



XXVIII  
SNPTEE  
2025

Seminário Nacional de Produção  
e Transmissão de Energia Elétrica  
19 a 22 de Outubro de 2025  
Recife Expo Center - Recife - PE

1630  
GPL/025

## GRUPO DE ESTUDO GPL

### **Análise da potência ociosa das usinas hidrelétricas do SIN e seus efeitos no planejamento energético**

**André Makishi, Diego Pinheiro de Almeida, Ronaldo Antônio de Souza  
Empresa de Pesquisa Energética (EPE)**

#### **RESUMO**

O parque hidrelétrico existente desempenha um importante papel no suprimento de energia, flexibilidade, atendimento a ponta e prestação de serviços ancilares para o Sistema Interligado Nacional (SIN), motivando aprimoramentos contínuos de sua representação nos modelos computacionais de planejamento.

A partir de registros horários de geração de um longo histórico de operação, é possível observar que algumas usinas hidrelétricas (UHE) nunca atingiram o valor correspondente a sua capacidade instalada, mesmo sob condições favoráveis de armazenamento e afluência.

Combinando diferentes bases de dados, o estudo indica que a maioria dessas usinas não experimentou condições suficientes e concomitantes de queda líquida e vazão necessárias à sua capacidade máxima, sendo possível ainda verificar que em algumas delas a potência máxima não seria materializada para quaisquer cenários hidrológicos ou sistêmicos futuros, conforme dados e características técnicas atualmente disponíveis.

Com a identificação e quantificação de tais discrepâncias, o trabalho aborda os efeitos na contribuição hidrelétrica adotada pelos modelos computacionais de planejamento, sendo avaliadas alternativas para a consideração desses desvios.

Os resultados mostram os potenciais impactos sistêmicos, dentre eles o ligeiro aumento da geração termelétrica, a redução do armazenamento e a antecipação das necessidades de capacidade para atendimento a ponta.

#### **PALAVRAS-CHAVE**

Potência hidrelétrica disponível, capacidade ociosa, potência instantânea, reserva de capacidade, faixa operativa.

## **1.0 INTRODUÇÃO**

Com as mudanças na matriz elétrica brasileira, os estudos de planejamento da operação e da expansão do sistema interligado, como o Plano de Operação Energética (PEN 2024) e o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2034), têm apontado crescentes necessidades de potência instantânea, motivando os Leilões de Reserva de Capacidade na Forma de Potência (LRCAP).

Esse contexto reforça a necessidade de verificação e monitoramento dos dados de entrada utilizados nos modelos de planejamento, em especial aqueles relacionados a contribuição do parque hidrelétrico existente.

Ocorre que ao comparar as capacidades instaladas das UHE com seus históricos de operação, nota-se que algumas usinas nunca ou raramente atingiram sua capacidade máxima cadastrada por um intervalo mínimo de 1 hora, mesmo sob condições favoráveis de afluência e armazenamento.

Embora esse fato possa ter diferentes causas, incluindo condições de projeto ou restrições de origem sistêmica, este trabalho avalia a capacidade do parque hidrelétrico existente a luz de registros históricos da operação, visando distinguir potências não alcançadas de potências inalcançáveis. Com isso, busca-se trazer maior aderência das simulações com a real capacidade das usinas e aprimorar a representação das UHE para fins de planejamento da geração, sobretudo no tocante a sua contribuição para o requisito de potência instantânea do sistema.

Ressalta-se que o estudo não possui caráter fiscalizador tampouco faz juízo sobre a motorização e o projeto das UHE, mas busca verificar a representatividade dos dados cadastrais das usinas existentes para avaliações de atendimento a ponta e planejamento energético, considerando a metodologia atualmente empregada nos modelos computacionais.

## **2.0 DADOS HISTÓRICOS VERIFICADOS**

Foram analisados os dados de 151 UHE existentes, interligadas ao SIN, despachadas centralizadamente pelo ONS e com capacidades variando entre 30MW e 14.000MW.

