

## Nota Técnica nº 03/2026-Abrage

Brasília, 02 de abril de 2026.

**Assunto:** Partidas e Paradas de Unidades Geradoras de Usinas Hidrelétricas.

### I – DO OBJETIVO

1. Demonstrar a mudança estrutural do regime de operação das Usinas Hidrelétricas (UHEs) no Sistema Interligado Nacional (SIN), caracterizada pelo aumento significativo de partidas e paradas das unidades geradoras, configurando operação sistemática fora da faixa de concepção original dos empreendimentos.
2. Apresentar ainda as principais consequências técnicas, econômicas e sistêmicas dessa mudança, bem como a necessidade de reconhecimento regulatório e institucional do serviço de flexibilidade prestado pelas UHEs, à luz das transformações recentes da matriz elétrica brasileira.

### II - DOS FATOS

3. Historicamente, as usinas hidrelétricas brasileiras foram concebidas, projetadas e implantadas para operar predominantemente em regime contínuo de geração, atuando como base no atendimento à carga do sistema elétrico. Esse regime pressupunha elevada previsibilidade operativa, poucas variações de carga e número reduzido de partidas e paradas ao longo do tempo.
4. Nos últimos anos, com a expansão acelerada das fontes intermitentes, notadamente eólica e solar fotovoltaica, as UHEs passaram a desempenhar papel central na modulação da geração, no acompanhamento das rampas de carga e na compensação da variabilidade dessas fontes. Esse novo arranjo operacional reconfigurou o papel das UHEs no SIN, deslocando parcela relevante do parque hidrelétrico de um regime contínuo para um regime intensivamente flexível.
5. Como consequência direta, observou-se aumento expressivo no número de partidas e paradas das unidades geradoras. Levantamento realizado junto a 21 (vinte e uma) empresas associadas da Abrage, abrangendo 102 (cento e duas) usinas hidrelétricas, indica que, em 2024, o número de partidas e paradas totalizou 107.747, aproximadamente 62% (sessenta e dois por cento) superior ao registrado em 2015. Confira-se:

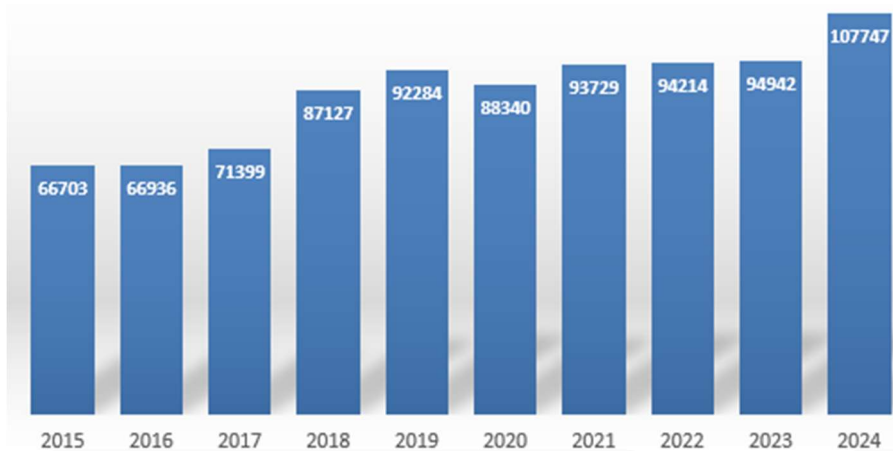


Figura 1: Número de Partidas e Paradas de UHEs – 2015 a 2024.

Fonte: Informações das Associadas da Abrage

6. Dessa forma, percebe-se que, embora a entrada em operação de novas UHEs relevantes no período tenha contribuído parcialmente para esse crescimento de partidas e paradas, a magnitude do aumento observado evidencia que a principal causa decorre da mudança do perfil de despacho e da forma de operação das usinas existentes, associada à crescente necessidade sistêmica de flexibilidade operativa.

