



RELEASE DE RESULTADOS 2T2025

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



Saiba mais
sobre a
evolução da
nossa marca



São Paulo, 30 de julho de 2025 – A ISA ENERGIA BRASIL S.A. ("ISA ENERGIA BRASIL", "Companhia", B3: ISAE3 e ISAE4) anuncia seus resultados do segundo trimestre de 2025 (2T25). 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					
	2T25	2T24	Var (%)	1S25	1S24	Var (%)
Receita Líquida	1.028,6	1.112,4	-7,5%	2.160,5	2.220,5	-2,7%
PMSO	-186,7	-201,2	-7,2%	-364,4	-382,0	-4,6%
PMSO Gerenciável	-184,7	-190,1	-2,8%	-360,6	-359,7	0,2%
EBITDA	789,5	891,0	-11,4%	1.712,8	1.787,9	-4,2%
Margem EBITDA	76,76%	80,10%	-3,34 p.p	79,3%	80,5%	-1,2 p.p
Lucro Líquido¹	255,6	425,6	-39,9%	593,0	834,8	-29,0%
Margem Líquida	24,9%	38,3%	-13,4 p.p	27,4%	37,6%	-10,1 p.p
ROE (12 meses)	18,0%	26,1%	-8,0 p.p	18,0%	26,1%	-8,0 p.p
Dívida Líquida	12.830,5	9.321,7	37,6%	12.830,5	9.321,7	37,6%
CapEx (ex-M&A)	1.102,1	640,2	72,2%	2.210,1	1.475,3	49,8%

¹ajustado pela participação do acionista não controlador.

Destaques financeiros 2T25



Receita líquida R\$ 1.028,6 milhões (-7,5%)



PMSO: R\$ 186,7 milhões (-7,2%)



EBITDA R\$ 789,5 milhões (-11,4%)



CapEx R\$ 1.102,1 milhões (+72,2%)



Dívida líquida R\$ 12.830,5 milhões (+37,6%)

Teleconferência 2T25

Teleconferência em português com tradução simultânea para inglês

Data: 31 de julho 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

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

Conforme indicado em [Comunicado ao Mercado](#), no dia 03 de abril de 2025, os executivos da Companhia Rui Chammas, Diretor Presidente, e Silvia Diniz Wada, Diretora Executiva de Finanças, Relações com Investidores e Desenvolvimento de Negócios, participaram do podcast "Genial Analisa", promovido pela Genial Investimentos em seu canal do Youtube. [Clique aqui](#) para acessar o vídeo do evento.

Terceiro ano consecutivo na carteira do ISE

Em 05 de maio de 2025, a Companhia comunicou que as ações preferenciais, ISAE4, mantiveram sua participação na carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 ("ISE") que irá vigorar até e 30 de abril de 2026 e é composta por 82 empresas de 40 setores diferentes, com valor de mercado total de R\$ 2,7 trilhões conforme o preço de fechamento em 02 de maio de 2025. Com desempenho de 78,5%, a Companhia avançou 17 posições em relação ao ranking de 2024 para ocupar o 24º lugar em 2025. [clique aqui](#).

Atualização sobre a mediação com a Fazenda Pública do Estado de São Paulo

Em despacho proferido no dia 08 de maio de 2025, o Superior Tribunal de Justiça ("STJ") determinou que o Centro Judiciário de Soluções de Conflitos do STJ ("CEJUSC/STJ") convocasse as partes para audiência presencial de instalação da mediação, que foi realizada no dia 22 de maio de 2025.

Cabe destacar que o procedimento de mediação para uma tentativa de conciliação perdurará enquanto houver intenção de ambas as partes em seguir com a mediação. A tentativa de conciliação também não altera qualquer decisão judicial vigente ou o atual fluxo de pagamentos. Caso a mediação entre as partes seja bem-sucedida, as condições do acordo que for eventualmente firmado serão divulgadas pela Companhia tempestivamente. Para maiores informações [Clique aqui](#).

Início da operação comercial do projeto Água Vermelha

Em 05 de junho de 2025, o projeto Água Vermelha (contrato 01/2023) entrou em operação comercial com antecipação de 16 meses em relação ao prazo estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"). Desta forma, a Companhia passou a operar e a ser remunerada ao obter do Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS") o Termo de Liberação Provisório ("TLP"), que faz jus ao recebimento de 90% da Receita Anual Permitida ("RAP") de R\$ 8,5 milhões (ciclo tarifário 2025/2026) do projeto, que possui margem EBITDA estimada de cerca de 90% e regime de tributação por lucro presumido, com consolidação integral na ISA ENERGIA BRASIL.

O projeto viabilizou a operação de um novo banco de transformadores monofásicos (TR-10) na Subestação Água Vermelha, localizada no município de Iturama (MG), ampliando a capacidade de transformação e permitindo a conexão de novos empreendimentos de geração solar nas regiões do Noroeste Paulista e do Triângulo Mineiro. Para maiores informações, [clique aqui](#).

Decisão sobre RBSE e seus Impactos

Em 10 de junho de 2025, a 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 postecipada de cálculo e pagamento dos valores devidos;
- ii. Criação de novo perfil de pagamento com a separação em dois fluxos; e
- iii. Atualização do WACC a cada Revisão Tarifária Periódica.

Para maiores informações, [acesse](#) o documento na íntegra.

Considerações sobre as informações financeiras

As informações financeiras apresentadas neste documento referem-se ao período de três meses findo em 30 de junho 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					
	2T25	2T24	Var (%)	1S25	1S24	Var (%)
(=) Lucro Líquido Regulatório	255,6	425,6	-39,9%	593,0	834,8	-29,0%
(+) Particip. do Acionista não controlador	17,1	14,1	21,6%	28,6	26,9	6,2%
(+) IRPJ/CSLL	40,8	130,4	-68,7%	130,9	263,3	-50,3%
(-) Equivalência Patrimonial	-91,5	-99,2	-7,8%	-166,6	-178,4	-6,6%
(+) Resultado Financeiro	351,7	240,1	46,5%	703,1	492,5	42,8%
(+) Depreciação/Amortização	215,8	180,1	19,8%	423,8	348,9	21,5%
(=) EBITDA Regulatório	789,6	891,0	-11,4%	1.712,8	1.788,0	-4,2%
(+) Equivalência Patrimonial	91,5	99,2	-7,8%	166,6	178,4	-6,6%
(=) EBITDA Regulatório CVM 156/2022	881,1	990,3	-11,0%	1.879,4	1.966,4	-4,4%

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

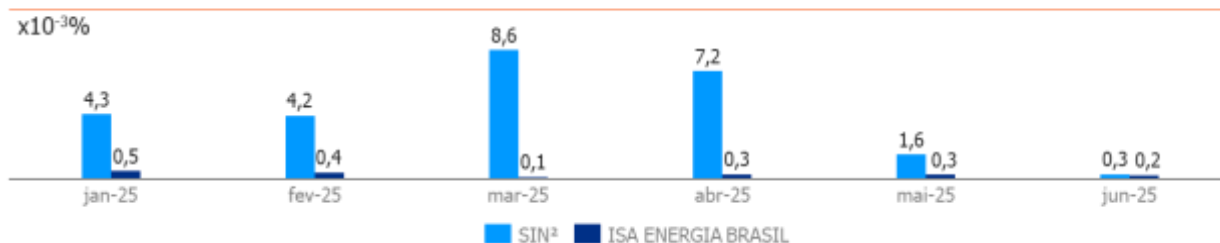
EVENTOS DO PERÍODO	3
DESEMPENHO FINANCEIRO (RESULTADOS REGULATÓRIOS)	7
RECEITA OPERACIONAL	7
CUSTOS E DESPESAS DE O&M	9
OUTRAS RECEITAS E DESPESAS OPERACIONAIS	10
EBITDA E MARGEM	11
RESULTADO FINANCEIRO	12
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	12
IRPJ E CSLL	13
LUCRO LÍQUIDO ¹	13
COMPARATIVO DE RESULTADOS (REGULATÓRIO 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 25/26	24
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 Receita Anual Permitida ("RAP") e eventuais indisponibilidades da rede podem acarretar redução da receita por meio de desconto denominado Parcela Variável ("PV").

Segue abaixo a medição do IENS^{1,2} da Companhia e do Sistema Interligado Nacional ("SIN") ao longo de 2025:

IENS % 2025



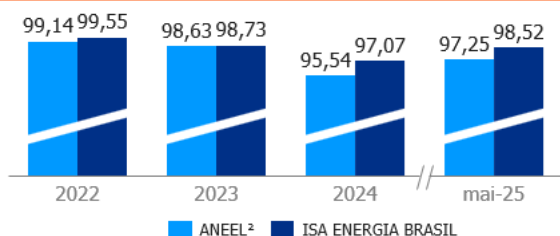
¹ Índice de referência disponibilizado no relatório de indicadores de desempenho calculado pelo ONS.

² São considerados apenas ativos da rede básica.

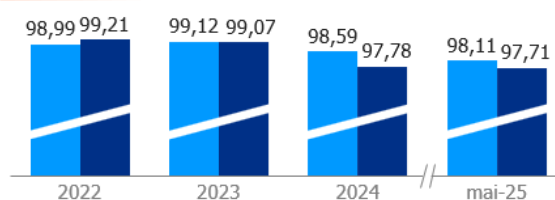
³ Dado disponibilizado no relatório de junho/2025 pelo SIN.

Disponibilidade de ativos

Linhas de Transmissão



Transformadores



* São considerados apenas ativos da rede básica

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

*** Dados acumulados em forma de janela móvel, junho/2024 a maio/2025.

**** Fonte: ONS.

DESEMPENHO FINANCEIRO (Resultados Regulatórios)

Receita Operacional

Receita Operacional (R\$ Milhões)	Consolidado					
	2T25	2T24	Var (%)	1S25	1S24	Var (%)
Receita de Uso da Rede Elétrica	1.163,6	1.260,5	-7,7%	2.445,4	2.531,6	-3,4%
RBSE	568,6	646,2	-12,0%	1.137,2	1.292,5	-12,0%
Concessão Paulista (contrato 059)	435,8	399,3	9,1%	872,1	796,1	9,6%
Operação e Manutenção (O&M) ¹	235,1	235,2	0,0%	470,3	470,4	0,0%
Reforços e Melhorias (R&M)	200,6	164,1	22,3%	401,8	325,7	23,4%
Contratos Licitados	254,7	227,0	12,2%	508,6	450,9	12,8%
Parcela de Ajuste (PA) e Antecipações	-112,2	-28,7	291,1%	-111,4	-49,4	125,3%
Parcela Variável (PV)	-12,7	-13,1	-3,4%	-28,6	-33,5	-14,7%
Encargos Regulatórios ex RAP (CDE e PROINFRA)	29,4	29,9	-1,5%	67,5	75,1	-10,1%
Outras	10,5	11,2	-6,2%	22,7	21,3	6,6%
Receita Bruta	1.174,1	1.271,8	-7,7%	2.468,1	2.552,8	-3,3%
Deduções	-145,5	-159,4	-8,7%	-307,6	-332,3	-7,4%
Tributos e Contribuições (PIS e Cofins)	-101,4	-113,1	-10,4%	-213,9	-227,3	-5,9%
Encargos Regulatórios ex RAP (CDE e PROINFRA)	-26,5	-28,9	-8,5%	-59,1	-70,3	-16,0%
Encargos Regulatórios in RAP (P&D, RGR e TFSEE)	-17,7	-17,4	1,7%	-34,7	-34,7	-0,1%
Receita Líquida	1.028,6	1.112,4	-7,5%	2.160,5	2.220,5	-2,7%

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\$ 1.174,1 milhões no 2T25, redução de R\$ 97,6 milhões em relação ao 2T24 (-7,7%). Já no acumulado do ano, a receita bruta totalizou R\$ 2.468,1 milhões (-3,3% vs. 1S24). As principais variações da receita no período foram:

Concessão Paulista (contrato 059/2001)

- **Efeitos da Revisão Tarifária Periódica ("RTP") 2023**
 - ▼ Redução do componente econômico da RBSE, decorrente da movimentação da base de ativos;
 - ▲ Incorporação da RAP de Reforços e Melhorias ("R&M") de pequeno porte energizados entre 2018 e 2022;
 - ▼ Movimentação da base de ativos blindada na primeira RTP do contrato.
- **Reajuste da RAP: ciclo tarifário 2024/2025**
 - ▲ Atualização da RAP pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo ("IPCA") do período (3,93%).
- **R&M de Grande Porte**
 - ▲ Incorporação da RAP dos projetos energizados nos últimos 12 meses.

Contratos Licitados

- ▲ Reajuste do ciclo tarifário para o ciclo 2024/2025 com atualização da RAP pelo IPCA do período (3,93%);
- ▲ Energização dos projetos Minuano no 4T24 e Água Vermelha no 2T25.

Parcelas De Ajuste (PA) e Antecipações

- ▼ Reversão, sem impacto no caixa, do saldo excedente bruto de PIS/Cofins de R\$ 275,1 milhões da PA relacionada à parcela do Ke no componente financeiro da RBSE ("Reversão PA RBSE") após decisão da diretoria da ANEEL, em 10 de junho de 2025. O saldo dessa PA, que foi reconhecida em 2020 após a primeira RTP da Concessão Paulista e teve seu prazo de amortização estendido até 2028 com o reperfilamento do componente financeiro do RBSE, era amortizado mensalmente conforme o recebimento do mesmo, via RAP;
- ▲ Reconhecimento de recurso administrativo interposto pela Companhia que corrigiu a PA estabelecida na RTP de 2023 da Concessão Paulista (Despacho 1.228/25 e Nota Técnica 57/2025) (+R\$ 166,3 milhões bruto de PIS/Cofins);
- ▲ Retomada do recebimento da anuidade de melhorias após a RTP da Concessão Paulista, de forma a adiantar parte da receita associada à execução das melhorias de pequeno porte, que serão reconhecidas na RAP apenas na RTP de 2028 (+R\$ 10,2 milhões);

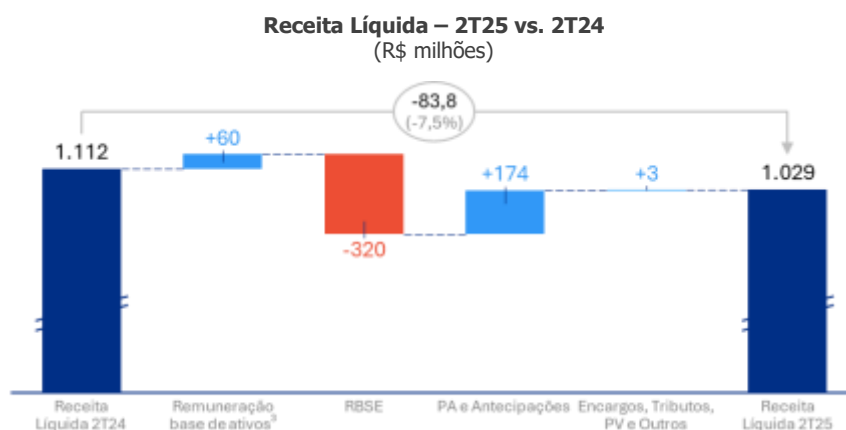
- ▲ Recebimento retroativo da anuidade de melhorias do ciclo tarifário anterior (23/24), devido a postergação da RTP de julho/2023 para julho/2024 (+R\$ 10,2 milhões).

PA e Antecipações (R\$ Milhões)	Consolidado		
	2T25	2T24	Var (%)
PA Pleito RTP 059	166,3	0,0	N.A.
PA RBSE ¹	-298,0	-22,9	1200,0%
Amortização do trimestre	-22,9	-22,9	0,0%
Reversão saldo excedente	-275,1	0,0	N.A.
Anuidade Melhorias	20,5	0,0	N.A.
Antecipação	8,5	6,1	39,2%
Outras PAs	-9,5	-11,9	-20,0%
TOTAL	-112,2	-28,7	291,1%

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

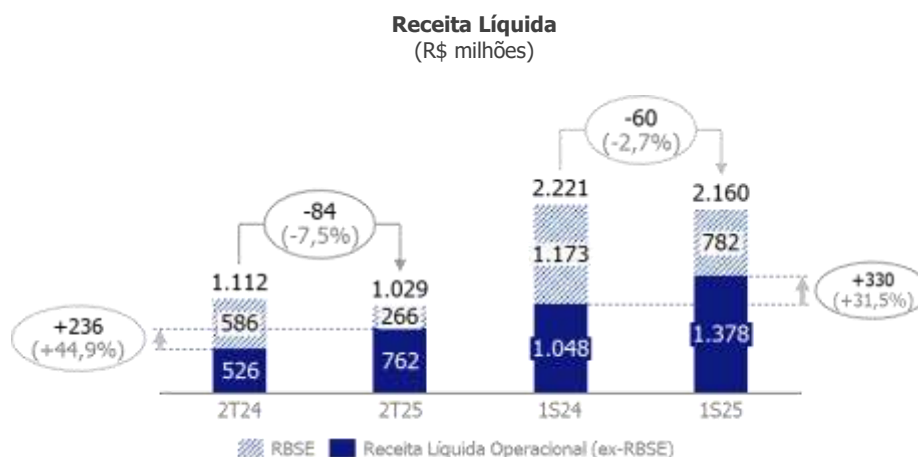
A receita líquida diminuiu R\$ 83,8 milhões (-7,5%) em relação ao registrado no 2T24, totalizando R\$ 1.028,6 milhões.



³ Considera atualização pelo IPCA e Energização de projetos

RECEITA LÍQUIDA EX-RBSE

A receita líquida ex-RBSE do 2T25 atingiu R\$ 762,3 milhões (+44,9% vs. 2T24). No acumulado do ano, a receita cresceu 31,5% devido, principalmente, a: (i) o resultado da RTP da Concessão Paulista; (ii) a correção monetária no reajuste para o ciclo tarifário 2024/2025; (iii) a energização de projetos de R&M de grande porte nos últimos 12 meses; (iv) a energização dos projetos Minuano e Água Vermelha; e (v) a retomada do recebimento da anuidade para melhorias de pequeno porte a partir de julho de 2024 com efeito retroativo para o ciclo 23/24.



Custos e Despesas de O&M

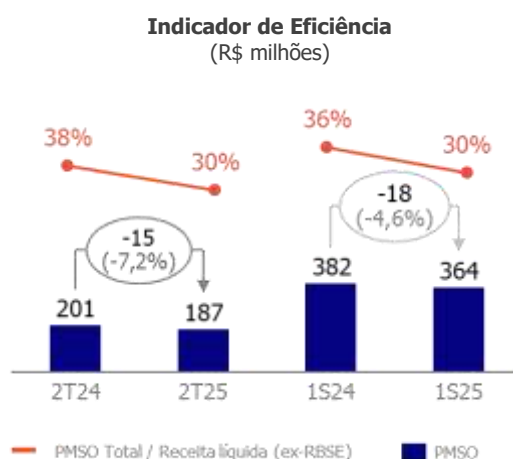
Custos e Despesas de O&M (R\$ milhões)	Consolidado					
	2T25	2T24	Var (%)	1S25	1S24	Var (%)
Pessoal	-102,0	-101,4	0,7%	-210,1	-199,8	5,1%
Materiais	-7,1	-7,8	-8,4%	-11,2	-11,4	-1,7%
Serviços	-52,0	-53,6	-3,0%	-92,0	-97,2	-5,4%
Outros	-23,6	-27,3	-13,6%	-47,3	-51,3	-7,8%
PMSO (gerenciável)	-184,7	-190,1	-2,8%	-360,6	-359,7	0,2%
Não recorrentes	0,0	-0,0	-100,0%	0,0	-0,0	-100,0%
Entidade de Previdência Privada	-1,9	-11,2	-82,8%	-3,8	-22,3	-82,8%
PMSO	-186,7	-201,2	-7,2%	-364,4	-382,0	-4,6%
Contingências	-18,8	-2,4	680,1%	-20,6	-11,5	79,5%
Depreciação	-215,8	-180,1	19,8%	-423,8	-348,9	21,5%
Demais custos e despesas	-234,6	-182,5	28,6%	-444,4	-360,3	23,3%
Total	-421,2	-383,7	9,8%	-808,8	-742,4	9,0%

A componente gerenciável dos Custos e Despesas com Pessoal, Materiais, Serviços e Outros ("PMSO") totalizou R\$ 184,7 milhões no 2T25 (-2,8% vs. 2T24). Seguem os principais eventos que causaram variações no PMSO gerenciável do período:

- ▲ **Pessoal:** (i) acordos coletivos assinados em 2024; e (ii) maiores custos com plano de saúde dos colaboradores. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela maior capitalização de horas do quadro técnico e menor despesa com indenizações;
- ▼ **Materiais:** menor despesa com combustíveis;
- ▼ **Serviços:** menores despesas com honorários jurídicos e com conservação, limpeza de faixa e prestação de serviços de roçada parcialmente compensados por (i) maiores despesas com serviços de informática; e (ii) maiores despesas com consultoria tributária;

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. 2T24). Essa variação não possui efeito caixa e é explicada principalmente pelo aumento da taxa de desconto utilizada para apuração do valor presente das obrigações futuras devido ao aumento da NTN-B na reavaliação anual em dezembro de 2024.

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



CONTINGÊNCIAS

A Companhia registrou contingências que somam R\$ 18,8 milhões no 2T25, montante superior ao registrado no 2T24 devido, principalmente: (i) execuções judiciais, basicamente, decorrente de adesão ao "Programa Desenrola" da ANEEL para penalidades regulatórias no valor de R\$5,0 milhões e provisões de processos cíveis no montante de R\$ 6,8 milhões; e (ii) aumento de R\$ 4,3 milhões referente a constituição de perda esperada para créditos de liquidação duvidosa de contas a receber.

DEPRECIÇÃO

A Companhia registrou R\$ 215,8 milhões em despesa com depreciação no 2T25. O aumento de 19,8% sobre a depreciação registrada no 2T24 é devido, principalmente:

- À RTP da Concessão Paulista, que homologou laudo de reavaliação dos ativos de projetos de reforços e melhorias energizados entre 2018 e 2022, gerando maior Base de Remuneração Regulatória ("BRR") e, consequentemente, maior volume de depreciação a partir de então (+R\$ 32,9 milhões vs. 2T24);
- Ao ajuste da taxa de depreciação média dos projetos, principalmente: Triângulo Mineiro, Aguapeí e Itaúnas;
- Regularização da unitização dos ativos das IE Jaguar 9, IE Triângulo Mineiro, IE Sul e IE Tibagi junto à ANEEL. (+R\$ 5,3 milhões vs. 2T24); e
- A 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\$ 421,2 milhões no 2T25 (+9,8% vs. 2T24).

Outras Receitas e Despesas Operacionais

Outras Receitas e Despesas Operacionais (R\$ milhões)	Consolidado					
	2T25	2T24	Var (%)	1S25	1S24	Var (%)
Receitas	4,8	13,9	-65,9%	11,5	17,5	-34,2%
Receitas de indenização de seguro patrimonial	0,0	1,9	-100,0%	0,0	0,0	N.A.
Alienação de bens inservíveis à concessão	0,0	0,0	N.A.	3,2	1,2	160,0%
Atualização de valores de precatórios a receber (terreno SJC)	3,0	10,7	-71,9%	4,8	11,4	-57,5%
Outras	1,7	1,3	33,4%	3,5	4,9	-29,1%
Despesas	-38,4	-31,7	21,2%	-74,2	-56,6	31,1%
Amortização de mais valia (PBTE e SF Energia)	-15,0	-15,0	0,0%	-29,9	-29,9	0,0%
Custo com desativação de bens*	-24,3	-17,6	38,2%	-45,4	-28,4	60,0%
Outros	0,8	0,8	-0,1%	1,1	1,7	-32,8%
Total	-33,7	-17,8	89,5%	-62,7	-39,1	60,4%

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

A ISA ENERGIA BRASIL registrou despesa de R\$ 33,7 milhões na rubrica "outras receitas e despesas operacionais" no 2T25 com aumento de R\$ 15,9 milhões (+ 89,5%) em comparação com a despesa do 2T24. A rubrica de outras receitas apresentou redução de R\$ 9,1 milhões (-65,9% vs 2T24) devido à atualização dos precatórios referentes a venda de terreno e de crédito de ICMS registrados no 2T24 no valor total de R\$ 12,8 milhões. Já a rubrica de outras despesas cresceu R\$ 6,7 milhões (+21,2% vs 2T24) devido, principalmente: (i) aos custos com desativação e alienação de bens dado o maior volume de execução e entrada em operação de projetos de reforços e melhorias (-R\$ 6,7 milhões vs 2T24); e (ii) à realização da mais valia (*goodwill*) referente a aquisição das empresas PBTE e SF energia, que é amortizada ao longo do prazo remanescente da concessão da PBTE, até setembro de 2046.

EBITDA e MARGEM

O EBITDA do 2T25 totalizou R\$ 789,5 milhões, diminuição de R\$ 101,5 milhões (-11,4% vs. 2T24) e margem de 76,8% (-3,34 p.p. vs. 2T24).

EBITDA (R\$ milhões)	Consolidado					
	2T25	2T24	Var (%)	1S25	1S24	Var (%)
Receita Líquida	1.028,6	1.112,4	-7,5%	2.160,5	2.220,5	-2,7%
Custos e despesas (ex-depreciação)	-205,4	-203,6	0,9%	-385,0	-393,5	-2,2%
Outras despesas e receitas (ex-amortização)	-33,7	-17,8	89,5%	-62,7	-39,1	60,4%
EBITDA	789,5	891,0	-11,4%	1.712,8	1.787,9	-4,2%
Margem EBITDA	76,8%	80,1%	-3,34 p.p.	79,3%	80,5%	-1,2 p.p.