Os registros de geração horária verificada de cada usina foram obtidos pelo sistema SAGIC/ONS, abrangendo o período de 01/03/1996 a 31/12/2024 e sendo considerado o início da operação comercial da última unidade geradora (UG) de cada usina. Com isso, cerca de 75% das usinas possuem registros de geração horária superior a 15 anos, sendo que esse conjunto representa mais de 70% da capacidade hidrelétrica total do SIN. Para as usinas mais antigas os registros ultrapassam 250.000 horas de serviço.

A consideração de um longo histórico de operação permite capturar as diversas condições hidrológicas dos reservatórios, além de minimizar a influência das ocorrências de natureza conjuntural como falhas e indisponibilidades de equipamentos.

Considerando a possibilidade de inconsistências, “outliers” ou de condições conjunturais específicas que resultem em registros anômalos de geração, é conveniente a adoção de um intervalo de confiança para capturar valores mais aderentes a finalidade de planejamento, de caráter estrutural e para o uso em estudos de médio e longo prazo. Assim, foi considerado o 99º percentil da distribuição acumulada (P99%) para definir a maior geração horária do

histórico, visando a obtenção de um valor representativo para o propósito desta avaliação, sendo possível verificar que usinas que atingiram sua capacidade máxima de forma consistente, a desconsideração de 1% dos maiores valores não traz impacto significativo na determinação do maior valor.

Com a referência estabelecida, é possível comparar a maior geração verificada com a capacidade máxima cadastrada e determinar as diferenças correspondentes a cada usina. A Figura 01 mostra o ranqueamento das usinas que apresentam diferenças acima de 30MW, identificadas pelos respectivos códigos utilizados no modelo NEWAVE.

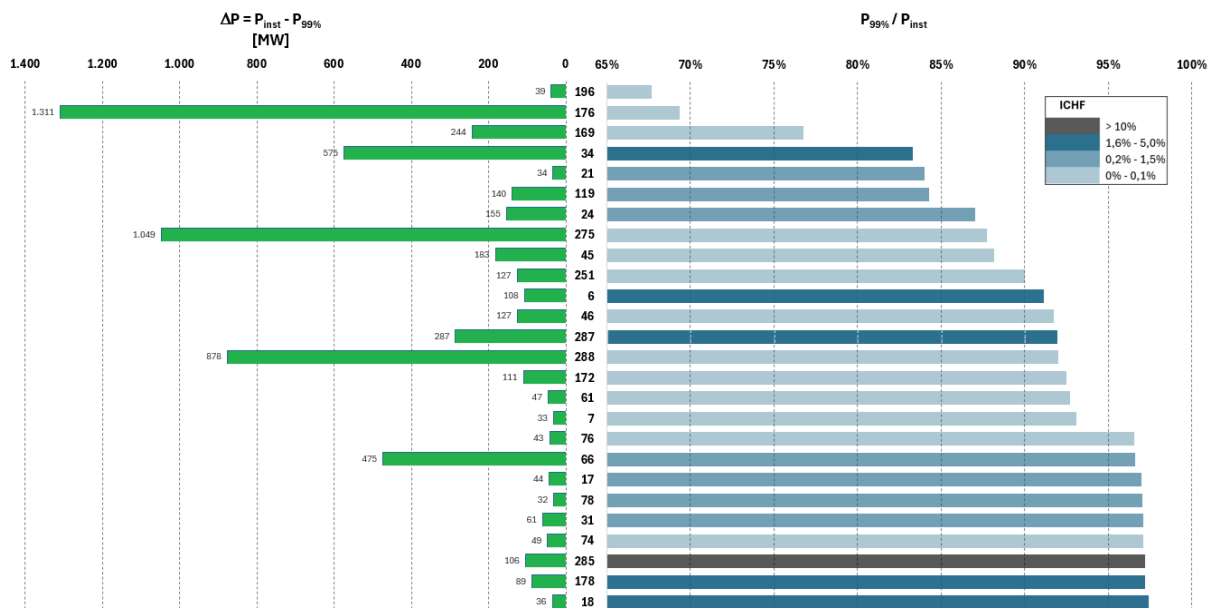


Figura 01 – Usinas que não atingiram sua capacidade instalada em 99% dos registros horários de geração

Essas usinas apresentam em comum uma baixa frequência com que foram submetidas a condições de queda e vazão para obtenção da potência máxima, o que é refletido no chamado Índice de Condições Hidráulicas Favoráveis (ICHF).

