RELATÓRIO DE FISCALIZAÇÃO
Nº 13/2026-DEGIP-AGERGS

Fiscalização de Desempenho de Usinas Hidrelétricas

Processos SEI 002629-39.00/14-4

Ijuí Energia S/A.

UHE São José

Novembro/2026

SUMÁRIO

I - INTRODUÇÃO 3
II - IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENDIMENTO 5
III - SITUAÇÃO DO EMPREENDIMENTO 6
IV - ANÁLISE DOS DADOS E DOCUMENTOS APRESENTADOS 7
IV.1. Critério de seleção do empreendimento 7
IV.2. Disponibilidade de geração –- FID 7
IV.3. Taxas de indisponibilidade - TEIFa e TEIP 8
IV.4. Desligamentos forçados 9
IV.4.1. Ocorrências internas relevantes informadas pelo agente 10
IV.4.2. Taxa de Desligamento Forçado - TDF 11
IV.4.3. Posicionamento da TDF da UHE São José no conjunto de UHEs do ONS 13
IV.5. Geração, vazões e vertimento 14
IV.5.1. Avaliação da geração em relação à garantia física 15
IV.5.1.1 Restrições impostas pelo ONS 16
IV.5.1.2 Condições hidrológicas 19
IV.5.1.3 Composição da geração possível frente à garantia física 21
IV.6. Energia vertida turbinável associável a limitações operativas 22
IV.7. Produtibilidade específica 23
IV.8. Restrições hidráulicas e ambientais 24
IV.9. Sistemas auxiliares, automação e controle 25
IV.10. Infraestrutura de operação e manutenção 25
IV.11. Gestão da manutenção 27
IV.11.1. Manutenções corretivas e programadas 27
IV.11.2. Principais manutenções preventivas e modernizações previstas 28
V. INSPEÇÃO DE CAMPO 30
V.1. Acesso, identificação e reunião inicial 30
V.2. Subestação de 69 kV 30
V.3. Casa de força, área a jusante e galerias internas 31
V.4. Sistemas auxiliares das unidades geradoras 32
V.5. Sistemas de resfriamento, ar comprimido e equipamentos auxiliares 33
V.6. Instrumentação e identificação da Unidade Geradora 2 33
V.7. Presença de água no piso em área interna da casa de força 34
V.8. Galeria das unidades, sistemas hidráulicos e supervisão 34
V.9. Supervisão, alarmes e monitoramento 35
V.10. Estruturas hidráulicas e sistema de transmissão 36
VI - CONCLUSÃO 38

I - INTRODUÇÃO

1. A Diretoria de Energia, Gás Canalizado e Iluminação Pública (DEGIP) da AGERGS realizou ação de fiscalização na Usina Hidrelétrica (UHE) São José com o objetivo de verificar as condições de operação, manutenção e desempenho operacional do empreendimento, considerando os resultados do monitoramento do desempenho das usinas hidrelétricas despachadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) no âmbito do RELATÓRIO DE FISCALIZAÇÃO Nº 11/2026 – SFT/ANEEL.

2. Conforme apurado pela ANEEL, a UHE São José foi incluída entre os empreendimentos selecionados para avaliação complementar em razão dos resultados obtidos nos indicadores de disponibilidade, desempenho de geração e fatores de risco associados à capacidade de entrega de energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN), tendo sido classificada entre as usinas com Conceito Global de Seleção “Insatisfatório”, situação que motivou sua indicação para ações adicionais de fiscalização.

3. De acordo com a metodologia adotada no monitoramento, foram avaliados indicadores relacionados ao Fator de Disponibilidade de Geração (FID), à Taxa de Desligamento Forçado (TDF), ao desempenho energético medido pela relação entre a Energia Efetivamente Gerada e a Garantia Física ajustada às condições hidrológicas do período (D|S EEG/GF_aj.), além de fatores de risco associados à produtividade efetiva, energia vertida turbinável, características hidráulicas e capacidade estrutural de atendimento à Garantia Física do empreendimento.

4. O relatório da ANEEL destaca que a UHE São José figurou entre os empreendimentos cujo Conceito de Desempenho associado ao indicador D|S EEG/GF_aj. foi agravado em razão da existência de fatores de risco classificados como “Atenção”, circunstância que contribuiu para a obtenção do Conceito Global de Seleção “Insatisfatório”. Segundo a Superintendência de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica, tal resultado indica a necessidade de investigações adicionais voltadas à identificação de eventuais limitações operacionais, gerenciais ou estruturais que possam estar impactando o aproveitamento do potencial energético disponível.

5. Nesse contexto, a ação presencial teve por finalidade avaliar as condições de operação e manutenção da usina, dos equipamentos eletromecânicos principais e auxiliares, dos sistemas de supervisão e controle, das práticas de manutenção adotadas pelo agente, bem como verificar as possíveis causas relacionadas aos indicadores que fundamentaram a seleção do empreendimento para fiscalização, especialmente aquelas que possam influenciar a disponibilidade das unidades geradoras e a produção de energia elétrica.

6. A fiscalização buscou ainda verificar a aderência das práticas operacionais e de manutenção às obrigações regulatórias aplicáveis, bem como coletar informações técnicas que subsidiem a avaliação regulatória do desempenho do empreendimento e a identificação de oportunidades de melhoria voltadas ao aumento da confiabilidade operacional, da disponibilidade dos equipamentos e da eficiência energética da usina.

7. O escopo da fiscalização foi baseado nos temas elencados a seguir.

a) Configuração da UHE (número de unidades geradoras, potência unitária e total, fornecedores dos equipamentos e principais sistemas auxiliares) e disponibilidade de geração;

b) Desempenho dos serviços ancilares prestados;

c) Descrição e quantitativo das equipes de operação e manutenção;

d) Gestão de ativos e engenharia de manutenção;

e) Descrição das manutenções realizadas nos últimos 2 (dois) anos;

f) Descrição das manutenções pendentes;

g) Descrição das manutenções preventivas programadas para 2026 e 2027;

h) Taxas equivalentes de indisponibilidade programada e forçada apuradas nos últimos cinco anos TEIP e TEIFa;

i) Histórico de desligamentos forçados dos últimos dois anos, por unidade geradora;

j) Histórico de despacho e geração nos últimos dois anos;

k) Restrições internas e externas;

l) Modernizações previstas ou em andamento;

m) Flexibilidade e potência para atendimento a horário de ponta e situação de carga baixa no SIN;

n) Potência mínima e máxima, conforme curva de colina da turbina (faixa operativa);

o) Apresentação de estudos a autorizações para declaração de restrições operativas hidráulicas (FSARH): vazões defluentes mínimas ou máximas, restrições de volumes do reservatório, limites de variação horária, diária, mensal e anual, etc.;

p) Plano de Contingências para ameaças e riscos que possam comprometer a operação plena;

q) Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) válido;

r) Situação da Licença Ambiental de Operação vigente e atendimento aos condicionantes ambientas;

s) Certificado de adimplência na CCEE;

t) Pendências do SGP e DAPR, se houver;

u) Treinamentos operacionais e regulamentares;

v) Infraestrutura de operação/manutenção e sistemas de gestão operacional e de manutenção, e política de contratação de serviços;

w) Estimativa de estoque de materiais e sobressalentes em mil R$;

x) Infraestrutura de segurança patrimonial;

y) Outras informações consideradas relevantes.

8. A ação presencial na UHE São José foi realizada no dia 22 de setembro de 2026, pelos especialistas em regulação Álvaro André Saldanha de Souza e Cláudio André Alves de Araújo, da Diretoria de Energia, Gás Canalizado e Iluminação Pública (DEGIP) da AGERGS.

9. A existência de problemas técnicos não observados durante a inspeção não exime o agente de monitorá-los e corrigi-los permanentemente, permanecendo sob sua responsabilidade a adequada operação e manutenção das instalações.

10. A fiscalização da ANEEL e da AGERGS não diminui nem exime o agente de responsabilidade quanto à adequação das instalações, à correção e à legalidade da operação e dos atos praticados no empreendimento. Em qualquer hipótese, o agente permanece responsável pelos danos que porventura vierem a ser causados à ANEEL, à AGERGS, ao Sistema Interligado Nacional ou a terceiros em decorrência da exploração do aproveitamento hidrelétrico.

II - IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENDIMENTO

Característica	Descrição
Empreendimento	Usina Hidrelétrica (UHE) São José
Agente Titular	Ijuí Energia
Curso d'Água	Rio Ijuí
Município	Salvador das Missões/RS
Estado	Rio Grande do Sul
Sub-bacia Hidrográfica	Rio Ijuí (Código 75)
Bacia Hidrográfica	Rio da Prata (Código 7)
Potência Instalada	51,0 MW
Número de Unidades Geradoras	2 unidades geradoras
Potência Unitária	25,5 MW por unidade
Tipo de Turbina	Kaplan Eixo Vertical
Quantidade de Turbinas	2
Vazão Nominal Unitária	144,30 m³/s
Tipo de Casa de Força	Abrigada
Energia Firme	28,9 MW médios (garantia física vigente)
Queda Bruta Máxima	22,27 m
Queda Líquida de Referência	21,81 m
Vazão Média de Longo Termo (MLT)	247,9 m³/s
Vazão Sanitária	43,8 m³/s
Área de Drenagem	9.594 km²
Volume do Reservatório	188,11 hm³
Área Inundada	23,46 km²
Nível d'Água Normal de Montante	154,67 m
Tipo de Barragem	Enrocamento com solo compactado (Ombreira Direita) e Barragem CCR (Ombreira Esquerda)
Altura Máxima da Barragem	28,0 m
Comprimento da Crista	225 m (OD) e 565 m (OE)
Tipo de Vertedouro	Controlado, soleira tipo ogiva baixa

Capacidade do Vertedouro	10.887 m³/s
Comprimento do Vertedouro	102,5 m
Tipo de Comportas do Vertedouro	Segmento
Tomada d'Água	Tipo gravidade
Comportas da Tomada d'Água	Tipo vagão com acionamento hidráulico
Sistema de Transmissão	LT 69 kV
Extensão da Linha de Transmissão	14,0 km
Ponto de Conexão	Subestação Cerro Largo
Latitude	28°10'26,08" S
Longitude	54°48'51,06" W

III - SITUAÇÃO DO EMPREENDIMENTO

11. A Usina Hidrelétrica São José (UHE São José) é um empreendimento de geração hidrelétrica localizado no Rio Ijuí, nos municípios de Salvador das Missões e Rolador, no Estado do Rio Grande do Sul, cuja exploração ocorre sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica. O empreendimento é operado pela IJUÍ ENERGIA S.A., sociedade detentora do Contrato de Concessão de Uso de Bem Público para Geração de Energia Elétrica nº 006/2006, firmado em 15 de agosto de 2006.

12. De acordo com os instrumentos contratuais vigentes, a UHE São José possui potência instalada de 51 MW, distribuída em duas unidades geradoras de 25,5 MW cada, conectadas ao Sistema Interligado Nacional por meio de instalação em 69 kV, com conexão na Subestação Cerro Largo. Conforme registros constantes dos contratos de uso dos sistemas de distribuição e transmissão, a energia gerada pela usina é escoada por meio das instalações da Rio Grande Energia S.A. (RGE), estando ainda submetida às regras operativas e de acesso estabelecidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

13. A primeira unidade geradora entrou em operação comercial em 29 de março de 2011, enquanto a segunda unidade teve início de operação comercial em 4 de junho de 2011, totalizando a entrada em operação comercial da capacidade instalada do empreendimento. Os registros contratuais indicam capacidade máxima de injeção de aproximadamente 49,6 MW no sistema elétrico, considerando os consumos próprios da central geradora.

14. Considerando os resultados do monitoramento realizado pela ANEEL no âmbito da fiscalização de desempenho de usinas hidrelétricas, a UHE São José foi selecionada para avaliação presencial em razão dos indicadores de desempenho observados no ciclo avaliativo correspondente, especialmente aqueles relacionados ao aproveitamento energético e à disponibilidade operacional da usina, conforme consignado no Relatório de Fiscalização nº 11/2026-SFT/ANEEL, motivando a presente ação fiscalizatória por parte da AGERGS.

IV - ANÁLISE DOS DADOS E DOCUMENTOS APRESENTADOS

15. A presente análise consolida os dados operacionais, hidráulicos e de manutenção encaminhados pela Ijuí Energia S.A. para a UHE São José, correlacionando-os com os critérios que motivaram a seleção do empreendimento no monitoramento de desempenho promovido pela ANEEL. A avaliação considerou a disponibilidade mensal de geração, as taxas acumuladas de indisponibilidade programada e forçada, os desligamentos registrados, a Taxa de Desligamento Forçado (TDF), as ocorrências internas relevantes, os dados horários de geração e vazões, a relação entre geração e garantia física, a energia vertida turbinável, a produtibilidade específica, as ordens de serviço, os FSARH (Formulário de Solicitação de Autorização de Restrição Hidráulica), as restrições hidráulicas e ambientais e a verificação de eventuais comandos do ONS, a infraestrutura de operação e manutenção, as manutenções corretivas e programadas, as manutenções preventivas futuras e modernizações, os procedimentos de manutenção e os investimentos previstos.

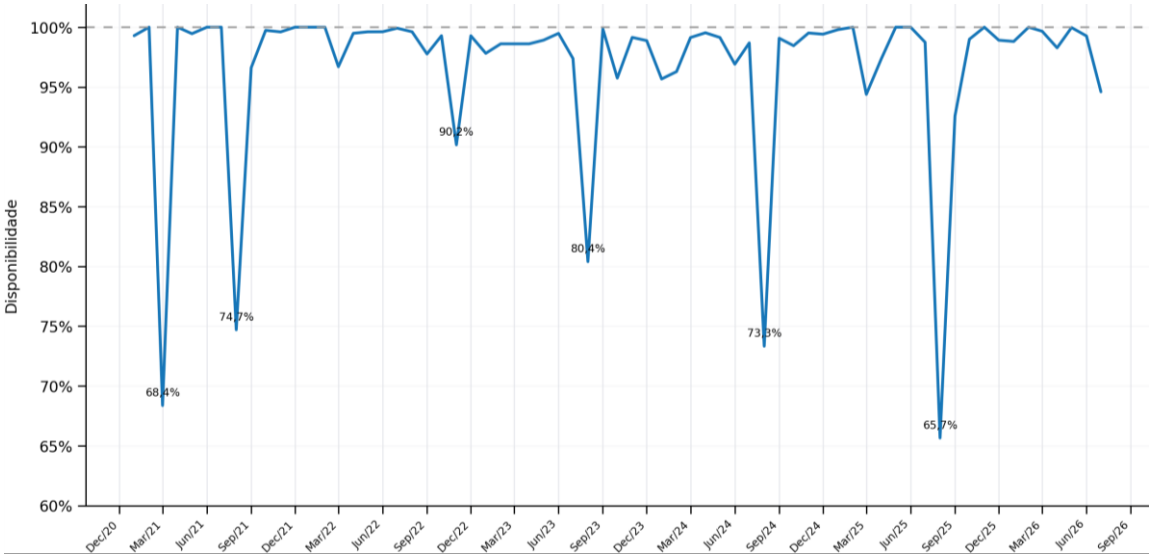
IV.1. Critério de seleção do empreendimento

16. A UHE São José foi selecionada para fiscalização em razão dos resultados observados na relação entre a Energia Efetivamente Gerada e a Garantia Física ajustada às condições hidrológicas, representada pelo indicador D|S EEG/GF_aj., combinada com fatores de risco classificados em nível de atenção. O resultado apontou a necessidade de avaliação complementar para distinguir os efeitos de condições hidrológicas, ambientais e sistêmicas daqueles associados à disponibilidade, à operação e à manutenção das instalações.