A variação é explicada, principalmente, por:

- ▼ Reversão do saldo remanescente da PA do RBSE Financeiro sem efeito caixa;
- ▲ RTP da Concessão Paulista:
 - ▲ Recurso administrativo interposto pela Companhia sobre a PA da RTP aceito no 2T25;
 - ▲ Incorporação da RAP de R&M de pequeno porte;
- ▼ Redução do componente econômico da RBSE;
- ▲ Reajuste inflacionário da RAP para o ciclo 24/25;
- ▲ Entrada em operação de projetos *greenfield* e de reforços e melhorias de grande porte nos últimos 12 meses;
- ▲ Controle de custos e despesas;
- ▲ Redução de custos com entidade de previdência privada;
- ▼ Maior volume de contingências; e
- ▼ Maior custo com desativação e alienação de bens.

EBITDA (R\$ milhões)	Consolidado + Controladas em Conj.					
	2T25	2T24	Var (%)	1S25	1S24	Var (%)
Consolidado	789,5	891,0	-11,4%	1.712,8	1.787,9	-4,2%
Controladas em Conjunto	170,7	181,8	-6,1%	335,6	343,8	-2,4%
IE Madeira (51%)	80,2	91,8	-12,6%	155,1	168,0	-7,7%
IE Garanhuns (51%)	16,4	18,6	-11,7%	32,5	31,6	3,0%
IE Aimorés (50%)	11,9	11,7	2,0%	23,8	23,9	-0,2%
IE Paraguaçu (50%)	17,7	17,4	2,0%	35,2	34,9	0,8%
IE Ivaí (50%)	44,4	42,4	4,7%	89,0	85,5	4,1%
Total	960,2	1.072,8	-10,5%	2.048,4	2.131,8	-3,9%

O EBITDA da participação da ISA ENERGIA BRASIL nas empresas controladas em conjunto totalizou R\$ 170,7 milhões no 2T25, redução de R\$ 11,2 milhões (-6,1%) em relação ao 2T24.

O desempenho do trimestre é explicado pela redução registrada nos resultados de IE Madeira e IE Garanhuns, parcialmente compensada parcialmente pelo avanço nos resultados da AIE. 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\$ 960,2 milhões no 2T25 (-10,5% vs. 2T24).

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ milhões)	Consolidado					
	2T25	2T24	Var (%)	1S25	1S24	Var (%)
Receita Financeira	124,1	51,3	142,0%	216,9	93,1	132,8%
Rendimento de aplicação financeira	72,9	50,0	46,0%	153,4	89,8	70,7%
Outros	51,2	1,3	3796,4%	63,5	3,3	1813,9%
Despesa Financeira	-475,8	-291,4	63,3%	-920,0	-585,6	57,1%
Juros e encargos sobre empréstimos	-325,8	-216,0	50,8%	-274,0	-163,7	67,3%
Variação Monetária	-124,0	-67,8	82,8%	-159,1	-192,9	-17,5%
Outras	-26,1	-7,5	247,4%	-486,9	-229,0	112,6%
Total	-351,7	-240,1	46,5%	-703,1	-492,5	42,8%

A Companhia registrou despesa financeira líquida de R\$ 351,7 milhões no 2T25, com aumento de R\$ 111,6 milhões (+46,5%) em comparação ao 2T24. No 1S25, a despesa financeira apresentou aumento de 42,8% quando comparada ao 1S24. O resultado reflete principalmente:

- ▼ **Juros e encargos sobre empréstimos:** refletem a maior posição de dívida bruta (+23,2% vs. jun/24) impulsionado pelas captações realizadas pela Companhia entre os períodos (15^a, 16^a, 17^a e 18^a emissões);
- ▼ **Variação monetária:** maior volume de dívida indexada ao IPCA (+56,0%) com avanço do IPCA para 1,3% no 2T25 (vs. 1,0% no 2T24). Para fins contábeis, o 2T considera a inflação dos meses de março a maio;
- ▼ Maiores gastos com tributos como: (i) Imposto sobre Operações Financeiras ("IOF") sobre o 4º desembolso do BNDES e sobre resgates de aplicações no período; e (ii) PIS/COFINS sobre receitas financeiras e créditos tributários;
- ▲ Reconhecimento de receita financeira de R\$ 28,2 milhões referente à atualização de créditos extemporâneos de IR/CSLL identificados no período; e
- ▲ Maior rendimento de aplicações financeiras devido ao maior volume aplicado (+19,3%) e à alta do CDI no período (+32 bps).

Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ milhões)	Consolidado					
	2T25	2T24	Var (%)	1S25	1S24	Var (%)
IE Madeira (51%)	45,5	53,6	-15,3%	82,7	98,4	-15,9%
IE Garanhuns (51%)	12,3	14,6	-15,8%	23,9	23,3	2,7%
AIE (50%)	33,7	31,0	8,9%	60,0	56,8	5,7%
IE Aimorés	9,9	9,6	3,7%	19,4	19,6	-0,6%
IE Paraguaçu	15,2	13,8	10,1%	29,3	27,6	6,3%
IE Ivaí	8,6	7,6	13,2%	11,2	9,6	16,5%
Total	91,5	99,2	-7,8%	166,6	178,4	-6,6%

O resultado da equivalência patrimonial foi R\$ 91,5 milhões no 2T25, R\$ 7,7 milhões menor (-7,8%) que o registrado no 2T24 devido ao menor resultado de IE Madeira e IE Garanhuns. Seguem os detalhamentos por empresa:

IE Madeira

Apresentou resultado de equivalência patrimonial de R\$ 45,5 milhões no 2T25, redução de R\$ 8,2 milhões (-15,3%) em relação ao 2T24 explicada principalmente por (i) impacto positivo de R\$ 35 milhões no 2T24 referente à reversão da parcela variável pelo atraso na entrada em operação; e (ii) maior despesa de IRPJ/CSLL diferido (+R\$ 1,9 milhão) no 2T25 em razão da padronização do critério de contabilização do imposto em contabilidade regulatória conforme critério adotado pela Companhia. Tais efeitos foram parcialmente compensados por (i) reajuste do ciclo tarifário pelo IPCA (3,93%); e (ii) pela redução da despesa financeira líquida (+R\$ 7,2 milhões).

IE Garanhuns

Apresentou receita de R\$ 12,3 milhões no 2T25, com redução de R\$ 2,3 milhões (-15,8%) em comparação com o resultado do 2T24. No 1S25 o resultado cresceu R\$ 0,6 milhão (+2,7%) em relação ao mesmo período de 2024 com resultado explicado principalmente pelo reajuste do ciclo tarifário pelo IPCA (3,93%) e pela menor despesa financeira líquida (-R\$ 0,9 milhão). Tais efeitos foram parcialmente compensados por maior despesa de IR/CSLL (+R\$ 1,6 milhão) e maiores gastos com Pessoal (+R\$ 1,0 milhão).

Aliança Interligação Elétrica (AIE)

Composta por 3 projetos em sociedade com a TAESA (Aimorés, Paraguaçu e Ivaí), a AIE apresentou receita de R\$ 33,7 milhões no 2T25 (+8,9% vs 2T24). O melhor resultado deve-se a: (i) reajuste do ciclo tarifário pelo IPCA (3,93%); e

(ii) maior receita financeira em IE Aimorés e IE Paraguaçu. O crescimento foi parcialmente compensado pela maior despesa financeira líquida da IE Ivaí.

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

IRPJ e CSLL

IRPJ CSLL (R\$ milhões)	Consolidado					
	2T25	2T24	Var (%)	1S25	1S24	Var (%)
Corrente	11,3	-175,7	n.a	-83,6	-345,5	-75,8%
Diferido	-52,1	45,3	n.a	-47,3	82,2	n.a
Total	-40,8	-130,4	-68,7%	-130,9	-263,3	-50,3%
Taxa efetiva	13,0%	22,9%	-9,9 p.p	17,4%	23,4%	-6 p.p

A Companhia registrou despesa de R\$ 40,8 milhões com Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido ("IR/CSLL") no 2T25, frente à despesa de R\$ 130,4 milhões contabilizada no mesmo período do ano anterior. No 1S25, foi contabilizada despesa de R\$ 130,9 milhões (-50,3% vs 2T24) com taxa efetiva de 17,4% (23,4% no 1S24).

Neste trimestre, a Companhia identificou e reconheceu crédito extemporâneo com impacto positivo não recorrente de R\$ 77,5 milhões na rubrica de IR/CSLL.

Além do crédito tributário, o resultado do 2T25 também registrou redução da base tributável da controladora ISA ENERGIA BRASIL S.A. devido, principalmente, à (i) PA Reversão RBSE; (ii) redução do componente econômico do RBSE após a RTP de 2024; e (iii) maior despesa financeira líquida.

Lucro Líquido¹

Como resultado das explicações apresentadas, o lucro líquido do trimestre totalizou R\$ 255,6 milhões, redução de 39,9% em relação ao 2T24. Já no acumulado do ano, o lucro líquido apresentou redução para R\$ 593,0 milhões.

Lucro Líquido¹ 2T25 vs 2T24
(R\$ milhões)



Lucro Líquido¹ 1S25 vs 1S24
(R\$ milhões)



¹ ajustado pela participação do acionista não controlador.

Comparativo de Resultados (Regulatório vs. IFRS)

No 2T25, a Companhia registrou lucro líquido de R\$ 215,2 milhões na contabilização IFRS, resultado R\$ 321,3 milhões menor (-59,9%) que o registrado no 2T24. A DRE detalhada na contabilidade IFRS está disponível no [anexo IX](#) deste documento.

Demonstração de Resultado (IFRS) (R\$ milhões)	Consolidado					
	2T25	2T24	Var (%)	1S25	1S24	Var (%)
Receita Operacional Líquida	1.432,9	1.662,6	-13,8%	3.844,9	3.640,8	5,6%
Custos dos Serviços de Implementação da infraestrutura, operação e manutenção e de serviços prestados	-1.244,3	-792,5	57,0%	-2.490,7	-1.759,6	41,5%
Lucro Bruto	188,5	870,1	-78,3%	1.354,2	1.881,1	-28,0%
Receitas e Despesas Operacionais	219,4	70,2	212,4%	319,6	151,4	111,1%
Lucro antes das receitas e despesas financeiras e dos impostos sobre o lucro	408,0	940,4	-56,6%	1.673,8	2.032,5	-17,6%
Resultado Financeiro	-351,9	-240,2	46,5%	-703,5	-492,7	42,8%
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	56,1	700,2	-92,0%	970,3	1.539,8	-37,0%
Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	176,2	-149,7	-217,7%	-13,3	-333,4	-96,0%
Lucro/Prejuízo Consolidado	232,3	550,5	-57,8%	957,0	1.206,4	-20,7%
Participação do Acionista não Controlador	-17,1	-14,1	21,6%	-28,6	-26,9	6,2%
Lucro/Prejuízo	215,2	536,4	-59,9%	928,4	1.179,5	-21,3%

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.

RBSE Financeiro: No IFRS, a decisão pela redução do componente financeiro do RBSE incorreu em redução do ativo contratual e, consequentemente da receita da Companhia em R\$ 746,5 milhões e impactou o lucro líquido em R\$ 492,7 milhões. No regulatório, a Companhia reverteu o saldo excedente da PA de R\$ 900 milhões contabilizada em 2020 (homologação da RTP de 2018), sobre o recebimento retroativo do ke do RBSE com impacto na receita bruta de R\$275 milhões e no lucro líquido R\$165 milhões.

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					
	2T25	2T24	Var (%)	1S25	1S24	Var (%)
(=) Lucro Líquido IFRS	215,2	536,4	-59,9%	928,4	1.179,5	-21,3%
(+) Particip. do Acionista não controlador	17,1	14,1	21,6%	28,6	26,9	6,2%
(+) IRPJ/CSLL	-176,2	149,7	n.a	13,3	333,4	-96,0%
(-) Equivalência Patrimonial	-138,8	-131,2	5,9%	-294,2	-281,1	4,7%
(+) Resultado Financeiro	351,9	240,2	46,5%	703,5	492,7	42,8%
(+) Depreciação/Amortização	8,3	9,9	-16,2%	16,9	18,8	-10,0%
(=) EBITDA IFRS	277,5	819,1	-66,1%	1.396,6	1.770,2	-21,1%
(+) Equivalência Patrimonial	138,8	131,2	5,9%	294,2	281,1	4,7%
(=) EBITDA IFRS CVM 156/2022	416,3	950,3	-56,2%	1.690,7	2.051,3	-17,6%

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

(R\$ milhões)	Consolidado					
	2T25	2T24	Var (%)	1S25	1S24	Var (%)
EBITDA IFRS (CVM 156/22)	416,3	950,3	-56,2%	1.690,8	2.051,4	-17,6%
(-) Receita de implementação da infraestrutura	-1.380,7	-832,4	65,9%	-2.712,1	-1.847,0	46,8%
(-) Remuneração dos ativos de concessão	64,6	-682,2	n.a	-942,6	-1.536,3	-38,6%
(-) Ganho de eficiência na implementação da infraestrutura	17,9	-20,9	n.a	10,7	-43,7	n.a
(-) Receita de O&M	-318,8	-318,2	0,2%	-651,5	-653,0	-0,2%
(+) Receita de uso da rede elétrica	1.163,6	1.260,5	-7,7%	2.445,4	2.531,6	-3,4%
(+) Outras receitas	1,0	1,4	-30,0%	4,5	4,6	-1,3%
(+) PIS e COFINS diferidos	48,2	41,5	16,2%	161,2	123,7	30,3%
(+) Custo de implementação da infraestrutura	1.102,1	640,2	72,2%	2.210,1	1.475,3	49,8%
(-) Custo de O & M	7,8	10,0	-22,2%	12,0	13,7	-11,9%
(-) Despesas gerais e administrativas	3,9	-0,1	n.a	7,8	-2,0	n.a
(-) Equivalência patrimonial	-47,3	-31,9	48,3%	-127,6	-102,7	24,2%
(-) Outras receitas (despesas) operacionais	-31,2	-28,1	11,0%	-63,0	-49,0	28,4%
EBITDA REGULATÓRIO (CVM 156/22)	881,1	990,3	-11,0%	1.879,4	1.966,4	-4,4%
(-) Equivalência Patrimonial	-91,5	-99,2	-7,8%	-166,6	-178,4	-6,6%
EBITDA REGULATÓRIO	789,6	891,0	-11,4%	1.712,8	1.788,0	-4,2%

ENDIVIDAMENTO

Empréstimos e Financiamentos R\$ (milhões)	30/06/2025	31/12/2024	Var (%)
Dívida Bruta³	14.112,1	13.273,8	6,3%
Curto Prazo	348,9	1.204,0	-71,0%
Longo Prazo	13.763,2	12.069,8	14,0%
Disponibilidades Consolidadas	1.830,3	3.400,7	-46,2%
ISA ENERGIA BRASIL e Controladas	1.281,5	3.044,0	-57,9%
Subsidiárias controladas em conjunto ¹	548,7	356,7	53,8%
Dívida Líquida²	12.830,5	10.229,8	25,4%

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 Paraguçu 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.

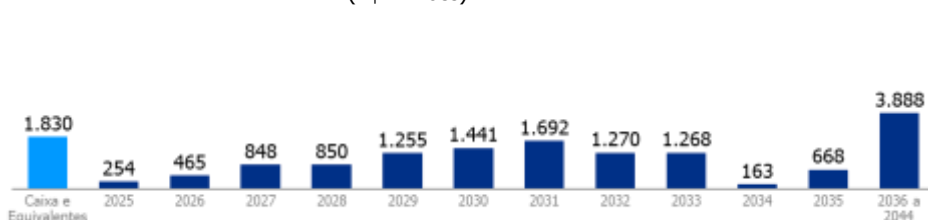
A dívida bruta da Companhia atingiu R\$ 14.112,1 milhões no 2T25, aumento de R\$ 838,3 milhões (+6,3%) em relação ao saldo final do 4T24. A Companhia também encerrou o 2T25 com o total de R\$ 1.830,3 milhões em disponibilidades (-46,2% vs. 31 de dezembro de 2024). Ao excluir as disponibilidades das empresas controladas em conjunto, a dívida líquida da Companhia atingiu R\$ 12.830,5 milhões em 30 de junho de 2025 com aumento de R\$ 2.600,8 milhões (+25,4%) em comparação à dívida líquida em 31 de dezembro de 2024.

O aumento se deve às captações realizadas no primeiro trimestre de 2025 (18ª emissão de debêntures e 4º desembolso do BNDES) e parcialmente compensado com a liquidação da 7ª Emissão de debêntures realizada em abril de 2025 no montante de R\$ 928,4 milhões. Não houve novas captações no 2T25.

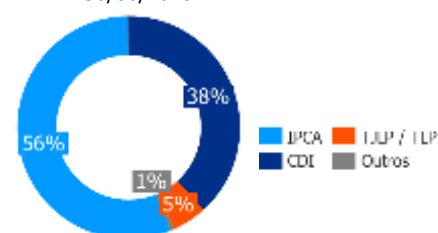
Os avanços de 265 bps no CDI anualizado (vs. 4T24) e de 45 bps no IPCA dos últimos 12 meses levaram o custo médio nominal das dívidas da Companhia para 13,29% a.a. (vs. 11,83% a.a. no 4T24). Considerando o IPCA acumulado dos últimos 12 meses, o custo médio real* da dívida é 7,56%, com aumento de 93 bps (vs. 6,63% no 4T24).

O prazo médio da dívida consolidada da Companhia em 30 de junho de 2025 era de 7,6 anos (vs. 7,5 anos em 31 de dezembro de 2024) e seu perfil de amortização é compatível com a natureza do negócio, o que apresenta baixo risco, com 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
30/06/2025



Cabe destacar que apenas os contratos de financiamento com o BNDES (total de R\$ 707,7 milhões em 30 de junho 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 3,43x no 2T25, comparado a 2,72x no 4T24. A Companhia já iniciou as tratativas 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\$ 1.102,1 milhões no 2T25, com aumento de R\$ 461,9 milhões (+72,2%) em relação a 2T24. A variação é explicada, principalmente, pelo aumento de R\$ 423,0 milhões (+141,1%) em investimentos em projetos *greenfield*, com destaque para o montante investido nos projetos Piraquê e Riacho Grande, que receberam, respectivamente, R\$ 538,0 milhões e R\$ 77,1 milhões, compensando o fim dos investimentos nos projetos energizados entre períodos.



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



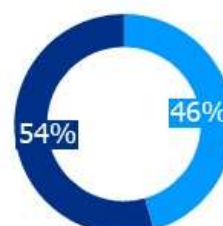
A renovação dos ativos é fundamental para a adequada gestão do sistema de transmissão e, além de garantir a excelência na prestação de serviço com confiabilidade e segurança, permite a redução de custos de operação e manutenção ("O&M") e traz maior longevidade aos ativos.

A Companhia investiu R\$ 379,3 milhões em R&M no 2T25, aumento de R\$ 38,9 milhões (+11,4%) em comparação com o mesmo período de 2024. Nesse período, a ISA ENERGIA BRASIL substituiu 426 equipamentos dentre os quais estão transformadores, disjuntores, chaves seccionadoras, sistemas de proteção e linhas de transmissão.

No segundo trimestre de 2025 a ISA ENERGIA BRASIL recebeu novas autorizações para executar projetos de R&M com investimento total aproximado de R\$ 275 milhões. Atualmente a Companhia possui cerca de R\$ 5,7 bilhões de investimentos em projetos de R&M já autorizados pela ANEEL que serão executados até 2029. Estes investimentos são remunerados conforme a Regulação e cabe destacar que a receita de aproximadamente 55% do investimento autorizado entre os anos de 2023 e 2027 refere-se a projetos de pequeno porte e, portanto, será habilitada somente na RTP prevista para acontecer em 2028, com pagamento da receita retroativa às respectivas datas de entrada em operação de cada projeto. Os demais projetos (grande porte) são autorizados com receita previamente definida via Resolução Autorizativa ("ReA") e passam a receber receita imediatamente após a entrada em operação.

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

R\$ 5,7 bilhões



Investimentos em Projetos *Greenfield*

Além de energizar o projeto Água Vermelha no 2T25 com antecipação de 16 meses em relação ao prazo ANEEL, no mesmo período a Companhia investiu R\$ 722,8 milhões em projetos licitados. O aumento de R\$ 423,0 milhões (+141,1%) em relação ao mesmo período de 2024 é devido, principalmente, aos investimentos de R\$ 538,0 milhões no projeto Piraquê e R\$ 77,1 milhões no projeto Riacho Grande, que se encontram em fase avançada de construção com 67% e 89% de avanço físico nas obras, respectivamente. O maior investimento nos projetos Piraquê e Riacho Grande compensou a redução de investimentos nos projetos Minuano e Triângulo Mineiro que foram energizados no 4T24 e 3T23, respectivamente.



A Companhia possui 5 projetos *greenfield* em execução com investimento ANEEL remanescente de aproximadamente R\$ 7,3 bilhões (termos reais junho/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, data base leilão)	ISA ENERGIA BRASIL (valor nominal, realizado até 30/06/25)
001/2020 (dez/2020)	Riacho Grande (Lote 7)	Em Obras	005/2021	IE Riacho Grande	SP	93,1	3T23	mar-26	89%	1.141,0	765,8
001/2022 (jun/2022)	Piraquê (Lote 3)	Em Obras	008/2022	ISA ENERGIA BRASIL	MG / ES	343,1	3T24	set-27	67%	3.653,6	2.695,9
	Jacarandá (Lote 6)	Em Obras	011/2022	IE Jaguar 8	SP	16,1	3T24	mar-26	61%	232,3	62,9
001/2023 (jun/2023)	Serra Dourada (Lote 1)	Licenciamento Ambiental	006/2023	ISA ENERGIA BRASIL	BA/MG	321,8	-	mar-29	21%	3.157,0	305,8
	Itatiaia (Lote 7)	Licenciamento Ambiental	012/2023	ISA ENERGIA BRASIL	RJ/MG	248,2	-	mar-29	23%	2.342,3	136,2
Total (5)						1.022,3		-	44%	10.526,2	3.966,5

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 (<i>Free Float</i>)	27.080.900	10,50%	395.801.044	98,72%	422.881.944	64,18%
Eletronbras	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: 30/06/2025

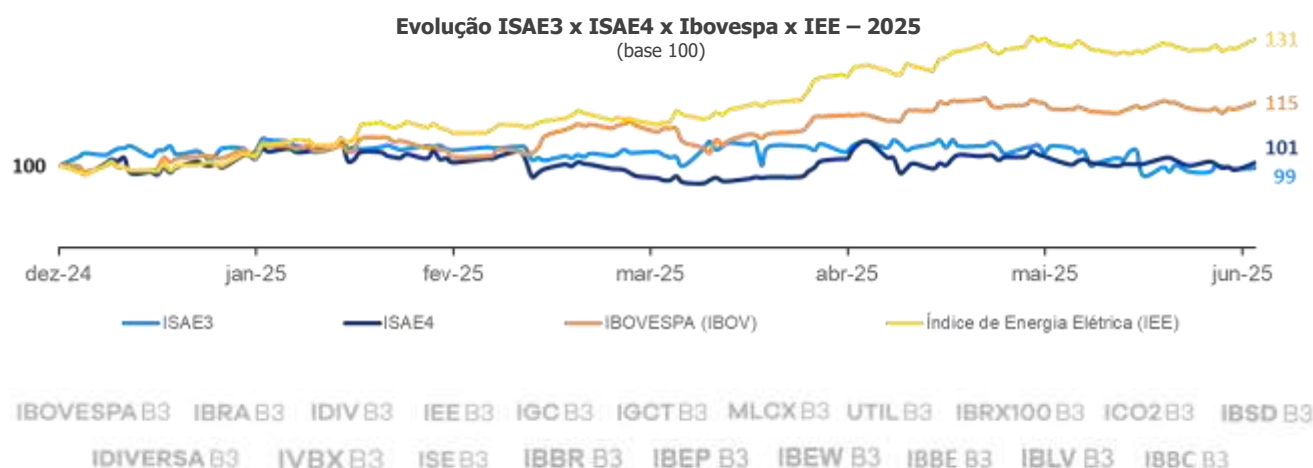
Desempenho das Ações

As ações ordinárias ("ISAE3") e preferenciais ("ISAE4") da ISA ENERGIA BRASIL encerraram o segundo trimestre de 2025 cotadas, respectivamente, a R\$ 30,31 (-3,8% vs. 1T25) e R\$ 23,18 (+3,8% vs. 1T25). Neste mesmo período, o Índice de Energia Elétrica ("IEE") e o Ibovespa apresentaram valorizações de 18,8% e 6,6%, respectivamente. A Companhia encerrou o 2T25 com valor de mercado de R\$ 17,1 bilhões e, neste mesmo período, o volume financeiro médio diário negociado ("ADTV"²) da ISAE4 foi de R\$ 45,7 milhões (-32,5% vs. 1T25).