Esse Índice foi criado com o objetivo de representar o percentual de registros em que a queda líquida e a vazão defluente seriam suficientes para que a UHE pudesse alcançar sua capacidade máxima. Para calcular esse parâmetro, foram utilizados os dados cadastrais registrados no deck do modelo NEWAVE do Programa Mensal da Operação (PMO) de janeiro de 2025, onde foi obtida para cada UHE a menor queda líquida em que a cada usina é capaz de entregar sua potência máxima.

Na sequência foram obtidos os registros de vazões e níveis d'água por reservatório, com médias diárias de 01/01/2000 a 31/12/2024 disponibilizados e consistidos pelo ONS conforme submódulo 4.6 dos Procedimentos de Rede. Para cada dia de registro, foi calculada a queda líquida operativa, como a diferença entre a queda bruta e a perda de carga, sendo a vazão turbinada requerida para atingir a capacidade instalada naquela condição calculada como:

$$Q_{turb} = \frac{P_{inst}}{\rho \cdot g \cdot \eta \cdot H_{liq}} \quad (1)$$

Onde:

$Q_{turb}$  é a vazão turbinada em [m<sup>3</sup>/s], necessária para alcançar a potência instalada na queda líquida  $H_{liq}$  [m];

$P_{inst}$  é a potência instalada da usina em [W];

$\rho \cdot g \cdot \eta$  é o produto entre a massa específica da água [kg/m<sup>3</sup>], a aceleração da gravidade [m/s<sup>2</sup>] e o rendimento das unidades geradoras, sendo adotado como sendo constante e igual a 9.000 para o objetivo dessa avaliação.

A partir dos valores calculados, foi verificado para cada registro se a usina operou concomitantemente com vazão defluente e queda líquida igual ou acima dos valores mínimos necessários, sendo por fim calculado o ICHF como a relação de dias em que essa condição foi satisfeita e o total de registros por usina. Assim:

$$ICHF = \frac{N_{cond}}{N_{total}} \quad (2)$$

Onde:

$N_{cond}$  número de registros que satisfaça:

Queda líquida  $\geq$  Queda líquida de referência;

E

Vazão defluente  $\geq Q_{turb}$  calculado conforme equação (1).

