders' share of investment funds	488,861	356,701
	21,395,867	20,071,282
Total Liabilities and Shareholders' Equity	45,643,761	43,304,632

Annex IX – Income Statement – IFRS

Income Statement (IFRS) (\$ million)	Consolidated					
	3Q25	3Q24	Chg (%)	9M25	9M24	Chg (%)
Net Operating Revenue	2,559.0	1,805.8	41.7%	6,403.9	5,446.5	17.6%
Net Revenue from infrastructure, operation and maintenance, efficiency gains in infrastructure implementation and others	1,596.3	1,232.0	29.6%	4,585.8	3,478.6	31.8%
Remuneration of concession assets, net	962.7	573.7	67.8%	1,818.1	1,967.9	-7.6%
Costs of Infrastructure Implementation Services, operation and maintenance and services provided	-1,340.5	-1,010.5	32.7%	-3,831.3	-2,770.1	38.3%
Gross Profit	1,218.4	795.3	53.2%	2,572.6	2,676.4	-3.9%
Operational Revenue and Expenses	61.2	1,175.0	-94.8%	380.8	1,326.3	-71.3%
Revenues – Periodic Tariff Reset (RTP)	-6.9	1,152.7	-100.6%	159.5	1,152.7	-86.2%
General and Administrative	-51.9	-62.2	-16.6%	-182.7	-190.8	-4.3%
Management Fees	-3.9	-3.1	23.8%	-14.3	-14.2	0.9%
Other operating net income (expenses)	14.4	20.4	-29.5%	14.7	30.3	-51.7%
Equity Income	109.5	67.2	62.9%	403.7	348.3	15.9%
Earnings before financial income and expenses and taxes on earnings	1,279.7	1,970.2	-35.0%	2,953.5	4,002.8	-26.2%
Financial Income	-293.3	-206.1	42.3%	-996.8	-698.7	42.7%
Financial revenue	115.4	74.5	54.9%	332.3	167.7	98.2%
Financial expenses	-408.7	-280.6	45.7%	-1,329.0	-866.4	53.4%
Earnings Before Taxes	986.4	1,764.2	-44.1%	1,956.7	3,304.0	-40.8%
Income tax and Social Contribution on Earnings	-183.6	-642.8	-71.4%	-196.9	-976.3	-79.8%
Current	38.6	-110.3	-135.0%	-45.0	-455.8	-90.1%
Deferred	-222.2	-532.5	-58.3%	-151.9	-520.5	-70.8%
Consolidated Profit/Loss	802.8	1,121.3	-28.4%	1,759.8	2,327.8	-24.4%
Non-Controlling Shareholder's Stake	-18.0	-14.1	27.1%	-46.5	-41.0	13.4%
Consolidated Profit/Loss for the Period	784.8	1,107.2	-29.1%	1,713.2	2,286.7	-25.1%

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

Cash Flow from Operations (R\$ thousand)	Consolidated	
	9M25	9M25
Cash flow from operational activities	-4,457,990	-3,843,219
Net earnings	1,759,777	2,327,762
Employee benefit - actuarial deficit	5,769	33,467
Depreciation and amortization	25,631	27,906
Deferred PIS and COFINS	292,773	335,214
Deferred IR and CS	151,924	520,481
Provision for Legal Claims	-46,226	3,924
Residual value of permanent assets written off	59	2,559
Tax benefit - incorporated goodwill	27	27
Income from financial investments	-104,762	-106,430
Interest and exchange variations on loans, financing and debentures	1,264,876	841,467
Interest and exchange rate variations on assets and liabilities	-45,101	8,626
Result of equity income	-403,702	-348,345
Reversal of loss in jointly-owned subsidiary	0	0
Accounts Receivable - Concession Assets	-7,323,530	-7,463,514
Financial Instruments	-3,418	0
Realization of Concession asset in the acquisition of Subsidiary	14,461	14,682
Result of the sale of assets and rights	0	0
Transactions with non-controlling shareholders	-46,548	-41,045
Asset Variations	3,923,533	3,801,711
Restricted cash	0	0
Accounts receivable - Concessionaires and Permissionaires	3,909,080	3,947,338
Inventories	48,404	59,568
Accounts Receivable from the State Finance Secretariat	-141,904	-137,790
Recoverable taxes and contributions	125,961	-159,808
Bonds and linked deposits	-188	495
Prepaid expenses	-6,016	-11,074
Others	-11,804	102,982
Liabilities Variations	-82,654	355,989
Suppliers	28,619	10,216
Taxes and social charges to be collected	188,717	498,131
Tax payments	-136,660	-56,038
Labor obligations	11,456	10,715
Regulatory charges to be collected	13,784	4,441
Loans and financing to pay	0	0
Provisions	-5,089	-20,008
Amounts payable Vivest	0	0
Global Reversion Reserve	-1,861	-1,860
Others	-181,620	-89,608
Net Cash from Operating Activities	-617,111	314,481
Investments Activities Cash Flow	-502,749	-656,074
Restricted cash	-399	4,202
Financial investments	-5,093,394	-4,654,568
Redemptions of financial investments	4,115,325	3,930,607
Acquisition of Immobilized	-10,297	-19,489
Intangible	-10,717	-4,288
Received dividends	496,733	87,462
Cash used in financing activities	-1,075,710	159,186
Addition to loans and debentures	2,007,347	2,396,381
Loan payments (principal)	-1,030,172	-517,686
Loan payments (interest)	-719,616	-457,334
Leasing Payments (principal and interest)	-11,094	-15,194
Dividends and interest on shareholders' equity paid	-1,335,835	-1,239,067
Net variation in Cash and Cash Equivalents	-2,195,571	-182,408
Opening Balance of Cash and Cash Equivalents	2,914,747	245,819
Closing Balance of Cash and Cash Equivalents	719,176	63,411
Cash and cash equivalents	-2,195,571	-182,408