Mercado de Capitais	2T25	2T24	1T25	1S25	1S24
	658.882.604	658.882.604	658.882.604	658.882.604	658.882.604
Valor de Mercado ¹ (R\$ bilhões)	17,1	19,3	17,1	17,1	19,3
ISAE3					
Volume médio/dia (mil ações)	3,1	2,1	3,5	3,3	2
Volume financeiro médio/dia - ADTV ² (R\$ mil)	96	70	111	104	76
Cotação Média (R\$)	31,45	33,72	31,64	31,54	33,96
Preço de fechamento (R\$)	30,31	34,09	31,52	30,31	30,31
ISAE4					
Volume médio/dia (mil ações)	1.982	3.331	2.908	2.445	3.111
Volume financeiro médio/dia - ADTV ² (R\$ mil)	45.697	86.235	67.739	56.718	70.497
Cotação Média (R\$)	23,05	25,80	23,26	23,16	76
Preço de fechamento (R\$)	23,18	26,26	22,34	23,18	26,26

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

Atualmente, a Companhia integra os seguintes índices: Índice Bovespa (Ibovespa B3), Índice Brasil Amplo (IBRA), Índice de Dividendos (IDIV), Índice de Energia Elétrica (IEE), Índice de Governança Corporativa (IGC), Índice de Governança Corporativa Trade (IGCT), Índice *MidLarge Cap* (MLCX), Índice de Utilidade Pública (UTIL), Índice Brasil 100 (IBRX100), Índice Carbono Eficiente (ICO2), Índice Bovespa *Smart* Dividendos (IBSD), Índice Bovespa BR+ (IBBR), Índice de Diversidade (IDVR), Índice Valor (IVBX), Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE), Índice Bovespa B3 Empresas Privadas (IBEP), Índice Bovespa B3 *Equal Weight* (IBEW), IBOV BR+ *Equal Weight* B3 (IBBE), Índice Bovespa *Smart Low Volatility* B3 (IBLV) e IBOV BR+ Cap 5% B3 (IBBC).



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").

Alinhados à agenda de desenvolvimento sustentável, os investimentos e iniciativas refletem a essência da Companhia em impulsionar uma transformação para um futuro sustentável, 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

Inauguração do Núcleo Conexão Cultural com cursos gratuitos em Guarulhos

A ISA ENERGIA BRASIL inaugurou o Núcleo Conexão Cultural em Guarulhos (SP), oferecendo 100 vagas gratuitas em cursos de Cultura Digital e Iluminação Cênica, com 196 horas cada, por meio da Lei de Incentivo à Cultura. A iniciativa é parte do Projeto Jacarandá e inclui material didático e cesta básica para os participantes, contribuindo com o desenvolvimento socioeconômico das comunidades do entorno onde atua.

ISA ENERGIA BRASIL avança no ranking do ISE B3

A ISA ENERGIA BRASIL foi listada pela terceira vez consecutiva no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3, alcançando a 24ª posição entre as 82 empresas selecionadas — um avanço de 17 posições em relação ao ano anterior. O resultado reflete a evolução da Companhia em temas como redução de emissões, diversidade e inclusão, governança e investimento social privado.

Relatório Anual de Sustentabilidade e Jornada Climática 2024

A ISA ENERGIA BRASIL divulgou seu Relatório Anual de Sustentabilidade 2024 onde celebrou os 25 anos da Companhia divulgando investimento recorde de R\$ 2,3 bilhões em projetos *greenfield* voltados à transição energética e mais de R\$ 3 milhões destinados a 50 projetos sociais incentivados e próprios.

A Companhia lançou, pelo segundo ano consecutivo, o Relatório de Jornada Climática, reforçando o seu papel como agente da transição energética no Brasil, com ações estruturadas em mitigação e adaptação. Entre os destaques: (i) redução de 20% nas emissões de SF₆ em três anos; (ii) compensação de 100% das emissões de GEE dos escopos 1, 2 (exceto perdas técnicas) e 3, (iii) apoio à conservação de mais de 40 mil hectares na Amazônia por meio do Programa Conexão Jaguar. O Relatório também detalha o Plano de Adaptação e Resiliência Climática, que avaliou 413 ativos com base em cenários científicos do IPCC (prática reconhecida internacionalmente como referência para a gestão de riscos climáticos), incorporando riscos e oportunidades aos planos estratégicos até 2050.

Destaque no Prêmio Melhores do ESG 2025 da Exame

A Companhia foi reconhecida como Destaque do Setor de Energia no Prêmio "Melhores do ESG 2025", promovido pela Exame, em parceria com o Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais ("IBMEC"). O reconhecimento reflete a atuação consistente da ISA ENERGIA BRASIL em 2024, ano que consolidou avanços relevantes em todas as frentes de sua atuação. Nesse período, a Companhia investiu R\$ 1,3 bilhão em melhorias no parque de transmissão e emitiu R\$ 1,8 bilhão em debêntures verdes.

Indicadores de Sustentabilidade

Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE)



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

As metas de redução de emissões de gases de efeito estufa ("GEE") da Companhia abrangem os Escopos 1 e 2, além de parte do Escopo 3 e as ações prioritárias estão concentradas na mitigação de emissões associadas ao gás SF₆, ao consumo de energia elétrica e ao uso de combustíveis.

As perdas de gás SF₆ representam mais de 70% das emissões de GEE dos Escopos 1 e 2 (excluindo perdas técnicas), o que justifica a manutenção de esforços contínuos para sua prevenção e, quando necessário, resposta rápida para controle. Entre as iniciativas implementadas, destacam-se o desenvolvimento e aplicação de novas técnicas de contenção de gás, mapeamento e priorização de manutenção em equipamentos críticos e redução no tempo de resposta após identificação de vazamentos. Como resultado, as perdas de SF₆ diminuíram 64,8% no 2T25 em relação ao mesmo período do ano anterior.

O consumo de energia aumentou 3,6% no segundo trimestre impulsionado pela energização de novos projetos no segundo semestre de 2024 e pela continuidade das obras de reforços e melhorias.

No 2T25, também foi registrado um acréscimo de 9,7% no consumo de água em comparação ao mesmo período de 2024, reflexo do volume significativo de obras em andamento.

Saúde e Segurança do Trabalho ("SST")

Foram registrados 10 acidentes sem afastamento e 3 com afastamento, envolvendo colaboradores próprios e terceiros. Diante do aumento no volume de obras em andamento, a Companhia tem redobrado seus esforços para fortalecer a cultura de segurança e preservar a vida, reafirmando seu compromisso com a integridade de todos os envolvidos nas operações.

Houve avanços significativos no sistema de gestão ISO 45.001, com inspeções em campo e foco na manutenção e no atendimento aos requisitos normativos, além de auditoria interna, tendo em vista a avaliação e melhoria contínua do SGSST.

Categoria / Colaboradores	2T24	2T25	Var (%)	1S24	1S25	Var (%)
Acidentes sem afastamento						
Próprios	0	1	N.A.	0	2	N.A.
Terceiros	3	9	2,0	3	11	2,7
Total	3	10	2,3	3	13	3,3
Acidentes com Afastamento						
Próprios	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Terceiros	1	3	2,0	0	5	1,5
Total	1	3	2	0	5	1,5
Acidentes com óbitos						
Próprios	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Terceiros	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Total	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Taxa de frequência de acidentes						
Próprios	0,0	1,3	N.A.	0,0	1,3	N.A.
Terceiros	1,8	2,1	0,1	1,2	1,5	0,2

Destaca-se também o início do programa de "Cultura de Segurança" junto às contratadas, reforçando o compromisso com práticas seguras que tem se refletido em ações concretas como o Plano de Segurança do Projeto Serra Dourada. Iniciativas como o Café Online de Segurança com líderes e a Campanha Maio Amarelo reforçaram valores essenciais para a preservação da vida de colaboradores e prestadores de serviço da Companhia.

Diversidade¹

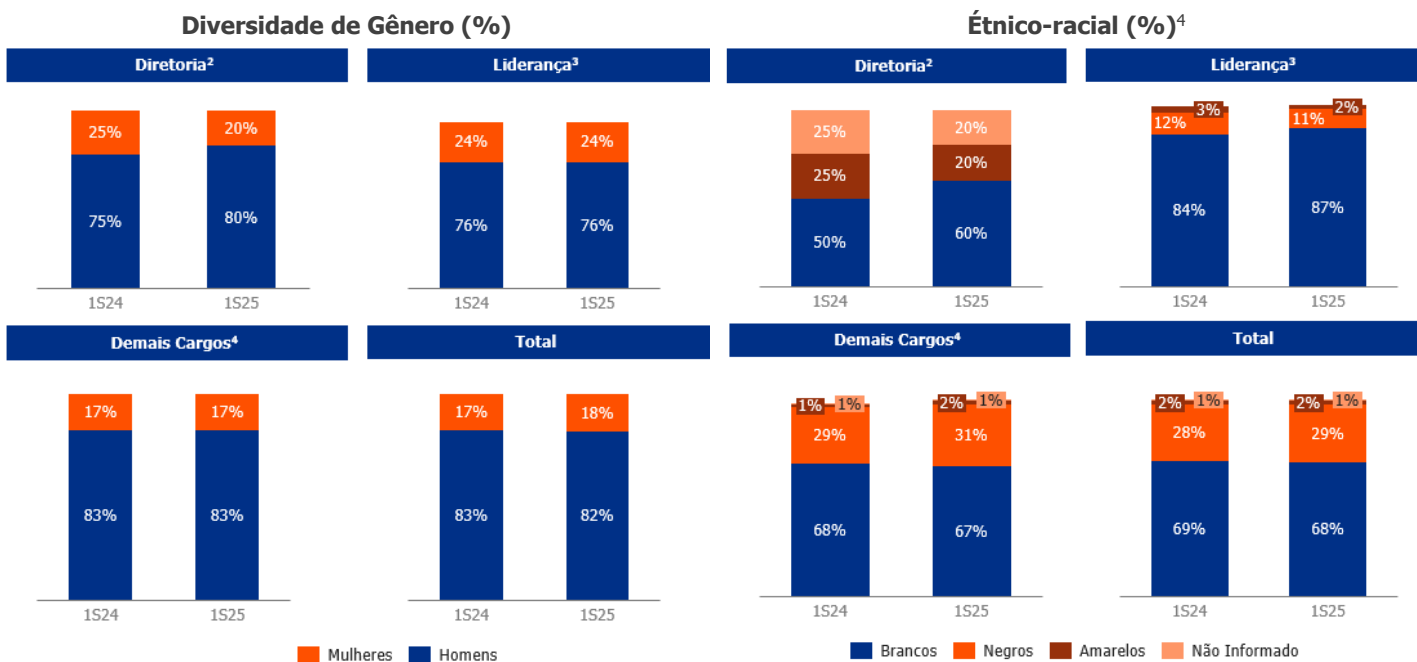
O Programa de Diversidade, Equidade e Inclusão da ISA ENERGIA BRASIL reúne iniciativas voltadas à atração, aceleração de carreira e desenvolvimento profissional. Com foco no acultramento e o letramento dos colaboradores, o programa também busca aprimorar processos de gestão do capital humano, direcionando estratégias para garantir um ambiente seguro, acolhedor e respeitoso com todas as formas de diversidade.

Neste trimestre, a Companhia relançou os grupos de afinidade com foco em quatro grupos socialmente sub-representados: Gênero, Raça e Etnia, Pessoas com Deficiência e LGBTI+. Foi estabelecida uma governança com executivos nomeados como *sponsors* de cada um desses pilares, fortalecendo uma pauta estratégica para o negócio.

A Companhia realizou a pesquisa Pulse de Diversidade, com o objetivo de mapear a percepção dos colaboradores sobre o tema. Adicionalmente, promoveu o Diálogo de Diversidade e Inclusão, atingindo cerca de 320 pessoas. As ações foram acompanhadas pelo fortalecimento de práticas inclusivas, de representatividade e respeito à diversidade como, por exemplo, a atuação de um comitê de recrutamento e seleção focado em ampliar a diversidade nos processos seletivos. Em junho, no mês do orgulho LGBTI+, foi realizada a live “Orgulho que Transforma”, com participação do Fórum de Empresas e Direitos LGBTI. No 2T25, a representatividade feminina em cargos de liderança se manteve em 24%, 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.



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

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

³ Diretores empregados, Gerentes e Coordenadores.

Comportamento ético

A Companhia recebeu 20 denúncias pela Linha Ética no 2T25 (+5% vs 2T24), reflexo da cultura de integridade e confiança das pessoas colaboradoras no canal de denúncias.

Duas denúncias seguem em análise e 18 foram encerradas, sendo duas confirmadas como conduta discriminatória. Os casos confirmados foram avaliados pelo Comitê de Ética, reportados ao Comitê de Auditoria e Riscos, com aplicação de medidas disciplinares e ações preventivas.

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 75% dos registros de forma digital, com o mesmo percentual optando pelo anonimato.



Conformidade Ambiental

A Companhia não registrou multas significativas¹ por não conformidade ambiental no período, tendo recebido apenas três autos de infração relacionados à ausência de declaração de volumes de água captados em 2024, cujas multas serão devidamente quitadas. Além disso, houve um auto por supressão de vegetação nativa que está sendo tratado com o órgão ambiental competente, e outro decorrente de queimada, para o qual foi proposto um Termo de Compromisso de Recuperação Ambiental (“TCRA”), atualmente em análise no âmbito de recurso administrativo.

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

EVENTOS SUBSEQUENTES

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 nº 3.481 ([clique aqui](#)), que estabeleceu a RAP da ISA ENERGIA BRASIL e suas empresas controladas e controladas em conjunto 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). De acordo com a REH nº 3.481, a RAP e os valores correspondentes à PA do Consolidado e empresas controladas em conjunto, líquida de PIS e COFINS passou a ser de R\$ 6.398,5 milhões no ciclo 2025/2026, ponderado pela participação da ISA ENERGIA BRASIL, base junho de 2025. Excluindo os valores correspondentes às PA's, a RAP consolidada do ciclo é de R\$ 6.372,8 milhões. Deste montante, 55,6% representam a RAP do contrato renovado, incluindo Reforços e Melhorias, RBSE e a parcela de Operação de Manutenção (O&M) do contrato. Além disso, 44,4% da RAP refere-se a contratos licitados provenientes de leilões de transmissão ou aquisições (M&A), sendo (i) 28,3% de empreendimentos em operação, ou seja, com RAP ativa e; (ii) 16,0% de empreendimentos em construção, que devem adicionar remuneração à Companhia conforme sejam concluídos.

OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES

Revisão Tarifária Periódica (RTP) - Contratos Licitados

RTP Licitadas 2025

Em julho de 2025, foi publicada a Resolução Homologatória nº 3.475/2025 ([clique aqui](#)), a qual reposicionou a RAP dos contratos dos empreendimentos licitados com RTP prevista para o ciclo tarifário em julho de 2024, entre eles: 026/2009 (IE Serra do Japi), 001/2020 (Evrecy), 006/2020 (IE Tibaji), 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%:

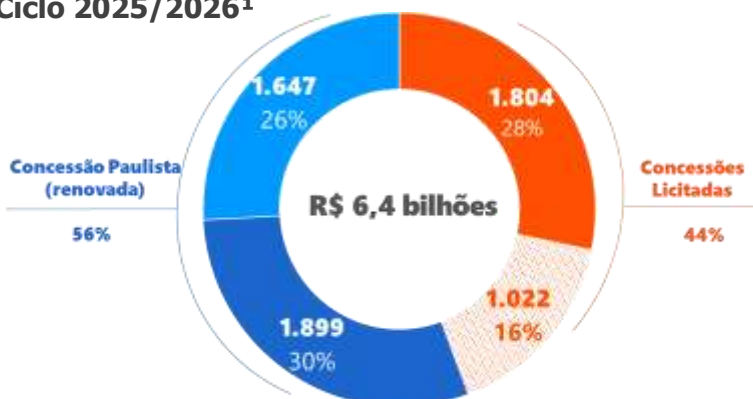
RTP 2025 Licitadas								
Empresa	Particip. ISA ENERGIA BRASIL (%)	Contrato	RAP (R\$ milhões, sem PA)			Índice Reposicionamento		Impacto na RAP (A x B) (R\$ milhões)
			Vigente (jun/24) (A)	Revisada (jun/25)	var R\$	Nominal	Real (B)	
IE SERRA DO JAPI	100%	026/2009	55,3	62,4	+7,1	12,86%	7,16%	4,0
EVRECY	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 25/26

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 25/26).

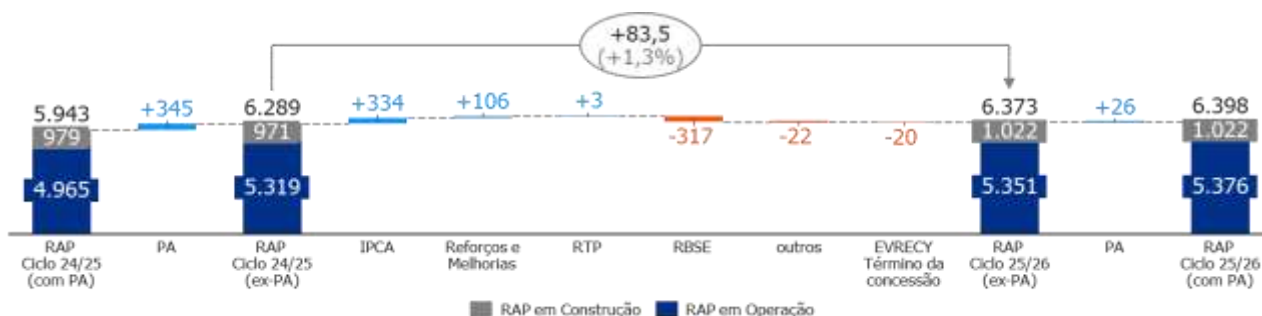
RAP Ciclo 2025/2026¹



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 do contrato renovado (059/2001), incluindo Reforços e Melhorias, RBSE e a parcela de Operação de Manutenção (O&M), representa 56% do total, enquanto 44% referem-se a contratos licitados provenientes de leilões de transmissão ou aquisições (M&A).

Evolução da RAP Ciclo¹ (milhões)



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

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

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

Além disso, a resolução também definiu valores das PAs 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 PROINFA.

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		Total		
ISA ENERGIA BRASIL	059/2001	O&M	IPCA	813	43	95	0	-22	929	80	1.009	813	14,3%
		R&M	IPCA	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%
IE NNE	001/2008	IE NNE	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.

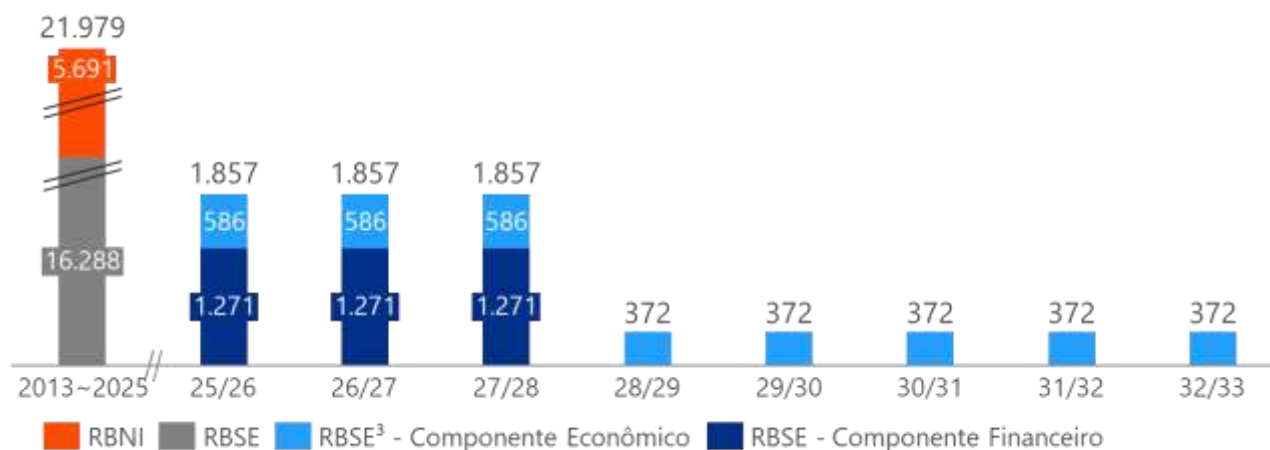
Em reunião de Diretoria realizada no dia 10 de junho de 2025, a Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") decidiu sobre o pedido interposto por agentes de mercado sobre Resolução Homologatória 2.851/21, que trata dos cálculos apresentados no âmbito do pagamento do componente financeiro da RBSE – 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 através de uma ação contra a SEFAZ.

Esta ação de cobrança foi julgada favorável à Companhia em 2ª instância. Em agosto de 2017, a SEFAZ interpôs Recurso Especial para o STJ, que aguarda análise de admissibilidade. Em 31 de março de 2025, o valor registrado no balanço da Companhia é de cerca de R\$ 2,6 bilhões, líquido da provisão para perdas sobre realização de créditos, realizada em 2013.

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

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

Em outubro de 2024, o STJ, por convenção das partes para tentativa de conciliação, suspendeu por 180 (cento e oitenta) dias o trâmite processual da ação de cobrança. Em 22 de maio de 2025 foi realizada audiência de instalação da mediação no Centro Judiciário de Solução de Conflitos do Superior Tribunal de Justiça ("CEJUSC/STJ") com a presença da Procuradoria do Estado de São Paulo. Renovou-se o prazo de suspensão do processo por mais 180 dias. A tentativa de conciliação amigável não significa prejuízo aos direitos da Companhia e não altera qualquer decisão judicial vigente ou o atual fluxo de pagamentos. Caso a tentativa de conciliação seja infrutífera, o processo voltará a fluir como anteriormente.

GLOSSÁRIO

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Greenfield - projetos de crescimento por meio de leilões.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

IE - Interligação Elétrica.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

MME – Ministério de Minas e Energia.

O&M - Operação e Manutenção.

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

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

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

PMSO - Pessoal, Materiais, Serviços e Outros.

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

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

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento.

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

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

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

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

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

RGR - Reserva Global de Reversão.

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

TCU - Tribunal de Contas da União.

TFSEE - Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica.