IV.2. Disponibilidade de geração –- FID

17. A série mensal de disponibilidade entre janeiro de 2021 e julho de 2026 evidencia desempenho próximo de 100% na maior parte do período, intercalado por reduções pontuais significativas. As médias anuais calculadas foram de aproximadamente 94,81% em 2021, 98,45% em 2022, 96,95% em 2023, 96,26% em 2024, 95,53% em 2025 e 98,65% entre janeiro e julho de 2026.

Figura 1 - Disponibilidade de geração - FID da UHE São José, de janeiro de 2021 a julho de 2026.



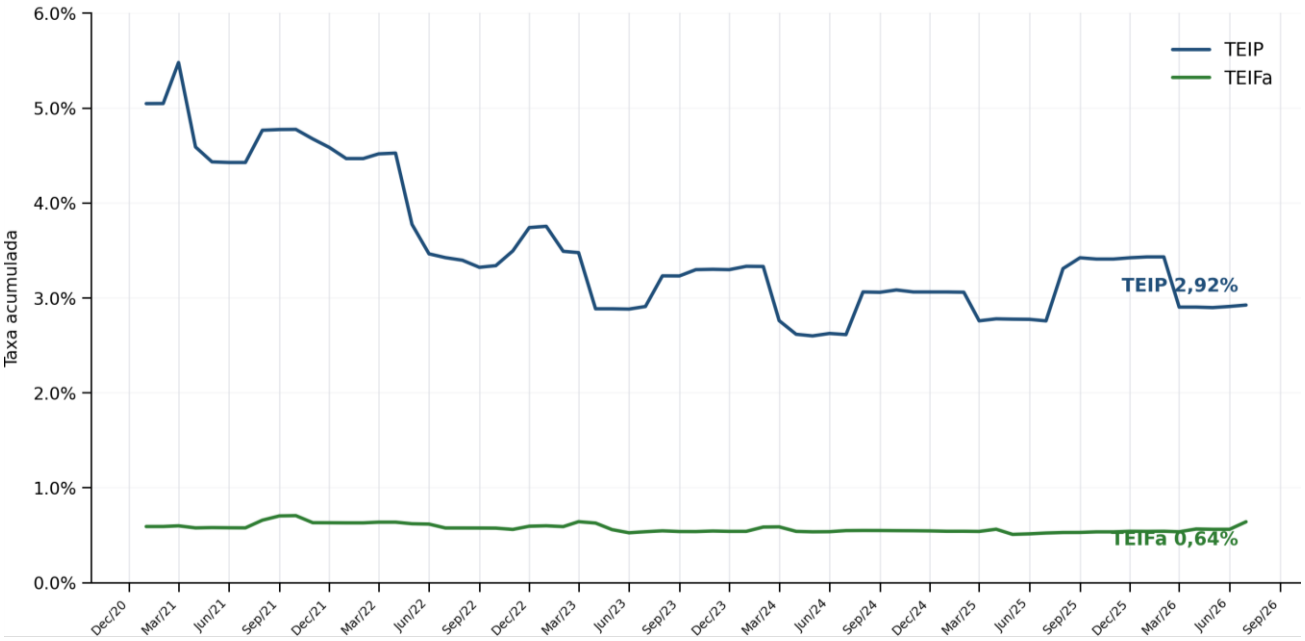
18. As reduções mais acentuadas ocorreram em março de 2021, com 68,37%; agosto de 2021, com 74,70%; novembro de 2022, com 90,17%; agosto de 2023, com 80,40%; agosto de 2024, com 73,33%; e agosto de 2025, com 65,65%. Em julho de 2026, último mês da série, a disponibilidade foi de 94,60%.

19. A concentração de reduções relevantes nos meses de agosto de 2023, 2024 e 2025 é compatível com as paradas programadas para manutenção do circuito hidráulico comunicadas à FEPAM. Dessa forma, parcela expressiva dessas quedas possui justificativa documental e não deve ser interpretada isoladamente como deficiência de manutenção. Entretanto, o impacto recorrente das paradas programadas sobre o FID recomenda avaliar a otimização da duração das intervenções, a concentração de escopos e a disponibilidade prévia de materiais, serviços especializados e equipes.

IV.3. Taxas de indisponibilidade - TEIFa e TEIP

20. As séries acumuladas de indisponibilidade demonstram que a TEIP permaneceu significativamente superior à TEIFa durante todo o período analisado. A TEIP apresentou tendência geral de redução, passando de aproximadamente 5,05% em janeiro de 2021 para 2,92% em julho de 2026. A TEIFa permaneceu predominantemente entre 0,5% e 0,7%, alcançando 0,64% em julho de 2026.

Figura 2 - Evolução da TEIFa e da TEIP acumuladas da UHE São José, de janeiro de 2021 a julho de 2026.



21. A predominância da TEIP confirma que as indisponibilidades programadas tiveram maior influência sobre o afastamento da disponibilidade ideal do que os desligamentos forçados. Essa conclusão é coerente com as reduções mensais observadas no FID durante as grandes paradas. Ainda assim, a relativa estabilidade da TEIFa não elimina a relevância das falhas internas, pois a análise dos eventos revela recorrência em sistemas auxiliares, automação, controle e instrumentação, especialmente na UG2.

IV.4. Desligamentos forçados

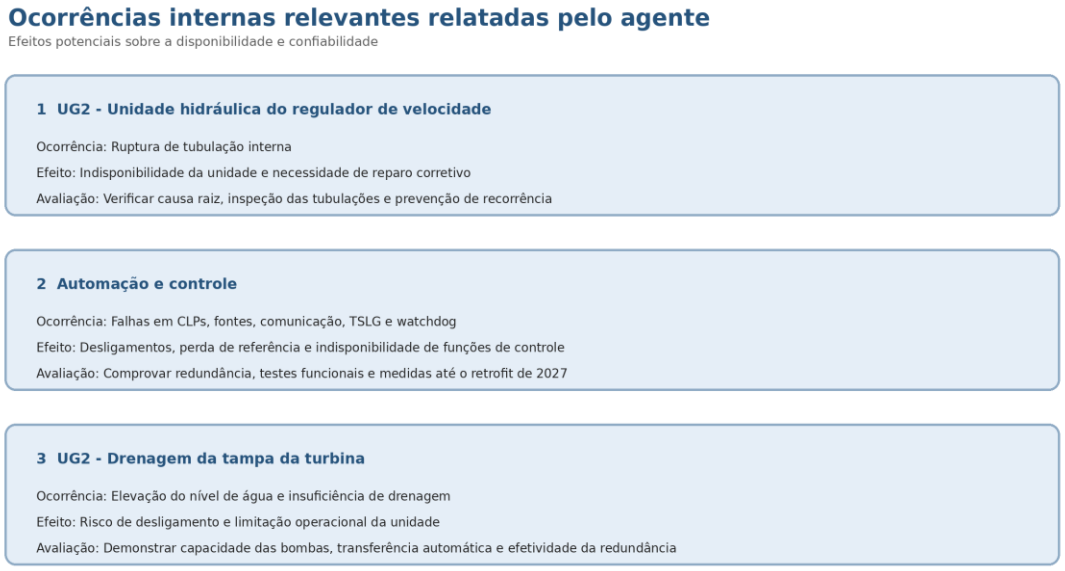
22. A planilha de desligamentos relaciona 76 ocorrências forçadas ou de emergência entre 2024 e 2026, das quais 38 envolveram a UG2, 24 a UG1 e 14 a linha de transmissão em 69 kV. Considerando os períodos informados, os eventos corresponderam a aproximadamente 99,9 horas de indisponibilidade da UG2, 71,6 horas da UG1 e 11,4 horas da LT 69 kV. A UG2 concentrou, portanto, a maior quantidade e a maior duração acumulada de ocorrências internas.

23. Entre os eventos identificados constam ruptura de tubulação interna da unidade hidráulica do regulador de velocidade, falhas em módulos de CLP e fontes de alimentação, perda de comunicação, atuação do mecanismo de supervisão (*watchdog*) dos controladores, falhas nos módulos TSLG (controlador do regulador de carga de velocidade da turbina), perda de referência de set point, falhas na ventilação da ponte de tiristores do regulador de tensão, sensores, drenagem da tampa da turbina, vedação do eixo e sistemas de resfriamento. A repetição desses eventos indica fragilidade de confiabilidade que requer tratamento sistêmico, e não somente correções individualizadas após cada falha.

IV.4.1. Ocorrências internas relevantes informadas pelo agente

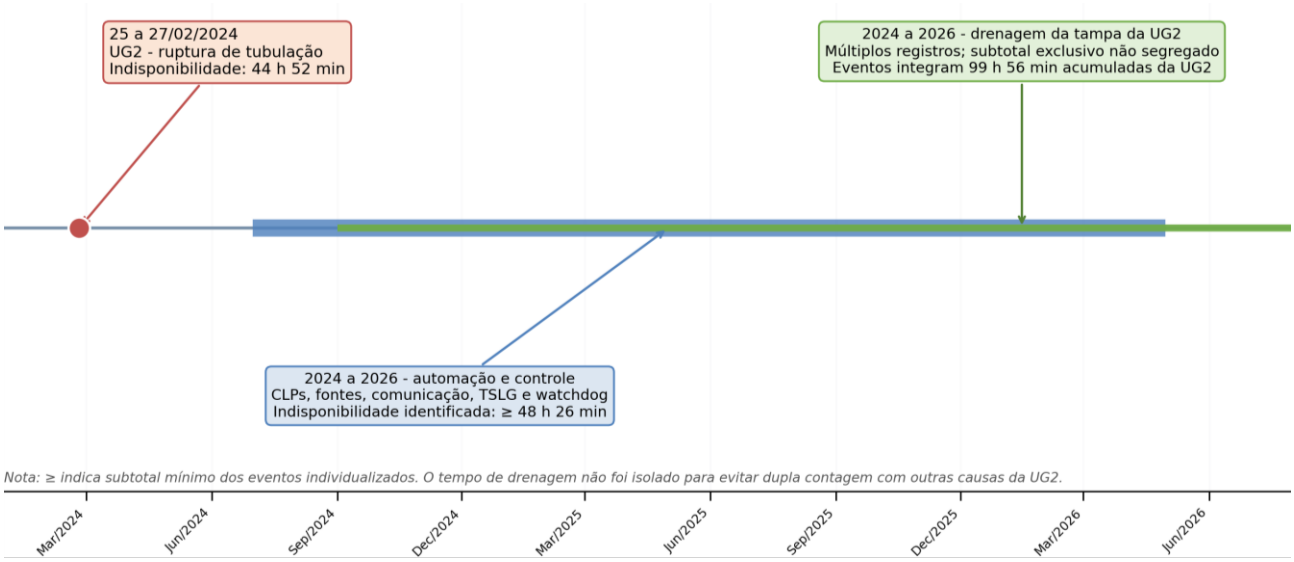
24. A avaliação individual dos desligamentos evidencia três grupos de ocorrências internas com maior relevância para o objeto da fiscalização: a ruptura de tubulação da unidade hidráulica do regulador de velocidade da UG2; as falhas recorrentes nos sistemas de automação e controle; e os eventos de elevação do nível de água na tampa da turbina da UG2 associados à drenagem. Esses grupos foram selecionados em razão de sua relação direta com a disponibilidade das unidades, de sua recorrência ou duração e da necessidade de comprovação da eficácia das ações corretivas adotadas pelo agente.

Figura 3 - Síntese das ocorrências internas relevantes relatadas para a UHE São José.



25. A Figura 4 apresenta a distribuição temporal das três categorias de ocorrências priorizadas e os tempos de indisponibilidade que puderam ser segregados a partir dos registros. A ruptura da tubulação da unidade hidráulica do regulador de velocidade da UG2 provocou indisponibilidade de 44 h 52 min. Os eventos individualizados de automação e controle recuperados na análise somam, no mínimo, 48 h 26 min. Para as ocorrências de drenagem da tampa da turbina da UG2, não foi possível formar subtotal exclusivo sem risco de dupla contagem com outras causas; esses eventos estão compreendidos no total de 99 h 56 min de indisponibilidade acumulada da UG2 no período.

Figura 4 - Linha do tempo das ocorrências internas relevantes e respectivos tempos de indisponibilidade da UHE São José.



Nota: As faixas representam recorrência documental, e não duração contínua. O símbolo "≥" identifica subtotal mínimo dos eventos individualizados. O tempo de drenagem não foi isolado para evitar dupla contagem com demais ocorrências da UG2.

26. Em relação às ocorrências mais relevantes relatadas pelo agente, em síntese, destacam-se:

a) Ruptura de tubulação da unidade hidráulica do regulador de velocidade da UG2. O agente registrou indisponibilidade da UG2 por 44 h 52 min decorrente de ruptura de tubulação interna da unidade hidráulica do regulador de velocidade. A ocorrência afetou diretamente a capacidade de operação da unidade e apresenta relevância para a fiscalização por envolver componente essencial ao comando e à regulação da turbina.