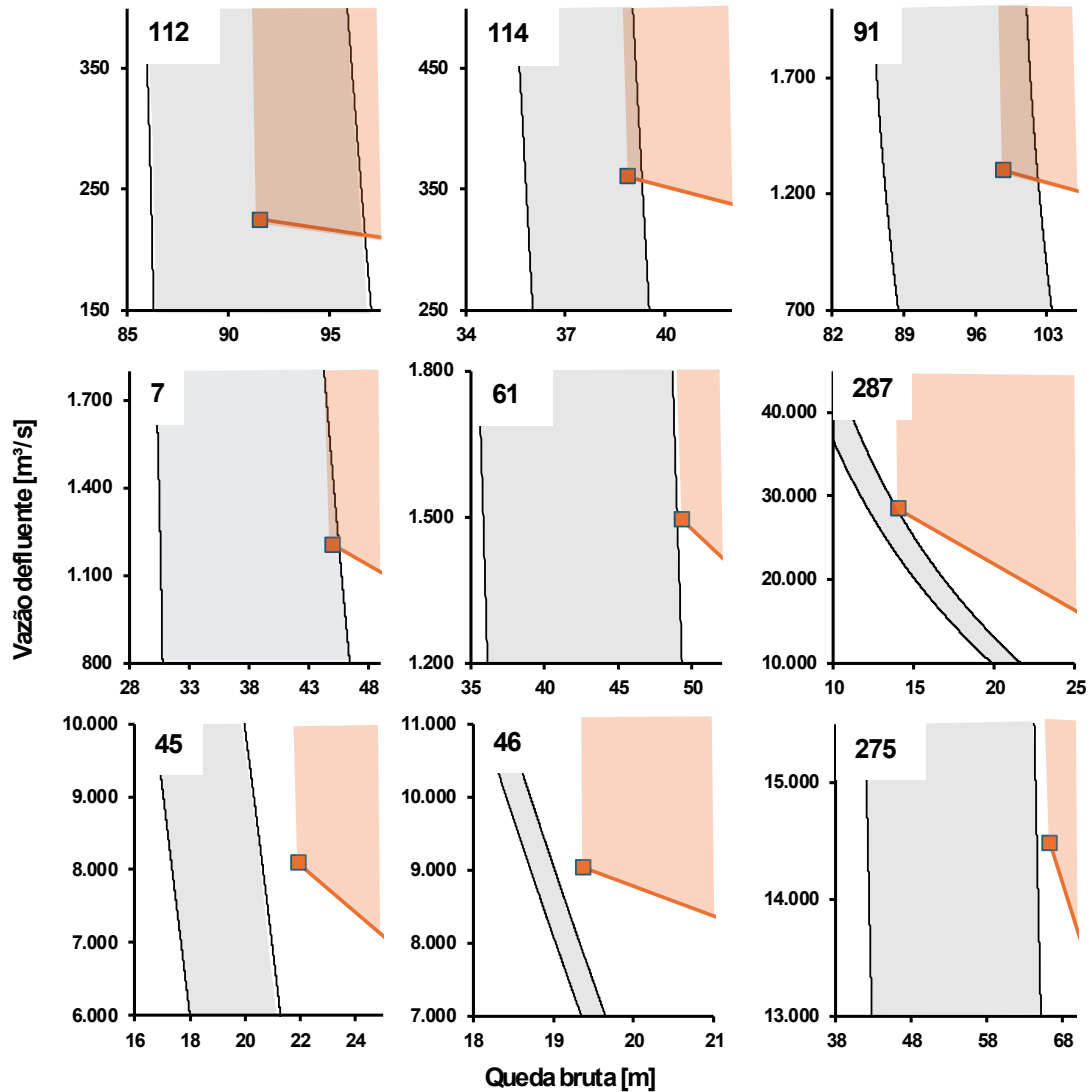
$N_{total}$  número total de registros.

Ressalta-se que por utilizar médias diárias, o Índice é uma representação indireta das condições operativas da UHE, não sendo rigorosamente as condições instantâneas associadas cada valor de geração horária. Todavia a métrica pode identificar a frequência ou a impossibilidade de operação com as condições hidráulicas necessárias para a potência máxima.

A Figura 02 mostra dados de 9 UHEs com valores variados de ICHF. A região alaranjada, situada acima da linha de mesma cor, representa as condições para as quais a usina pode atingir sua capacidade instalada, conforme características das unidades geradoras. Por outro lado, uma vez que o nível d'água no canal de fuga varia com a defluência, a área cinza representa a faixa de quedas brutas possíveis para diferentes defluências e níveis d'água do reservatório, conforme curva chave cadastrada no arquivo polinjus do modelo DECOMP e níveis do reservatório registrados no Manual de Procedimentos da Operação (MPO) dos Procedimentos de Rede do ONS.

Assim, a interseção entre as duas regiões corresponde às condições operativas em que a potência instalada pode, de fato, ser alcançada pela UHE.

Apesar das simplificações adotadas, a avaliação demonstra que para os casos deficitários, as condições requeridas para que a usina alcance sua capacidade total não podem ou raramente serão vislumbradas, reforçando a natureza estrutural da limitação.



cod	112	114	91	7	61	287	45	46	275
$P_{inst}$ [MW]	180	125	1.140	476	643	3.568	1.551	1.540	8.535
$P_{99\%}$ [MW]	181	125	1.160	443	596	3.281	1.368	1.413	7.486
ICHF	42,7%	27,3%	8,8%	0,1%	0,0%	1,9%	0,0%	0,0%	0,0%

Figura 02 – Condições necessárias e possíveis para obtenção da capacidade instalada de UHEs com diferentes valores de ICHF

Também é válido observar que esse comportamento não impede que a potência máxima das unidades geradoras possa ser alcançada de forma individual, já que para uma defluência menor associada a uma ou poucas UG em operação, a queda resultante pode ser suficiente para tal verificação.