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

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

ANEXOS

Anexo I – Projetos *Greenfield* desde 2016| Crescimento

Leilão (data)	Lote	Projeto	Situação Atual	Contrato	Empresa	Investimento ANEEL Participação ISA ENERGIA BRASIL	RAP ISA ENERGIA BRASIL Ciclo 2025/2026	Obras		Antecip. (meses)	CapEx ISA ENERGIA BRASIL até 30/06/2025 (R\$ milhões)	Eficiência CapEx Real (vs ANEEL)
								Início	Fim			
013/2015 (out/2016)	3	Paraguaçu	Operacional	003/2017	IE Paraguaçu	254,8	162,4	2T19	3T22	-5	333,4	-12,3%
	4	Aimorés	Operacional	004/2017	IE Aimorés	170,6	108,8	2T19	2T22	-3	197,5	-0,8%
	21	Itaúnas	Operacional	018/2017	IE Itaúnas	297,8	72,1	3T18	4T23	-10	373,8	-4,6%
005/2016 (abr/2017)	1	Ivaí	Operacional	022/2017	IE Ivaí	968,2	398,7	4T19	4T22	-3	1.050,4	9,5%
	5	Tibagi	Operacional	026/2017	IE Tibagi	134,6	23,7	3T18	4T20	8	117,5	20,2%
	6	Itaquerê	Operacional	027/2017	IE Itaquerê	397,7	70,8	3T18	3T20	11	255,9	40,8%
	29	Aguapeí	Operacional	046/2017	IE Aguapeí	601,9	83,2	3T19	1T21	6	363,4	46,1%
	25	Bauru	Operacional	042/2017	IE Jaguar 6	125,8	16,2	2T18	3T19	18	63,0	53,5%
002/2018 (jun/2018)	10	Lorena	Operacional	021/2018	IE Itapura	237,9	18,3	3T19	4T21	11	126,1	52,1%
	1	Biguaçu	Operacional	012/2018	IE Biguaçu	641,4	56,3	1T21	3T22	13	456,0	38,9%
002/2019 (dez/2019)	1	Minuano	Operacional	001/2020	Evrecy	681,6	53,0	3T22	4T24	4	737,0	14,0%
	6	Três lagoas	Operacional	006/2020	IE Tibagi	98,8	7,5	2T21	2T22	12	87,1	21,6%
	7	Triângulo Mineiro	Operacional	007/2020	IEMG	553,6	46,1	1T22	3T23	20	519,6	23,6%
001/2020 (dez/2020)	7	Riacho Grande	Em Obras	005/2021	IE Riacho Grande	1.140,6	93,1	3T23	-	-	765,8	-
001/2022 (jun/2022)	3	Piraquê	Em Obras	008/2022	ISA ENERGIA	3.653,6	343,1	3T24	-	-	2695,9	-
	6	Jacarandá	Em Obras	011/2022	IE Jaguar 8	232,3	16,1	3T24	-	-	62,9	-
001/2023 (jun/2023)	1	Serra Dourada	Licenciamento Ambiental	006/2023	ENERGIA BRASIL	3.157,0	321,8	-	-	-	305,8	-
	7	Itatiaia	Licenciamento Ambiental	012/2023	ENERGIA BRASIL	2.342,3	248,2	-	-	-	136,2	-
	9	Água Vermelha	Operacional	014/2023	IE Tibagi	94,2	8,5	3T24	2T25	16	87,1	29,3%
Projetos em Operação (14)						5.258,9	1.125,4	-	-	1	4.767,8	23,3%
Controladas 100% em Operação (9)						3.771,1	447,1	-	-	7	3.186,5	30,5%
Controladas em Conjunto em Operação (3)						1.393,6	669,9	-	-	-3	1.581,3	4,2%
Projetos em Construção (5)						10.525,8	1.022,3	-	-	-	3.966,5	-
Total (19)						15.784,7	2.147,8	-	-	1	8.734,3	23,3%

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

Anexo II – Investimentos em Projetos

Investimentos (R\$ milhões)	Consolidado + Controladas em Conjunto					
	2T25	2T24	Var (%)	1S25	1S24	Var (%)
Projetos <i>Brownfield</i>	0,0	0,0	N.A	0,0	0,0	N.A
Reforços/Melhorias	379,3	340,4	11,4%	685,3	583,5	17,4%
Projetos <i>Greenfield</i>	722,8	299,8	141,1%	1.524,8	891,8	71,0%
Piraquê	538,0	149,0	261,0%	1.075,3	505,7	112,7%
Riacho Grande	77,1	48,7	58,4%	235,7	99,8	136,1%
Serra Dourada	48,8	37,2	31,0%	93,9	118,8	-21,0%
Água Vermelha	16,0	3,2	396,8%	52,2	6,0	771,4%
Itatiaia	19,7	5,2	279,2%	40,3	57,2	-29,5%
Jacarandá	23,1	1,8	1205,1%	27,4	3,0	825,5%
Minuano	0,0	48,4	-100,0%	0,0	90,7	-100,0%
Triângulo Mineiro	0,0	9,0	-100,0%	0,0	12,2	-100,0%
Biguaçu	0,0	-7,8	N.A	0,0	-7,0	N.A
Itapura-Lorena	0,0	1,5	-100,0%	0,0	2,0	-100,0%
Tibagi	0,0	-0,2	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	3,6	-100,0%	0,0	3,6	-100,0%
Itaúnas	0,0	0,2	-100,0%	0,0	0,2	-100,0%
Total	1.102,1	640,2	72,2%	2.210,1	1.475,3	49,8%

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	
	30/06/2025	31/12/2024
CIRCULANTE		
Caixa e equivalentes de caixa	653.574	2.914.747
Aplicações financeiras	1.176.687	485.995
Contas a Receber - Concessionárias e Permissionárias	588.981	259.819
Estoques	45.660	39.928
Serviços em Curso	0	0
Tributos e contribuições a compensar	444.644	453.046
Instrumentos financeiros derivativos	26.668	41.658
Créditos com partes relacionadas	127.962	118.989
Despesas pagas antecipadamente	45.975	19.461
Caixa restrito	0	1.273
Outros	126.892	221.724
	3.237.043	4.556.640
NÃO CIRCULANTE		
Realizável a longo prazo		
Caixa restrito	18.889	17.862
Contas a receber - Concessionárias e Permissionárias	214.298	624.135
Valores a receber - Secretaria da Fazenda	2.653.970	2.563.255
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	363	438
Cauções e depósitos vinculados	44.590	43.650
Créditos com controladas	0	0
Instrumentos financeiros derivativos	12.561	84.715
Outros	92.360	93.364
	3.037.031	3.427.419
Investimentos	1.888.005	1.721.387
Imobilizado	18.201.479	16.478.040
Intangível	1.774.851	1.782.527
	21.864.335	19.981.954
	24.901.366	23.409.373
Total do Ativo	28.138.409	27.966.013

Passivo e Patrimônio Líquido (R\$ mil)	Consolidado	
	30/06/2025	31/12/2024
CIRCULANTE		
Empréstimos e financiamentos	88.762	82.056
Debêntures	246.018	1.109.914
Arrendamento	14.086	12.020
Instrumentos financeiros derivativos	23.396	0
Fornecedores	253.953	184.644
Tributos e encargos sociais a recolher	249.750	139.168
Imposto de renda e contribuição social diferidos	0	0
Encargos regulatórios a recolher	53.247	66.750
Juros sobre capital próprio e dividendos a pagar	6.519	1.408.488
Obrigações trabalhistas	75.794	71.658
Valores a pagar – Funcesp	757	351
Outros	98.526	271.133
	1.110.808	3.346.182
NÃO CIRCULANTE		
Exigível a longo prazo		
Empréstimos e financiamentos	704.383	651.766
Debêntures	13.022.977	11.392.559
Arrendamento	35.828,0	25.489
Instrumentos financeiros derivativos	23.765	0
Fornecedores	2.229	1.393
Benefício a Empregados - Déficit Atuarial	0	0
PIS e COFINS diferidos	29.777	38.083
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.678.737	1.675.869
Encargos Regulatórios a recolher	27.173	30.763
Provisões	153.480	193.721
Reserva Global de Reversão - RGR	0	0
Obrigações vinculadas à concessão do serviço	678.503	683.178
Outros	338	610
	16.357.190	14.693.431
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social	3.590.020	3.590.020
Reservas de capital	666	666
Reservas de lucro	3.697.689	2.958.714
Reserva de Reavaliação	2.705.763	2.846.948
Outros Resultados Abrangentes	127.545	173.351
	10.121.683	9.569.699
Participação de não controladores nos fundos de investimentos	548.730	356.701
	10.670.413	9.926.400
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	28.138.411	27.966.013

Anexo IV - Demonstração de Resultado Regulatório

Demonstração de Resultado (R\$ mil)	Consolidado					
	2T25	2T24	Var (%)	1S25	1S24	Var (%)
Receita Operacional Bruta	1.174.144	1.271.772	-7,7%	2.468.120	2.552.840	-3,3%
Receita de Uso da Rede Elétrica	1.163.603	1.260.536	-7,7%	2.445.424	2.531.556	-3,4%
Outras	10.541	11.236	-6,2%	22.696	21.284	6,6%
(-) Deduções à Receita Operacional	-145.513	-159.387	-8,7%	-307.637	-332.316	-7,4%
Tributos e Contribuições sobre a Receita	-101.351	-113.082	-10,4%	-213.887	-227.267	-5,9%
Encargos Regulatórios	-44.162	-46.305	-4,6%	-93.750	-105.049	-10,8%
(=) Receita Operacional Líquida	1.028.631	1.112.385	-7,5%	2.160.483	2.220.524	-2,7%
(-) Custos e Despesas Operacionais	-421.230	-383.688	9,8%	-808.803	-742.361	9,0%
Pessoal	-103.937	-112.506	-7,6%	-213.914	-222.110	-3,7%
Material	-7.104	-7.752	-8,4%	-11.223	-11.412	-1,7%
Serviços	-52.013	-53.640	-3,0%	-91.954	-97.163	-5,4%
Depreciação	-215.793	-180.060	19,8%	-423.781	-348.854	21,5%
Outros	-42.383	-29.730	42,6%	-67.929	-62.822	8,1%
(=) Resultado do Serviço	607.401	728.697	-16,6%	1.351.680	1.478.163	-8,6%
(+/-) Resultado Financeiro	-351.730	-240.101	46,5%	-703.118	-492.493	42,8%
Rendimento de Aplicações Financeiras	72.948	49.972	46,0%	153.361	89.830	70,7%
Resultado da Variação Monetária Líquida	-126.121	-70.462	79,0%	-287.755	-197.754	45,5%
Juros Ativo/Passivos	-1.293	-172	651,7%	-2.815	-158	1681,6%
Juros/Encargos sobre empréstimos	-324.406	-215.836	50,3%	-596.754	-379.474	57,3%
Outras	27.142	-3.603	n.a	30.845	-4.937	n.a
(=) Resultado Operacional	255.670	488.596	-47,7%	648.562	985.670	-34,2%
(-) Equivalência Patrimonial	91.505	99.249	-7,8%	166.618	178.420	-6,6%
(-) Outras Receitas/Despesas Operacionais	-33.651	-17.757	89,5%	-62.668	-39.077	60,4%
(=) Resultado Anterior aos Tributos	313.524	570.088	-45,0%	752.512	1.125.013	-33,1%
(-) IR e CSLL	-40.782	-130.433	-68,7%	-130.946	-263.276	-50,3%
Corrente	11.308	-175.719	n.a	-83.625	-345.461	-75,8%
Diferido	-52.090	45.286	n.a	-47.321	82.185	n.a
(=) Lucro/Prejuízo Consolidado	272.742	439.655	-38,0%	621.566	861.737	-27,9%
(-) Partic. Acionista não Controlador	-17.101	-14.062	21,6%	-28.572	-26.899	6,2%
(=) Lucro/Prejuízo	255.641	425.593	-39,9%	592.994	834.838	-29,0%

Anexo V – Fluxo de Caixa Indireto – Regulatório¹

Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais (R\$ mil)	Consolidado	
	1S25	1S24
Fluxo de caixa das atividades operacionais	1.694.410	1.546.478
Lucro líquido do período	621.566	861.737
Benefício a empregados – déficit atuarial	0	22.312
PIS e COFINS diferidos	-8.306	-6.483
Depreciação e amortização	467.194	402.890
Imposto de renda e contribuição social diferidos	47.320	-82.182
Provisão para Demandas judiciais	-42.661	13.650
Custo residual de ativo imobilizado/intangível baixado	20.881	16.988
Benefício fiscal – ágio incorporado	18	18
Realização de ativo da concessão na aquisição de controlada	0	0
Realização da perda em controlada em conjunto	0	0
Resultado de equivalência patrimonial	-166.618	-178.420
Receita sobre aplicações financeiras	-57.166	-51.351
Juros e variações cambiais sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	877.386	568.197
Juros e variações monetárias e cambiais sobre ativos e passivos	-40.288	6.021
Instrumento Financeiro	3.655	0
Transações com acionistas não controladores	-28.572	-26.899
(Aumento) diminuição de ativos	38.185	130.373
Caixa restrito	0	0
Contas a receber – Concessionárias e Permissionárias	80.675	124.193
Estoques	-5.732	-6.220
Valores a receber - Secretaria da Fazenda	-90.715	-90.188
Tributos e contribuições a compensar	73.103	-86.558
Despesas pagas antecipadamente	-26.514	-25.847
Cauções e depósitos vinculados	-73	527
Crédito com controladas	0	0
Outros	7.441	214.466
Aumento (diminuição) de passivos	-14.062	26.670
Fornecedores	70.145	-28.787
Tributos e encargos sociais a recolher	193.939	401.527
Obrigações trabalhistas	4.136	3.684
Pagamentos de impostos	-82.747	-76.093
Encargos regulatórios a recolher	-10.901	6.031
Provisões	-4.762	-16.725
Valores a pagar Vivest	406	-29
Reserva Global de Reversão	-1.240	-1.240
Obrigações vinculadas à concessão do serviço	-7.646	-50.632
Benefício pós emprego - passivo atuarial	0	-18.178
Outros	-175.392	-192.888
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais	1.718.533	1.703.521
Caixa gerado (utilizado) nas atividades de investimentos	-2.624.965	-2.225.248
Caixa restrito	246	5.790
Aplicações financeiras	-2.925.957	-3.646.078
Resgates de Aplicações financeiras	2.484.460	2.752.398
Imobilizado	-2.183.714	-1.399.448
Investimentos	0	0
Caixa adquirido em combinação de negócios	0	0
Dividendos recebidos	0	62.090
Caixa utilizado nas atividades de financiamentos	-1.354.741	347.399
Adições Empréstimos e Debêntures	1.446.492	2.396.381
Pagamentos Empréstimos e Debêntures (principal)	-988.165	-478.649
Pagamentos Empréstimos e Debêntures (juros)	-508.518	-318.039
Pagamentos Arrendamento Mercantil (principal e juros)	-8.500	-10.012
Pagamentos Arrendamento Mercantil (juros)	0	0
Instrumentos financeiros derivativos	39.856	-3.223
Integralização de capital	0	0
Dividendos e juros sobre capital próprios pagos	-1.335.906	-1.239.059
Aumento (redução) líquido em caixa e equivalentes de caixa	-2.261.173	-174.328
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	2.914.747	245.819
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	653.574	71.491
Variação em caixa e equivalentes de caixa	-2.261.173	-174.328

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)	2T25	2T24	Var (%)	1S25	1S24	Var (%)
Receita Operacional Bruta	200.362	222.346	-9,9%	392.781	410.681	-4,4%
Deduções à receita operacional	-27.241	-25.334	7,5%	-52.416	-48.026	9,1%
Receita Operacional Líquida	173.121	197.012	-12,1%	340.365	362.655	-6,1%
Custos e Despesas	-15.686	-9.364	67,5%	-36.184	-31.355	15,4%
Depreciação	-36.493	-36.383	0,3%	-73.383	-67.618	8,5%
EBITDA	157.301	180.007	-12,6%	304.064	329.432	-7,7%
Resultado do Serviço	120.943	151.265	-20,0%	230.798	263.682	-12,5%
Resultado Financeiro	-10.539	-18.600	-43,3%	-26.765	-41.938	-36,2%
Outras receitas/despesas líquidas	-134	-7.642	-98,2%	-117	-1.867	-93,8%
Lucro antes do IR & CSLL	110.270	125.024	-11,8%	203.917	219.877	-7,3%
IR & CSLL*	-21.129	-19.840	6,5%	-41.706	-26.981	54,6%
Lucro líquido	89.140	105.184	-15,3%	162.211	192.895	-15,9%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (51%) no EBITDA	80.224	91.803	-12,6%	155.073	168.010	-7,7%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (51%) no Lucro	45.461	53.644	-15,3%	82.728	98.377	-15,9%
IE GARANHUNS						
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	2T25	2T24	Var (%)	1S25	1S24	Var (%)
Receita Operacional Bruta	41.537	45.237	-8,2%	82.904	79.798	3,9%
Deduções à receita operacional	-5.491	-5.291	3,8%	-10.913	-10.633	2,6%
Receita Operacional Líquida	36.046	39.946	-9,8%	71.991	69.164	4,1%
Custos e Despesas	-3.797	-3.436	10,5%	-8.181	-7.237	13,0%
Depreciação	-6.355	-6.349	0,1%	-12.712	-12.697	0,1%
EBITDA	32.249	36.510	-11,7%	63.810	61.927	3,0%
Resultado do Serviço	25.894	30.162	-14,2%	51.098	49.230	3,8%
Resultado Financeiro	-167	-933	-82,1%	-1.183	-2.182	-45,8%
Outras receitas/despesas líquidas	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Lucro antes do IR & CSLL	25.727	29.229	-12,0%	49.915	47.048	6,1%
IR & CSLL*	-1.582	-553	185,9%	-3.073	-1.455	111,1%
Lucro líquido	24.145	28.675	-15,8%	46.842	45.592	2,7%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (51%) no EBITDA	16.447	18.620	-11,7%	32.543	31.583	3,0%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (51%) no Lucro	12.314	14.624	-15,8%	23.890	23.252	2,7%
IE AIMORÉS						
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	2T25	2T24	Var (%)	1S25	1S24	Var (%)
Receita Operacional Bruta	28.454	27.380	3,9%	56.909	56.079	1,5%
Deduções à receita operacional	-2.977	-2.998	-0,7%	-5.954	-6.069	-1,9%
Receita Operacional Líquida	25.477	24.382	4,5%	50.955	50.010	1,9%
Custos e Despesas	-1.698	-1.061	60,0%	-3.354	-2.308	45,3%
Depreciação	-2.798	-2.720	2,9%	-5.442	-5.440	0,0%
EBITDA	23.779	23.321	2,0%	47.601	47.702	-0,2%
Resultado do Serviço	20.981	20.601	1,8%	42.159	42.262	-0,2%
Resultado Financeiro	927	598	55,0%	1.329	1.032	28,8%
Outras receitas/despesas líquidas	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Lucro antes do IR & CSLL	21.908	21.199	3,3%	43.488	43.294	0,4%
IR & CSLL*	-2.100	-2.091	0,4%	-4.614	-4.168	10,7%
Lucro líquido	19.808	19.108	3,7%	38.874	39.126	-0,6%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no EBITDA	11.890	11.661	2,0%	23.801	23.851	-0,2%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no Lucro	9.904	9.554	3,7%	19.437	19.563	-0,6%

IE PARAGUAÇU						
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	2T25	2T24	Var (%)	1S25	1S24	Var (%)
Receita Operacional Bruta	42.384	40.865	3,7%	84.045	82.138	2,3%
Deduções à receita operacional	-4.718	-4.300	9,7%	-9.365	-8.547	9,6%
Receita Operacional Líquida	37.666	36.565	3,0%	74.680	73.591	1,5%
Custos e Despesas	-2.189	-1.781	22,9%	-4.368	-3.827	14,1%
Depreciação	-4.732	-4.615	2,5%	-9.304	-9.230	0,8%
EBITDA	35.477	34.784	2,0%	70.312	69.764	0,8%
Resultado do Serviço	30.745	30.169	1,9%	61.008	60.534	0,8%
Resultado Financeiro	2.244	1.230	82,4%	3.706	1.971	88,0%
Outras receitas/despesas líquidas	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Lucro antes do IR & CSLL	32.989	31.399	5,1%	64.714	62.505	3,5%
IR & CSLL*	-2.620	-3.814	-31,3%	-6.044	-7.323	-17,5%
Lucro líquido	30.369	27.585	10,1%	58.670	55.182	6,3%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no EBITDA	17.739	17.392	2,0%	35.156	34.882	0,8%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no Lucro	15.185	13.793	10,1%	29.335	27.591	6,3%

IE IVAÍ						
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	2T25	2T24	Var (%)	1S25	1S24	Var (%)
Receita Operacional Bruta	104.217	100.221	4,0%	209.962	201.976	4,0%
Deduções à receita operacional	-10.928	-10.731	1,8%	-22.011	-21.619	1,8%
Receita Operacional Líquida	93.289	89.490	4,2%	187.951	180.357	4,2%
Custos e Despesas	-4.598	-4.744	-3,1%	-10.014	-9.369	6,9%
Depreciação	-13.462	-14.811	-9,1%	-27.086	-29.640	-8,6%
EBITDA	88.741	84.746	4,7%	177.986	170.988	4,1%
Resultado do Serviço	75.230	69.934	7,6%	150.852	141.348	6,7%
Resultado Financeiro	-49.092	-46.803	4,9%	-116.872	-112.146	4,2%
Outras receitas/despesas líquidas	49	0	N.A.	49	0	N.A.
Lucro antes do IR & CSLL	26.187	23.132	13,2%	34.029	29.202	16,5%
IR & CSLL*	-8.903	-7.865	13,2%	-11.570	-9.929	16,5%
Lucro líquido	17.283	15.267	13,2%	22.459	19.273	16,5%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no EBITDA	44.370	42.373	4,7%	88.993	85.494	4,1%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no Lucro	8.642	7.634	13,2%	11.229	9.637	16,5%

Anexo VII – Covenants (R\$ milhões)

BNDES (apuração anual)	
Dívida Líquida 30/06/25	14.204,4
EBITDA últimos 12 meses	4.139,7
Dívida Líquida/EBITDA 30/06/25	3,43
Patrimônio Líquido 30/06/25	21.150,7
Dívida Liq./(Dívida Liq. + PL) 30/06/25	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 30/06/2025, soma o montante de R\$ 707,8 milhões em que os contratos possibilitam pré-pagamento.

Os indicadores são apurados ao final de cada exercício social. Para fins de cálculo e comprovação dos referidos índices, a Companhia deverá consolidar todas as controladas e controladas em conjunto (de forma proporcional à sua participação), desde que detenha participação acionária igual ou superior a 10%. O EBITDA é calculado de acordo com a metodologia definida nos contratos. A última apuração ocorreu em 31 de dezembro de 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 **3,43x** no 2T25. 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	
	30/06/2025	31/12/2024
CIRCULANTE		
Caixa e equivalentes de caixa	653.574	2.914.747
Aplicações Financeiras	1.176.687	485.995
Ativo de concessão	3.782.091	3.604.640
Tributos e contribuições a compensar	444.644	453.046
Instrumentos financeiros derivativos	26.668	41.658
Créditos com partes relacionadas	127.518	142.546
Outros	394.239	296.817
	6.605.421	7.939.449
NÃO CIRCULANTE		
Realizável a longo prazo		
Ativo de concessão	29.154.745	27.442.183
Valores a receber - Secretaria da Fazenda	12.561	84.715
Cauções e depósitos vinculados	44.590	43.650
Instrumentos financeiros derivativos	2.653.970	2.564.527
Outros	231.188	283.142
	32.097.054	30.418.217
Investimentos	4.649.069	4.354.888
Imobilizado	161.519	153.613
Intangível	433.599	438.465
	5.244.187	4.946.966
	37.341.241	35.365.183
Total do Ativo	43.946.662	43.304.632
Passivo e Patrimônio Líquido (R\$ mil)	Consolidado	
	30/06/2025	31/12/2024
CIRCULANTE		
Empréstimos e financiamentos	88.762	82.056
Debêntures	246.018	1.109.914
Arrendamento	14.086	12.020
Fornecedores	253.242	182.169
Tributos e encargos sociais a recolher	249.485	139.146
Encargos regulatórios a recolher	53.247	64.270
Juros sobre capital próprio e dividendos a	6.519	1.329.622
Outros	198.474	345.621
	1.109.833	3.264.818
NÃO CIRCULANTE		
Exigível a longo prazo		
Empréstimos e financiamentos	704.383	651.766
Debêntures	13.022.977	11.392.559
Arrendamento	35.828	25.489
PIS e COFINS diferidos	2.646.658	2.493.513
Imposto de renda e contribuição social	5.060.509	5.175.168
Encargos regulatórios a recolher	27.173	30.763
Provisões	159.294	197.271
Benefício a empregados – déficit atuarial	-	-
Outros	29.301	2.003
	21.686.123	19.968.532
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social	3.590.020	3.590.020
Reservas de capital	666	666
Reservas de lucro	16.883.531	15.950.329
Outros Resultados Abrangentes	127.759	173.566
Dividendos adicionais propostos	-	-
	20.601.976	19.714.581
Participação de não controladores nos fundos de investimentos	548.730	356.701
	21.150.706	20.071.282
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	43.946.662	43.304.632

Anexo IX – Demonstração de Resultados – IFRS

Demonstração de Resultado (IFRS) (R\$ milhões)	Consolidado					
	2T25	2T24	Var (%)	1S25	1S24	Var (%)
Receita Operacional Líquida	1.432,9	1.662,6	-13,8%	3.844,9	3.640,8	5,6%
Receita de infraestrutura, operação e manutenção, ganho de eficiência na implementação da infraestrutura e outras, líquidas	1.491,5	1.043,5	42,9%	2.989,5	2.246,6	33,1%
Remuneração dos ativos da concessão, líquida	-58,6	619,1	-109,5%	855,4	1.394,2	-38,6%
Custos dos Serviços de Implementação da infraestrutura, operação e manutenção e de serviços prestados	-1.244,3	-792,5	57,0%	-2.490,7	-1.759,6	41,5%
Lucro Bruto	188,5	870,1	-78,3%	1.354,2	1.881,1	-28,0%
Receitas e Despesas Operacionais	219,4	70,2	212,4%	319,6	151,4	111,1%
Receitas – Revisão Tarifária Periódica (RTP)	166,3	0,0	N.A.	166,3	0,0	N.A.
Gerais e Administrativas	-80,2	-67,7	18,3%	-130,7	-128,6	1,7%
Honorários da administração	-3,1	-3,5	-11,4%	-10,4	-11,1	-5,6%
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	-2,5	10,3	-123,9%	0,3	9,9	-97,1%
Resultado de equivalência patrimonial	138,8	131,2	5,9%	294,2	281,1	4,7%
Lucro antes das receitas e despesas financeiras e dos impostos sobre o lucro	408,0	940,4	-56,6%	1.673,8	2.032,5	-17,6%
Resultado Financeiro	-351,9	-240,2	46,5%	-703,5	-492,7	42,8%
Receitas financeiras	124,1	51,3	142,0%	216,9	93,1	132,8%
Despesas financeiras	-476,0	-291,5	63,3%	-920,4	-585,8	57,1%
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	56,1	700,2	-92,0%	970,3	1.539,8	-37,0%
Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	176,2	-149,7	-217,7%	-13,3	-333,4	-96,0%
Corrente	11,3	-175,7	-106,4%	-83,6	-345,5	-75,8%
Diferido	164,9	26,1	533,0%	70,3	12,0	484,3%
Lucro/Prejuízo Consolidado	232,3	550,5	-57,8%	957,0	1.206,4	-20,7%
Participação do Acionista não Controlador	-17,1	-14,1	21,6%	-28,6	-26,9	6,2%
Lucro/Prejuízo	215,2	536,4	-59,9%	928,4	1.179,5	-21,3%

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

Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais (R\$ mil)	Consolidado	
	1S25	1S24
Fluxo de caixa das atividades operacionais	-2.905.291	-2.456.670
Lucro líquido do período	956.980	1.206.417
Benefício a empregados – déficit atuarial	3.846	22.312
Depreciações e amortizações	16.927	18.805
PIS e COFINS diferidos	153.145	151.560
IR e CS diferidos	-70.283	-12.029
Provisão para Demandas Judiciais	20.508	11.256
Valor residual de ativo permanente baixado	61	55
Benefício Fiscal - Ágio Incorporado	18	18
Receita sobre aplicações financeiras	-57.166	-51.351
Juros e variações cambiais sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	877.386	568.197
Juros e variações monetárias e cambiais sobre ativos e passivos	-39.919	6.213
Resultado de equivalência patrimonial	-294.181	-281.108
Reversão da perda em controlada em conjunto	0	0
Contas a receber - Ativo de Concessão	-4.457.617	-4.080.050
Instrumentos financeiros	3.655	0
Realização de ativo de Concessão na aquisição de Controlada	9.922	9.934
Resultado da alienação de bens e direitos	0	0
Transações com acionistas não controladores	-28.573	-26.899
(Aumento) diminuição de ativos	2.507.959	2.565.153
Caixa restrito	0	0
Contas a receber - Ativo de concessão	2.567.604	2.679.713
Estoques	33.138	55.656
Valores a receber - Secretaria da Fazenda	-89.443	-90.188
Tributos e contribuições a compensar	73.715	-86.558
Cauções e depósitos vinculados	-73	527
Despesas pagas antecipadamente	-26.514	-25.847
Crédito com controladas	0	0
Outros	-50.468	31.850
Aumento (diminuição) de passivos	-70.625	205.693
Fornecedores	71.909	-26.582
Tributos e encargos sociais a recolher	193.086	401.527
Pagamentos IR/CSLL	-82.747	-76.093
Obrigações trabalhistas	4.136	3.684
Encargos regulatórios a recolher	-10.901	6.031
Empréstimos e financiamentos a pagar	0	0
Instrumento Financeiro	0	0
Provisões	-66.038	-16.725
Valores a pagar Vivest	0	0
Reserva Global de Reversão	-1.240	-1.240
Outros	-178.830	-84.909
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais	-467.957	314.176
Caixa gerado (utilizado) nas atividades de investimentos	-438.474	-835.874
Caixa restrito	-1.027	5.790
Aplicações financeiras	-2.925.957	-3.646.078
Resgates de Aplicações financeiras	2.484.460	2.752.398
Aquisição de Imobilizado	-7.364	-8.086
Intangível	-2.997	-1.988
Investimentos	0	0
Dividendos recebidos	14.411	62.090
Caixa utilizado nas atividades de financiamentos	-1.354.742	347.400
Adições Empréstimos e Debêntures	1.446.492	2.396.381
Pagamentos Empréstimos e Debêntures (principal)	-988.165	-478.649
Pagamentos Empréstimos e Debêntures (juros)	-508.518	-318.039
Pagamentos Arrendamento Mercantil (principal e juros)	-8.500	-10.012
Instrumentos financeiros derivativos	39.856	-3.223
Dividendos e juros sobre capital próprios pagos	-1.335.907	-1.239.058
Aumento (redução) líquido em caixa e equivalentes de caixa	-2.261.173	-174.298
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	2.914.747	245.819
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	653.574	71.491
Variação em caixa e equivalentes de caixa	-2.261.173	-174.328



EARNINGS RELEASE 2Q2025

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



Learn more
about the
evolution of
our brand



São Paulo, July 30, 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					
	2Q25	2Q24	Chg (%)	1H25	1H24	Chg (%)
Net Revenue	1,028.6	1,112.4	-7.5%	2,160.5	2,220.5	-2.7%
PMSO	-186.7	-201.2	-7.2%	-364.4	-382.0	-4.6%
Manageable PMSO	-184.7	-190.1	-2.8%	-360.6	-359.7	0.2%
EBITDA	789.5	891.0	-11.4%	1,712.8	1,787.9	-4.2%
EBITDA Margin	76.76%	80.10%	-3.34 p.p	79.3%	80.5%	-1.2 p.p
Net Income¹	255.6	425.6	-39.9%	593.0	834.8	-29.0%
Net Margin	24.9%	38.3%	-13.4 p.p	27.4%	37.6%	-10.1 p.p
ROE (LTM)	18.0%	26.1%	-8.0 p.p	18.0%	26.1%	-8.0 p.p
Net Debt	12,830.5	9,321.7	37.6%	12,830.5	9,321.7	37.6%
CapEx (ex-M&A)	1,102.1	640.2	72.2%	2,210.1	1,475.3	49.8%

¹Adjusted for non-controlling interest.