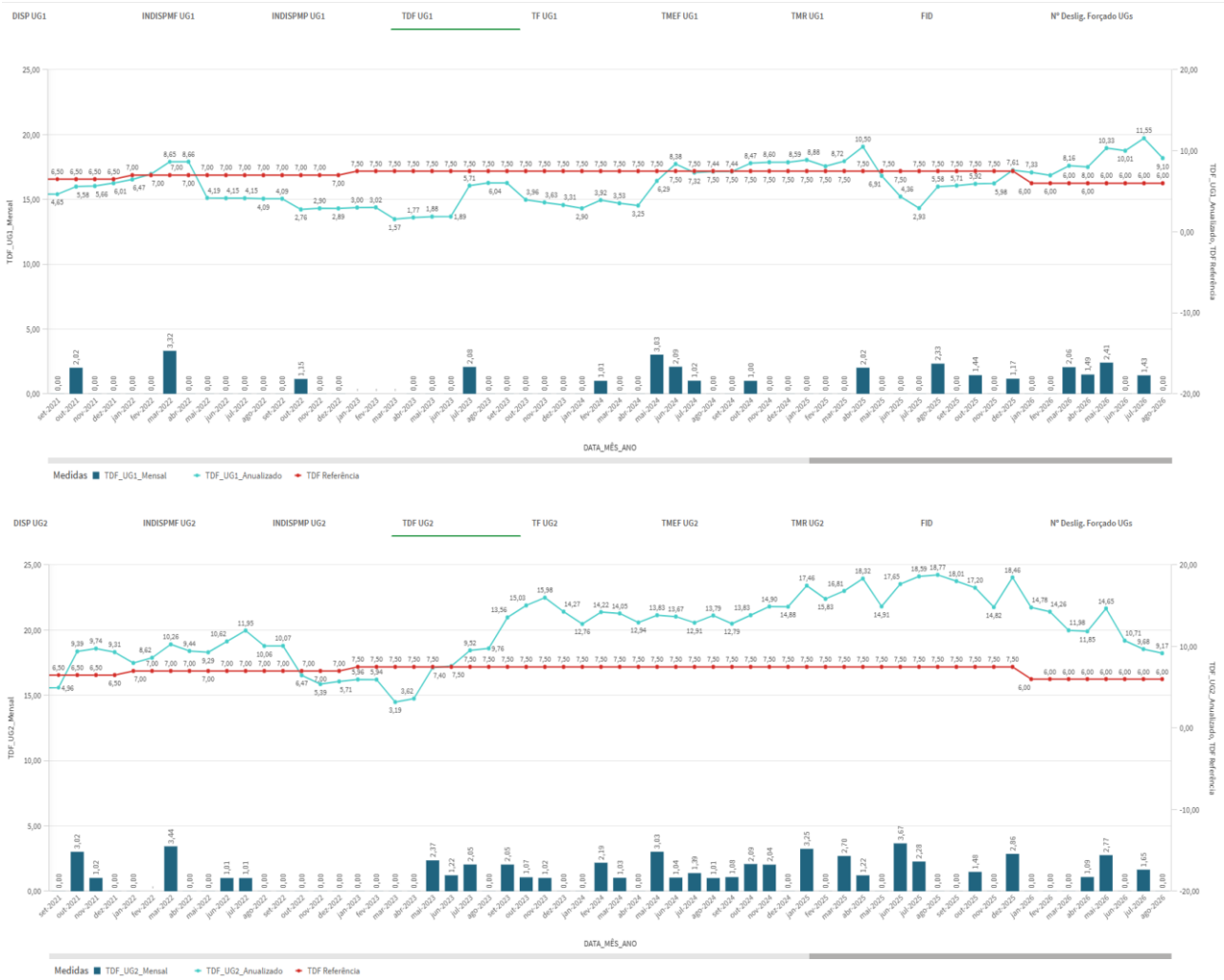
b) Falhas recorrentes nos sistemas de automação e controle. Os eventos individualizados recuperados somaram, no mínimo, 48 h 26 min de indisponibilidade. Foram relatadas falhas em módulos de CLP, fontes de alimentação, comunicação, módulos TSLG, ModBus, atuação de *watchdog* e perda de referência de *set point*. A diversidade e a repetição desses eventos indicam vulnerabilidade que ultrapassa falhas pontuais de componentes.

c) Elevação do nível de água na tampa da turbina da UG2 e insuficiência de drenagem. O subtotal exclusivo de drenagem não pôde ser segregado sem risco de dupla contagem, estando os eventos compreendidos nas 99 h 56 min de indisponibilidade acumulada da UG2. Os registros apresentados incluem eventos de elevação do nível de água na tampa da turbina da UG2 e intervenções no sistema de drenagem. A ocorrência é relevante porque o projeto básico prevê redundância das bombas e capacidade individual suficiente para atendimento das condições normais de afluência ao poço.

IV.4.2. Taxa de Desligamento Forçado - TDF

27. A Taxa de Desligamento Forçado (TDF) integra o conjunto de indicadores de desempenho das funções geração e expressa a frequência de desligamentos forçados das unidades geradoras. Para esta fiscalização, foram utilizadas diretamente as séries apresentadas pela Ijuí Energia S.A. para a UG1 e a UG2, contendo a TDF mensal, a TDF anualizada e a TDF de referência no período de setembro de 2021 a agosto de 2026.

Figura 5 - Evolução da TDF mensal e anualizada da UG1 e UG2, respectivamente, de setembro de 2021 a agosto de 2026.



28. Na UG1, a TDF anualizada permaneceu abaixo ou próxima da referência durante parcela relevante da série, com valores particularmente baixos entre o segundo semestre de 2022 e o primeiro semestre de 2023. A partir do segundo semestre de 2023, observou-se elevação gradual e maior oscilação. No trecho final, a TDF anualizada superou a referência de 6,00 adotada para 2026, alcançou 11,55 em julho de 2026 e recuou para 9,10 em agosto de 2026. A melhora no último mês não elimina a necessidade de acompanhamento, pois o indicador permaneceu acima da referência e o período recente inclui ocorrências associadas ao sistema de regulação de velocidade e ao módulo TSLG-N da UG1.

29. Na UG2, a TDF anualizada apresentou condição mais desfavorável e persistente. Após recuo em 2022 e no primeiro semestre de 2023, a série passou a crescer de forma acentuada, superando a referência e permanecendo em patamar elevado durante 2024 e 2025. Foram observados valores próximos de 18 a 19, com máximo visível de 18,59, enquanto a referência indicada no período era de 7,50. A partir do final de 2025, ocorreu redução relevante: em 2026,

mesmo com a referência reduzida para 6,00, a TDF anualizada recuou e atingiu 9,17 em agosto. O resultado indica melhora recente, mas ainda não caracteriza atendimento ao valor de referência.

30. A comparação entre as unidades evidencia comportamentos distintos. A UG2 concentrou o quadro historicamente mais crítico, com permanência prolongada da TDF anualizada acima da referência e picos mais elevados. A UG1 apresentou desempenho mais favorável em grande parte do período, porém registrou deterioração no trecho final da série. Em agosto de 2026, ambas permaneceram acima da referência de 6,00: a UG1 com 9,10 e a UG2 com 9,17.

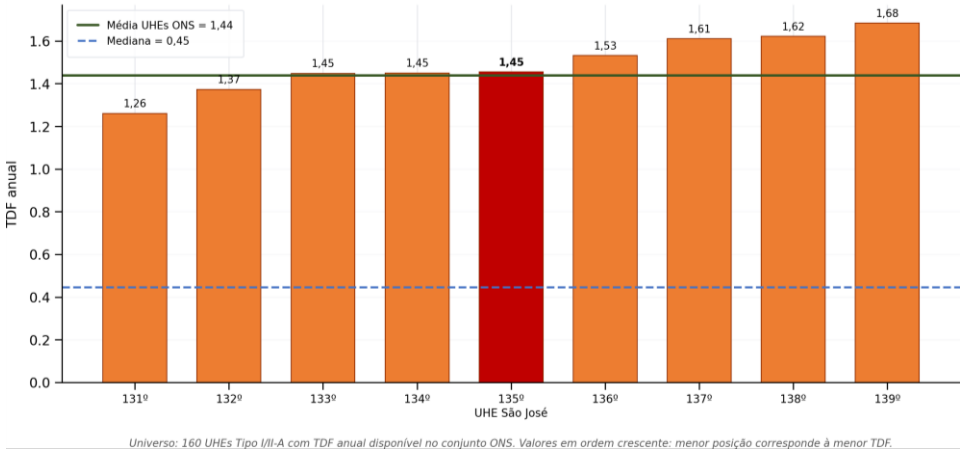
31. A TDF deve ser interpretada conjuntamente com a TEIFa, a duração e as causas dos desligamentos. A redução observada no final da série não afasta a relevância das ocorrências internas associadas à automação e ao controle, aos módulos TSLG, às fontes de alimentação, à comunicação, à drenagem, à vedação, aos sensores, ao resfriamento e à unidade hidráulica do regulador de velocidade.

IV.4.3. Posicionamento da TDF da UHE São José no conjunto de UHEs do ONS

32. Para contextualizar o desempenho relativo da UHE São José, foi utilizado o conjunto oficial “Indicadores de Desempenho das Funções Geração por Unidade Geradora em Base Anual”, do ONS. Para evitar comparação de tecnologias distintas, o universo foi restrito às usinas hidrelétricas (UHE) classificadas como Tipo I ou Tipo II-A com TDF disponível em 2025. Como o indicador de origem é publicado por unidade geradora, calculou-se, para cada UHE, a média simples da TDF das respectivas unidades, exclusivamente para fins de posicionamento comparativo neste relatório.

33. Nesse recorte, 160 UHEs apresentaram TDF anual disponível, a UHE São José, composta por duas unidades no conjunto de dados, apresentou TDF média de 1,45, posicionando-se em 135º lugar quando os valores são ordenados de forma crescente, A média do universo comparado foi de 1,44 e a mediana de 0,45.

Figura 6 - Posicionamento da UHE São José quanto à TDF em relação às UHEs Tipo I e Tipo II-A do ONS - 2025.



Nota: O ranking não representa classificação oficial publicada pelo ONS. Trata-se de elaboração da AGERGS a partir da média simples da TDF das unidades geradoras de cada UHE no ano de 2025. A comparação foi restrita às UHEs Tipo I e Tipo II-A com indicador disponível no arquivo oficial analisado. As menores posições ordinais correspondem aos menores valores de TDF.

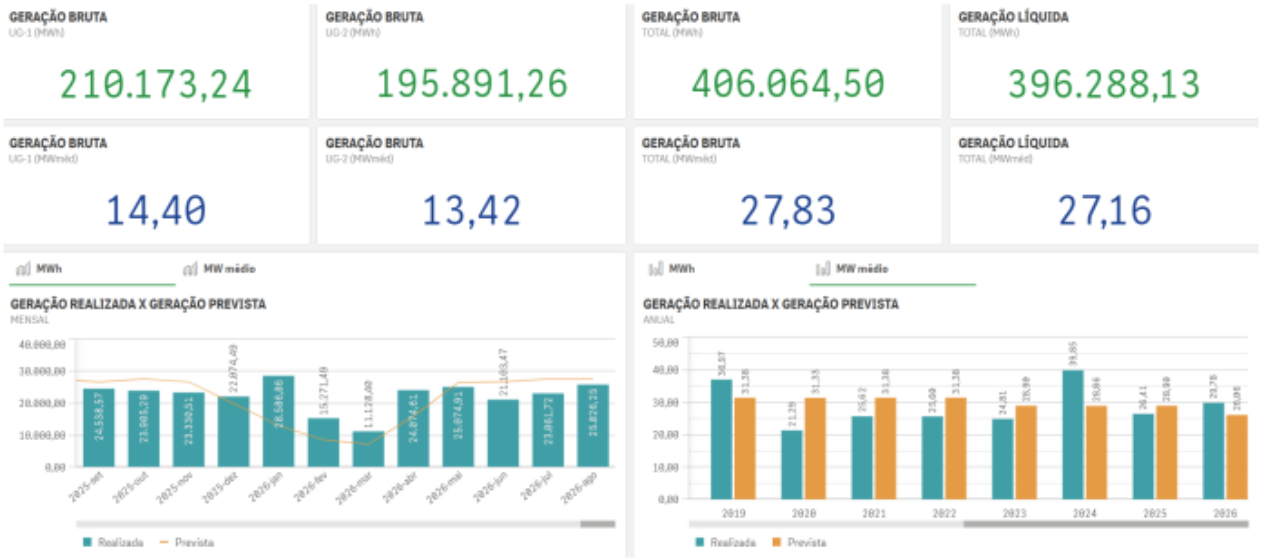
34. O posicionamento relativo deve ser interpretado juntamente com a série temporal da TDF, a TEIFa e a natureza dos desligamentos. O *ranking* informa a posição comparativa da frequência anual de desligamentos forçados no universo selecionado, mas não determina, isoladamente, a gravidade das ocorrências nem a responsabilidade do agente, uma vez que não incorpora duração, causa, energia não gerada ou condições específicas de cada unidade. Para a UHE São José, a avaliação permanece vinculada às recorrências já identificadas nos sistemas de automação, controle, drenagem, vedação, sensores e regulação.

IV.5. Geração, vazões e vertimento

35. O histórico horário de geração e controle hidráulico compreende 22.632 registros. A geração média observada foi de aproximadamente 39,90 MW em 2024, 26,49 MW em 2025 e 29,12 MW no período disponibilizado de 2026. No mesmo intervalo, a vazão afluente média passou de aproximadamente 395,1 m³/s em 2024 para 286,1 m³/s em 2025 e 246,2 m³/s em 2026, demonstrando componente hidrológico relevante na redução da geração.

36. Foram, contudo, identificados períodos com geração inferior a 45 MW simultaneamente a vazão vertida superior a 10 m³/s. Em avaliação exploratória, essa combinação ocorreu em aproximadamente 4.161 registros horários, sendo que, em cerca de 2.752 registros, ao menos uma unidade apresentava geração inferior a 1 MW. Esses registros não comprovam automaticamente desperdício de energia turbinável, pois podem decorrer de manutenção, desligamentos, despacho do ONS, restrições de nível e exigências ambientais. A frequência das ocorrências, porém, demonstra que o desempenho não pode ser explicado exclusivamente pela baixa afluência e justifica análise individualizada dos eventos.

Figura 7 - Histórico de geração realizada e geração prevista da UHE São José.



Fonte: Ijuí Energia S.A.
Nota: O painel apresenta valores de geração bruta acumulada e média por unidade geradora e para a usina, geração líquida total, comparação mensal entre geração realizada e prevista e comparação anual entre as mesmas grandezas. Os valores de 2026 correspondem ao período disponibilizado no painel e não devem ser interpretados como resultado de ano completo.

37. O painel informa geração bruta acumulada de 210.173,24 MWh para a UG1 e de 195.891,26 MWh para a UG2, totalizando 406.064,50 MWh. A geração líquida acumulada indicada é de 396.288,13 MWh. A diferença entre a geração bruta total e a geração líquida totaliza 9.776,37 MWh, equivalente a aproximadamente 2,41% da geração bruta, sem que a figura permita segregar seus componentes.

38. As médias apresentadas foram de 14,40 MWmed para a UG1, 13,42 MWmed para a UG2, 27,83 MWmed para a geração bruta total e 27,16 MWmed para a geração líquida. A UG1 respondeu por aproximadamente 51,8% da geração bruta acumulada e a UG2 por 48,2%, indicando contribuição global relativamente equilibrada, embora a UG1 tenha produzido cerca de 14.281,98 MWh a mais no período consolidado.

39. Na comparação mensal, observa-se alternância entre meses com geração realizada superior e inferior à prevista. A aderência ao valor previsto não foi uniforme. A figura, isoladamente, não permite atribuir os desvios à hidrologia, ao despacho do ONS, às restrições hidráulicas e ambientais ou às indisponibilidades, exigindo correlação com os registros horários e operativos analisados nas demais subseções.

40. A comparação anual também evidencia variabilidade. A geração realizada supera a prevista em 2019 e 2024 e permanece abaixo dela entre 2020 e 2023 e em 2025. O valor realizado de 2026 representa período parcial e não é diretamente comparável com a previsão anual sem confirmação da abrangência temporal e do critério utilizado pelo agente.