A soma das diferenças entre a potência instalada e a potência máxima alcançada no histórico ( $P_{99\%}$ ) para as 151 UHE do SIN é cerca de 7 GW, representando mais de 6% da capacidade hidrelétrica existente. O quadro 1 indica as diferenças agrupadas por Reservatório Equivalente de Energia (REE), com a indicação dos valores mínimos e máximos de  $P_{99\%}/P_{inst}$  dentre as usinas, onde é possível observar que não há comportamento homogêneo entre UHE de um mesmo subsistema.

Tabela 01 – Diferenças observadas por REE

REE	$P_{99\%}/P_{inst}$ (mín.)	$P_{99\%}/P_{inst}$ (máx.)	$\Delta P = P_{inst} - P_{99\%}$ [MW]
1 (Sudeste)	82,8%	102,5%	463
2 (Sul)	96,9%	102,9%	22
3 (Nordeste)	69,4%	101,8%	1.765
4 (Norte)	87,7%	99,3%	1.057
5 (Itaipu)	96,6%	96,6%	475
6 (Acre-Rondônia)	67,7%	100,3%	446
7 (Teles Pires)	94,7%	100,2%	27
8 (Belo Monte)	92,0%	100,6%	880
9 (Manaus-Amapá)	93,6%	99,2%	55
10 (Paraná)	83,3%	101,3%	1.535
11 (Iguaçu)	92,0%	100,8%	156
12 (Paranapanema)	92,7%	104,9%	76
		<b>TOTAL</b>	<b>6.957</b>

Destaca-se que os valores máximos de geração horária encontrados para cada UHE não possuem coincidência temporal, ou seja, ocorrem em diferentes instantes. Essa premissa foi adotada com o objetivo de reduzir a influência de condições conjunturais, hidrológicas ou sistêmicas para encontrar a maior potência que cada usina efetivamente é capaz de fornecer.

Além das condições hidráulicas supracitadas, há diferentes possibilidades que possam justificar os desvios apontados, podendo inclusive variar ao longo dos anos de operação, como restrições operativas de origem socioambiental e capacidade das linhas de transmissão.

Todavia, uma vez que a potência máxima cadastrada não foi atingida em um longo histórico de operação, é conveniente considerar que essas UHE não irão atingir sua potência instalada no horizonte de planejamento, consideração que pode ser ratificada ou retificada a luz de novos dados da operação, em um processo de retroalimentação.

### 3.0 IMPACTOS PARA O PLANEJAMENTO

A contribuição das hidrelétricas para o atendimento à potência instantânea requerida pelo SIN é calculada conforme Informe Técnico EPE-DEE-IT-017/2024-r3. A metodologia empregada considera que a contribuição de potência de cada UHE para o patamar de ponta é limitada a:

$$P_{disp,max} = (1 - TEIF) \cdot (1 - IP) \cdot \sum_{i=1}^k \left( n_i \cdot P_{unit,i} \cdot \left( \frac{H}{H_{ref,i}} \right)^\beta \right) \quad (3)$$

Onde:

$TEIF$  é a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada;

$IP$  é a Taxa de Indisponibilidade Programada;

$H$  é a queda líquida em [m];

$H_{ref,i}$  é a menor queda em que a UG do conjunto  $i$  é capaz de entregar sua potência nominal, em [m];

$\beta$  é o coeficiente igual a 1,5 se o tipo da turbina é Francis ou Pelton, igual a 1,2 se o tipo da turbina é Kaplan e igual a 0 caso  $H > H_{ef}$ ;

$k$  é a quantidade de conjuntos de unidades geradoras da UHE;

$n_i$  é a quantidade de UG de cada conjunto  $i$ ;

$P_{unit,i}$  é a potência unitária de cada UG do conjunto  $i$ .