Financial Highlights 2Q25



NET INCOME: R\$1,028.6 million (-7.5%)



PMSO: R\$ 186.7 million (-7.2%)



EBITDA R\$ 789.5 million (-11.4%)



CapEx R\$ 1,102.1 million (+72.2%)



Net Debt R\$ 12,830.5 milhões (+37.6%)

Conference call 2Q25

Conference call in Portuguese with simultaneous translation into English

Date: July 31, 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

Participation of Executives in Online Event (“live”)

As indicated in the [Notice to the Market](#), on April 3rd, 2025, the Company’s executives: Rui Chammas, Chief Executive Officer, and Silvia Diniz Wada, Executive Director of Finance, Investor Relations, and Business Development, took part in the “[Genial Analisa](#)” podcast, promoted by Genial Investimentos on its YouTube channel. [Click here](#) to access the event video.

Third consecutive year in the ISE portfolio

On May 5th, 2025, the Company announced to the market that its preferred shares, ISAE4, maintained their position in the Corporate Sustainability Index (ISE) of B3 portfolio, which will be in effect until April 30th, 2026. The index consists of 82 companies from 40 different sectors, with a total market value of R\$ 2.7 trillion, according to the closing price on May 2nd, 2025. With a performance rate of 78.5%, the Company improved 17 positions compared to the 2024 ranking, reaching 24th place in 2025. [click here](#).

Update on Mediation with the State São Paulo Treasury

In a decision issued on May 8th, 2025, the Superior Court of Justice (“STJ”) ordered the Judicial Center for Conflict Resolution of the STJ (“CEJUSC/STJ”) to summon the parties for an in-person mediation session, which was held on May 22nd, 2025.

It is important to note that the mediation procedure for an attempt at conciliation will continue as long as both parties wish to pursue mediation. The attempt at conciliation does not alter any existing judicial decision or the current payment flow. Should the mediation between the parties be successful, the conditions of any agreement that may be reached will be promptly disclosed by the Company. For more information, [click here](#).

Beginning of Commercial Operation of the Água Vermelha Project

On June 5th, 2025, the Água Vermelha project (Contract 01/2023) began commercial operation, 16 months ahead of the deadline established by the Brazilian Electricity Regulatory Agency (“ANEEL”). As a result, the Company began operating and receiving compensation upon obtaining the Provisional Release Term (“TLP”) from the National Electric System Operator (“ONS”), which entitles the company to receive 90% of the project’s Annual Permitted Revenue (“RAP”) of R\$8.5 million (2025/2026 tariff cycle). The project has an estimated EBITDA margin of approximately 90% and is subject to the presumed profit tax regime, with full consolidation into ISA ENERGIA BRASIL’s results.

The project enabled the operation of a new bank of single-phase transformers (TR-10) at the Água Vermelha Substation, located in the municipality of Iturama (MG), increasing transformation capacity and allowing for the connection of new solar generation projects in the Northwest region of São Paulo and the Triângulo Mineiro. For more information, [click here](#).

Decision on RBSE and its implications

On June 10th, 2025, ANEEL ruled on the appeal filed by market agents regarding Homologatory Resolution No. 2,851/21, which addresses the calculations related to the payment of the financial component of (“RBSE”) – Existing Basic Network System. With this decision, the administrative discussion on the matter was concluded.

The Board voted for the partial application of the recommendations proposed in Technical Note No. 85/2023 (“NT85”) and decided to:

- i. maintain the deferred methodology for calculating and paying the amounts due;
- ii. create a new payment profile with separation into two flows; and
- iii. update the WACC at each Periodic Tariff Review.

For more information, access the [full document](#).

Considerations about financial information

The financial information presented in this document relating to three months period ended on June 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 per regulatory accounting, according to Normative Resolution 933 and ANEEL Order 2,904:

(R\$ million)	Consolidated					
	2Q25	2Q24	Chg (%)	1H25	1H24	Chg (%)
(=) Regulatory Net Income	255,6	425,6	-39,9%	593,0	834,8	-29,0%
(+) Non-controlling shareholder particip.	17,1	14,1	21,6%	28,6	26,9	6,2%
(+) IRPJ/CSLL	40,8	130,4	-68,7%	130,9	263,3	-50,3%
(-) Equity Income	-91,5	-99,2	-7,8%	-166,6	-178,4	-6,6%
(+) Financial Result	351,7	240,1	46,5%	703,1	492,5	42,8%
(+) Depreciation/Amortization	215,8	180,1	19,8%	423,8	348,9	21,5%
(=) Regulatory EBITDA	789,6	891,0	-11,4%	1.712,8	1.788,0	-4,2%
(+) Equity Income	91,5	99,2	-7,8%	166,6	178,4	-6,6%
(=) Regulatory EBITDA CVM 156/2022	881,1	990,3	-11,0%	1.879,4	1.966,4	-4,4%

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

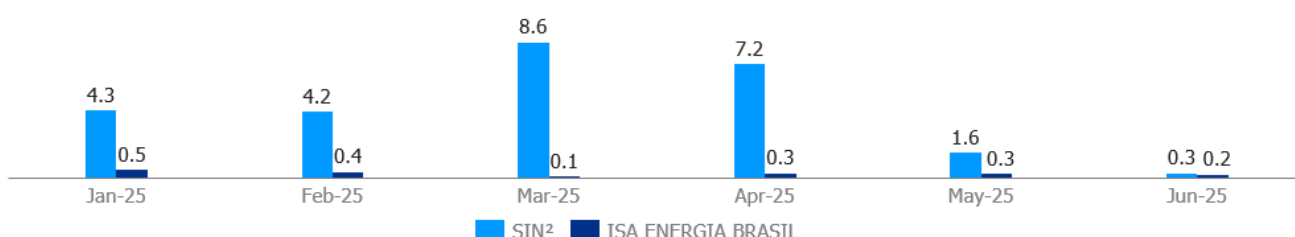
EVENTS OF THE PERIOD	3
OPERATING REVENUE	7
O&M COSTS AND EXPENSES	9
OTHER OPERATING INCOME AND EXPENSES	10
EBITDA AND MARGIN	11
FINANCIAL RESULT	12
EQUITY INCOME	12
INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION ON NET INCOME	13
NET INCOME ¹	13
COMPARISON OF RESULTS (REGULATORY VS. IFRS)	14
DEBT	16
INVESTMENTS	17
INVESTMENTS IN RETROFITTING AND IMPROVEMENT PROJECTS	17
INVESTMENTS IN GREENFIELD PROJECTS	18
CAPITAL MARKETS	19
OWNERSHIP BREAKDOWN	19
STOCK PERFORMANCE	19
SUSTAINABILITY	20
PERIOD HIGHLIGHTS	20
SUSTAINABILITY INDICATORS	21
EVENTS SUBSEQUENT TO THE REPORTING PERIOD	23
OTHER MATERIAL INFORMATION	23
PERIODIC TARIFF REVIEW (RTP) 2025 - RENEWED CONTRACT 059/2001	23
RAP CICLO 25/26	24
RENOVAÇÃO CONCESSÃO PAULISTA - CONTRATO 059/2001 (RBNI/RBSE)	26
SUPPLEMENTARY RETIREMENT PLAN—LAW 4,819/58	27
GLOSSARY	29
ANEXOS	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").

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

IENS % 2025



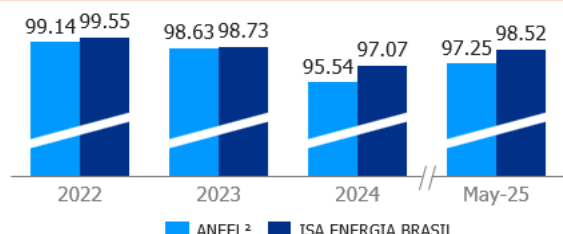
¹ Reference index available in the performance indicators report published by the ONS.

² Only the basic network assets are considered.

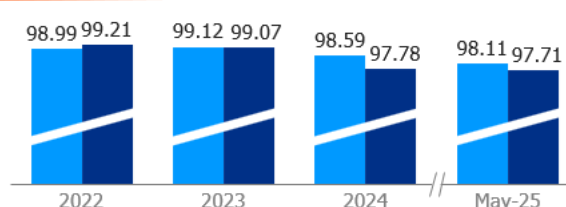
³ Data in the June/2025 report from SIN.

Asset Availability (%)

Transmission lines



Power Transformers



*Only the basic network assets are considered

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

***Data accumulated in the form of a moving window, June 2024 to May 2025.

****Source: ONS.

FINANCIAL PERFORMANCE (Regulatory Results)

Operating Revenue

Operating Revenue (R\$ million)	Consolidated					
	2Q25	2Q24	Chg (%)	1H25	1H24	Chg (%)
Eletric Network Revenue	1,163.6	1,260.5	-7.7%	2,445.4	2,531.6	-3.4%
RBSE	568.6	646.2	-12.0%	1,137.2	1,292.5	-12.0%
Paulista Concession (059/2001 contract)	435.8	399.3	9.1%	872.1	796.1	9.6%
Operating & Maintenance (O&M) ¹	235.1	235.2	0.0%	470.3	470.4	0.0%
Retrofitting & Improvements (R&I)	200.6	164.1	22.3%	401.8	325.7	23.4%
New Concessions	254.7	227.0	12.2%	508.6	450.9	12.8%
PA and anticipation	-112.2	-28.7	291.1%	-111.4	-49.4	125.3%
Variable Portion (PV)	-12.7	-13.1	-3.4%	-28.6	-33.5	-14.7%
Regulatory charges ex RAP (CDE and PROINFRA)	29.4	29.9	-1.5%	67.5	75.1	-10.1%
Others	10.5	11.2	-6.2%	22.7	21.3	6.6%
Gross Revenue	1,174.1	1,271.8	-7.7%	2,468.1	2,552.8	-3.3%
Deduction	-145.5	-159.4	-8.7%	-307.6	-332.3	-7.4%
Taxes and Contributions (PIS & Cofins)	-101.4	-113.1	-10.4%	-213.9	-227.3	-5.9%
Regulatory charges ex RAP (CDE and PROINFRA)	-26.5	-28.9	-8.5%	-59.1	-70.3	-16.0%
Regulatory charges in RAP (P&D, RGR and TFSEE)	-17.7	-17.4	1.7%	-34.7	-34.7	-0.1%
Total	1,028.6	1,112.4	-7.5%	2,160.5	2,220.5	-2.7%

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

In 2Q25, consolidated gross revenue was R\$1,174.1, down R\$97.6 million (-7.7%) vs 2Q24. As such, net revenue for the first six months of 2025 was R\$2,468.1 million, (-3.3% vs. 1H24). The main changes are shown below:

Paulista Concession (059/2001 contract)

• Periodic Tariff Review ("RTP") 2023

- ▼ Reduction of RBSE economic component, resulting from the movement of the asset base;
- ▲ Incorporation of the RAP of small-scale Retrofitting and Improvement projects ("R&I") energized between 2018 and 2022;
- ▼ Movement of the asset base shielded in the first RTP of the contract.

• RAP readjustment: 2024/2025 tariff cycle

- ▲ Update of the RAP by the Broad Consumer Price Index ("IPCA") for the period (3.93%).

• Large-Scale R&I

- ▲ Incorporation of the RAP of projects energized in the last 12 months.

New Concessions

- ▲ Update of the RAP for tariff cycle 2024/2025 by IPCA for the period (3.93%);
- ▲ Energization of Minuano project in 4Q24 and Água Vermelha in 2Q25.

Adjustment Portion (PA) and Anticipation

- ▼ Reversal, with no cash impact, of the outstanding balance, gross of taxes (PIS/COFINS) of R\$ 275.1 million from the PA related to the ("Ke") in the financial component of RBSE ("RBSE Reversal PA"), following ANEEL's board decision on June 10th, 2025. This PA balance, initially recognized in 2020 after the first RTP of the Paulista Concession and subsequently extended until 2028 due to the rescheduling of the RBSE financial component, was being amortized monthly as it was received via RAP;
- ▲ Approval by ANEEL of the administrative appeal filed by the Company related to the outcome of the Paulista Concession RTP (Order 1,228/25 and Technical Note 57/2025), (+R\$ 166.3 million gross of Taxes (PIS/COFINS));

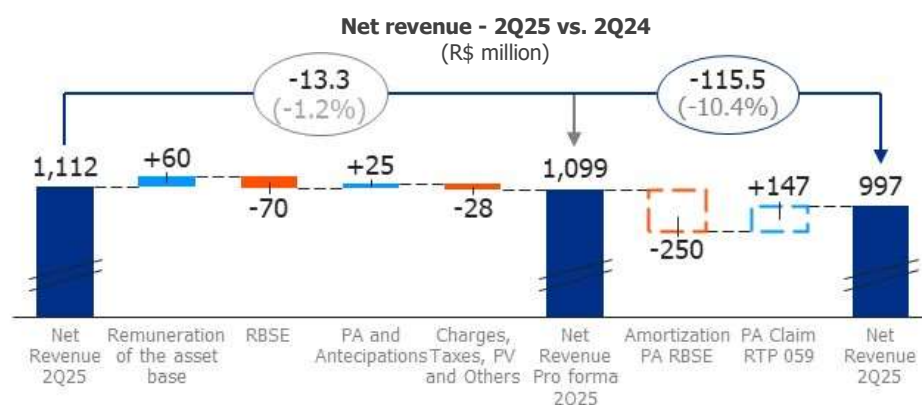
- ▲ Resumption of the receipt of the annuity for improvements after the RTP of Paulista Concession, in order to advance part of the revenue associated with the execution of minor improvements, which will only be recognized in the RAP in the 2028 RTP (+R\$ 10.2 million);
- ▲ Retroactive receipt of the annuity for improvements of the previous tariff cycle (2023/2024), due to the postponement of the RTP from July/2023 to July/2024 (+R\$10.2 million).

Adjustment Portion (PA) and Anticipations (R\$ Million)	Consolidated		
	2Q25	2Q24	Chg (%)
PA Claim RTP 059	166.3	0.0	N.A.
PA RBSE ¹	-298.0	-22.9	1200.0%
Amortization 2Q25	-22.9	-22.9	0.0%
Reversal of the outstanding balance	-275.1	0.0	N.A.
Improvements Annuity	20.5	0.0	N.A.
Anticipation	8.5	6.1	39.2%
Other PAs	-9.5	-11.9	-20.0%
TOTAL	-112.2	-28.7	291.1%

¹Reversal 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

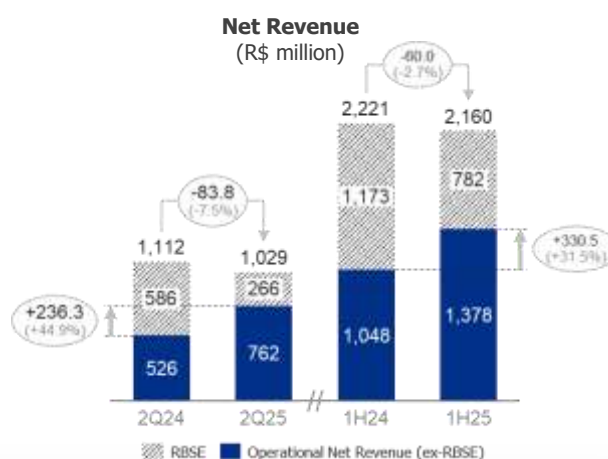
Net revenue dropped R\$ 83.4 million (-7,5%) compared to 2Q24, totaling R\$ 1,028.6 million.



³ Considers adjustment by the IPCA and project energization

NET REVENUE EX-RBSE

Net revenue ex-RBSE for 2Q25 reached R\$ 762.3 million (+44.9% vs. 2Q24). For the first six months of 2025, net revenue ex-RBSE grew 31.5% mainly driven by: (i) effects of the RTP of Paulista Concession; (ii) the monetary adjustment in the readjustment for the 2024/2025 tariff cycle; (iii) the energization of major R&M projects in the last 12 months; (iv) the energization of the Minuano and Água Vermelha projects; and (v) the resumption of the receipt of the annuity for minor improvements starting in July 2024, with retroactive effect for the 23/24 cycle.



O&M Costs and Expenses

O&M Costs and Expenses (R\$ million)	Consolidated					
	2Q25	2Q24	Chg (%)	1H25	1H24	Chg (%)
Personnel	-102.0	-101.4	0.7%	-210.1	-199.8	5.1%
Material	-7.1	-7.8	-8.4%	-11.2	-11.4	-1.7%
Services	-52.0	-53.6	-3.0%	-92.0	-97.2	-5.4%
Others	-23.6	-27.3	-13.6%	-47.3	-51.3	-7.8%
Manageable PMSO	-184.7	-190.1	-2.8%	-360.6	-359.7	0.2%
Non-recurring	0.0	-0.0	-100.0%	0.0	-0.0	-100.0%
Private Pension Entity	-1.9	-11.2	-82.8%	-3.8	-22.3	-82.8%
PMSO	-186.7	-201.2	-7.2%	-364.4	-382.0	-4.6%
Contingencies	-18.8	-2.4	680.1%	-20.6	-11.5	79.5%
Depreciation	-215.8	-180.1	19.8%	-423.8	-348.9	21.5%
Other costs and expenses	-234.6	-182.5	28.6%	-444.4	-360.3	23.3%
Total	-421.2	-383.7	9.8%	-808.8	-742.4	9.0%

Manageable Costs and Expenses with Personnel, Materials, Services and Other ("PMSO") totaled R\$ 184.7 million in 2Q25 (-2.8% vs. 2Q24). The following are the main events that caused variations in the manageable PMSO in the period:

- ▲ **Personnel:** (i) collective bargaining agreements signed in 2024; and (ii) higher costs with employees' health plans. These effects were partially offset by the greater capitalization of technical staff hours and lower expenses with severance payments;
- ▼ **Material:** lower expenses with fuel;
- ▼ **Services:** lower expenses with legal fees and with maintenance and cleaning and mowing services below transmission lines, partially offset by (i) higher expenses with IT services; and (ii) higher expenses with tax consultancy;

In addition to the explained movements, the provision related to private pension (actuarial liability estimated based on benefits, as ruled by CPC33) reduced by R\$ 9.2 million in the quarter (-82.8% vs. 2Q24). This variation does not have any cash effect and is mainly explained by the increase in the discount rate used for calculating the present value of future obligations due to the increase in the NTN-B in the annual revaluation of December 2024.

The following chart shows the evolution of the operational efficiency of the Company measured by the ratio of PMSO to net revenue ex-RBSE¹.



¹ Excludes reversal of Financial PA RBSE

CONTINGENCIES

In the 2Q25, the Company recorded contingencies totaling R\$ 18.8 million, an increase from 2Q24 figures, mainly due to (i) legal executions, primarily resulting from joining the "Programa Desenrola" from ANEEL for regulatory penalties amounting to R\$ 5.0 million and provisions for civil lawsuits totaling R\$ 6.8 million; and (ii) an increase of R\$ 4.3 million related to a provision of expected losses for doubtful accounts receivable.

DEPRECIATION

The Company registered an expense of R\$ 215.8 million with depreciation in 2Q25, an increase of 19.8% over the depreciation of 2Q24 mainly due to:

- The RTP of the Paulista Concession, which approved the revaluation of the assets from R&I projects energized between 2018 and 2022, resulting in a higher Regulatory Asset Base ("RAB") and, consequently, a greater volume of depreciation from that point onwards (+R\$ 32.9 million vs. 2Q24);
- The adjustment of the average depreciation rate for projects, mainly: Triângulo Mineiro, Aguapeí, and Itaúnas;
- Regularization of the unitization of assets of IE Jaguar 9, IE Triângulo Mineiro, IE Sul, and IE Tibagi with ANEEL (+R\$ 5.3 million vs. 2Q24); and
- The start-up of the Minuano project (contract 001/2020) in 4Q24 (+R\$ 5.3 million).

As a result, O&M costs and expenses totaled R\$421.2 million in 2Q25, up 9.8% from 2Q24.

Other Operating Income and Expenses

Other Operating Income and Expenses (R\$ million)	Consolidated					
	2Q25	2Q24	Chg (%)	1H25	1H24	Chg (%)
Income	4.8	13.9	-65.9%	11.5	17.5	-34.2%
Property insurance indemnity revenues	0.0	1.9	-100.0%	0.0	0.0	N.A.
Disposal of assets unserviceable to the concession	0.0	0.0	N.A.	3.2	1.2	160.0%
Update of amounts of warrants receivable (SJC terrain)	3.0	10.7	-71.9%	4.8	11.4	-57.5%
Others	1.7	1.3	33.4%	3.5	4.9	-29.1%
Expenses	-38.4	-31.7	21.2%	-74.2	-56.6	31.1%
Amortization of capital gains (PBTE and SF Energia)	-15.0	-15.0	0.0%	-29.9	-29.9	0.0%
Cost of decommissioning assets*	-24.3	-17.6	38.2%	-45.4	-28.4	60.0%
Others	0.8	0.8	0.0%	1.1	1.7	-32.8%
Total	-33.7	-17.8	89.5%	-62.7	-39.1	60.4%

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

ISA ENERGIA BRASIL recorded an expense of R\$33.7 million in "other operating income and expenses" in 2Q25, up R\$15.9 million (+89.5%) from 2Q24. The "other income" item showed a reduction of R\$9.1 million (-65.9% vs 2Q24) due to the update of court-ordered debts related to the sale of land and ICMS credits recorded in 2Q24, totaling R\$12.8 million. "Other expenses" grew by R\$6.7 million (+21.2% vs 2Q24), mainly due to: (i) costs associated with decommissioning and disposal of assets given the higher volume of project execution and the entry into operation of R&I projects (-R\$6.7 million vs 2Q24); and (ii) the realization of goodwill from the acquisition of PBTE and SF Energia companies, which is amortized over the remaining term of the PBTE concession, until September 2046.

EBITDA and MARGIN

EBITDA totaled R\$ 789.5 million in 2Q25, down R\$ 101.5 million (-11.4% vs. 2Q24) and margin of 76.8% (-3.34 p.p. vs. 2Q24).