IV.5.1. Avaliação da geração em relação à garantia física

41. A Requisição de Documentos e/ou Informações DEGIP nº 1/2026 foi emitida para obter a segregação causal, a memória de cálculo e a rastreabilidade documental dos períodos de geração inferior à referência então utilizada, sem reapresentação das bases já examinadas. Em resposta, a Ijuí Energia S.A. encaminhou o Relatório Técnico Complementar - Avaliação de Desempenho e Causas da Redução de Geração, revisão 3, acompanhado dos registros de Programa Diário de Produção (PDP) e do memorial de cálculo das perdas de geração.

42. A análise complementar exige, inicialmente, a correção da referência energética. O valor vigente de garantia física informado e tecnicamente adotado pelo agente é de 28,9 MWmed, e não 30,4 MWmed, que correspondia à referência histórica. Com a referência vigente, a geração média de 26,49 MWmed em 2025 representa diferença de 2,41 MWmed, ou 8,3%. Já a geração média de 29,12 MWmed entre janeiro e julho de 2026 supera a garantia física em 0,22 MWmed, razão pela qual não se caracteriza déficit nesse segundo período.

43. A resposta também demonstrou que o afastamento verificado em 2025 não decorreu de incapacidade estrutural de produção, baixa disponibilidade eletromecânica ou deficiência de gestão do ativo. O FID médio permaneceu em 95,53% em 2025 e em 98,65% entre janeiro e julho de 2026. As causas comprovadas foram predominantemente externas à gestão do empreendimento: restrições de despacho determinadas pelo ONS por meio do PDP e condições hidrológicas excepcionalmente desfavoráveis.

IV.5.1.1 Restrições impostas pelo ONS

44. Os registros consolidados de horas de desligamento mostram baixa incidência no primeiro semestre de 2025 e forte elevação no segundo semestre, com 451,60 horas em outubro, 400,88 horas em novembro e 313,28 horas em dezembro. Em 2026, após redução no primeiro trimestre, as restrições voltaram a crescer, alcançando 332,20 horas em maio e 437,36 horas em julho. A coincidência temporal entre os picos de restrição e os períodos de menor aproveitamento energético confirma a influência direta do despacho sistêmico sobre a geração realizada.

Figura 8 - Horas de desligamento por solicitação do ONS em 2025.

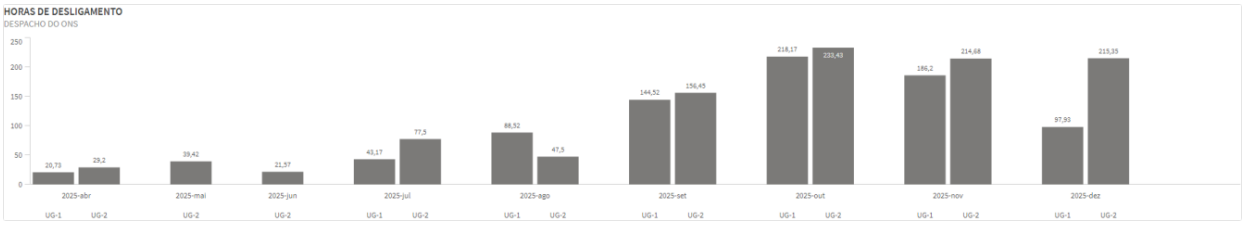
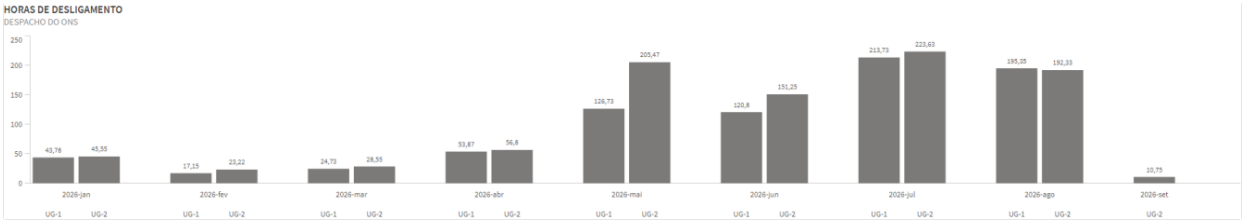


Figura 9 - Horas de desligamento por solicitação do ONS em 2026.



45. A documentação individualizada do PDP evidencia três regimes operativos distintos: operação sem restrição, restrição com a unidade sincronizada e geração limitada, e restrição com desligamento de unidades. Nos dois últimos regimes, a programação do ONS reduziu o aproveitamento da vazão disponível e, em determinadas ocasiões, impôs vertimento de água turbinável. Os gráficos seguintes demonstram a correlação entre geração, vazões e o comando sistêmico em situações representativas.

Figura 10 - Geração em dia típico sem restrição de despacho.

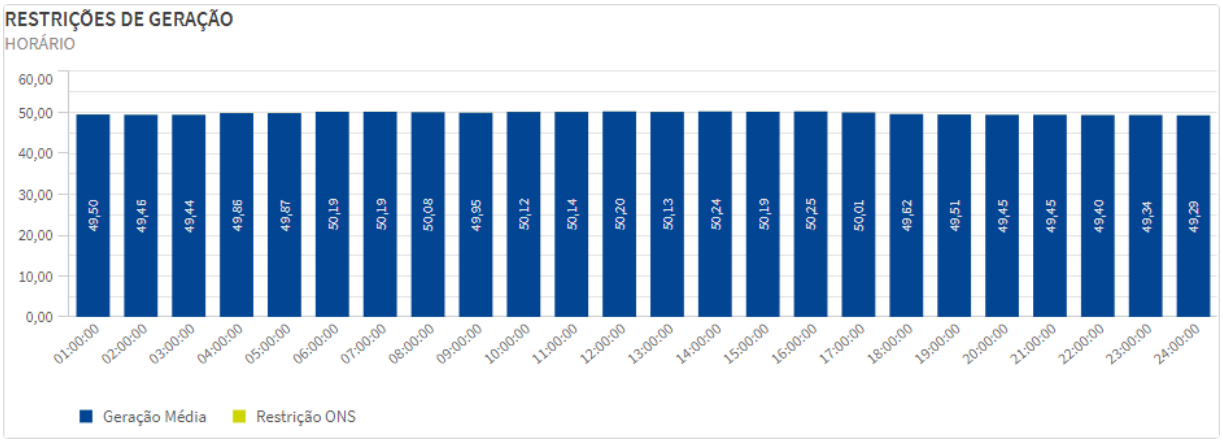


Figura 11 - Vazões em dia típico sem restrição de despacho.

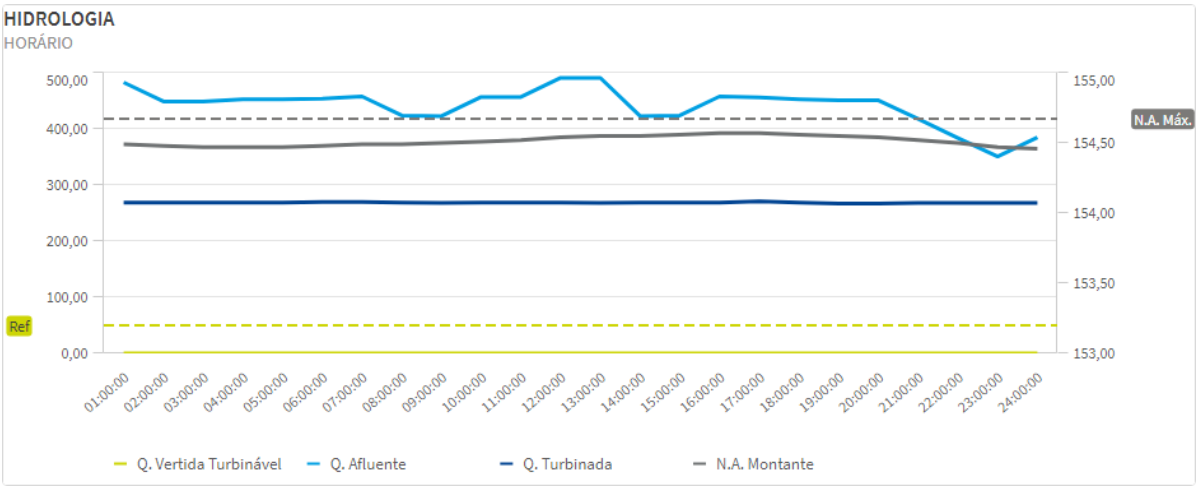


Figura 12 - Geração em dia típico com restrição, sem desligamento das unidades.

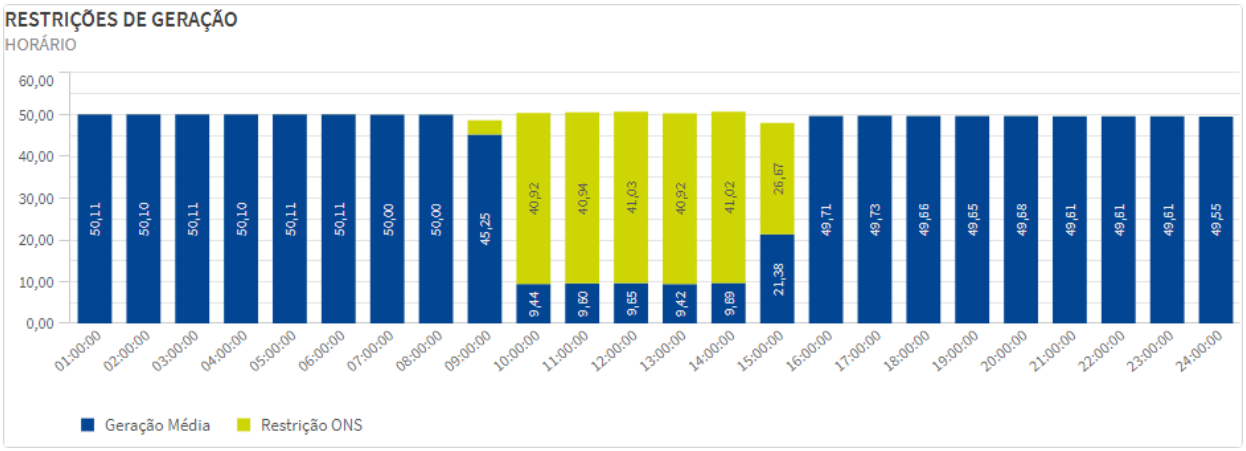


Figura 13 - Vazões em dia típico com restrição, sem desligamento das unidades.

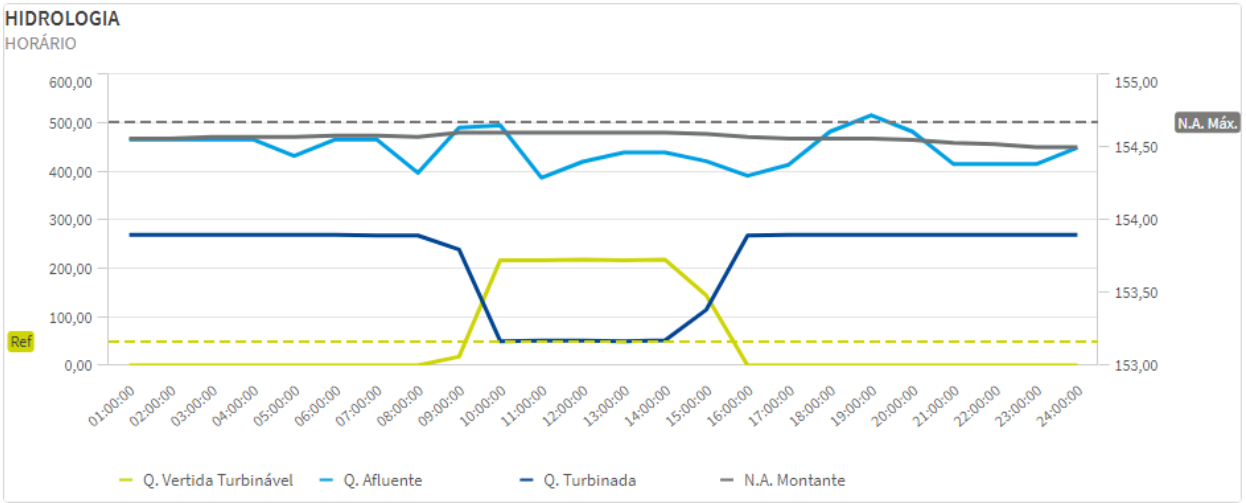


Figura 14 - Geração em dia típico com restrição e desligamento de unidades.