Considerando que grande parte das usinas que não atingiram sua capacidade instalada devido a insuficiência de queda, o termo  $\left(\frac{H}{H_{ref,i}}\right)^\beta$  da equação (3) poderia corrigir essa contribuição de potência. No entanto, isso não ocorre para todas as usinas do conjunto devido a algumas aproximações da formulação, onde podem ser citadas:

- Utilização de um valor médio para o nível de jusante (canal de fuga), por vezes inferior àquele obtido com a vazão máxima turbinada.
- Utilização do coeficiente  $\beta$  que corresponde a uma aproximação da faixa operativa, não representando necessariamente as limitações de vazão e potência da UHE.

Uma vez que a formulação não reflete as limitações de capacidade a partir dos dados cadastrais, foram avaliadas duas alternativas:

1. S01: Alteração da potência unitária das UGs, de forma que a soma das potências dos conjuntos na queda correspondente ao armazenamento máximo seja limitada ao maior valor verificado no histórico longo de operação, como:

$$\sum_{i=1}^k \left( n_i \cdot P_{unit,i} \cdot \left( \frac{H}{H_{ref,i}} \right)^\beta \right) \leq P_{99\%} \quad (4)$$

2. S02: Alteração do TEIF, de forma que a potência máxima disponível calculada com a queda correspondente ao armazenamento máximo seja limitada ao maior valor verificado no histórico longo de operação, como:

$$(1 - TEIF) \cdot (1 - IP) \cdot \sum_{i=1}^k \left( n_i \cdot P_{unit,i} \cdot \left( \frac{H}{H_{ref,i}} \right)^\beta \right) \leq P_{99\%} \quad (5)$$

Ambas as possibilidades podem ser implementadas por meio do arquivo MODIF, sendo considerados tanto pelo NEWAVE como pela ferramenta Balanço de Potência (BP) desenvolvida pela EPE.

A primeira alternativa traz implicitamente a consideração de que as limitações de capacidade das UHE não estão contabilizadas no TEIF apurado, sendo as taxas de indisponibilidades aplicadas sobre o valor corrigido de potência. Nesta opção, 62 usinas tiveram dados de potência alterados conforme inequação (4) utilizando a indicação “POTEFE” no arquivo MODIF.

Na segunda alternativa, 41 UHE tiveram o TEIF ajustados para garantir o atendimento da inequação (5).

Nesse ponto é válido destacar que para fins de planejamento a consideração das taxas de indisponibilidade TEIF e IP limitam a maior contribuição de cada UHE de forma que ao

somar as potências disponíveis individuais, a oferta do conjunto seja equivalente a capacidade total instalada menos a perda associada a indisponibilidade de uma parcela dos ativos. Nesse sentido, a correção da potência das usinas pelo TEIF pode distorcer o montante de indisponibilidade que seria originado efetivamente por falhas de equipamentos.

Todavia, os resultados das 2 simulações delimitam uma faixa de impacto causado pela limitação de capacidade das UHE identificada anteriormente.

Como referência para as simulações foi utilizado o Caso Base do PDE 2034 com atualizações de carga conforme PMO de setembro de 2024, e outras atualizações do parque gerador.

A partir dos resultados do modelo NEWAVE, para ambas as alternativas, a limitação de potência de algumas hidrelétricas causa ligeiro aumento da geração das demais UHE como forma de compensação, trazendo redução do armazenamento, havendo ainda um pequeno aumento da geração termelétrica.

A Tabela 02 mostra as respectivas reduções na potência hidrelétrica máxima disponível para cada subsistema, com valores em [MW] relativos ao caso de referência, sendo possível observar diminuição mais significativa nos subsistemas Nordeste, Paraná e Norte.