7. Registre-se que a 298ª Reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), realizada em 06 de novembro de 2024, destacou a intenção de instituir novo critério de suprimento que trate especificamente da flexibilidade requerida pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), a ser desenvolvido pela EPE em articulação com o ONS e submetido ao CNPE, até o final de 2025, o que não ocorreu até a presente data.

8. Importante também destacar que a Lei nº 15.269/2025 introduziu inovação relevante ao estabelecer que o poder concedente homologará a quantidade de energia elétrica ou de reserva de capacidade, na forma de potência ou de flexibilidade, a ser contratada para o atendimento das necessidades do mercado nacional, o que sinaliza o reconhecimento institucional da flexibilidade como atributo sistêmico relevante e passível de valoração.

### III – DA ANÁLISE

#### III.1 – Regimes de operação e limites de concepção

9. Na sua concepção inicial, a grande maioria das usinas hidrelétricas foi projetada para operar na base do sistema. Até o fim da década dos 1990 as unidades geradoras eram mecanicamente dimensionadas com “mecânica estática” com base

em premissas de operação estável e baixo número de ciclos operativos, sendo que o conceito de fadiga na geração hidráulica começou a ser utilizado a partir de 2000, universalmente.

10. Dessa forma, a maior parte das máquinas síncronas de grande porte no Brasil, como os geradores hidrelétricos, foi projetada para operação em regime S1 (operação contínua em carga constante), de acordo com a Norma IEC 60034-1 – *Rotating Electrical Machines*.

11. Com a intensificação da operação flexível, diversas UHEs passaram a operar em regimes característicos de S3 (operação intermitente com partidas e paradas frequentes) e S4 (operação intermitente com partidas frequentes envolvendo esforços adicionais de partida como motor), com exigências significativamente superiores em termos de esforços térmicos, mecânicos, comparados ao regime S1, como apresentado na Tabela 1. Esses regimes não constituíam a premissa básica de projeto da maioria das usinas hidrelétricas em operação no país. Ressalte-se que a operação recorrente nesses regimes implica consumo acelerado da vida útil dos componentes, fenômeno tipicamente não internalizado nos modelos regulatórios vigentes.

| <b>Regime de Operação</b>                       | <b>Descrição</b>  | <b>Impactos nos Componentes</b>  |
|---|---|--|
| <b>S1</b> – Contínuo                            | Operação contínua em carga constante  | Desgaste dentro dos parâmetros de projeto; expectativa de vida útil plena.   |
| <b>S3</b> – Intermitente                        | Operação em carga constante, mas de forma intermitente (partidas e paradas frequentes)      | Aceleração da fadiga térmica e mecânica; desgaste precoce do isolamento; necessidade de reinvestimentos e modernizações antecipadas. |
| <b>S4</b> – Intermitente com partida como motor | Operação com partidas frequentes, envolvendo também esforço adicional de partida como motor | Vida útil encurtada; necessidade de reinvestimentos e modernizações antecipadas  |

Tabela 1 – Regimes de Operação das Unidades Geradoras.

Fonte: Norma IEC 60034-1 – *Rotating Electrical Machines*

12. Nos gráficos a seguir é possível notar como o perfil de geração das hidrelétricas (em laranja) foi alterado, aumentando as amplitudes das rampas e por consequência o número de partidas e paradas das Unidades Geradoras:

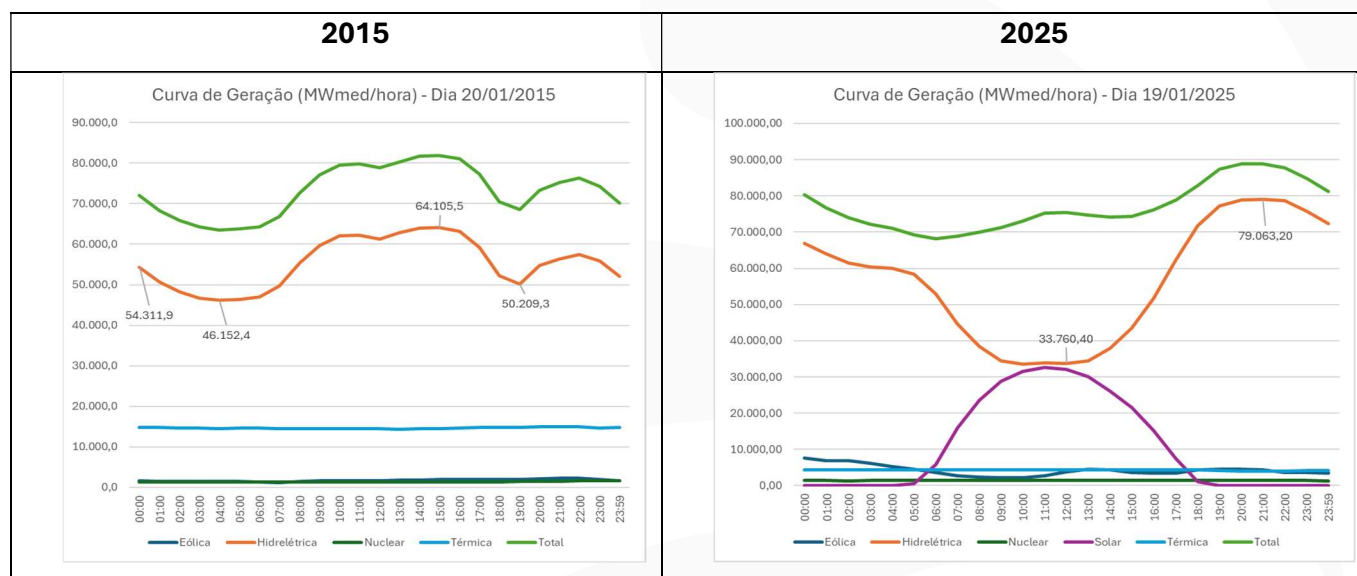


Figura 2: Perfil de geração das Fontes de Geração. Fonte: ONS

### III.2 – Impactos nos equipamentos e ativos

13. O aumento de partidas e paradas provoca esforços térmicos e mecânicos adicionais nos equipamentos eletromecânicos, com destaque para:

- fadiga térmica decorrente das diferenças de dilatação entre cobre, ferro, aço e materiais isolantes;
- degradação acelerada dos sistemas de isolamento dos enrolamentos do gerador;
- aumento da fadiga mecânica em eixos, estruturas metálicas e componentes rotativos; e
- maior probabilidade de falhas precoces e aumento de indisponibilidades forçadas, não necessariamente associadas a falhas de manutenção, mas sim à alteração estrutural do regime operativo.

14. Estudos técnicos e a experiência internacional indicam que a operação intensiva em regimes intermitentes pode reduzir de forma relevante a vida útil dos equipamentos, antecipando a necessidade de grandes manutenções, modernizações e reinvestimentos. Os resultados convergem no sentido de que a ciclagem frequente impõe perdas acumuladas de vida útil economicamente

relevantes ao longo do tempo. Esse é um consenso internacional, evidenciado por vários estudos, dentre eles:

- EPRI (1984) – estabelece como referência empírica (“*rule of thumb*”) um total de 10 horas de perda de vida num ciclo normal de partida e parada por unidade (impacto predominante no gerador).
- Nilsen & Sjelvgren (1997) – estimaram em 15 horas a perda de vida num ciclo normal de partida e parada por unidade.
- Milano (2012) – Bureau of Reclamation / CEATI – menciona que uma unidade de geração independente da capacidade (principalmente o enrolamento) podem perder de 8 até 16 horas num ciclo normal de partida e parada por unidade.