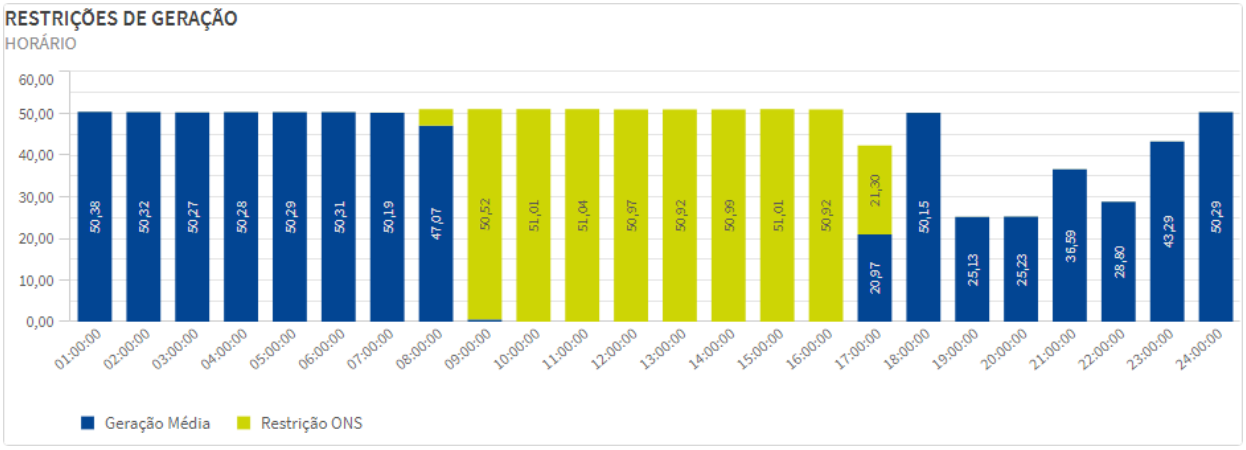
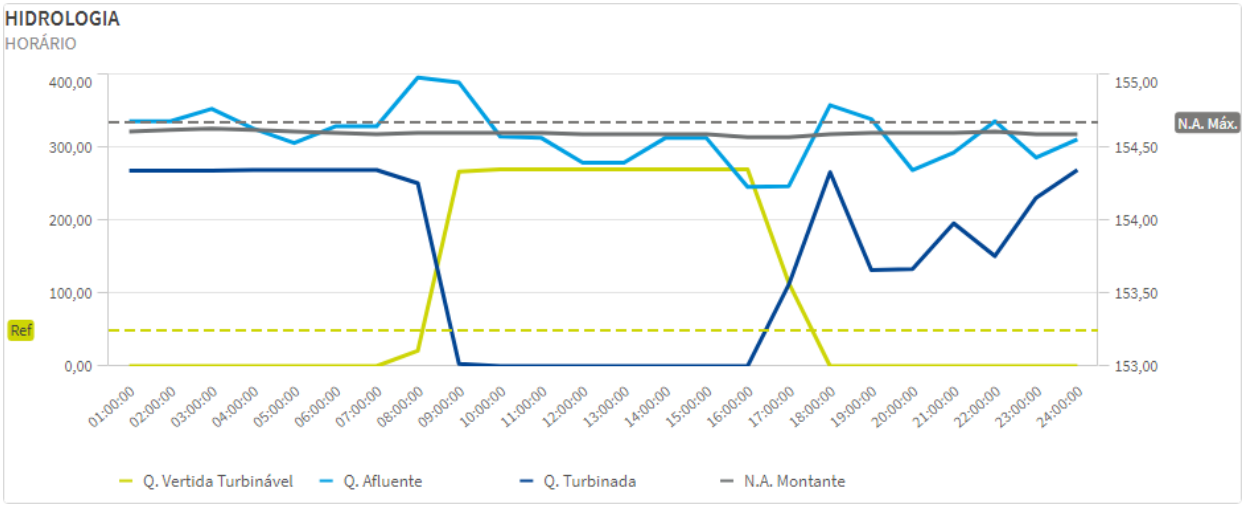
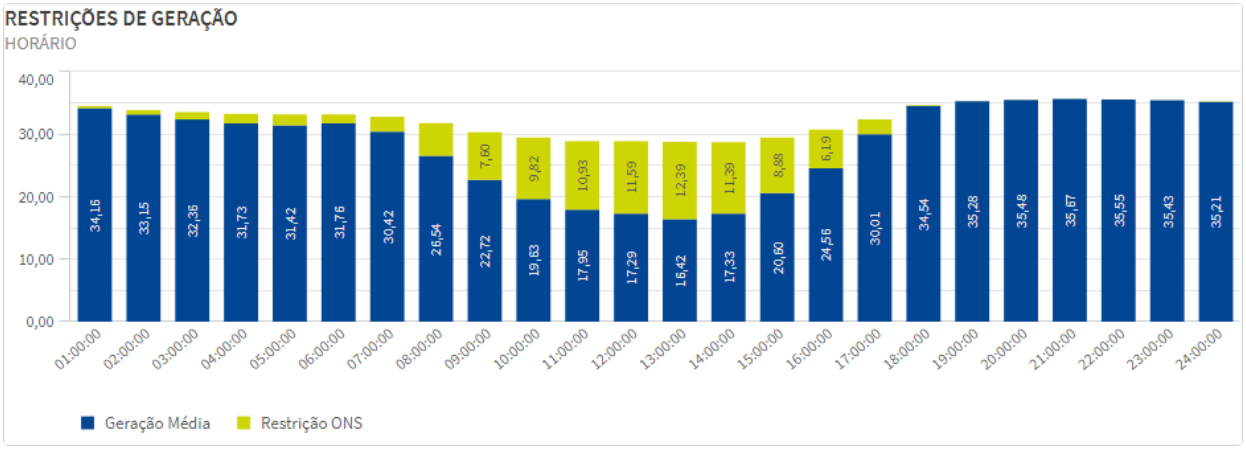


Figura 15 - Vazões em dia típico com restrição e desligamento de unidades.



46. O perfil horário médio de 2025 e 2026 reforça a natureza sistêmica da limitação. Entre 18h e 7h, a usina operou majoritariamente acima de 30 MWmed, com máximos próximos de 36 MWmed. Entre 10h e 15h, contudo, concentrou-se o maior corte, atingindo às 13h geração média de 16,42 MWmed e supressão média de 12,39 MWmed. Esse comportamento em vale durante o dia e recuperação no período noturno é compatível com modulação determinada pelo ONS, e não com indisponibilidade intrínseca das unidades.

Figura 16 - Perfil horário médio dos cortes de geração em 2025 e 2026.



IV.5.1.2 Condições hidrológicas

47. A documentação hidrológica demonstra que o primeiro quadrimestre de 2025 apresentou afluências excepcionalmente baixas. Em março, a vazão caiu abaixo do limite mínimo operativo, ocasionando aproximadamente nove dias de desligamento das máquinas e 267 horas de parada por insuficiência de vazão. A comparação com a série histórica evidencia que esse comportamento foi anômalo, pois a afluência esperada para fevereiro e março permaneceria em patamares de aproximadamente 120 a 130 m³/s, suficientes para a operação normal.

Figura 17 - Vazão afluente da UHE São José em 2025 e limites operativos.

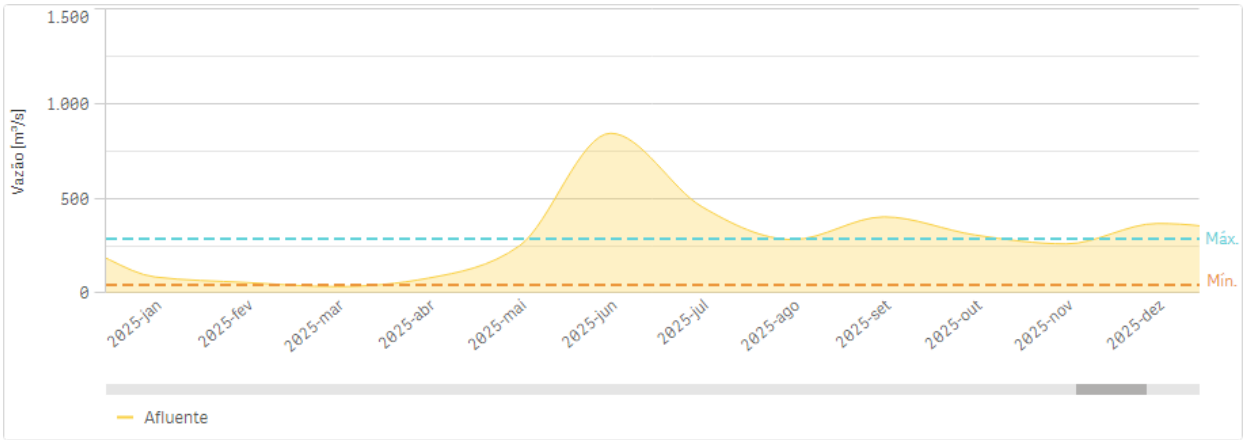


Figura 18 - Comparativo entre vazões turbinada e afluente em março de 2025.

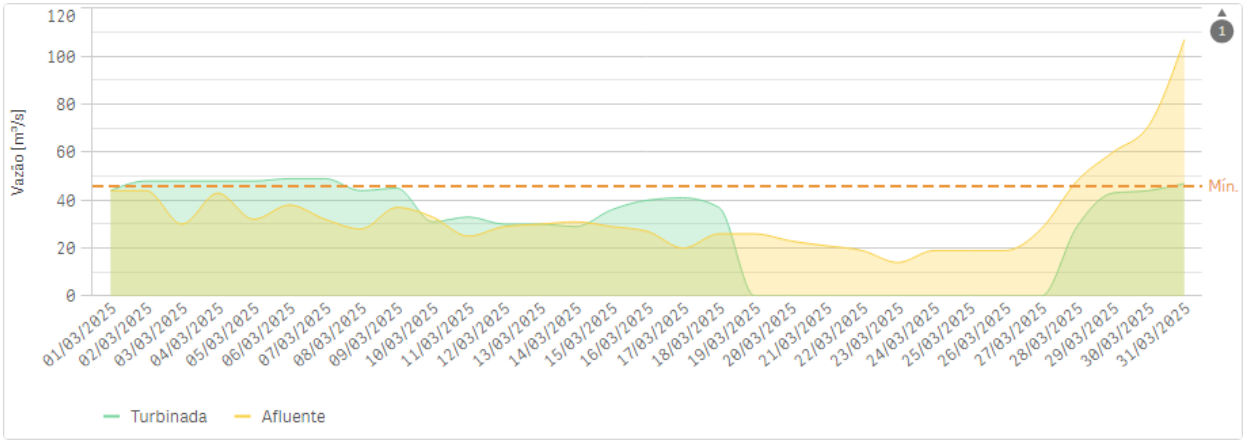
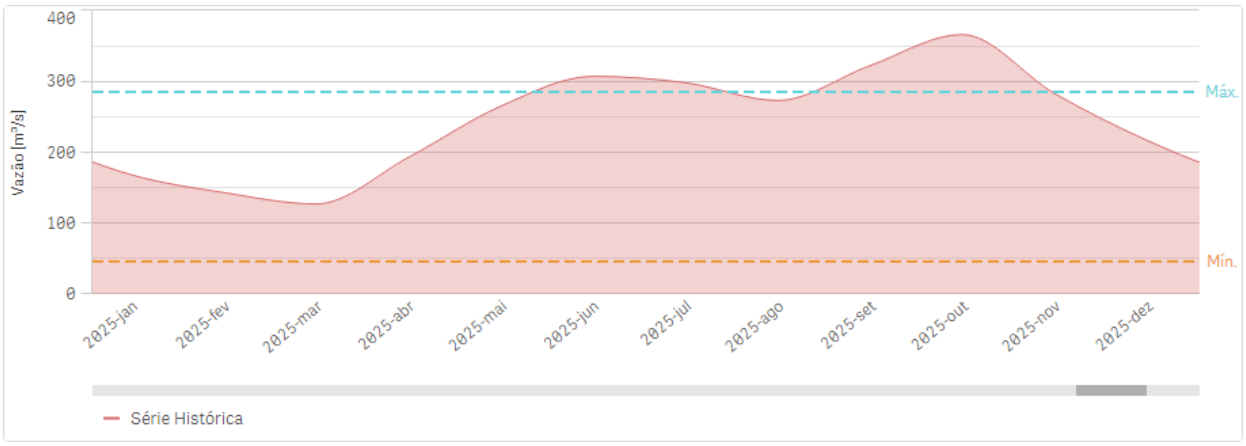


Figura 19 - Série histórica de vazões afluentes da UHE São José.



48. No primeiro trimestre de 2026 ocorreu novo evento de escassez, especialmente entre fevereiro e março. Embora a afluência não tenha exigido desligamento, a usina permaneceu aproximadamente 13 dias em regime de geração mínima. Esse fator explica a redução pontual da produção no período, sem alterar a conclusão de que a média de janeiro a julho de 2026, de 29,12 MWmed, permaneceu superior à garantia física vigente.

Figura 20 - Comparativo entre vazões turbinada e afluente em março de 2026.

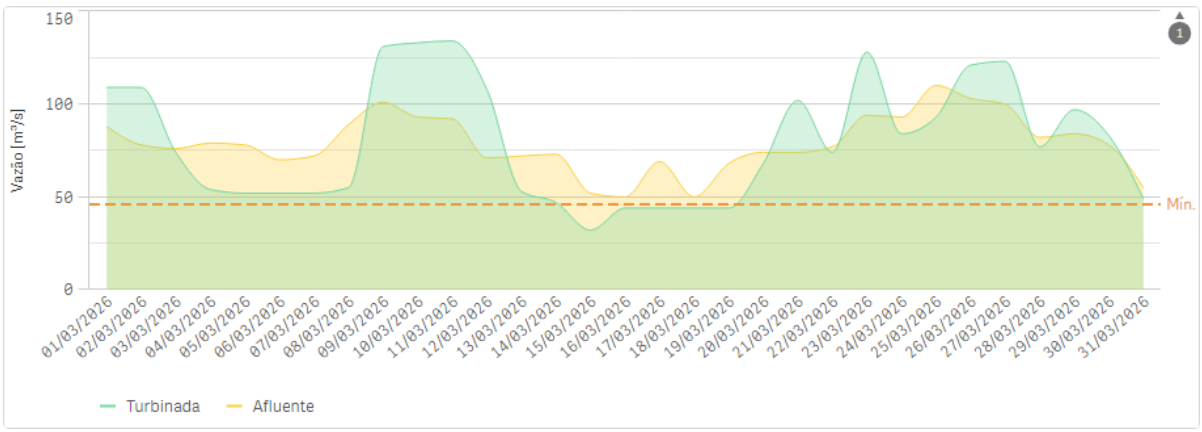
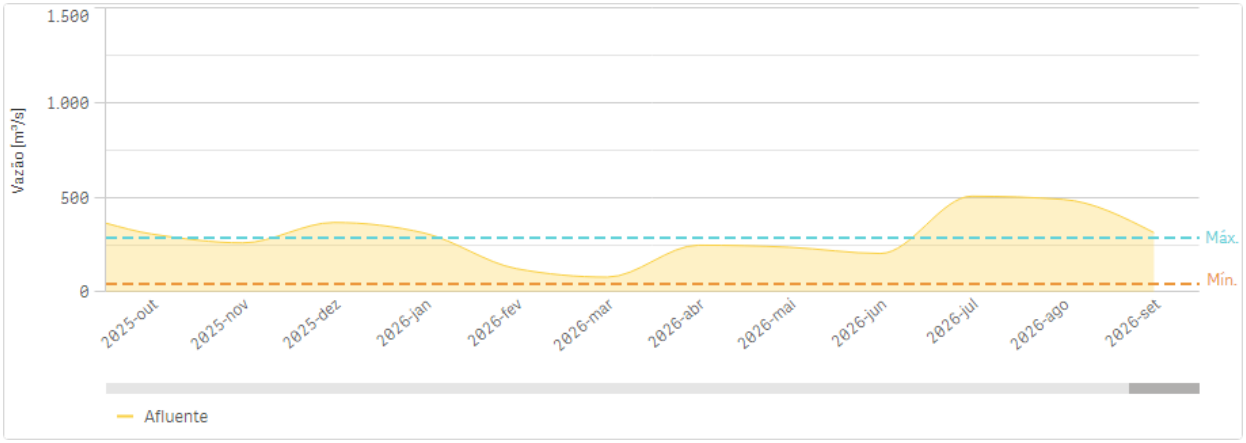


Figura 21 - Vazão afluente da UHE São José em 2026 e limites operativos.