EBITDA (R\$ million)	Consolidated					
	2Q25	2Q24	Chg (%)	1H25	1H24	Chg (%)
Net revenue	1,028.6	1,112.4	-7.5%	2,160.5	2,220.5	-2.7%
Costs and expenses (ex-depreciation)	-205.4	-203.6	0.9%	-385.0	-393.5	-2.2%
Other expenses and revenues (ex-amortization)	-33.7	-17.8	89.5%	-62.7	-39.1	60.4%
EBITDA	789.5	891.0	-11.4%	1,712.8	1,787.9	-4.2%
EBITDA Margin	76.76%	80.10%	-3,34 p.p.	79.3%	80.5%	-1,2 p.p.

The variation is mainly due to:

- ▼ Reversal of the remaining balance of the RBSE Reversal PA without cash effect;
- ▲ RTP of Paulista concession:
 - ▲ Positive ruling in 2Q25 of the administrative claim filed by the Company on the PA of the RTP;
 - ▲ Incorporation of the RAP of small-scale R&I;
 - ▼ Reduction of the economic component of RBSE;
- ▲ Inflation adjustment of RAP for the 2024/2025 tariff cycle;
- ▲ Operational startup of greenfield and R&I projects in the last 12 months;
- ▲ Management and control of costs and expenses;
- ▲ Lower costs associated with private pension entity;
- ▼ Higher volume of contingencies; and
- ▼ Higher cost with decommissioning and disposal of assets.

EBITDA (R\$ million)	Consolidated + Non-consolidated					
	2Q25	2Q24	Chg (%)	1H25	1H24	Chg (%)
ISA ENERGIA BRASIL Consolidated	789.5	891.0	-11.4%	1,712.8	1,787.9	-4.2%
Jointly-controlled subsidiaries	170.7	181.8	-6.1%	335.6	343.8	-2.4%
IE Madeira (51%)	80.2	91.8	-12.6%	155.1	168.0	-7.7%
IE Garanhuns (51%)	16.4	18.6	-11.7%	32.5	31.6	3.0%
IE Aimorés (50%)	11.9	11.7	2.0%	23.8	23.9	-0.2%
IE Paraguaçu (50%)	17.7	17.4	2.0%	35.2	34.9	0.8%
IE Ivaí (50%)	44.4	42.4	4.7%	89.0	85.5	4.1%
Total	960.2	1,072.8	-10.5%	2,048.4	2,131.8	-3.9%

ISA ENERGIA BRASIL's EBITDA from jointly controlled subsidiaries totaled R\$ 170.7 million in 2Q25, down R\$ 11.2 million (-6.1%) compared to 2Q24.

The quarterly performance is explained by the reduction in results at IE Madeira and IE Garanhuns, partially offset by the improvement in AIE's results. More details are available in the "Equity Income" section of this document ([click here](#)).

As a result, total EBITDA, considering the consolidated figure for ISA ENERGIA BRASIL (parent company + controlled subsidiaries) and jointly controlled subsidiaries (not consolidated), reached R\$ 960.2 million in 2Q25 (-10.5% vs. 2Q24).

Financial Result

Financial Result (R\$ million)	Consolidated					
	2Q25	2Q24	Chg (%)	1H25	1H24	Chg (%)
Financial Income	124.1	51.3	142.0%	216.9	93.1	132.8%
Financial investment income	72.9	50.0	46.0%	153.4	89.8	70.7%
Others	51.2	1.3	3796.4%	63.5	3.3	1813.9%
Financial Expenses	-475.8	-291.4	63.3%	-920.0	-585.6	57.1%
Interest and charges on loans	-325.8	-216.0	50.8%	-274.0	-163.7	67.3%
Monetary variation	-124.0	-67.8	82.8%	-159.1	-192.9	-17.5%
Others	-26.1	-7.5	247.4%	-486.9	-229.0	112.6%
Total	-351.7	-240.1	46.5%	-703.1	-492.5	42.8%

The Company recorded a net financial expense of R\$ 351.7 million in 2Q25, an increase of R\$ 111.6 million (+46.5%) compared to 2Q24. Financial expense increased by 42.8% in 1H25 when compared to 1H24. The result mainly reflects:

- ▼ **Interest and charges on loans:** reflect the higher gross debt position (+23.2% vs. Jun/24), driven by the funding operations carried out by the Company between the periods (15th, 16th, 17th, and 18th issuances);
- ▼ **Monetary variation:** higher volume of debts indexed to the IPCA (+56.0%) with the advance of the IPCA to 1.3% in 2Q25 (vs. 1.0% in 2Q24). For accounting purposes, the second quarter considers inflation from March to May;
- ▼ Higher expenses with taxes such as: (i) Tax on Financial Operations ("IOF") levied on the 4th disbursement from BNDES and on the redemption of investments during the period; and (ii) PIS/COFINS on financial income and tax credits;
- ▲ Recognition of R\$ 28.2 million in financial income from IR/CSLL credits identified during the period; and
- ▲ Higher returns from financial investments due to both: a larger invested amount (+19.3%) and an increase in the CDI rate over the period (+32 bps).

Equity Income

Equity Income (R\$ million)	Consolidated					
	2Q25	2Q24	Chg (%)	1H25	1H24	Chg (%)
IE Madeira (51%)	45.5	53.6	-15.3%	82.7	98.4	-15.9%
IE Garanhuns (51%)	12.3	14.6	-15.8%	23.9	23.3	2.7%
AIE (50%)	33.7	31.0	8.9%	60.0	56.8	5.7%
IE Aimorés	9.9	9.6	3.7%	19.4	19.6	-0.6%
IE Paraguaçu	15.2	13.8	10.1%	29.3	27.6	6.3%
IE Ivaí	8.6	7.6	13.2%	11.2	9.6	16.5%
Total	91.5	99.2	-7.8%	166.6	178.4	-6.6%

Equity income was R\$ 91.5 million in 2Q25, R\$ 7.7 million decreasing (-7.8%) from 2Q24, mainly due to lower performance of Madeira and IE Garanhuns. The details by company are as follows:

IE Madeira

Reported an equity income of R\$ 45.5 million in 2Q25, down R\$ 8.2 million (-15.3%) from 2Q24, mainly explained by (i) a positive impact of R\$ 35 million in 2Q24 due to the reversal of the variable portion for the delay in the start of operations; and (ii) higher deferred income tax and social contribution expense (+R\$ 1.9 million) in 2Q25 as a result of the standardization of the tax accounting criterion in regulatory accounting as adopted by the Company. These effects were partially offset by (i) tariff cycle adjustment by the IPCA (3.93%); and (ii) a reduction in net financial expense (+R\$ 7.2 million).

IE Garanhuns

It reported revenue of R\$ 12.3 million in 2Q25, down R\$ 2.3 million (-15.8%) from 2Q24. In 1H25, the result grew by R\$ 0.6 million (+2.7%) in relation to the same period in 2024, mainly due to the tariff cycle adjustment by IPCA (3.93%) and lower net financial expenses (-R\$ 0.9 million). These effects were partially offset by higher IR/CSLL expenses (+R\$ 1.6 million) and increased Personnel expenses (+R\$ 1.0 million).

Aliança Interligação Elétrica (AIE)

AIE is composed by three projects (Aimorés, Paraguaçu and Ivaí) in partnership with TAESA and recorded revenue of R\$ 33.7 million in 2Q25 (+8.9% vs 2Q24). The improved result is due to: (i) the tariff cycle adjustment by IPCA (3.93%); and (ii) higher financial income at IE Aimorés and IE Paraguaçu. This growth was partially offset by higher net financial expenses at IE Ivaí.

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

Income Tax and Social Contribution on Net Income

IRPJ CSLL (R\$ million)	Consolidated					
	2Q25	2Q24	Chg (%)	1H25	1H24	Chg (%)
Current	11.3	-175.7	n.a	-83.6	-345.5	-75.8%
Deferred	-52.1	45.3	n.a	-47.3	82.2	n.a
Total	-40.8	-130.4	-68.7%	-130.9	-263.3	-50.3%
Effective rate	13.0%	22.9%	-9,9 p.p	17.4%	23.4%	-6 p.p

In 2Q25, the Company recorded an expense of R\$ 40.8 million in Income Tax and Social Contribution on Net Income ("IR/CSLL"), compared to an expense of R\$ 130.4 million recorded in the same period of last year. In 1H25, an expense of R\$ 130.9 million was recorded (-50.3% vs 1H24) with an effective rate of 17.4% (23.4% in 1H24).

In addition, this quarter, the Company identified and recognized a non-recurring positive impact credit of R\$ 77.5 million in the IR/CSLL line item.

In addition to the tax credit, the 2Q25 result also recorded a reduction of the parent company ISA ENERGIA BRASIL S.A. EBT, mainly due to (i) RBSE Reversal PA; (ii) reduction of the economic component of the RBSE after the 2024 RTP; and (iii) higher net financial expense.

Net Income¹

As a result of the explanations given, net income for the quarter totaled R\$ 255.6 million, a reduction of 39.9% compared to 2Q24. In the first six months of the year, net income also showed a reduction to R\$ 593.0 million.

Net Income¹ 2Q25 vs 2Q24
(R\$ million)



Net Income¹ 1H25 vs 1H24
(R\$ million)



¹Adjusted for non-controlling interest.

Comparison of Results (Regulatory vs. IFRS)

In 2Q25, the Company recorded a net income of R\$ 215.2 million under IFRS accounting, a result that is R\$ 321.3 million lower (-59.9%) than that recorded in 2Q24. The detailed Income Statement under IFRS is available in [Attachment IX](#).

Income Statement (IFRS) (R\$ million)	Consolidated					
	2Q25	2Q24	Chg (%)	1H25	1H24	Chg (%)
Net Operating Revenue	1,432.9	1,662.6	-13.8%	3,844.9	3,640.8	5.6%
Costs of Infrastructure Implementation Services, operation and maintenance and services provided	-1,244.3	-792.5	57.0%	-2,490.7	-1,759.6	41.5%
Gross Profit	188.5	870.1	-78.3%	1,354.2	1,881.1	-28.0%
Operational Revenue and Expenses	219.4	70.2	212.4%	319.6	151.4	111.1%
Earnings before financial income and expenses and taxes on earnings	408.0	940.4	-56.6%	1,673.8	2,032.5	-17.6%
Financial Income	-351.9	-240.2	46.5%	-703.5	-492.7	42.8%
Earnings Before Taxes	56.1	700.2	-92.0%	970.3	1,539.8	-37.0%
Income tax and Social Contribution on Earnings	176.2	-149.7	-217.7%	-13.3	-333.4	-96.0%
Consolidated Profit/Loss	232.3	550.5	-57.8%	957.0	1,206.4	-20.7%
Non-Controlling Shareholder's Stake	-17.1	-14.1	21.6%	-28.6	-26.9	6.2%
Consolidated Profit/Loss for the Period	215.2	536.4	-59.9%	928.4	1,179.5	-21.3%

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.

RBSE Reversal PA: As per IFRS, the decision to reduce the financial component of RBSE resulted in a reduction of the contractual assets and, consequently, a decrease in the Company's revenue by R\$ 746.5 million, impacting net income by R\$ 492.7 million. Under regulatory accounting, the Company reversed the excess balance of the PA of R\$ 900 million recorded in 2020 (approval of the 2018 RTP), related to the retroactive receipt of the RBSE ke, with an impact on gross revenue of R\$ 275 million and on net income of R\$ 165 million.

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

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

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

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

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

(R\$ million)	Consolidated					
	2Q25	2Q24	Var (%)	1H25	1H24	Var (%)
(=) Net Profit IFRS	215.2	536.4	-59.9%	928.4	1,179.5	-21.3%
(+) Non-controlling shareholder particip.	17.1	14.1	21.6%	28.6	26.9	6.2%
(+) IRPJ/CSLL	-176.2	149.7	n.a	13.3	333.4	-96.0%
(-) Equity Income	-138.8	-131.2	5.9%	-294.2	-281.1	4.7%
(+) Financial Result	351.9	240.2	46.5%	703.5	492.7	42.8%
(+) Depreciation/Amortization	8.3	9.9	-16.2%	16.9	18.8	-10.0%
(=) EBITDA IFRS	277.5	819.1	-66.1%	1,396.6	1,770.2	-21.1%
(+) Equity Income	138.8	131.2	5.9%	294.2	281.1	4.7%
(=) EBITDA IFRS CVM 156/2022	416.3	950.3	-56.2%	1,690.7	2,051.3	-17.6%

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

(R\$ million)	Consolidated					
	2Q25	2Q24	Chg (%)	1H25	1H24	Chg (%)
EBITDA IFRS (CVM 156/22)	416.3	950.3	-56.2%	1,690.8	2,051.4	-17.6%
(-) Infrastructure implementation revenue	-1,380.7	-832.4	65.9%	-2,712.1	-1,847.0	46.8%
(-) Concession assets remuneration	64.6	-682.2	-109.5%	-942.6	-1,536.3	-38.6%
(-) Efficiency gains in infrastructure implementation	17.9	-20.9	-185.8%	10.7	-43.7	-124.4%
(-) O&M Revenue	-318.8	-318.2	0.2%	-651.5	-653.0	-0.2%
(+) Electric network use revenue	1,163.6	1,260.5	-7.7%	2,445.4	2,531.6	-3.4%
(+) Other Revenue	1.0	1.4	-30.0%	4.5	4.6	-1.3%
(+) Deferred PIS and COFINS	48.2	41.5	16.2%	161.2	123.7	30.3%
(+) Infrastructure implementation cost	1,102.1	640.2	72.2%	2,210.1	1,475.3	49.8%
(-) O&M Cost	7.8	10.0	-22.2%	12.0	13.7	-11.9%
(-) General and Administrative expenses	3.9	-0.1	n.a	7.8	-2.0	n.a
(-) Equity Income	-47.3	-31.9	48.3%	-127.6	-102.7	24.2%
(-) Other operational revenues (expenses)	-31.2	-28.1	11.0%	-63.0	-49.0	28.4%
REGULATORY EBITDA (CVM 156/22)	881.1	990.3	-11.0%	1,879.4	1,966.4	-4.4%
Equity Income	-91.5	-99.2	-7.8%	-166.6	-178.4	-6.6%
REGULATORY EBITDA	789.6	891.0	-11.4%	1,712.8	1,788.0	-4.2%

DEBT

DEBT R\$ (million)	06/30/25	12/31/24	Chg (%)
Gross Debt³	14,112.1	13,273.8	6.3%
Short-term Debt	348.9	1,204.0	-71.0%
Long-term Debt	13,763.2	12,069.8	14.0%
Consolidated Availabilities	1,830.3	3,400.7	-46.2%
ISA ENERGIA BRASIL and Subsidiaries	1,281.5	3,044.0	-57.9%
Jointly-controlled subsidiaries ¹	548.7	356.7	53.8%
Consolidated Net Debt²	12,830.5	10,229.8	25.4%

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

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

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

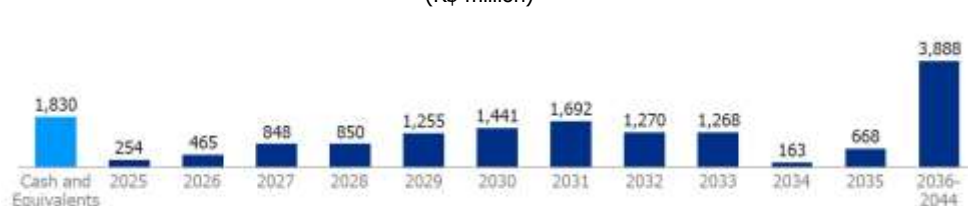
The Company's gross debt reached R\$ 14,112.1 million in 2Q25, up R\$ 838.3 million (+6.3%) from the final balance of 4Q24. At the close of 2Q25, the Company ended 2Q25 with total cash and equivalents of R\$ 1,830.3 million (-46,2% vs December 31, 2024). When excluding cash and cash equivalents from the jointly controlled subsidiaries, the Company's net debt was R\$ 12,830.5 million as of June 30, 2025, up R\$ 2,600.8 million (+25.4%) compared to net debt on December 31, 2024.

This increase was mainly driven by funding transactions completed in the first quarter of 2025 (18th debenture issuance and the 4th disbursement from BNDES), partially offset by the settlement of the 7th debenture issuance in April 2025, totaling R\$ 928.4 million. No new funding was completed in 2Q25.

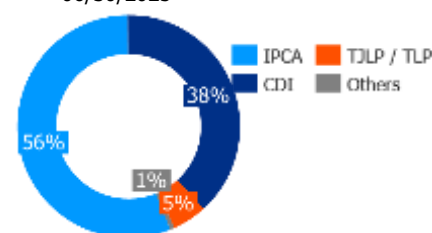
The advances of 265 bps in the annualized CDI (vs. 4Q24) and 45 bps in the IPCA over the last 12 months led the nominal average cost of the Company's debts to 13.29% p.a. (vs. 11.83% p.a. in 4Q24). Considering accumulated IPCA in the last 12 months, the real average cost (*) of debt is 7.56%, up 93 bps (from 6.63% in 4Q24).

As of June 30, 2025, the Company's consolidated debt had an average maturity of 7.6 years (vs. 7.5 years as of December 31, 2024). The debt amortization profile remains aligned with the business's nature, offering low risk and high predictability of revenues and operational cash generation—attributes highlighted by Fitch in assigning the Company a local "AAA" corporate rating with a stable outlook.

Gross Debt Repayment Schedule
(R\$ million)



Debt Indexation
06/30/2025



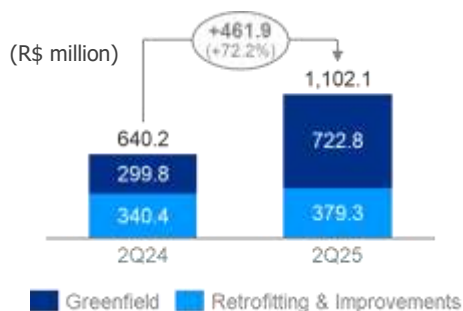
It is important to note that only the financing agreements with BNDES (totaling R\$ 707.7 million as of June 30, 2025) have financial covenants, which are measured annually by the Net Debt/EBITDA ratio and have a limit of 3.0x. The last assessment took place with the information from December 31, 2024, and the Company and its subsidiaries met the requirements related to restrictive clauses. The next assessment will be carried out with data from December 31, 2025. The Company's managerial leverage ratio, following BNDES methodology, was 3.43x in 2Q25, compared to 2.72x in 4Q24. The Company has already started discussions with BNDES to obtain 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 companies invested R\$ 1,102.1 million in 2Q25, an increase of R\$ 461.9 million (+72.2%) compared to 2Q24. This variation is mainly explained by the R\$ 423.0 million increase (+141.1%) in investments in greenfield projects, with emphasis on the amounts invested in the Piraguê and Riacho Grande projects, which received R\$ 538.0 million and R\$ 77.1 million, respectively, offsetting the completion of investments in projects energized between the periods.



Investments in Retrofitting and Improvement Projects

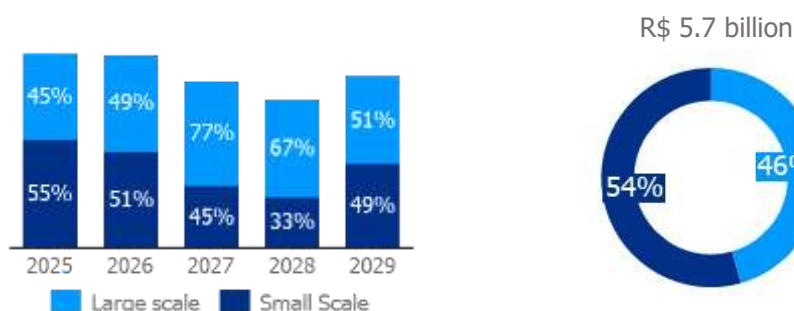


Renewal of assets is fundamental for the effective management of transmission systems and ensuring excellence in services delivery with reliability and safety, while reducing operating and maintenance (O&M) costs and increasing the longevity of assets.

The Company invested R\$ 379.3 million in R&M in 2Q25, an increase of R\$ 38.9 million (+11.4%) compared to the same period in 2024. During this period, ISA ENERGIA BRASIL replaced 426 pieces of equipment, including transformers, circuit breakers, disconnect switches, protection systems, and transmission lines.

In the second quarter of 2025, ISA ENERGIA BRASIL received new authorizations to carry out R&I projects with a total investment of approximately R\$ 275 million. Currently, the Company has about R\$ 5.7 billion in R&I projects already authorized by ANEEL, which will be executed until 2029. These investments are remunerated according to the regulations, and it is important to highlight that the revenue from approximately 55% of the authorized investment between the years 2023 and 2027 refers to small-scale projects and, therefore, will only be recognized in the RTP scheduled for 2028, with payment of retroactive revenue as of the respective operational start dates of each project. The other projects (large-scale) are authorized with revenue previously defined through an Authorizing Resolution ("ReA") and begin to receive revenue immediately after their commissioning.

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



Investments in Greenfield Projects

In addition to energizing the Água Vermelha project in 2Q25, 16 months ahead of the ANEEL deadline, the Company invested R\$ 722.8 million in auctioned projects during the same period. The increase of R\$ 423.0 million (+141.1%) compared to the same period in 2024 is mainly due to investments of R\$ 538.0 million in the Piraquê project and R\$ 77.1 million in the Riacho Grande project, both of which are at an advanced stage of construction with 67% and 89% physical progress, respectively. The higher investment in the Piraquê and Riacho Grande projects offset the reduction in investments in the Minuano and Triângulo Mineiro projects, which were energized in 4Q24 and 3Q23, respectively.



The Company has five greenfield projects under construction with remaining ANEEL investment of approximately R\$7.3 billion (real terms June/2025) and 2025/2026 RAP cycle of R\$1,022.3 million. Below is a table containing information about the projects 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	ISA ENERGIA BRASIL Realized until 06/30/2025
001/2020 (dec/2020)	Riacho Grande (Lot 7)	Under Construction	005/2021	IE Riacho Grande	100%	SP	93.1	3Q23	Mar-26	89%	1,141.0	765.8
001/2022 (jun/2022)	Piraquê (Lot 3)	Under Construction	008/2022	ISA ENERGIA BRASIL	100%	MG / ES	343.1	3Q24	Sep-27	67%	3,653.6	2,695.9
	Jacarandá (Lot 6)	Under Construction	011/2022	IE Jaguar 8	100%	SP	16.1	3Q24	Mar-26	61%	232.3	62.9
001/2023 (jun/2023)	Serra Dourada (Lot 1)	Environmental Licensing	006/2023	ISA ENERGIA BRASIL	100%	BA/MG	321.8	-	Mar-29	21%	3,157.0	305.8
	Itatiaia (Lot 7)	Environmental Licensing	012/2023	ISA ENERGIA BRASIL	100%	RJ/MG	248.2	-	Mar-29	23%	2,342.3	136.2
Total (5)							1,022.3		-	44%	10,526.2	3,966.5

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

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

CAPITAL MARKETS

Ownership Breakdown

ISA ENERGIA BRASIL is controlled by 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%
Elektrobras	25,106,829	9.73%	117,399,836	29.28%	142,506,665	21.63%
Others	1,974,071	0.77%	278,401,208	69.44%	280,375,279	42.55%
Total	257,937,732	100.00%	400,945,572	100.00%	658,883,304	100.00%

Data base: 06/30/2025

Stock Performance

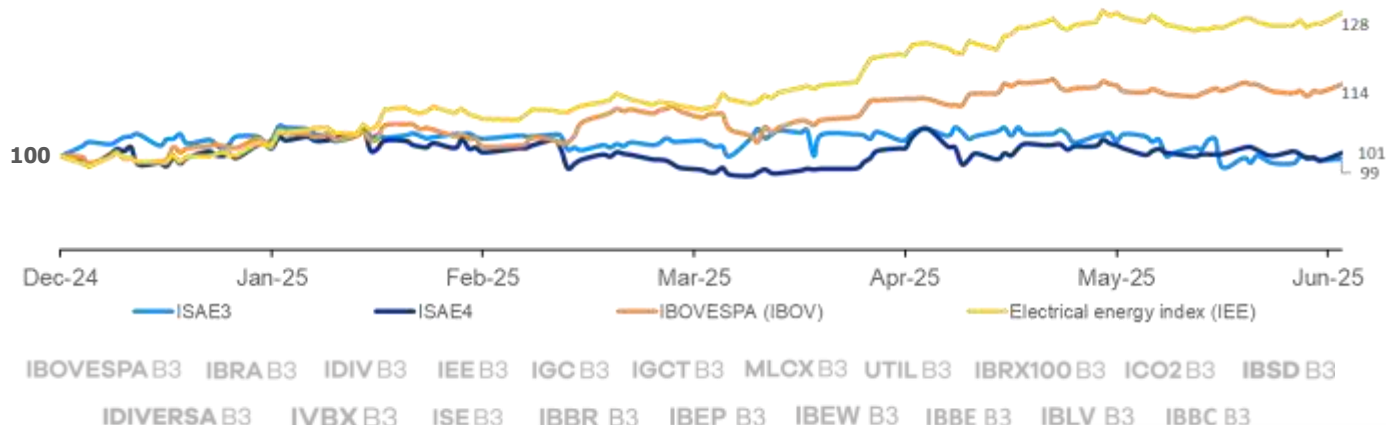
The common ("ISAE3") and preferred ("ISAE4") shares of ISA ENERGIA BRASIL ended the 2Q25 at R\$ 30.31 (-3.8% vs 1Q25) and R\$ 23.18 (+3.8% vs 1Q25), respectively. In the same period, the Electricity Index ("IEE") and Ibovespa appreciated 18.8% and 6.6%, respectively. ISA ENERGIA BRASIL ended the second quarter of 2025 with a market capitalization of R\$17.1 billion and the average daily traded volume ("ADTV") of ISAE4 was R\$45.7 million in 2Q25 (+32.5% vs. 1Q25).