15. Tais impactos não se restringem aos equipamentos eletromecânicos ligados diretamente à geração de energia elétrica e se estendem aos transformadores elevadores, disjuntores, motobombas, sistemas de frenagem, etc.

### **III.3 – Consequências econômicas e sistêmicas**

16. A operação fora da faixa de concepção original gera impactos econômicos relevantes para os empreendimentos hidrelétricos, tais como:

- aumento dos custos de operação e manutenção, em razão de manutenções mais frequentes e não programadas;
- redução da eficiência média ponderada das unidades geradoras, decorrente da operação recorrente fora das faixas eletromecânicas ótimas de potência ativa e reativa;
- potenciais reduções do FID (usinas PIEs) e do Ajl (usinas cotistas), suspensões de operação comercial e penalidades, como multas;
- antecipação de investimentos em modernização e substituição de equipamentos;
- risco de concentração de elevados dispêndios ao final dos contratos de concessão, em função da necessidade de recomposição acelerada dos ativos.

17. Sob a ótica sistêmica, a intensificação das falhas e indisponibilidades pode comprometer a confiabilidade do atendimento à carga, justamente em um contexto no qual o sistema depende crescentemente da flexibilidade hidrelétrica.

### **III.4 – Contradição regulatória**

18. Apesar de exercerem papel essencial para a segurança e a estabilidade do SIN, as UHEs não dispõem, no modelo setorial vigente, de mecanismos adequados de reconhecimento e remuneração do serviço de flexibilidade prestado.

19. Na prática, os empreendimentos hidrelétricos absorvem ônus adicionais associados ao desgaste acelerado dos ativos, ao aumento do O&M (com potenciais impactos comerciais e fiscalizatórios) e à antecipação de CAPEX, sem contrapartidas regulatórias proporcionais. Essa situação se assemelha a outros condicionantes exógenos não gerenciáveis pelos agentes em discussão no setor, como aqueles associados às indisponibilidades de unidades geradoras associadas à retirada de plantas aquáticas e mexilhão-dourado, que já foram objeto de nota técnica específica da Abrage<sup>1</sup>.

20. As usinas hidrelétricas estão sujeitas à apuração dos índices de indisponibilidade forçada e programada (TEIFa e TEIP). Paradas forçadas ou não programadas, especialmente quando associadas ao desgaste mais intenso de equipamentos decorrente do regime operativo, ainda que não decorrentes de falhas de gestão ou manutenção por parte do agente, podem elevar o TEIFa e resultar em impactos comerciais relevantes.

21. Dentre esses impactos, destacam-se a redução de receita, em função da aplicação do Mecanismo de Redução da Garantia Física (MRGF), bem como efeitos no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

22. Adicionalmente, as usinas podem estar sujeitas a desdobramentos regulatórios, incluindo a suspensão de operação comercial e a aplicação de penalidades, como multas, conforme a regulamentação vigente.

23. O excesso de partidas e paradas acelera o desgaste eletromecânico e eleva a probabilidade de falhas, o que, indiretamente, pode levar a maior indisponibilidade penalizável.

24. A ausência de tratamento adequado para a operação fora da faixa de concepção poderá gerar assimetria entre obrigação operativa e responsabilidade regulatória, bem como comprometer a sustentabilidade econômica dos empreendimentos e desincentivar investimentos na manutenção da capacidade flexível do parque hidrelétrico, gerando sinais inadequados para a preservação e expansão da capacidade de flexibilidade do sistema.

---

<sup>1</sup> Carta nº 02/2026 – Abrage, de 12/01/2026 e Nota Técnica nº 01/2026-Abrage, de 09/01/2025.

25. Em síntese, as hidrelétricas continuam sendo essenciais para o SIN, mas operam atualmente como reguladoras do sistema, com forte variabilidade operativa, não mais como geradoras contínuas de energia e isso mudou profundamente sua rotina, seus riscos e sua relação com a regulação.