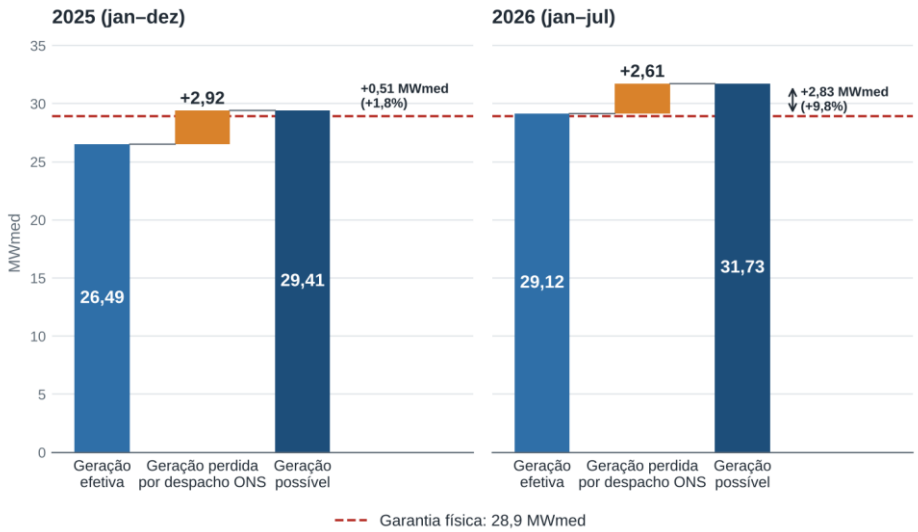


IV.5.1.3 Composição da geração possível frente à garantia física

49. O memorial de cálculo apresentado converteu o vertimento turbinável atribuído ao PDP em geração perdida e recompôs a geração potencial pela soma da geração realizada com a parcela suprimida pelo ONS, sem incorporar os efeitos da escassez hídrica. A metodologia é conservadora, pois considera apenas a perda diretamente vinculada ao despacho sistêmico.

50. Em 2025, a geração efetiva de 26,49 MWmed ficou 2,41 MWmed, ou 8,3%, abaixo da garantia física de 28,9 MWmed. A perda atribuída às restrições do ONS foi de 2,92 MWmed, superior ao déficit observado. A geração potencial recomposta alcançaria 29,41 MWmed, correspondente a 0,51 MWmed, ou 1,8%, acima da garantia física. Entre janeiro e julho de 2026, a geração efetiva de 29,12 MWmed já superou a garantia física e, com a recomposição de 2,61 MWmed suprimidos pelo ONS, a geração potencial seria de 31,73 MWmed, 2,83 MWmed, ou 9,8%, acima da referência.

Figura 22 - Composição da geração possível frente à garantia física vigente.

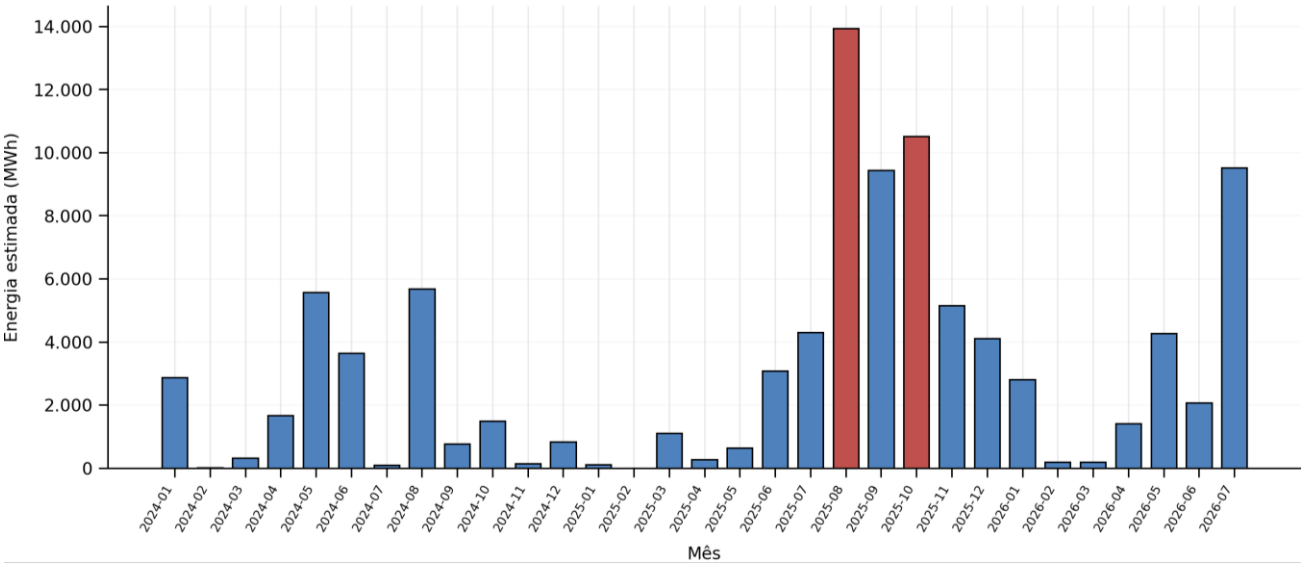


51. Diante da rastreabilidade apresentada, considera-se tecnicamente justificado o déficit de geração de 2025. As evidências demonstram que o resultado decorreu da combinação entre escassez hídrica atípica e restrições de despacho do ONS, fatores externos à gestão do ativo. Para janeiro a julho de 2026, não se verifica déficit em relação à garantia física vigente. Assim, não se identificam elementos para imputar o afastamento de 2025 a incapacidade estrutural, indisponibilidade eletromecânica relevante ou conduta operacional inadequada do agente.

IV.6. Energia vertida turbinável associável a limitações operativas

52. Para estimar a energia vertida turbinável potencialmente associável a limitações internas ou à necessidade operativa de controle do nível do reservatório, foram processados os 22.632 registros horários encaminhados pelo agente. Em cada hora, a vazão vertida turbinável foi limitada ao menor valor entre a vazão efetivamente vertida e a capacidade hidráulica não utilizada pelas unidades geradoras, adotando-se vazão nominal conjunta de 288,6 m³/s. A conversão em energia considerou a queda bruta horária e a produtibilidade específica de 0,0089 MW/(m³/s·m). Foram considerados somente registros com vertimento positivo e geração total inferior ao MUSD de 49,6 MW.

Figura 23 - Energia vertida turbinável estimada da UHE São José, de janeiro de 2024 a julho de 2026.



Nota: Os valores constituem estimativa técnica de potencial energético hidráulico não aproveitado e não representam, isoladamente, energia definitivamente atribuível ao agente. A classificação requer confirmação das causas horárias, incluindo despacho do ONS, indisponibilidades, restrições ambientais, limites operativos e regras de controle de nível.

53. A estimativa totalizou aproximadamente 23.041 MWh em 2024, 52.634 MWh em 2025 e 20.440 MWh entre janeiro e julho de 2026. Os maiores montantes mensais ocorreram em agosto de 2025 com cerca de 13.937 MWh; outubro de 2025 com 10.520 MWh; julho de 2026. com 9.513 MWh; e setembro de 2025. com 9.441 MWh.

54. A concentração dos valores em determinados meses evidencia períodos em que coexistiram vertimento, capacidade hidráulica teoricamente ociosa e geração inferior ao limite de injeção. Parte

dessas ocorrências pode ser compatível com a necessidade de controle do nível do reservatório, sobretudo diante das faixas máximas de montante progressivamente reduzidas com o aumento da vazão afluente. Entretanto, o controle de nível explica a necessidade de vertimento, mas não demonstra, por si só, por que a capacidade de turbinamento disponível não foi integralmente utilizada.

55. Os resultados da análise do vertimento turbinável, quando avaliados em conjunto com as informações complementares apresentadas pelo agente, permitem compreender de forma mais consistente os episódios de não aproveitamento integral do potencial hidráulico disponível. A documentação complementar e a respectiva segregação causal demonstraram a influência relevante das restrições de despacho determinadas pelo ONS, bem como das condições hidrológicas observadas no período, sobre a geração realizada e, em determinadas situações, sobre a ocorrência de vertimento.

56. Nesse contexto, os montantes estimados de energia vertida turbinável não devem ser interpretados isoladamente como decorrentes de limitações internas do empreendimento, devendo ser considerados em conjunto com as condições sistêmicas, hidráulicas e operativas verificadas em cada período. À luz das novas evidências, considera-se suficientemente esclarecida a contribuição desses fatores para o desempenho energético que motivou a seleção da UHE São José para fiscalização.

IV.7. Produtibilidade específica

57. A produtibilidade específica expressa a potência obtida por unidade de vazão turbinada e de queda hidráulica, sendo calculada pela relação P/(Q × H), em MW/(m³/s·m). Para a UHE São José, a avaliação de referência resulta em valor da ordem de 0,0089 MW/(m³/s·m), compatível com o desempenho esperado de conjuntos turbina-gerador sujeitos às perdas hidráulicas, mecânicas e elétricas inerentes ao processo de conversão de energia.

Quadro 2 - Produtibilidade específica da UHE São José.

Parâmetro	Valor
Produtibilidade específica média calculada	0,0089 MW/(m³/s·m)
Produtibilidade específica teórica de referência	0,00981 MW/(m³/s·m)
Diferença em relação à referência teórica	−9,28%
Rendimento global implícito	90,72%

Nota: A produtibilidade específica foi estimada pela relação entre potência, vazão turbinada e queda hidráulica. A referência teórica de 0,00981 MW/(m³/s·m) corresponde à conversão integral da energia hidráulica, sem consideração das perdas hidráulicas, mecânicas e elétricas.

58. A produtibilidade específica estimada para a UHE São José corresponde a aproximadamente 90,72% da produtibilidade hidráulica teórica. A diferença observada é compatível com as perdas hidráulicas, mecânicas e elétricas inerentes ao processo de conversão de energia e não evidencia, isoladamente, degradação expressiva da eficiência dos conjuntos geradores. Dessa forma, os elementos que motivaram a seleção do empreendimento para fiscalização mostram-se

mais relacionados às indisponibilidades, aos desligamentos e às limitações operacionais identificadas do que a uma redução generalizada da eficiência hidráulica das unidades.

IV.8. Restrições hidráulicas e ambientais

59. A Figura 24 apresenta as restrições hidráulicas aplicáveis à UHE São José, consolidadas a partir dos Formulários de Solicitação de Atualização de Informações Hidráulicas (FSARH) aceitos pelo ONS. Os documentos estabelecem a faixa operativa do reservatório e níveis máximos de montante progressivamente menores à medida que aumenta a vazão afluente, condição que influencia a queda hidráulica disponível, o vertimento e a geração possível do empreendimento.

Figura 24 - Restrições hidráulicas de montante da UHE São José consolidadas a partir dos FSARH.

Restrições hidráulicas formalizadas nos FSARH - UHE São José

Síntese das faixas operativas de nível de montante em função da vazão afluente

FSARH 453	Nível mínimo normal de montante	**153,67 m**	Faixa operativa inferior do reservatório
FSARH 454	Nível máximo de montante	**154,67 m**	Q afluente ≤ 300 m³/s
FSARH 455	Nível máximo de montante	**154,60 m**	300 < Q afluente ≤ 500 m³/s
FSARH 456	Nível máximo de montante	**154,50 m**	500 < Q afluente ≤ 700 m³/s
FSARH 460	Nível máximo de montante	**154,20 m**	700 < Q afluente ≤ 800 m³/s
FSARH 461	Nível máximo de montante	**154,00 m**	800 < Q afluente ≤ 1.000 m³/s
FSARH 459	Nível máximo de montante	**153,75 m**	Q afluente > 1.000 m³/s

60. Os FSARH estabelecem nível mínimo normal de montante de 153,67 m e nível máximo de 154,67 m para vazões afluentes de até 300 m³/s. O limite máximo é reduzido para 154,60 m entre 300 e 500 m³/s; 154,50 m entre 500 e 700 m³/s; 154,20 m entre 700 e 800 m³/s; 154,00 m entre 800 e 1.000 m³/s; e 153,75 m para vazões superiores a 1.000 m³/s.

61. A redução progressiva do nível máximo pode diminuir a queda hidráulica disponível justamente em períodos de maior afluência, constituindo condicionante relevante para a avaliação da produtibilidade e do aproveitamento do potencial energético da UHE São José. À luz das informações complementares apresentadas pelo agente, os episódios de vertimento turbinável devem ser avaliados em conjunto com as restrições hidráulicas aplicáveis e com as condições de despacho determinadas pelo ONS, uma vez que esses fatores podem limitar o turbinamento mesmo na presença de vazão disponível. Nesse contexto, o vertimento observado não constitui, isoladamente, evidência de incapacidade de aproveitamento da capacidade de turbinamento ou de limitação operacional imputável ao empreendimento.

IV.9. Sistemas auxiliares, automação e controle

62. As ordens de serviço e os desligamentos revelam intervenções recorrentes em filtros, trocadores de calor, resfriamento, drenagem, vedação e controle do mexilhão-dourado. O projeto básico prevê redundância nos sistemas de resfriamento e drenagem. Assim, as ocorrências associadas à elevação do nível de água na tampa da turbina da UG2 e à insuficiência de drenagem requerem comprovação de que a redundância permaneceu funcional e capaz de atender às condições operativas previstas.

63. Também foram recorrentes falhas em CLPs, fontes, comunicação, módulos TSLG, *ModBus*, *watchdog*, sensores, proteção e regulação. O plano de investimentos prevê *retrofit* dos CLPs em 2027, dos reguladores de tensão em 2029, dos relés de proteção e registradores de perturbação em 2030 e dos reguladores de velocidade em 2031. Os investimentos são coerentes com as falhas observadas, porém os prazos mais longos exigem medidas compensatórias, reforço de inspeções, testes de redundância, monitoramento e disponibilidade de sobressalentes até a conclusão das modernizações.

IV.10. Infraestrutura de operação e manutenção

64. A documentação apresentada demonstra que a infraestrutura de operação e manutenção da UHE São José combina estrutura local de O&M com suporte corporativo de engenharia, planejamento e operação. Os organogramas encaminhados contemplam funções locais nas áreas mecânica, elétrica, automação, telecomunicações, administração, meio ambiente e serviços gerais, integradas à estrutura corporativa de Operação e Manutenção, Engenharia de Manutenção e Planejamento e ao Centro de Operação da Geração (COG). Essa organização assegura a existência formal de funções compatíveis com as principais disciplinas técnicas requeridas pelo empreendimento.

Figura 25 - Síntese da infraestrutura de operação e manutenção da UHE São José.

Componente	Documento / sistema	Avaliação no contexto da fiscalização
Estrutura organizacional	Organograma O&M e organograma da UHE São José	Estrutura local e suporte corporativo para operação, manutenção e planejamento.
Planejamento e controle da manutenção	MAN-02, MAN-05, MAN-06 e MAN-07	Planejamento, programação, KPIs (Key Performance Indicators) , revisão de planos, criticidade e atribuições da Engenharia de Manutenção e Planejamento.
Gestão informatizada	Software EQM-Informa	Registro de solicitações e ordens de serviço, programação, execução, consultas, relatórios e acompanhamento das atividades.
Comunicação técnica	MAN-08	Formalização da comunicação com a Engenharia, tratamento de desligamentos forçados, fatos relevantes e análises de causa.
Sobressalentes	Controle de Estoque SJO 2026	Estoque de componentes mecânicos, hidráulicos, elétricos, eletrônicos, automação, proteção, drenagem e resfriamento.
Suprimentos e contratação	HO-ADM-NO-006 - Norma de Compras	Regras de aquisição, contratação, cotação, rastreabilidade, recebimento e acompanhamento de materiais e serviços.
Capacitação	NR-10/SEP, NR-12, NR-33, NR-35 e treinamentos técnicos	Evidências de reciclagens e treinamentos para atuação em instalações elétricas, máquinas, espaços confinados, altura, equipamentos de elevação e temas técnicos.
Segurança e resposta	PRE e sistemas de vigilância/monitoramento	Estrutura para resposta a emergências e monitoramento de áreas estratégicas, incluindo casa de força, vertedouro, barragem e subestação.