Tabela 02 – Diminuição da potência hidrelétrica máxima por subsistema

	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte	Itaipu	Acre-Rond.	Man.-Amapá	Belo Monte	Teles Pires	Paraná
<b>S01</b>	-406	-57	-1.576	-928	0	-399	-39	-106	-58	-1.388
<b>S02</b>	-235	-10	-1.261	-398	0	-262	0	-49	-1	-820

Apesar da potência máxima disponível caracterizar os efeitos da limitação de capacidade, as necessidades de potência do sistema estão relacionadas a períodos mais críticos onde ocorre menor sobre oferta, normalmente ao final do período seco. Além disso, a contribuição das UHE pode ser restringida não somente pela capacidade máxima mas também pelo deplecionamento do reservatório e pela quantidade de energia disponível para modulação, conforme geração média estabelecida na política energética e defluência mínima das usinas, o que é considerado pela ferramenta de Balanço de Potência (BP).

Tomando como referência o mês de novembro o quadro abaixo mostra a evolução dos valores de CVaR 5% da oferta hidrelétrica, isto é, a média dos 5% menores valores de potência hidrelétrica disponível dentre os 2.000 cenários hidrológicos simulados, calculados pelo BP.

Tabela 03 – CVaR5% dos menores valores de potência hidrelétrica disponível no SIN em novembro

	2026	2027	2028	2029	2030
<b>S01</b>	-1.368	-1.195	-3.436	-3.937	-2.170
<b>S02</b>	-1.049	243	-1.357	-1.384	-1.712

Além das restrições supracitadas, os valores da Tabela 03 refletem as modificações na otimização energética ao longo do horizonte, dadas as alterações de GH<sub>máx</sub>, e também o rateio do bloco de geração hidrelétrica entre as usinas, devido a modificação da potência máxima disponível.

A Figura 03 indica os requisitos de potência anuais do SIN em um horizonte de 5 anos, tomando como referência o requisito para o ano de 2026.

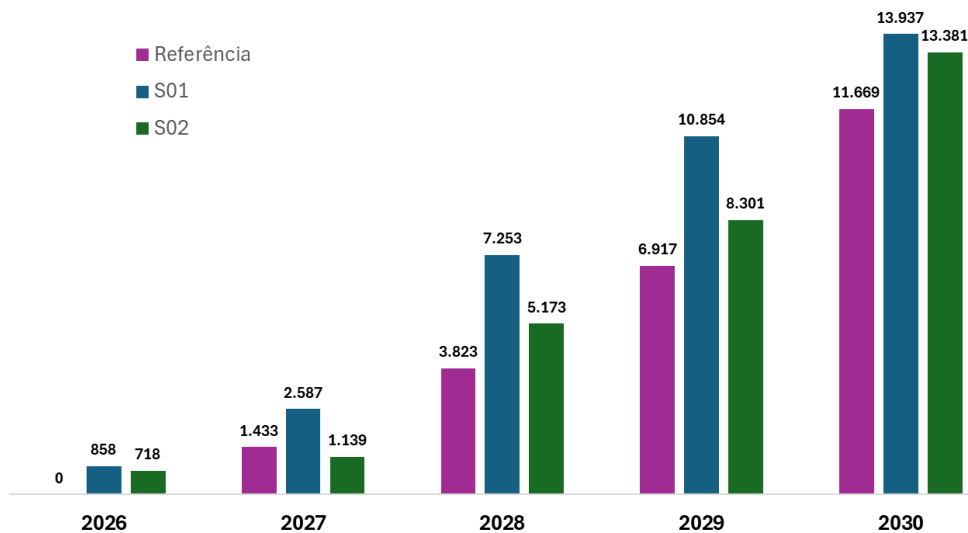


Figura 03 – Requisitos anuais de potência em [MW] calculados

Esses valores correspondem aos montantes necessários para atendimento aos critérios de segurança de suprimento estabelecidos na Resolução CNPE n° 29/2019.

Os resultados indicam que a redução da capacidade das UHE causa uma antecipação dos requisitos de potência de até 1 ano a depender do montante e forma em que essa redução é considerada.