Capital markets	2Q25	2Q24	1Q25	1H25	1H24
	658,882,604	658,882,604	658,882,604	658,882,604	658,882,604
Market Capitalization ¹ (R\$ billion)	17.1	19.3	17.1	17.1	19.3
ISAE3					
Average volume/day (thousand shares)	3.1	2.1	3.5	3.3	2.2
Average Daily Traded Volume (1,000 R\$)	96	70	111	104	76
Average price (R\$)	31.45	33.72	31.64	31.54	33.96
Closing price (R\$)	30.31	34.09	31.52	30.31	30.31
ISAE4					
Average volume/day (thousand shares)	1,982	3,331	2,908	2,445	3,111
Average Daily Traded Volume (1,000 R\$)	45,697	86,235	67,739	56,718	70,497
Average price (R\$)	23.05	25.80	23.26	23.16	25.64
Closing price (R\$)	23.18	26.26	22.34	23.18	26.26

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

Currently, the Company is included in the following indices: Bovespa Index (Ibovespa B3), Brazil Broad Index (IBRA), Dividend Index (IDIV), Electricity Index (IEE), Corporate Governance Index (IGC), Corporate Governance Trade Index (IGCT), MidLarge Cap Index (MLCX), Public Utility Index (UTIL), Brazil 100 Index (IBRX100), Efficient Carbon Index (ICO2), Bovespa Smart Dividend Index (IBSD), Bovespa BR+ Index (IBBR), Diversity Index (IDVR), Valor Index (IVBX), Corporate Sustainability Index (ISE), Bovespa B3 Private Companies Index (IBEP), Bovespa B3 Equal Weight Index (IBEW), IBOV BR+ Equal Weight B3 (IBBE), Bovespa Smart Low Volatility B3 Index (IBLV), and IBOV BR+ Cap 5% B3 (IBBC).

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



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

Inauguration of the Conexão Cultural Center with Free Courses in Guarulhos

ISA ENERGIA BRASIL inaugurated the Conexão Cultural Center in Guarulhos (SP), offering 100 free spots in Digital Culture and Stage Lighting courses, each with 196 hours, through the Culture Incentive Law. The initiative is part of the Jacarandá Project and includes teaching materials and a basic food basket for participants, contributing to the socioeconomic development of the surrounding communities.

ISA ENERGIA BRASIL improves its position in the ISE B3 Ranking

ISA ENERGIA BRASIL was listed for the third consecutive time in the B3 Corporate Sustainability Index (ISE), reaching 24th place among the 82 selected companies — advancing 17 positions over the previous year. This result reflects the Company's progress in areas such as emissions reduction, diversity and inclusion, governance, and private social investment.

2024 Annual Sustainability Report and Climate Journey

ISA ENERGIA BRASIL released its 2024 Annual Sustainability Report, celebrating the Company's 25th anniversary and announcing a record investment of R\$2.3 billion in greenfield projects aimed at energy transition and more than R\$3 million allocated to 50 incentivized and proprietary social projects.

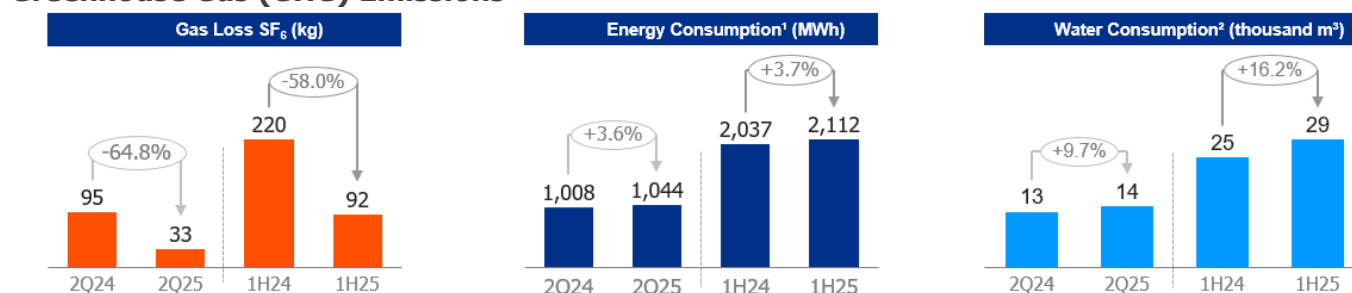
For the second year in a row, the Company published the Climate Journey Report, reinforcing its role as an agent of energy transition in Brazil, with structured actions in mitigation and adaptation. Highlights include: (i) a 20% reduction in SF₆ emissions over three years; (ii) 100% offsetting of GHG emissions in scopes 1, 2 (excluding technical losses), and 3; (iii) support for the conservation of more than 40,000 hectares in the Amazon through the Jaguar Connection Program. The report also details the Climate Adaptation and Resilience Plan, which assessed 413 assets based on IPCC scientific scenarios—a practice internationally recognized as a benchmark for climate risk management—incorporating risks and opportunities into strategic plans through 2050.

Highlighted in the 2025 "Best in ESG" Exame Award

The Company was recognized as the Energy Sector Highlight in Exame's "Best in ESG 2025" award, promoted in partnership with the Brazilian Institute of Capital Markets (IBMEC). This recognition reflects ISA ENERGIA BRASIL's consistent performance in 2024, a year that consolidated significant advances across all its areas of operation. During this period, the Company invested R\$1.3 billion in improvements to its transmission system and issued R\$1.8 billion in green debentures.

Sustainability Indicators

Greenhouse Gas (GHG) Emissions



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

The Company's greenhouse gas (GHG) emission reduction targets cover Scopes 1 and 2, as well as part of Scope 3, with priority actions focused on mitigating emissions associated with SF₆ gas, electricity consumption, and fuel use.

SF₆ gas leaks account for more than 70% of GHG emissions in Scopes 1 and 2 (excluding technical losses), which justifies the continued efforts for prevention and, when necessary, prompt response to control. Among the initiatives implemented are the development and application of new gas containment techniques, the mapping and prioritization of maintenance in critical equipment, and a reduction in response time after leak detection. As a result, SF₆ losses decreased by 64.8% in 2Q25 compared to the same period of the previous year.

Energy consumption increased by 3.6% in the second quarter, driven by the energization of new projects in the second half of 2024 and the ongoing works for reinforcements and improvements.

In 2Q25, there was also a 9.7% increase in water consumption compared to the same period in 2024, reflecting the significant volume of ongoing construction projects.

Occupational Safety and Health ("OSH")

There were 10 recorded accidents without leave and 3 with leave, involving both direct employees and contractors. Given the increase in the volume of ongoing construction projects, the Company has redoubled its efforts to strengthen its safety culture and safeguard lives, reaffirming its commitment to the integrity of everyone involved in its operations.

Significant progress was made in the ISO 45.001 management system, with field inspections focusing on maintenance and compliance with regulatory requirements, in addition to internal audits aimed at evaluating and continuously improving the OHSMS.

Also noteworthy is the launch of the "Safety Culture" program in partnership with contractors, reinforcing the commitment to safe practices. This has translated into concrete actions such as the Serra Dourada Project Safety Plan. Initiatives like the Online Safety Coffee with leaders and the Yellow May Campaign have reinforced essential values for preserving the lives of the Company's employees and service providers.

Category / Employee	2Q24	2Q25	Chg (%)	1H24	1H25	Chg (%)
Accidents with absence						
Employees	0	1	N.A.	0	2	N.A.
Third-parties Employees	3	9	2	3	11	2.7
Total	3	10	2	3	13	3.3
Accidents without absence						
Employees	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Third-parties Employees	1	3	2	2	5	1.5
Total	1	3	2	2	5	1.5
Accidents with Death						
Employees	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Third-parties Employees	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Total	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Accidents Frequency Rate						
Employees	0.0	1.3	N.A.	0.0	1.3	N.A.
Third-parties Employees	1.8	2.1	0.2	1.2	1.5	0.3

Diversity¹

ISA ENERGIA BRASIL's Diversity, Equity and Inclusion Program brings together initiatives focused on attracting, accelerating careers, and professional development. With an emphasis on acculturation and staff education, the program also seeks to enhance human capital management processes, directing strategies to ensure a safe, welcoming and respectful environment for all forms of diversity.

This quarter, the company relaunched its affinity groups, focusing on four socially underrepresented groups: Gender, Race and Ethnicity, People with Disabilities, and LGBTI+. Governance was established with executives appointed as sponsors for each of these pillars, strengthening a strategic agenda for the business.

The Company conducted the Diversity Pulse survey, aiming to map employees' perceptions on the subject. Additionally, it promoted the Diversity and Inclusion Dialogue, reaching about 320 people. These actions were accompanied by the strengthening of inclusive practices, representation and respect for diversity, such as the work of a recruitment and selection committee focused on increasing diversity in hiring processes. In June, during LGBTI+ Pride Month, the "Pride that Transforms" livestream was held, featuring participation from the Forum of Companies and LGBTI Rights. In 2Q25, female representation in leadership positions remained at 24%, while Black and Brown individuals held 29% of positions in the company, with 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.

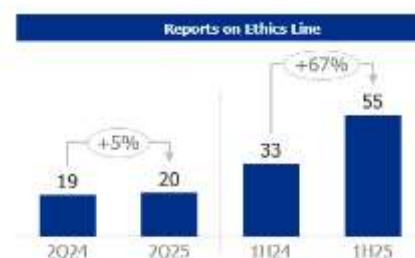
Ethical conduct

The Company received 20 reports through the Ethics Line in 2Q25 (+5% vs 2Q24), reflecting a culture of integrity and trust among employees in the whistleblowing channel.

Two reports are still under review, while 18 have been closed, with two confirmed as cases of discriminatory conduct. The confirmed cases were evaluated by the Ethics Committee, reported to the Audit and Risk Committee, and resulted in disciplinary and preventive actions.

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

The Ethics Line website was the most used channel, accounting for 75% of records made digitally, with the same percentage opting for anonymity.



Environmental Compliance

The Company did not record significant fines¹ for environmental non-compliance during the period, having received only three infraction notices related to the lack of declaration of water volumes captured in 2024, for which the fines will be duly paid. In addition, there was one notice for the removal of native vegetation, which is being addressed with the competent environmental authority, and another resulting from a fire, for which an Environmental Recovery Commitment Term ("TCRA") has been proposed and is currently under review as part of an administrative appeal.

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

EVENTS SUBSEQUENT TO THE REPORTING 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, Homologatory Resolution No. 3,481 ([click here](#)) was published, which established the RAP for ISA ENERGIA BRASIL and its subsidiaries and jointly controlled entities for the 12-month Tariff Cycle, covering the period from July 1, 2025, to June 30, 2026 (2025/2026 cycle). According to REH No. 3,481, the RAP and the amounts corresponding to PA for the Consolidated and jointly controlled companies, net of PIS and COFINS, amounted to R\$ 6,398.5 million in the 2025/2026 cycle, weighted by ISA ENERGIA BRASIL's share, as of June 2025. Excluding the amounts corresponding to PA, the consolidated RAP for the cycle is R\$ 6,372.8 million. Of this amount, 55.6% represents the RAP from the renewed contract, including R&I, RBSE and the Operation and Maintenance (O&M) portion of the contract. Additionally, 44.4% of the RAP refers to auctioned contracts arising from transmission auctions or acquisitions (M&A), with (i) 28.3% from projects in operation, i.e., with active RAP; and (ii) 16.0% from projects under construction, which are expected to add revenue to the Company as they are completed.

OTHER MATERIAL INFORMATION

Periodic Tariff Review (RTP) – New Concessions

2025 RTP – New Concessions

In July 2025, Homologatory Resolution No. 3,475/2025 ([click here](#)) 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%:

RTP 2025								
Company	Particip. ISA ENERGIA BRASIL (%)	Contract	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.

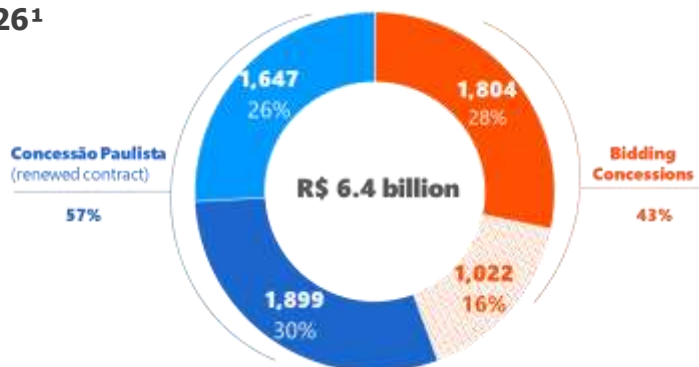
RAP Tariff Cycle 2025/2026

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).

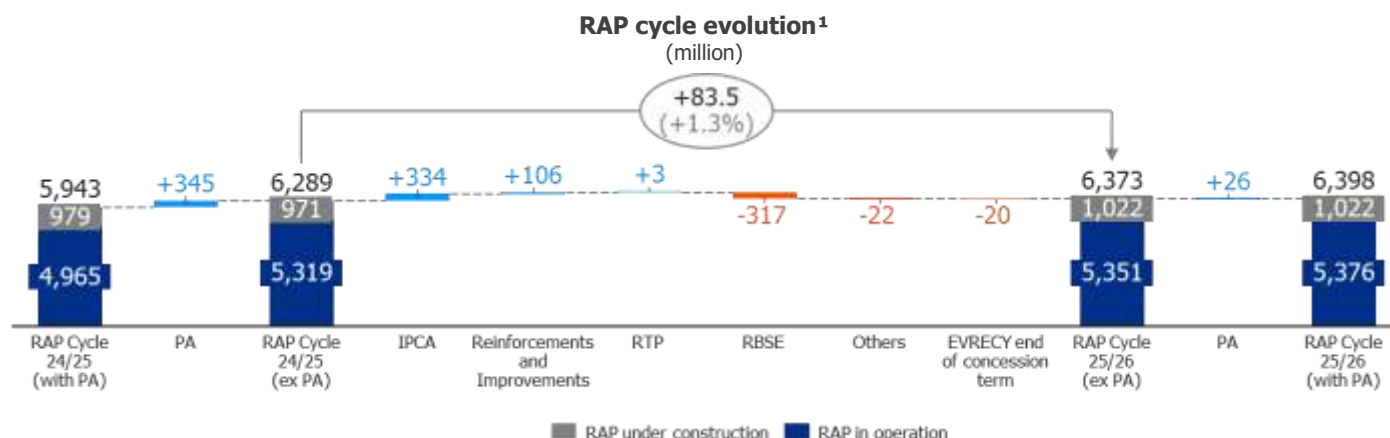
RAP Tariff Cycle 2025/2026¹



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

- monetary adjustment for the 25/26 cycle (IPCA), totaling R\$ 333.8 million;
- new R&I projects that started operating in the last cycle, adding R\$ 105.7 million;
- decreasing trajectory of O&M RAP as established in the 2024 RTP;
- reduction of R\$ 317.0 million from the RBSE financial component;
- 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, include regulatory charges for R&D, TFSE, and RGR, and exclude CDE and PROINFA charges.

Parent Company														
Concessionaire (R\$ million)	Contract	Project	Index	RAP 23/24 Cycle	Inflation	R&I	RTP	Others¹	RAP 24/25 Cycle	PA	RAP 24/25 Cycle		RAP 23/24 Cycle	Chg%
				REH 3.216					REH 3.348	Total	with PA			
ISA ENERGIA BRASIL	059/2001	O&M	IPCA	813	43	95	0	-22	929	80	1,009		813	14.3%
		R&M		682	36	-0	0	0	718	0	718		682	5.2%
		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	3,781	72	3,853		3,823	-1%

100% Controlled Subsidiaries														
Concessionaire (R\$ million)	Contract	Project	Index	RAP 23/24 Cycle	Inflation	R&I	RTP	Others²	RAP 24/25 Cycle	PA	RAP 24/25 Cycle		RAP 23/24 Cycle	Chg%
				REH 3.216					REH 3.348	Total	with PA			
Subsidiaries (100%) in operation				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	Tigabi	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	4,592		4,528	1%

Jointly Controlled Subsidiaries (equity income)														
Concessionaire (R\$ million)	Contract	Project	Index	RAP 23/24 Cycle	Inflation	R&I	RTP	Others	RAP 24/25 Cycle	PA	RAP 24/25 Cycle		RAP 23/24 Cycle	Chg%
				REH 3.216					REH 3.348	Total	with PA			
Subsidiaries (non-consolidated) in operation				1,508	80	0	0	0	1,588	-55	1,534		1,508	2%
IE Madeira (51%)	013/2009	Lote D	IPCA	388	21	0	0	0	408	-15	394		388	5%
	015/2009	Lote F		335	18	0	0	0	352	-11	341		335	5%
IE Paraguaçu (50%)	003/2017	Paraguaçu	IPCA	154	8	0	0	0	162	-6	157		154	5%
IE Garanhuns (51%)	022/2011	Garanhuns	IPCA	150	8	0	0	0	158	-6	152		150	5%
IE Aimorés (50%)	004/2017	Aimorés	IPCA	103	5	0	0	0	109	-4	105		103	5%
IE Ivaí (50%)	022/2017	Ivaí	IPCA	379	20	0	0	0	399	-15	384		379	5%
Participation ISA ENERGIA BRASIL				763	41	0	0	0	803	-28	776		763	2%
ISA ENERGIA BRASIL in operation				5,311	282	106	3	-339	5,342	26	5,368		5,291	1%

Project Under Construction														
Concessionaire (R\$ million)	Contract	Project	Index	RAP 23/24 Cycle	Inflation	R&I	RTP	Others	RAP 24/25 Cycle	PA	RAP 24/25 Cycle		RAP 23/24 Cycle	Chg%
				REH 3.216					REH 3.348	Total	with PA			
Parent Company Under Construction				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%
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	6,364	26	6,390		6,261	2%

Renovação Concessão Paulista - Contrato 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 5}



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 March 31, 2024, the amount booked in the Company's balance sheet was approximately R\$2.5 billion, net provisions for losses on the realization of credits in 2013.

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

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

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

GLOSSARY

ADTV - Average Daily Traded Volume

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

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

CAGR - Compound Annual Growth Rate.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Greenfield - Projects for growth through auctions.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

IE - Electrical Interconnection.

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

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

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

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

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

M&A - Mergers and Acquisitions.

MME - Brazil's Ministry of Mines and Energy.

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

O&M - Operation and Maintenance.

Organic growth - growth through investments in retrofitting projects.

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

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

PMSO - Personnel, Material, Services and Others.

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

PV (Variable Portion) - Penalizes revenue from 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 (Date)	Project	Current situation	Contract	Company	ANEEL Investment ISA ENERGIA BRASIL Participation (R\$ million)	RAP ISA ENERGIA BRASIL Cycle 2025/2026 (R\$ million)	Constructions		Anticipation (Months)	CapEx ISA ENERGIA BRASIL accumulated until 06/30/2054 (R\$ million)	CapEx Efficiency (vs ANEEL)
							Beginning	Conclusion			
013/2015 (oct/2016)	Paraguaçu	Operational	003/2017	IE Paraguaçu	254.8	162.4	2Q19	3Q22	-5	333.4	-12.3%
	Aimorés	Operational	004/2017	IE Aimorés	170.6	108.8	2Q19	2Q22	-3	197.5	-0.8%
	Itaúnas	Operational	018/2017	IE Itaúnas	297.8	72.1	3Q18	4Q23	-10	373.8	-4.6%
005/2016 (apr/2017)	Ivaí	Operational	022/2017	IE Ivaí	968.2	398.7	4Q19	4Q22	-3	1050.4	9.5%
	Tibagi	Operational	026/2017	IE Tibagi	134.6	23.7	3Q18	4Q20	8	117.5	20.2%
	Itaquerê	Operational	027/2017	IE Itaquerê	397.7	70.8	3Q18	3Q20	11	255.9	40.8%
	Aguapeí	Operational	046/2017	IE Aguapeí	601.9	83.2	3Q19	1Q21	6	363.4	46.1%
	Bauru	Operational	042/2017	IE Jaguar 6	125.8	16.2	2Q18	3Q19	18	63.0	53.5%
002/2018 (jun/2018)	Lorena	Operational	021/2018	IE Itapura	237.9	18.3	3Q19	4Q21	11	126.1	52.1%
	Biguaçu	Operational	012/2018	IE Biguaçu	641.4	56.3	1Q21	3Q22	13	456.0	38.9%
002/2019 (dec/2019)	Minuano	Operational	001/2020	Evrecy	681.6	53.0	1Q22	-	4	737.0	14.0%
	Três lagoas	Operational	006/2020	IE Tibagi	98.8	7.5	2Q21	2Q22	12	87.1	21.6%
	Triângulo Mineiro	Operational	007/2020	IEMG	553.6	46.1	1Q22	3Q23	20	519.6	23.6%
001/2020 (dec/2020)	Riacho Grande	Under construction	005/2021	IE Riacho Grande	1,140.6	93.1	4Q23	-	-	765.8	-
001/2022 (jun/2022)	Piraquê	Under construction	008/2022	ISA ENERGIA BRASIL	3,653.6	343.1	4Q23	-	-	2695.9	-
	Jacarandá	Under construction	011/2022	IE Jaguar 8	232.3	16.1	4Q23	-	-	62.9	-
001/2023 (jun/2023)	Serra Dourada	Under construction	006/2023	ISA ENERGIA BRASIL	3,157.0	321.8	3Q25	-	-	305.8	-
	Itatiaia	Under construction	012/2023	ISA ENERGIA BRASIL	2,342.3	248.2	3Q25	-	-	136.2	-
	Água Vermelha	Operational	014/2023	IE Tibagi	94.2	8.5	2Q24	;	16	87.1	29.3%
Projects in Operation (12)					5,258.9	1,125.4	-	-	1	4,767.8	23.3%
Subsidiaries 100% in operation (9)					3,771.1	447.1	-	-	7	3,186.5	30.5%
Jointly Controlled Companies in Operation (3)					1,393.6	669.9	-	-	-3	1,581.3	4.2%
Projects Under Construction (7)					10,525.8	1,022.3	-	-	-	3,966.5	-
Total (19)					15,784.7	2,147.8	-	-	1	8,734.3	23.3%

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

Attachment II – Investimentos em Projetos

Investments (R\$ Million)	Consolidated + Jointly-controlled					
	2Q25	2Q24	Chg (%)	1H25	1H24	Chg (%)
Brownfield Projects	0.0	0.0	N.A	0.0	0.0	N.A
Retrofitting Projects	379.3	340.4	11.4%	685.3	583.5	17.4%
Greenfield Projects	722.8	299.8	1731.5%	1,524.8	891.8	71.0%
Piraquê	538.0	149.0	261.0%	1,075.3	505.7	112.7%
Riacho Grande	77.1	48.7	58.4%	235.7	99.8	136.1%
Serra Dourada	48.8	37.2	31.0%	93.9	118.8	-21.0%
Água Vermelha	16.0	3.2	396.8%	52.2	6.0	771.4%
Itatiaia	19.7	5.2	279.2%	40.3	57.2	-29.5%
Jacarandá	23.1	1.8	1205.1%	27.4	3.0	825.5%
Triângulo Mineiro	0.0	9.0	-100.0%	0.0	12.2	-100.0%
Minuano	0.0	48.4	-100.0%	0.0	90.7	-100.0%
Biguaçu	0.0	-7.8	N.A	0.0	-7.0	N.A
Itapura-Lorena	0.0	1.5	-100.0%	0.0	2.0	-100.0%
Tibagi	0.0	-0.2	N.A	0.0	-0.2	N.A
Três lagoas	0.0	0.0	N.A	0.0	-0.2	N.A
Itaquere	0.0	3.6	-100.0%	0.0	3.6	-100.0%
Itaúnas	0.0	0.2	-100.0%	0.0	0.2	-100.0%
Total	1,102.1	640.2	72.2%	2,210.1	1,475.3	49.8%

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

Attachment III - Regulatory Balance Sheet

Assets (R\$ thousand)	Consolidated	
	30/06/2025	31/12/2024
CURRENT		
Cash and Cash Equivalents	653,574	2,914,747
Financial Investments	1,176,687	485,995
Accounts receivable - Concessionaires and	588,981	259,819
Inventory	45,660	39,928
Services in course	0	0
Recoverable taxes and contributions	444,644	453,046
Derivative instruments	26,668	41,658
Credit with controlled parties	127,962	118,989
Prepaid Expenses	45,975	19,461
Restricted cash	0	1,273
Others	126,892	221,724
	3,237,043	4,556,640
NON-CURRENT		
Long-Term Assets		
Restricted cash	18,889	17,862
Accounts receivable - Concessionaires and	214,298	624,135
Accounts Receivable from the State Finance	2,653,970	2,563,255
Deferred income taxes and social contribution	363	438
Pledges and Escrow	44,590	43,650
Credits with Subsidiaries	0	0
Derivative financial instruments	12,561	84,715
Others	92,360	93,364
	3,037,031	3,427,419
Investments	1,888,005	1,721,387
Imobilized	18,201,479	16,478,040
Intangible	1,774,851	1,782,527
	21,864,335	19,981,954
	24,901,366	23,409,373
Total Assets	28,138,409	27,966,013