Fonte: Elaborado pela AGERGS com base nos organogramas, procedimentos de manutenção, apresentação do EQM, controle de estoque, Norma de Compras, certificados de capacitação, Plano de Resposta a Emergências e documentação de monitoramento apresentados pela Ijuí Energia S.A.

65. Sob o ponto de vista dos sistemas de apoio, o EQM-Informa constitui a principal ferramenta apresentada para gestão das atividades de manutenção, permitindo registrar e acompanhar ordens de serviço abertas, programadas, impedidas, canceladas e atrasadas. A existência do sistema é favorável a rastreabilidade.

66. A infraestrutura de materiais e contratação também apresenta elementos positivos. O controle de estoque encaminhado reúne sobressalentes relacionados a sistemas que apresentaram ocorrências, incluindo bombas de drenagem, fontes, CPUs, módulos de comunicação, TSLG, sensores, relés e componentes de regulação. A Norma de Compras, por sua vez, estabelece mecanismos corporativos para aquisição e contratação de serviços, inclusive tratamento de fornecedores especializados e situações urgentes.

67. No que se refere à política de sobressalentes, o controle de estoque apresentado demonstra a disponibilidade de componentes destinados aos sistemas mecânicos, hidráulicos, elétricos, eletrônicos, de automação e proteção da UHE São José, incluindo itens diretamente relacionados às ocorrências verificadas no período, como bombas de drenagem, fontes de alimentação, CPUs, módulos de comunicação, módulos TSLG, sensores, relés e componentes dos sistemas de regulação. A existência desses materiais constitui elemento favorável à redução do tempo de recomposição após falhas, especialmente para equipamentos sujeitos à obsolescência ou com maior prazo de aquisição.

68. Considerando ainda os *retrofits* programados entre 2027 e 2031, a gestão dos sobressalentes deve ser compatibilizada com a transição tecnológica dos sistemas de automação, regulação e proteção. Até a entrada em operação das modernizações, os componentes da configuração atual permanecem relevantes para a confiabilidade do empreendimento. Após cada *retrofit*, deverá ser reavaliada a aplicabilidade dos itens existentes, evitando simultaneamente a falta de componentes críticos para os sistemas ainda em serviço e a manutenção de materiais obsoletos sem utilização prevista.

69. Assim, recomenda-se que o agente mantenha, para os sobressalentes críticos, matriz que relacione ativo atendido, criticidade, quantidade disponível, estoque mínimo definido, prazo estimado de reposição, possibilidade de reparo, intercambiabilidade, condição do material e estratégia de reposição. A matriz deverá ser periodicamente atualizada a partir das ocorrências, das análises de causa, da revisão da criticidade e dos projetos de modernização, permitindo demonstrar que o estoque está dimensionado em função do risco operacional e não apenas do histórico de aquisições.

70. Quanto aos recursos humanos, os certificados encaminhados evidenciam capacitações recentes em NR-10 e SEP, NR-12, NR-33, NR-35, manutenção de equipamentos de elevação, segurança em mergulhos, subestações, gestão de ativos e segurança de barragens, constituindo evidências de capacitação e atualização.

71. A documentação de segurança operacional inclui Plano de Resposta a Emergências e sistemas de vigilância e monitoramento com cobertura de áreas estratégicas.

IV.11. Gestão da manutenção

72. No âmbito da governança da manutenção, a empresa apresentou procedimentos corporativos para planejamento, programação, indicadores, criticidade, comunicação de ocorrências, orçamento e uso do software EQM. A planilha contém 3.061 ordens de serviço entre janeiro de 2024 e setembro de 2026. A estrutura documental é abrangente, mas foram observadas intervenções recorrentes nos mesmos sistemas.

73. A principal fragilidade identificada não consiste na ausência de procedimentos, mas na insuficiente demonstração de aplicação completa e tempestiva dos controles às falhas que produziram indisponibilidade. Não foram apresentados, para todos os eventos relevantes, relatórios de ocorrência, análises de causa raiz, estimativas da energia não gerada e evidências do encerramento e da eficácia das ações corretivas.

IV.11.1. Manutenções corretivas e programadas

74. A documentação encaminhada pelo agente demonstra a execução de manutenções corretivas, preventivas e programadas nos equipamentos principais e auxiliares da UHE São José. A base do sistema EQM reúne 3.061 ordens de serviço entre janeiro de 2024 e setembro de 2026, abrangendo inspeções, testes, manutenções periódicas e intervenções emergenciais. O quadro a seguir consolida as intervenções mais relevantes para a avaliação de desempenho, sem pretensão de reproduzir integralmente a base de ordens de serviço.

Figura 26 - Manutenções corretivas e programadas relevantes da UHE São José no período de 2024 a 2026.

Instalação	Início	Fim	Natureza	Descrição da manutenção / ocorrência
UG2	25/02/2024	27/02/2024	Corretiva	Ruptura de tubulação interna da unidade hidráulica do regulador de velocidade; indisponibilidade de 44 h 52 min.
UG1	29/02/2024	29/02/2024	Corretiva	Intervenção por vazamento de óleo no mancal combinado; indisponibilidade aproximada de 4 h 02 min.
UG2	09/07/2024	09/07/2024	Corretiva	Substituição/atuação sobre fontes de alimentação queimadas dos CLPs do painel QSU-2; indisponibilidade aproximada de 3 h 28 min.
UG1/UG2	ago/2024	ago/2024	Programada	Parada anual comunicada à FEPAM para manutenção do circuito hidráulico e execução de atividades preventivas.
UG1	10/04/2025	11/04/2025	Corretiva	Falha de módulo do CLP, com perda de comunicação entre CLP e regulador de tensão; indisponibilidade aproximada de 18 h 41 min.
UG2	01/07/2025	01/07/2025	Corretiva	Falha de alimentação do CLP do quadro PCLU2 devido a defeito em fonte; indisponibilidade aproximada de 4 h 34 min.
UG2	13/07/2025	13/07/2025	Corretiva	Temperatura elevada na junta de vedação do eixo associada à falha de sensor; indisponibilidade aproximada de 2 h 32 min.
UG1/UG2	ago/2025	ago/2025	Programada	Parada anual comunicada à FEPAM para manutenção do circuito hidráulico; período coincidente com o menor FID mensal da série (65,65%).
UG2	02/12/2025	02/12/2025	Corretiva	Falha no acionamento dos ventiladores da ponte de tiristores do regulador de tensão; indisponibilidade aproximada de 2 h 41 min.
UG1	07/04/2026	08/04/2026	Corretiva	Falha física na lógica do módulo TSLG-N, impedindo tomada de carga após sincronismo; indisponibilidade aproximada de 18 h 52 min.

Instalação	Início	Fim	Natureza	Descrição da manutenção / ocorrência
UG1	08/04/2026	08/04/2026	Corretiva	Nova atuação associada ao TSLG-N primário; indisponibilidade aproximada de 2 h 51 min.
Usina	2024-2026	2024-2026	Preventiva/Rotineira	Inspeções e limpezas recorrentes em filtros, trocadores de calor, grades, drenagem, resfriamento, vedação, transformadores, proteção, serviços auxiliares e equipamentos de elevação.

Fonte: Elaborado pela AGERGS com base nas ordens de serviço, registros de desligamentos, histórico de disponibilidade e informações apresentadas pela Ijuí Energia S.A.
Nota: O quadro apresenta intervenções selecionadas por relevância para a disponibilidade e o desempenho, não correspondendo à totalidade das 3.061 ordens de serviço disponibilizadas.

75. A análise evidencia que as manutenções programadas exerceram influência predominante sobre a indisponibilidade global, em consonância com a TEIP superior à TEIFa ao longo da série. As paradas anuais do circuito hidráulico, concentradas em agosto de 2023, 2024 e 2025, coincidem com reduções expressivas do FID, especialmente em agosto de 2024, quando a disponibilidade foi de 73,33%, e em agosto de 2025, quando atingiu 65,65%. As paralisações possuem justificativa documental e são inerentes à manutenção de longo ciclo, mas seu impacto recorrente recomenda avaliar a otimização dos escopos, a preparação prévia de materiais e contratos e a possibilidade de reduzir a duração das janelas programadas.

76. Quanto às manutenções corretivas, observa-se concentração em sistemas de regulação, automação, controle e serviços auxiliares. A ruptura da tubulação da unidade hidráulica do regulador de velocidade da UG2 produziu o evento individual de maior duração, com 44 h 52 min. Também foram relevantes as falhas de CLP e TSLG-N na UG1 e as ocorrências envolvendo fontes de alimentação, sensores, vedação, drenagem e regulador de tensão da UG2. Os eventos individualizados de automação e controle recuperados na análise somaram, no mínimo, 48 h 26 min de indisponibilidade.

77. A repetição de intervenções em CLPs, fontes, comunicação, sensores, filtros, trocadores de calor, drenagem e vedação indica que parte da manutenção corretiva possui caráter recorrente. A programação dos *retrofits* demonstra reconhecimento da obsolescência ou da necessidade de modernização desses sistemas, porém os prazos previstos entre 2027 e 2031 exigem medidas compensatórias até sua implantação, incluindo testes de redundância, monitoramento ampliado, disponibilidade de sobressalentes e revisão extraordinária dos planos de manutenção e da criticidade dos ativos afetados.

IV.11.2. Principais manutenções preventivas e modernizações previstas

78. A programação encaminhada pelo agente contempla manutenções preventivas, ensaios preditivos e modernizações para os próximos anos. A Figura 8 reúne as principais intervenções previstas, priorizando aquelas relacionadas aos sistemas que apresentaram recorrência de falhas ou maior impacto sobre a disponibilidade da UHE São José. As datas indicadas correspondem aos anos informados nos planos de manutenção e de investimentos, devendo o cronograma executivo ser confirmado pelo agente antes de cada parada.

Figura 27 - Principais manutenções preventivas e modernizações previstas para a UHE São José.

Instalação	Período	Natureza	Descrição da manutenção / modernização prevista
UG1/UG2	2026-2027	Preventiva programada	Inspeções periódicas das unidades geradoras, geradores, turbinas, mancais, sistemas de lubrificação, vedação, drenagem e resfriamento, conforme programação do EQM.
UG1/UG2	2026-2027	Preditiva / ensaios	Ensaios de vibração, análises de óleo, avaliações elétricas e acompanhamento da condição dos equipamentos principais e auxiliares.
TR-1/TR-2 e SE 69 kV	2026-2027	Preventiva programada	Inspeções e ensaios dos transformadores elevadores, subestação, linha de transmissão, serviços auxiliares, proteção e sistemas em corrente contínua.
Vertedouro e tomada d'água	2026-2027	Preventiva programada	Testes e manutenção dos sistemas de acionamento, quadros de comando, comportas, centrais hidráulicas e equipamentos auxiliares.
Automação UG1/UG2	2027	Modernização	*Retrofit* dos CLPs do Sistema Digital de Supervisão e Controle, com contrato informado como assinado; intervenção diretamente relacionada às falhas recorrentes de automação e comunicação.
UG2	2027	Modernização / sobressalentes	Substituição, instalação e configuração da IHM do regulador de velocidade da UG2 e aquisição de sobressalentes do sistema.
UG1/UG2	2029	Modernização	*Retrofit* dos reguladores de tensão das duas unidades geradoras.
UG1/UG2 / TR-1/TR-2	2030	Modernização	*Retrofit* dos relés de proteção dos geradores e transformadores e substituição preventiva dos registradores digitais de perturbação.
UG1/UG2	2031	Modernização	*Retrofit* dos reguladores de velocidade das duas unidades geradoras.

Fonte: Elaborado pela AGERGS com base na programação preventiva até 2027, no plano de investimentos e nos procedimentos de manutenção apresentados pela Ijuí Energia S.A.
Nota: As intervenções de 2029 a 2031 correspondem ao horizonte de modernizações informado pelo agente.

79. A programação preventiva até 2027 é abrangente e alcança os equipamentos principais das unidades geradoras, os serviços auxiliares, transformadores, subestação, linha de transmissão, vertedouro e tomada d'água. A inclusão de inspeções, ensaios de vibração, análises de óleo e verificações nos sistemas de proteção é favorável à identificação antecipada de degradações.

80. O *retrofit* dos CLPs previsto para 2027 é a intervenção futura mais diretamente relacionada às ocorrências identificadas na análise, considerando as falhas recorrentes em fontes, módulos, comunicação, TSLG, ModBus e *watchdog*. A contratação informada representa medida positiva, mas o cronograma deve contemplar projeto executivo, testes de fábrica, plano de migração, testes de integração, contingência para retorno à configuração anterior, treinamento das equipes e comprovação da operação das redundâncias após a implantação.

81. A substituição da IHM do regulador de velocidade da UG2 e a aquisição de sobressalentes em 2027 também guardam relação com as ocorrências observadas. A medida, contudo, não substitui a necessidade de análise da ruptura da tubulação da unidade hidráulica, inspeção das demais tubulações e conexões, revisão dos critérios preventivos e comprovação da eficácia do reparo executado em 2024.

82. Os *retrofits* dos reguladores de tensão em 2029, dos relés de proteção e registradores de perturbação em 2030 e dos reguladores de velocidade em 2031 são coerentes com os sistemas que apresentaram falhas ou obsolescência. Todavia, os horizontes mais longos aumentam a exposição a novas ocorrências antes da modernização.

83. Em síntese, o plano futuro apresenta aderência geral aos problemas identificados, principalmente ao prever modernização dos sistemas de automação, regulação e proteção.

V. INSPEÇÃO DE CAMPO

84. A ação presencial na UHE São José foi realizada em 22 de setembro de 2026, com a finalidade de verificar, por amostragem, as condições aparentes das instalações e dos sistemas acessíveis no momento da vistoria, bem como registrar evidências fotográficas para subsidiar a avaliação regulatória desenvolvida neste Relatório de Fiscalização. A inspeção compreendeu o acesso ao empreendimento, a reunião inicial, a subestação de 69 kV, áreas da casa de força, estruturas auxiliares e galerias internas.

85. Os registros fotográficos apresentados neste capítulo documentam condições observadas na data da inspeção. A avaliação possui caráter visual e amostral e não substitui ensaios, medições, inspeções especializadas, análises de engenharia ou a verificação integral dos equipamentos. Assim, as observações devem ser correlacionadas com os registros de operação e manutenção, relatórios de ocorrências e demais documentos técnicos do empreendimento.