#### 4.0 CONCLUSÕES

A avaliação identificou usinas hidrelétricas que em um longo histórico de operação nunca ou raramente alcançaram sua capacidade instalada. Dentre os possíveis motivos, o estudo aponta a impossibilidade ou a baixíssima frequência de obtenção simultânea dos parâmetros de queda líquida e vazão necessários a potência máxima, sendo este um aspecto importante a ser considerado em futuros estudos de repotenciação.

Para quantificar os efeitos na operação do sistema interligado o trabalho avaliou 2 alternativas de redução da potência das usinas e comparou os resultados do modelo NEWAVE e ferramenta de Balanço de Potência (BP).

Ao limitar a capacidade das UHE, a otimização energética resulta em um aumento da geração hidrelétrica controlável com conseqüente redução do armazenamento e ligeiro aumento da geração termelétrica, o que pode impactar o CMO/PLD e as emissões de gases poluentes.

No ambiente de operação, a distorção da contribuição hidrelétrica pode se refletir em violações de critérios de segurança, a depender dos cenários hidrológicos.

Sob a ótica do planejamento, a correção da contribuição hidrelétrica resultaria numa maior aproximação com o observado na realidade operativa do sistema, indicando uma antecipação das necessidades de potência do sistema, em especial nos períodos de baixas aflúências. Isso permitiria maior antecipação nas ações operativas para gerir os recursos disponíveis, de forma a disponibilizá-los nos momentos de maior necessidade sistêmica. Caso seja identificada a impossibilidade de atendimento aos requisitos sistêmicos com os recursos existentes, a menor potência disponível das UHE possivelmente levaria ao aumento do montante de reserva de capacidade a ser contratado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para os próximos anos, representando ainda uma oportunidade para repotenciação, ampliação e modernização das usinas.

A metodologia proposta para o tratamento e adequação dos dados cadastrais permite a retroalimentação dos resultados da operação para os modelos de simulação utilizados, favorecendo a aderência do planejamento com a realidade operativa.

É importante reforçar que as avaliações e conclusões obtidas nesse estudo estão vinculadas aos dados disponíveis em janeiro de 2025, sendo importante o acompanhamento e reavaliação periódica a luz de novos dados de atualizações.

## 5.0 BIBLIOGRAFIA

- [1] Plano de Operação Energética (PEN) 2024 – 2028. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Disponível em: [www.ons.org](http://www.ons.org). Acesso em 08 de abril de 2025.
- [2] Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2034. Ministério de Minas e Energia / Empresa de Pesquisa Energética (MME/EPE), 2024. Disponível em: [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br). Acesso em: 08 de abril de 2025.
- [3] Informe Técnico EPE-DEE-IT-017/2024-r3 “Definição de contribuição de potência das usinas hidrelétricas para o Leilão de Reserva de Capacidade de 2025”. Disponível em: [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br). Acesso em: 08 de abril de 2025.
- [4] Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019. Conselho Nacional de Política Energética.
- [5] Programação Mensal da Operação Energética (PMO), 2024. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Disponível em: [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br). Acesso em 12 de abril de 2025.
- [6] Procedimentos de Rede, 2024. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Disponível em: [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br). Acesso em 12 de abril de 2025.
- [7] Manual do Usuário do NEWAVE, 2024. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). Disponível em [www.cepel.br](http://www.cepel.br). Acesso em 12 de abril de 2025.

## DADOS BIOGRÁFICOS



André Makishi é engenheiro mecânico graduado pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) e trabalha como analista na EPE desde 2015, atuando na Superintendência de Geração (SGR/DEE).

Diego Pinheiro de Almeida é engenheiro eletricista, graduado pela UFC. Possui pós-graduação em engenharia elétrica pela UERJ. É mestre em Políticas Públicas, Estratégia e Desenvolvimento pela UFRJ e analista de pesquisa energética pela EPE desde 2007 e Professor da Pós-Graduação na UNIFOR).

Ronaldo Antonio de Souza é engenheiro eletricista graduado Universidade Federal do Rio de Janeiro – (UFRJ) com Mestrando em Planejamento Energético, PPE - COPPE, UFRJ e trabalha como analista na EPE desde 2007 atuando na Superintendência de Geração (SGR/DEE).