Liabilities and Shareholders' Equity (R\$ thousand)	Consolidated	
	30/06/2025	31/12/2024
CURRENT		
Loans and Financing	88,762	82,056
Debentures	246,018	1,109,914
Leasing	14,086	12,020
Derivative financial instruments	23,396	0
Suppliers	253,953	184,644
Taxes and social charges to be collected	249,750	139,168
Deferred Income Tax and Social Contribution	0	0
Regulatory charges to be collected	53,247	66,750
Interest on Shareholders' Equity / Dividends	6,519	1,408,488
Provisions	75,794	71,658
Amounts Payable - Funcesp	757	351
Others	98,526	271,133
	1,110,808	3,346,182
NON-CURRENT		
Long-Term Liabilities		
Loans and Financing	704,383	651,766
Debentures	13,022,977	11,392,559
Leasing	35,828	25,489
Derivative financial instruments	23,765	0
Suppliers	2,229	1,393
Employee Benefit - Actuarial Deficit	0	0
Diferred PIS and COFINS	29,777	38,083
Deferred income taxes and social contribution	1,678,737	1,675,869
Regulatory charges to be collected	27,173	30,763
Provisions	153,480	193,721
Global Reversal Reserve - RGR	0	0
Obligations connected to concession service	678,503	683,178
Others	338	610
	16,357,190	14,693,431
SHAREHOLDER'S EQUITY		
Share Capital	3,590,020	3,590,020
Capital Reserves	666	666
Income Reserves	3,697,689	2,958,714
Revaluation reserve	2,705,763	2,846,948
Other Comprehensive Results	127,545	173,351
	10,121,683	9,569,699
Non-controlling shareholders' share of investment funds	548,730	356,701
	10,670,413	9,926,400
Total Liabilities and Shareholders' Equity	28,138,411	27,966,013

Attachment IV – Regulatory Income Statement

Income Statement (R\$ thousand)	Consolidated					
	2Q25	2Q24	Chg (%)	1H25	1H24	Chg (%)
Gross Revenue	1,174,144	1,271,772	-7.7%	2,468,120	2,552,840	-3.3%
Availability of Electric Network	1,163,603	1,260,536	-7.7%	2,445,424	2,531,556	-3.4%
Others	10,541	11,236	-6.2%	22,696	21,284	6.6%
Deductions from the Operational Revenue	-145,513	-159,387	-8.7%	-307,637	-332,316	-7.4%
Taxes and Contributions on Revenue	-101,351	-113,082	-10.4%	-213,887	-227,267	-5.9%
Regulatory charges	-44,162	-46,305	-4.6%	-93,750	-105,049	-10.8%
Net Revenue	1,028,631	1,112,385	-7.5%	2,160,483	2,220,524	-2.7%
Costs and Operational Expenses	-421,230	-383,688	9.8%	-808,803	-742,361	9.0%
Personnel	-103,937	-112,506	-7.6%	-213,914	-222,110	-3.7%
Material	-7,104	-7,752	-8.4%	-11,223	-11,412	-1.7%
Services	-52,013	-53,640	-3.0%	-91,954	-97,163	-5.4%
Depreciation	-215,793	-180,060	19.8%	-423,781	-348,854	21.5%
Others	-42,383	-29,730	42.6%	-67,929	-62,822	8.1%
Result of Service	607,401	728,697	-16.6%	1,351,680	1,478,163	-8.6%
Financial Results	-351,730	-240,101	46.5%	-703,118	-492,493	42.8%
Income from Financial Investments	72,948	49,972	46.0%	153,361	89,830	70.7%
Result of Liquid Monetary Variation	-126,121	-70,462	79.0%	-287,755	-197,754	45.5%
Asset and Liability Interest	-1,293	-172	651.7%	-2,815	-158	1681.6%
Interest/Charges on loans	-324,406	-215,836	50.3%	-596,754	-379,474	57.3%
Others	27,142	-3,603	n.a	30,845	-4,937	n.a
Operational Result	255,670	488,596	-47.7%	648,562	985,670	-34.2%
Equity Income	91,505	99,249	-7.8%	166,618	178,420	-6.6%
Other Operational Revenues/Expenses	-33,651	-17,757	89.5%	-62,668	-39,077	60.4%
Results before Taxes	313,524	570,088	-45.0%	752,512	1,125,013	-33.1%
Income Tax and Social Contribution on Income	-40,782	-130,433	-68.7%	-130,946	-263,276	-50.3%
Current	11,308	-175,719	n.a	-83,625	-345,461	-75.8%
Deferred	-52,090	45,286	n.a	-47,321	82,185	n.a
Consolidated Income/Losses of the Period with the Participation of the Non Controlling Shareholder	272,742	439,655	-38.0%	621,566	861,737	-27.9%
Participation of Non Controlling Shareholder	-17,101	-14,062	21.6%	-28,572	-26,899	6.2%
Net Income/Loss Consolidated in the Period	255,641	425,593	-39.9%	592,994	834,838	-29.0%

Attachment V – Indirect Cash Flow – Regulatory¹

Cash Flow of operational activities (R\$ thousand)	Consolidated	
	1H25	1H24
Cash generated by operational activities	1,694,410	1,546,478
Net Income	621,566	861,737
Employee benefit - actuarial deficit	0	22,312
Deferred PIS and COFINS	-8,306	-6,483
Depreciation and amortization	467,194	402,890
Deferred income taxes and social contribution	47,320	-82,182
Provision for Lawsuit Liabilities	-42,661	13,650
Residual value of fixed/intangible assets	20,881	16,988
Tax benefit - incorporated goodwill	18	18
Realization of concession assets in the acquisition of subsidiary	0	0
Realization of the loss in jointly controlled	0	0
Result of equity income	-166,618	-178,420
Income from financial investments	-57,166	-51,351
Interest and exchange variations on loans, financing and debentures	877,386	568,197
Interest and monetary and exchange variations on assets and liabilities	-40,288	6,021
Transactions with non-controlling shareholders	-28,572	-26,899
Assets Variation	38,185	130,373
Restricted cash	0	0
Accounts receivable - Concessionaires and Permissionaires	80,675	124,193
Inventories	-5,732	-6,220
Accounts Receivable from the State Finance Secretariat	-90,715	-90,188
Recoverable taxes and contributions	73,103	-86,558
Prepaid Expenses	-26,514	-25,847
Pledges and Escrow	-73	527
Credit with subsidiaries	0	0
Others	7,441	214,466
Liabilities Variation	-14,062	26,670
Suppliers	70,145	-28,787
Taxes and social charges to be collected	193,939	401,527
Labor obligations	4,136	3,684
Tax payment	-82,747	-76,093
Regulatory charges to be collected	-10,901	6,031
Provisions	-4,762	-16,725
Amounts payable to Vivest	406	-29
Global Reversal Reserve - RGR	-1,240	-1,240
Obligations linked to the concession of the service	-7,646	-50,632
Post-employment benefit - actuarial liability	0	-18,178
Others	-175,392	-192,888
Net cash generated in operational activities	1,718,533	1,703,521
Investments Activities Cash Flow	-2,624,965	-2,225,248
Restricted cash	246	5,790
Financial Investments	-2,925,957	-3,646,078
Redemptions of financial investments	2,484,460	2,752,398
Fixed Assets	-2,183,714	-1,399,448
Investments	0	0
Caixa acquired a business combination	0	0
Received dividends	0	62,090
Cash used in financing activities	-1,354,741	347,399
New loans and debentures	1,446,492	2,396,381
Loan and debentures payments (principal)	-988,165	-478,649
Loan and debentures payments (interest)	-508,518	-318,039
Lease Payments (principal and interest)	-8,500	-10,012
Lease Payments (interest)	0	0
Derivative instruments	39,856	-3,223
Capital payment	0	0
Paid dividends and interest on equity	-1,335,906	-1,239,059
Net variation in Cash and Cash Equivalents	-2,261,173	-174,328
Opening Balance of Cash and Cash Equivalents	2,914,747	245,819
Closing Balance of Cash and Cash Equivalents	653,574	71,491
Closing Balance of Cash and Cash Equivalents	-2,261,173	-174,328

Attachment VI – Regulatory Result of Non-Consolidated Companies

IE MADEIRA						
Income Statement (R\$ thousand)	2Q25	2Q24	Chg (%)	1H25	1H24	Chg (%)
Gross Operational Revenue	200,362	222,346	-9.9%	392,781	410,681	-4.4%
Operational Revenue Deductions	-27,241	-25,334	7.5%	-52,416	-48,026	9.1%
Net Operational Revenue	173,121	197,012	-12.1%	340,365	362,655	-6.1%
Costs and Expenses	-15,686	-9,364	67.5%	-36,184	-31,355	15.4%
Depreciation	-36,493	-36,383	0.3%	-73,383	-67,618	8.5%
EBITDA	157,301	180,007	-12.6%	304,064	329,432	-7.7%
Gross Profit	120,943	151,265	-20.0%	230,798	263,682	-12.5%
Financial Result	-10,539	-18,600	-43.3%	-26,765	-41,938	-36.2%
Other Revenues and Expenses	-134	-7,642	-98.2%	-117	-1,867	-93.8%
Income before IR & CSLL	110,270	125,024	-11.8%	203,917	219,877	-7.3%
IR & CSLL*	-21,129	-19,840	6.5%	-41,706	-26,981	54.6%
Net Income	89,140	105,184	-15.3%	162,211	192,895	-15.9%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (51%) on EBITDA	80,224	91,803	-12.6%	155,073	168,010	-7.7%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (51%) on Net Income	45,461	53,644	-15.3%	82,728	98,377	-15.9%

IE GARANHUNS						
Income Statement (R\$ thousand)	2Q25	2Q24	Chg (%)	1H25	1H24	Chg (%)
Gross Operational Revenue	41,537	45,237	-8.2%	82,904	79,798	3.9%
Operational Revenue Deductions	-5,491	-5,291	3.8%	-10,913	-10,633	2.6%
Net Operational Revenue	36,046	39,946	-9.8%	71,991	69,164	4.1%
Costs and Expenses	-3,797	-3,436	10.5%	-8,181	-7,237	13.0%
Depreciation	-6,355	-6,349	0.1%	-12,712	-12,697	0.1%
EBITDA	32,249	36,510	-11.7%	63,810	61,927	3.0%
Gross Profit	25,894	30,162	-14.2%	51,098	49,230	3.8%
Financial Result	-167	-933	-82.1%	-1,183	-2,182	-45.8%
Other Revenues and Expenses	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Income before IR & CSLL	25,727	29,229	-12.0%	49,915	47,048	6.1%
IR & CSLL*	-1,582	-553	185.9%	-3,073	-1,455	111.1%
Net Income	24,145	28,675	-15.8%	46,842	45,592	2.7%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (51%) on EBITDA	16,447	18,620	-11.7%	32,543	31,583	3.0%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (51%) on Net Income	12,314	14,624	-15.8%	23,890	23,252	2.7%

IE AIMORÉS						
Income Statement (R\$ thousand)	2Q25	2Q24	Chg (%)	1H25	1H24	Chg (%)
Gross Operational Revenue	28,454	27,380	3.9%	56,909	56,079	1.5%
Operational Revenue Deductions	-2,977	-2,998	-0.7%	-5,954	-6,069	-1.9%
Net Operational Revenue	25,477	24,382	4.5%	50,955	50,010	1.9%
Costs and Expenses	-1,698	-1,061	60.0%	-3,354	-2,308	45.3%
Depreciation	-2,798	-2,720	2.9%	-5,442	-5,440	0.0%
EBITDA	23,779	23,321	2.0%	47,601	47,702	-0.2%
Gross Profit	20,981	20,601	1.8%	42,159	42,262	-0.2%
Financial Result	927	598	55.0%	1,329	1,032	28.8%
Other Revenues and Expenses	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Income before IR & CSLL	21,908	21,199	3.3%	43,488	43,294	0.4%
IR & CSLL*	-2,100	-2,091	0.4%	-4,614	-4,168	10.7%
Net Income	19,808	19,108	3.7%	38,874	39,126	-0.6%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on EBITDA	11,890	11,661	2.0%	23,801	23,851	-0.2%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on Net Income	9,904	9,554	3.7%	19,437	19,563	-0.6%

IE PARAGUAÇU						
Income Statement (R\$ thousand)	2Q25	2Q24	Chg (%)	1H25	1H24	Chg (%)
Gross Operational Revenue	42,384	40,865	3.7%	84,045	82,138	2.3%
Operational Revenue Deductions	-4,718	-4,300	9.7%	-9,365	-8,547	9.6%
Net Operational Revenue	37,666	36,565	3.0%	74,680	73,591	1.5%
Costs and Expenses	-2,189	-1,781	22.9%	-4,368	-3,827	14.1%
Depreciation	-4,732	-4,615	2.5%	-9,304	-9,230	0.8%
EBITDA	35,477	34,784	2.0%	70,312	69,764	0.8%
Gross Profit	30,745	30,169	1.9%	61,008	60,534	0.8%
Financial Result	2,244	1,230	82.4%	3,706	1,971	88.0%
Other Revenues and Expenses	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Income before IR & CSLL	32,989	31,399	5.1%	64,714	62,505	3.5%
IR & CSLL*	-2,620	-3,814	-31.3%	-6,044	-7,323	-17.5%
Net Income	30,369	27,585	10.1%	58,670	55,182	6.3%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on EBITDA	17,739	17,392	2.0%	35,156	34,882	0.8%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on Net Income	15,185	13,793	10.1%	29,335	27,591	6.3%

IE IVAÍ						
Income Statement (R\$ thousand)	2Q25	2Q24	Chg (%)	1H25	1H24	Chg (%)
Gross Operational Revenue	104,217	100,221	4.0%	209,962	201,976	4.0%
Operational Revenue Deductions	-10,928	-10,731	1.8%	-22,011	-21,619	1.8%
Net Operational Revenue	93,289	89,490	4.2%	187,951	180,357	4.2%
Costs and Expenses	-4,598	-4,744	-3.1%	-10,014	-9,369	6.9%
Depreciation	-13,462	-14,811	-9.1%	-27,086	-29,640	-8.6%
EBITDA	88,741	84,746	4.7%	177,986	170,988	4.1%
Gross Profit	75,230	69,934	7.6%	150,852	141,348	6.7%
Financial Result	-49,092	-46,803	4.9%	-116,872	-112,146	4.2%
Other Revenues and Expenses	49	0	N.A.	49	0	N.A.
Income before IR & CSLL	26,187	23,132	13.2%	34,029	29,202	16.5%
IR & CSLL*	-8,903	-7,865	13.2%	-11,570	-9,929	16.5%
Net Income	17,283	15,267	13.2%	22,459	19,273	16.5%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on EBITDA	44,370	42,373	4.7%	88,993	85,494	4.1%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on Net Income	8,642	7,634	13.2%	11,229	9,637	16.5%

AIE (IE IVAÍ + IE PARAGUAÇU + IE AIMORÉS)						
Income Statement (R\$ thousand)	2Q25	2Q24	Chg (%)	1H25	1H24	Chg (%)
Gross Operational Revenue	175,055	168,466	3.9%	350,916	340,193	3.2%
Operational Revenue Deductions	-18,623	-18,029	3.3%	-37,330	-36,235	3.0%
Net Operational Revenue	156,432	150,437	4.0%	313,586	303,958	3.2%
Costs and Expenses	-8,485	-7,586	11.8%	-17,736	-15,504	14.4%
Depreciation	-20,992	-22,146	-5.2%	-41,832	-44,310	-5.6%
EBITDA	147,997	142,851	3.6%	295,899	288,454	2.6%
Gross Profit	126,956	120,704	5.2%	254,019	244,144	4.0%
Financial Result	-45,921	-44,975	2.1%	-111,837	-109,143	2.5%
Other Revenues and Expenses	49	0	N.A.	49	0	N.A.
Income before IR & CSLL	81,084	75,730	7.1%	142,231	135,001	5.4%
IR & CSLL*	-13,623	-13,770	-1.1%	-22,228	-21,420	3.8%
Net Income	67,460	61,960	8.9%	120,003	113,581	5.7%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on EBITDA	73,998	71,425	3.6%	147,950	144,227	2.6%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on Net Income	33,730	30,980	8.9%	60,001	56,791	5.7%

Attachment VII – Covenants (R\$ million)

BNDES (annual verification)	
Net Debt 06/30/25	14,204.4
EBITDA LTM	4,139.7
Net Debt/EBITDA 06/30/25	3.43
Shareholders' Equity 06/30/25	21,150.7
Net Debt/(Net Debt + Shareholders' Equity) 06/30/25	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 contract maturity in 2041) must comply with the maximum financial indicators of Net Debt/Adjusted EBITDA $\text{BNDES} \leq 3.0$ and Net Debt/(Net Debt + Shareholders' Equity) ≤ 0.6 . The outstanding balance of these financings with BNDES as of 06/30/2025 amounts to R\$ 707.8 million, with the contracts allowing for prepayment.

The indicators are assessed 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 contracts. The latest assessment took place on December 31, 2024, when the Company and its subsidiaries met the requirements related to restrictive clauses. The next assessment will take place on December 31, 2025. The Net Debt/EBITDA ratio according to this methodology was 3.43x in 2Q25. The next assessment will occur on December 31, 2025, and the Company has already begun negotiations with BNDES to obtain a waiver.

Attachment VIII – Balance Sheet as per IFRS

Assets (R\$ thousand)	Consolidated	
	30/06/2025	31/12/2024
CURRENT		
Cash and cash equivalents	653,574	2,914,747
Financial investments	1,176,687	485,995
Concession Asset	3,782,091	3,604,640
Taxes and contributions to compensate	444,644	453,046
Derivative instruments	26,668	41,658
Credit with related parties	127,518	142,546
Others	394,239	296,817
	6,605,421	7,939,449
NON-CURRENT		
Long-term Receivables		
Concession Asset	29,154,745	27,442,183
Accounts Receivable from the State Finance	12,561	84,715
Pledges and Escrow	44,590	43,650
Derivative instruments	2,653,970	2,564,527
Others	231,188	283,142
	32,097,054	30,418,217
Investments	4,649,069	4,354,888
Imobilized	161,519	153,613
Intangible	433,599	438,465
	5,244,187	4,946,966
	37,341,241	35,365,183
Total Assets	43,946,662	43,304,632

Liabilities and Shareholders' Equity (R\$ thousand)	Consolidated	
	30/06/2025	31/12/2024
CURRENT		
Loans and financing	88,762	82,056
Debentures	246,018	1,109,914
Leasing	14,086	12,020
Suppliers	253,242	182,169
Taxes and social charges to be collected	249,485	139,146
Regulatory Charges to be collected	53,247	64,270
Interest on Shareholders' Equity/Dividends	6,519	1,329,622
Others	198,474	345,621
	1,109,833	3,264,818
NON-CURRENT		
Long-term Liabilities		
Loans and financing	704,383	651,766
Debentures	13,022,977	11,392,559
Leasing	35,828	25,489
Deferred PIS and COFINS	2,646,658	2,493,513
Deferred Income Tax and Social Contribution	5,060,509	5,175,168
Regulatory Charges to be collected	27,173	30,763
Provisions	159,294	197,271
Benefit to employess - Actuarial Deficit	-	-
Others	29,301	2,003
Total long-term liabilities	21,686,123	19,968,532
NET EQUITY		
Shareholders' Equity	3,590,020	3,590,020
Capital Reserves	666	666
Profits Reserve	16,883,531	15,950,329
Actuarial Surplus	127,759	173,566
Other comprehensive results	-	-
	20,601,976	19,714,581
Non-controlling shareholders' share of investment funds	548,730	356,701
	21,150,706	20,071,282
Total Liabilities and Shareholders' Equity	43,946,662	43,304,632

Attachment IX – Income Statement as per IFRS

Income Statement (IFRS) (R\$ million)	Consolidated					
	2Q25	2Q24	Chg (%)	1H25	1H24	Chg (%)
Net Operating Revenue	1,432.9	1,662.6	-13.8%	3,844.9	3,640.8	5.6%
Net Revenue from infrastructure, operation and maintenance, efficiency gains in infrastructure implementation and others	1,491.5	1,043.5	42.9%	2,989.5	2,246.6	33.1%
Remuneration of concession assets, net	-58.6	619.1	-109.5%	855.4	1,394.2	-38.6%
Costs of Infrastructure Implementation Services, operation and maintenance and services provided	-1,244.3	-792.5	57.0%	-2,490.7	-1,759.6	41.5%
Gross Profit	188.5	870.1	-78.3%	1,354.2	1,881.1	-28.0%
Operational Revenue and Expenses	219.4	70.2	212.4%	319.6	151.4	111.1%
Revenues – Periodic Tariff Reset (RTP)	166.3	0.0	N.A.	166.3	0.0	N.A.
General and Administrative	-80.2	-67.7	18.3%	-130.7	-128.6	1.7%
Management Fees	-3.1	-3.5	-11.4%	-10.4	-11.1	-5.6%
Other operating net income (expenses)	-2.5	10.3	-123.9%	0.3	9.9	-97.1%
Equity Income	138.8	131.2	5.9%	294.2	281.1	4.7%
Earnings before financial income and expenses and taxes on earnings	408.0	940.4	-56.6%	1,673.8	2,032.5	-17.6%
Financial Income	-351.9	-240.2	46.5%	-703.5	-492.7	42.8%
Financial revenue	124.1	51.3	142.0%	216.9	93.1	132.8%
Financial expenses	-476.0	-291.5	63.3%	-920.4	-585.8	57.1%
Earnings Before Taxes	56.1	700.2	-92.0%	970.3	1,539.8	-37.0%
Income tax and Social Contribution on Earnings	176.2	-149.7	-217.7%	-13.3	-333.4	-96.0%
Current	11.3	-175.7	-106.4%	-83.6	-345.5	-75.8%
Deferred	164.9	26.1	533.0%	70.3	12.0	484.3%
Consolidated Profit/Loss	232.3	550.5	-57.8%	957.0	1,206.4	-20.7%
Non-Controlling Shareholder's Stake	-17.1	-14.1	21.6%	-28.6	-26.9	6.2%
Consolidated Profit/Loss for the Period	215.2	536.4	-59.9%	928.4	1,179.5	-21.3%

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

Cash Flow from Operations (R\$ thousand)	Consolidated	
	1S25	1S25
Cash flow from operational activities	-2,905,291	-2,456,670
Net earnings	956,980	1,206,417
Employee benefit - actuarial deficit	3,846	22,312
Depreciation and amortization	16,927	18,805
Deferred PIS and COFINS	153,145	151,560
Deferred IR and CS	-70,283	-12,029
Provision for Legal Claims	20,508	11,256
Residual value of permanent assets written off	61	55
Tax benefit - incorporated goodwill	18	18
Income from financial investments	-57,166	-51,351
Interest and exchange variations on loans, financing and debentures	877,386	568,197
Interest and exchange rate variations on assets and liabilities	-39,919	6,213
Result of equity income	-294,181	-281,108
Reversal of loss in jointly-owned subsidiary	0	0
Accounts Receivable - Concession Assets	-4,457,617	-4,080,050
Financial Instruments	3,655	0
Realization of Concession asset in the acquisition of Subsidiary	9,922	9,934
Result of the sale of assets and rights	0	0
Transactions with non-controlling shareholders	-28,573	-26,899
Asset Variations	2,507,959	2,565,153
Restricted cash	0	0
Accounts receivable - Concessionaires and Permissionaires	2,567,604	2,679,713
Inventories	33,138	55,656
Accounts Receivable from the State Finance Secretariat	-89,443	-90,188
Recoverable taxes and contributions	73,715	-86,558
Bonds and linked deposits	-73	527
Prepaid expenses	-26,514	-25,847
Credit with subsidiaries	0	0
Others	-50,468	31,850
Liabilities Variations	-70,625	205,693
Suppliers	71,909	-26,582
Taxes and social charges to be collected	193,086	401,527
Tax payments	-82,747	-76,093
Labor obligations	4,136	3,684
Regulatory charges to be collected	-10,901	6,031
Loans and financing to pay	0	0
Financial Instrument	0	0
Provisions	-66,038	-16,725
Amounts payable Vivest	0	0
Global Reversion Reserve	-1,240	-1,240
Others	-178,830	-84,909
Net Cash from Operating Activities	-467,957	314,176
Investments Activites Cash Flow	-438,474	-835,874
Restricted cash	-1,027	5,790
Financial investments	-2,925,957	-3,646,078
Redemptions of financial investments	2,484,460	2,752,398
Acquisition of Immobilized	-7,364	-8,086
Intangible	-2,997	-1,988
Investments	0	0
Received dividends	14,411	62,090
Cash used in financing activities	-1,354,742	347,400
Addition to loans and debentures	1,446,492	2,396,381
Loan payments (principal)	-988,165	-478,649
Loan payments (interest)	-508,518	-318,039
Leasing Payments (principal and interest)	-8,500	-10,012
Derivative instruments	39,856	-3,223
Dividends and interest on shareholders' equity paid	-1,335,907	-1,239,058
Net variation in Cash and Cash Equivalents	-2,261,173	-174,298
Opening Balance of Cash and Cash Equivalents	2,914,747	245,819
Closing Balance of Cash and Cash Equivalents	653,574	71,491
Cash and cash equivalents	-2,261,173	-174,328