V.1. Acesso, identificação e reunião inicial

86. No deslocamento até a usina, verificou-se a existência de sinalização direcional de acesso ao empreendimento. Na área externa, também foram registradas placas referentes ao licenciamento ambiental da UHE São José e da linha de transmissão em 69 kV associada ao empreendimento. A atividade de campo foi precedida de reunião inicial nas instalações administrativas, ocasião em que foram organizados os equipamentos de proteção e alinhado o percurso da inspeção.



Figura 28 - Placas de licenciamento ambiental instaladas no acesso ao empreendimento.



Figura 29 - Reunião inicial e preparação para o percurso de inspeção.

V.2. Subestação de 69 kV

87. A inspeção visual da subestação abrangeu vistas gerais dos pórticos, barramentos, isoladores, estruturas metálicas e conexões aparentes. O arranjo encontrava-se cercado e dotado

de sinalização de advertência. Em diferentes pontos elevados das estruturas foram observados presença de ninhos de aves, inclusive em regiões próximas a isoladores e condutores.

88. A evidência recomenda avaliação técnica específica pelo agente quanto à extensão da ocorrência, às distâncias de segurança, à condição dos componentes próximos e aos potenciais efeitos sobre a isolação e a confiabilidade operacional. Eventuais ações de remoção, controle ou manejo devem ser planejadas de forma segura e em conformidade com as exigências ambientais aplicáveis, acompanhadas de registro das intervenções e de rotina periódica de inspeção.



Figura 30 - Vista geral da subestação de 69 kV e das estruturas de conexão.



Figura 31 - Ninhos de aves acumulados em estruturas elevadas da subestação.



Figura 32 - Detalhe de estrutura, isoladores e ninhos de aves próximo aos condutores.



Figura 33 - Pórticos, barramentos e equipamentos da subestação de 69 kV.

V.3. Casa de força, área a jusante e galerias internas

89. Na casa de força foram registradas as estruturas do pórtico rolante e a área externa a jusante, além de ambientes internos e equipamentos auxiliares acessíveis durante o percurso. As imagens mostram o rio Ijuí a jusante e a infraestrutura de movimentação de cargas existente na edificação. O registro fotográfico, por si só, não permite concluir sobre a condição funcional do pórtico, devendo a avaliação ser complementada pelos planos de inspeção, testes, certificados e registros de manutenção correspondentes.



Figura 34 - Estrutura do pórtico rolante e vista da área a jusante da casa de força.



Figura 35 - Equipamento instalado em galeria interna da casa de força.

V.4. Sistemas auxiliares das unidades geradoras

90. Nas galerias internas foram observados reservatórios, tubulações, válvulas e instrumentos associados a sistemas auxiliares. Em trecho identificado para atendimento às unidades geradoras UG-01 e UG-02, verificaram-se marcas de escorrimento e manchas na parede de concreto, mais evidentes na região sinalizada como UG-02. A evidência visual isolada não permite definir a origem, a condição de atividade nem a relevância operacional dessas marcas.

91. Recomenda-se que o agente correlacione a condição observada com os registros de inspeção e manutenção, verificações de estanqueidade e ocorrências dos sistemas auxiliares, documentando a origem das marcas, a necessidade de intervenção e, quando aplicável, as medidas corretivas executadas. A verificação é particularmente pertinente diante das ocorrências analisadas neste relatório envolvendo drenagem, resfriamento, vedação, filtros e trocadores de calor.



Figura 36 - Reservatório e tubulações de sistema auxiliar inspecionado na casa de força.



Figura 37 - Tubulações e válvulas identificadas para as UG-01 e UG-02, com marcas na parede.

V.5. Sistemas de resfriamento, ar comprimido e equipamentos auxiliares

92. Foi realizada também inspeção visual do pavimento de equipamentos auxiliares da casa de força, com tubulações, válvulas, filtros, vasos, compressores, painéis locais e demais componentes associados aos sistemas de água de resfriamento e ar comprimido. As instalações apresentavam identificação funcional em diferentes pontos, incluindo diagramas simplificados dos circuitos e indicação dos filtros do sistema de água de resfriamento.



Figura 38 - Vista geral do pavimento de equipamentos auxiliares da casa de força.

V.6. Instrumentação e identificação da Unidade Geradora 2

93. Na área da Unidade Geradora 2 foram registrados o quadro de terminais da turbina QTT-2, indicadores locais e a placa de identificação da turbina Kaplan de eixo vertical. O painel apresentava indicação local de pressão no tubo Pitot em valor próximo de 20 kPa no momento do registro.

94. A placa da turbina da Unidade nº 2 informa fabricante Alstom, configuração Kaplan vertical com cinco pás, diâmetro da roda de 4,000 m, queda líquida de 20,3 m, vazão nominal de 142,34 m³/s, potência nominal de 26,31 MW, rotação nominal de 171,4 rpm e ano de fabricação 2009.



Figura 39 - Placa de identificação da turbina Kaplan vertical da Unidade Geradora 2.



Figura 40 - Quadro de terminais da turbina QTT-2 e indicação local de pressão no tubo Pitot.

V.7. Presença de água no piso em área interna da casa de força

95. Em área interna próxima aos equipamentos e acessos das unidades geradoras, observou-se presença de água acumulada em diferentes pontos do piso, acompanhada por marcas de umidade e escorrimento na base de paredes. A distribuição visível nas fotografias indica condição que deve ser verificada pelo agente quanto à origem, recorrência, extensão e eventual relação com drenagem, infiltração, lavagem, manutenção ou vazamento de sistemas auxiliares.



Figura 41 - Água acumulada no piso e marcas de umidade em área interna da casa de força.



Figura 42 - Vista complementar do acúmulo de água próximo aos acessos e equipamentos das unidades.

V.8. Galeria das unidades, sistemas hidráulicos e supervisão

96. Registrou-se também a galeria superior das unidades geradoras, conjuntos hidráulicos auxiliares, instrumentação local e a sala de controle. Foram registrados o diagrama do circuito do mancal combinado da UG2, vistas gerais do piso das unidades, conjuntos motobomba com manômetros e indicadores digitais, além das telas do sistema de supervisão e controle.

97. As imagens documentam a configuração aparente e a identificação funcional dos equipamentos acessíveis durante a vistoria.



Figura 43 - Diagrama do circuito do mancal combinado da Unidade Geradora 2.



Figura 44 - Vista geral da galeria superior e do piso das unidades geradoras.



Figura 45 - Conjunto hidráulico auxiliar com motobomba, manômetros e tubulações.



Figura 46 - Indicador digital local instalado em conjunto hidráulico auxiliar.

98. Em parede lateral da galeria inferior foram observadas manchas, marcas de escorrimento e áreas com alteração do revestimento. A evidência visual recomenda verificação da origem e da recorrência da umidade, com correlação aos registros de drenagem, infiltração e manutenção civil, sem que a fotografia permita definir a causa ou a condição de atividade.

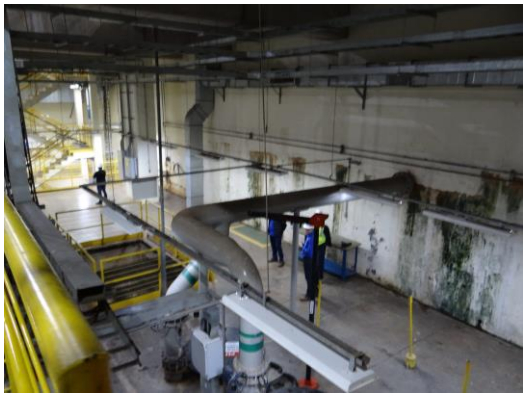


Figura 47 - Parede lateral de galeria com marcas de umidade e alteração do revestimento.



Figura 48 - Tela do sistema de supervisão e controle registrada na sala de operação.

V.9. Supervisão, alarmes e monitoramento

99. Na sala de controle foram registrados diferentes recursos de supervisão e monitoramento da condição dos ativos. As telas observadas incluíam representações do sistema elétrico e dos equipamentos da usina, visor de alarmes, acompanhamento de grandezas das unidades geradoras, monitoramento termográfico das escorvas dos geradores e painel de acompanhamento de hidrogênio e umidade em transformador.



Figura 49 - Tela do sistema supervisório com representação de equipamentos e estados operacionais.



Figura 50 - Visor de alarmes registrado na sala de controle durante a inspeção.

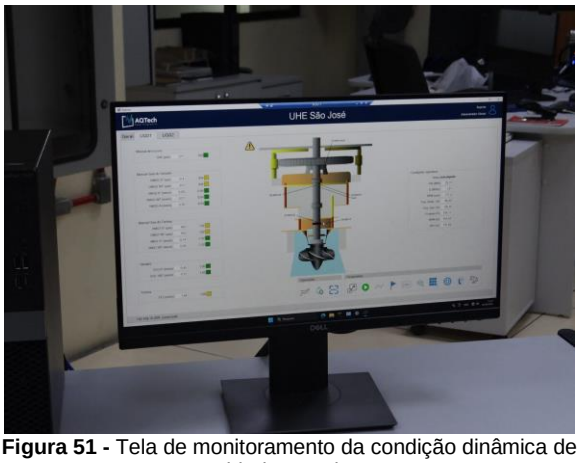


Figura 51 - Tela de monitoramento da condição dinâmica de unidade geradora.

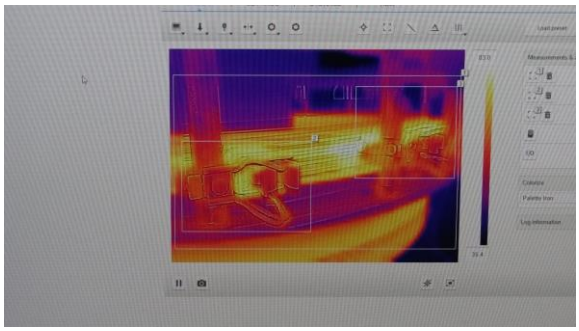


Figura 52 - Imagem termográfica das escorvas das UGs exibida no sistema de monitoramento.

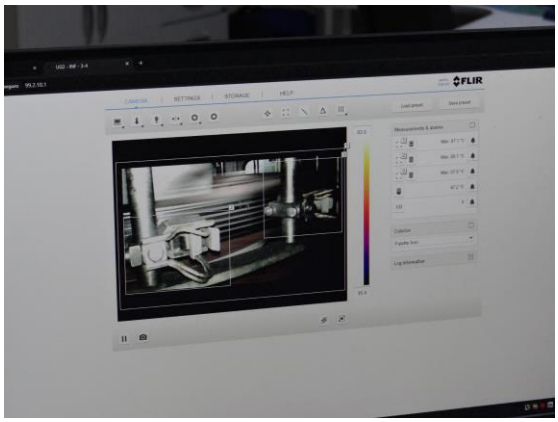


Figura 53 - Interface do sistema de termografia aplicada ao acompanhamento de equipamento.



Figura 54 - Painel de monitoramento de hidrogênio e umidade de transformador.

V.10. Estruturas hidráulicas e sistema de transmissão

100. Na área externa foram registradas vistas das estruturas hidráulicas do empreendimento e do sistema de transmissão associado. As fotografias documentam o conjunto do vertedouro, seus pilares, estruturas de acionamento e área a jusante, além de torre e condutores da linha de transmissão.

101. A inspeção visual a distância possui alcance limitado e não substitui avaliações estruturais, ensaios, inspeções dos mecanismos de acionamento, verificação de corrosão, testes funcionais das comportas, inspeções da linha de transmissão e análise das faixas de segurança.



Figura 55 - Vista geral do vertedouro e das estruturas de acionamento.



Figura 56 - Torre e condutores do sistema de transmissão associado à usina.

VI - CONCLUSÃO

102. A fiscalização de desempenho da UHE São José foi motivada pelos indicadores relacionados à disponibilidade e à relação entre a energia efetivamente gerada e a garantia física. A análise dos dados operacionais, hidráulicos e de manutenção, complementada pela resposta à Requisição de Documentos e/ou Informações DEGIP nº 1/2026, permitiu concluir a avaliação das causas da geração verificada nos períodos examinados.

103. A garantia física vigente da UHE São José é de 28,9 MWmed. Em 2025, a geração média de 26,49 MWmed ficou 2,41 MWmed, ou 8,3%, abaixo dessa referência. Entretanto, o memorial de cálculo demonstrou perda de 2,92 MWmed decorrente de restrições de despacho do ONS, montante superior ao próprio déficit observado. Considerada somente essa parcela, a geração potencial recomposta alcançaria 29,41 MWmed, resultado 0,51 MWmed, ou 1,8%, superior à garantia física.

104. A documentação também demonstrou que o primeiro quadrimestre de 2025 foi marcado por escassez hídrica excepcional, especialmente em março, quando a vazão afluente permaneceu abaixo do limite mínimo operativo e ocasionou aproximadamente 267 horas de desligamento por insuficiência de vazão. A ocorrência hidrológica reforça a caracterização externa das causas que limitaram a geração no exercício.

105. Entre janeiro e julho de 2026, a geração efetiva de 29,12 MWmed já superou a garantia física vigente em 0,22 MWmed. Com a recomposição dos 2,61 MWmed atribuídos às restrições do ONS, a geração potencial alcançaria 31,73 MWmed, ou 9,8% acima da garantia física. Portanto, não se caracteriza déficit de geração nesse período.

106. Diante da rastreabilidade dos registros do Programa Diário de Produção, dos dados de vazões, das horas de desligamento por solicitação do ONS e do memorial de cálculo apresentado, consideram-se tecnicamente aceitas as justificativas para o déficit de geração de 2025. O resultado decorreu da combinação entre restrições sistêmicas impostas pelo ONS e condições hidrológicas atípicas, não se evidenciando incapacidade estrutural de geração, indisponibilidade eletromecânica relevante ou deficiência de gestão do ativo como causa determinante do afastamento em relação à garantia física.

107. Assim, quanto ao objeto principal desta fiscalização de desempenho, considera-se esclarecida e encerrada a análise do déficit de geração da UHE São José nos períodos avaliados.

gov.br Documento assinado digitalmente
CLAUDIO ANDRE ALVES DE ARAUJO
Data: 10/11/2026 16:36:08-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

(Assinatura Eletrônica)[1]
Eng. Cláudio André Alves de Araújo
Especialista em Regulação

gov.br Documento assinado digitalmente
ALVARO ANDRE SALDANHA DE SOUZA
Data: 10/11/2026 16:53:16-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

(Assinatura Eletrônica)[1]
Eng. Álvaro André Saldanha de Souza
Especialista em Regulação

[1] Para consultar a assinatura do documento: Acesse o portal de assinaturas (http://assinador.iti.br/) e adicione um arquivo que já foi assinado. As assinaturas serão listadas próximas ao documento, no campo “Assinado digitalmente por”. Também é possível consultar as assinaturas do documento no "Painel de Assinaturas" do Acrobat Reader ou de outros leitores de arquivos PDF.