26. Adicionalmente, esse novo papel exercido pelas hidrelétricas de regulador do sistema, tem proporcionado ganho econômico ao SIN, na medida que evita o despacho adicional de geração térmica, diferentemente no que ocorre em outros sistemas elétricos de grande porte, a exemplo do sistema elétrico Europeu, no qual a flexibilidade operativa é atendida majoritariamente pela geração térmica a gás.

27. A discussão em curso no âmbito do CMSE acerca da criação de critério específico de flexibilidade para o SIN e as alterações promovidas pela Lei nº 15.269/25 reforçam a necessidade de alinhamento setorial quanto ao tratamento das usinas hidrelétricas.

#### **IV – DA CONCLUSÃO**

28. A alteração do modo de operação das usinas hidrelétricas brasileiras, decorrente da crescente participação de fontes intermitentes na matriz elétrica, tem se traduzido em aumento expressivo de partidas e paradas das unidades geradoras, caracterizando uma operação recorrente fora da faixa de concepção original dos empreendimentos.

29. Tal mudança gera impactos técnicos, econômicos e sistêmicos relevantes, com potencial de redução da vida útil dos ativos, elevação de custos ao sistema no médio e longo prazo e comprometimento da confiabilidade do SIN.

30. Nesse contexto, as UHEs passaram a desempenhar função estruturante de provisão de flexibilidade operativa, essencial para o equilíbrio entre oferta e demanda no sistema elétrico nacional. A recente sinalização institucional quanto à criação de critério específico de flexibilidade para o SIN reforça o reconhecimento dessa nova função sistêmica.

31. Diante desse cenário, é necessário o adequado reconhecimento regulatório e econômico dos impactos físicos e financeiros associados à prestação desse serviço, com a devida adaptação dos mecanismos de regulação e remuneração, sob pena de desalinhamento entre os sinais operativos e os incentivos regulatórios do setor, com potenciais efeitos adversos sobre a sustentabilidade dos empreendimentos e a segurança do suprimento.

## **V – DO PEDIDO**

32. Diante do exposto, a Abrage solicita:

- a) o reconhecimento, por parte do MME, ANEEL e ONS, de que a operação intensiva em partidas e paradas caracteriza, em termos técnicos e operativos, de forma estrutural e não episódica, a utilização das UHEs fora da faixa de concepção original;
- b) a avaliação de mecanismos regulatórios que reconheçam e tratem adequadamente os impactos dessa operação na apuração de indisponibilidades, na vida útil dos ativos e nos custos dos empreendimentos, incluindo a adequada distinção entre indisponibilidades decorrentes do regime operativo sistêmico e aquelas atribuíveis à gestão dos empreendimentos;
- c) a incorporação do serviço de flexibilidade hidrelétrica no planejamento, na regulação e nos modelos de remuneração do setor elétrico, inclusive no âmbito do novo critério de flexibilidade do SIN em discussão pelo MME, EPE e ONS, no âmbito do CMSE, com definição de métricas, produtos e mecanismos de remuneração compatíveis com esse atributo;
- d) que os empreendimentos hidrelétricos existentes sejam explicitamente considerados em eventuais processos de contratação de flexibilidade, conforme previsto nas alterações promovidas pela Lei nº15.269/25; e
- e) o avanço da discussão técnica e institucional com foco no reconhecimento explícito, nos instrumentos de planejamento, operação e mercado, do valor sistêmico das usinas hidrelétricas, em especial quanto à provisão de flexibilidade operativa no contexto de elevada penetração de fontes intermitentes.

33. Por fim, a Abrage coloca-se à disposição para contribuir tecnicamente com estudos, dados e análises adicionais, bem como para participar ativamente das discussões técnicas e institucionais, de modo a subsidiar o aprimoramento das políticas públicas, do planejamento setorial e dos instrumentos regulatórios relacionados ao tema.