

## GRUPO DE ESTUDO GOP

### **Prestação de Serviços Ancilares no Sistema Interligado Nacional para Controle de Tensão: Análises e Recomendações Técnicas para Usinas Hidrelétricas**

**Flávia Ferreira (1); Alexandre Nohara (1); Alexandre Nunes (1); Carolina Borges (1);  
Roseane Nunes (1); Rafael Alves e Mello (2); Lucas Oliveira (2); Marcelo Szrajbman (2)  
ONS (1) EPE (2)**

#### **RESUMO**

A operação de unidades geradoras (UG) hidráulicas como compensadores síncronos (CS) proporciona benefícios ao Sistema Interligado Nacional (SIN), incluindo controle de tensão, estabilidade, aumento da inércia e potência de curto-circuito.

Entre 2022 e 2024, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) analisaram a necessidade sistêmica para a contratação de serviço ancilar de suporte de potência reativa e a viabilidade técnico-econômica da conversão de UG para operação como CS. por meio dos procedimentos estabelecidos pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.030/2022, que define diretrizes para a contratação e para a prestação de Serviços Ancilares, por UG. Foram analisadas 33 UG em seis usinas do SIN, das quais 28 foram consideradas aptas para operar como CS e contribuir para o controle de tensão e a segurança sistêmica. A conversão viável abrangeu as usinas Xingó, Paulo Afonso IV, São Simão, Jaguará e Marimbondo, enquanto a UHE Aimorés não apresentou viabilidade.

Os principais benefícios identificados incluem a melhoria da estabilidade elétrica nos subsistemas Nordeste e Sudeste, o aumento da inércia do SIN e a redução da necessidade de abertura de linhas de transmissão para controle de tensão. A análise econômica comparou a conversão das UG com a instalação de novos equipamentos de controle de tensão, considerando custos e tempo de operação.

O artigo apresenta com maiores detalhes os estudos das usinas Xingó e Jaguará, demonstrando os impactos positivos da conversão das UG na operação do SIN. A entrada de unidades da UHE Xingó operando como CS comprova a eficácia da estratégia, destacando a relevância da operação de UG como CS para a segurança e eficiência do SIN.

#### **PALAVRAS-CHAVE**

Usina Hidroelétrica, Compensador síncrono, Serviços Ancilares, Controle de tensão, Inércia do sistema, Sistema Interligado Nacional, Parecer Técnico de Serviço Ancilar.

#### **1. INTRODUÇÃO**

Os sistemas de potência (SPO) estão passando por uma importante transformação devido à crescente integração de fontes conectadas através de inversores (IBR) e da expansão da transmissão necessária para escoamento dessa energia até os centros de carga. Ações setoriais têm ocorrido com o propósito de expandir e operar o sistema elétrico brasileiro nesta nova conjuntura, sempre em busca do equilíbrio entre segurança e custo global da expansão e da operação.

A adequação de máquinas hidráulicas existentes para operação como compensadores síncronos (CS) emerge como uma solução robusta, eficiente e de vantagem econômica, capaz de contribuir com a estabilidade, aumentar a inércia, elevar os níveis de curto-circuito e contribuir com o suporte de potência

reativa e o controle de tensão do sistema **Erro! Fonte de referência não encontrada.**,[2],[3], enquanto maximiza a utilização do recurso da geração e da infraestrutura existentes.

Adicionalmente, a operação de geradores hidráulicos como compensadores síncronos é benéfica para as usinas pois, além de prestar serviços ancilares (SA) remunerados, melhora as condições de operação da usina, à medida que mitiga as possibilidades de falhas que podem ocorrer em função das manobras de chaves e disjuntores e nos ciclos de partida e parada das máquinas, minimiza o tempo de retorno ao modo de operação como gerador e reduz o desgaste dos materiais responsáveis pela isolação do gerador em função da diminuição na variação de temperatura. A operação como síncrono é prevista nos períodos de baixo nível nos reservatórios de água ou períodos de baixo despacho em função da carga, quando parte das UG que compõem a usina seriam desligadas.

A literatura internacional reporta a instalação de novos compensadores síncronos para dotar o sistema de maiores níveis de curto-circuito e inércia do sistema, permitindo um melhor desempenho dos controles das fontes baseadas em IBR e do sistema de potência como um todo [4]. No Brasil, também foi recomendada a implantação de novos síncronos em subestações com alta penetração de fontes conectadas por inversores [5], localizadas onde não existem geradores hidráulicos para conversão de operação como síncronos.

A avaliação de serviço ancilar de suporte de reativo por geradores existentes é um assunto multidisciplinar e transversal no contexto do setor elétrico, sendo necessário o alinhamento da indicação tanto no horizonte de estudo do planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) quanto no horizonte da operação pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O presente artigo traz as etapas de avaliação técnica e econômica realizada pelo ONS e pela EPE, considerando informações, dados e condições operativas fornecidos pelos agentes geradores proprietários das usinas, culminando na elaboração dos Pareceres Técnicos de Prestação de Serviço Ancilar (PTSA) que indica a viabilidade ou não da adequação de unidades geradoras existentes para operação como compensadores síncronos.

Em seguida, o processo é exemplificado em detalhes para as UHE Xingó e UHE Jaguará, demonstrando os ganhos sistêmicos e avaliações econômicas da conversão das UG. Destaca-se o caso da UHE Xingó, na qual duas, das seis UGs recomendadas para operarem como síncronos já finalizaram o seu processo de conversão, e dados da operação em tempo real puderam ser obtidos.

## 2. BASE LEGAL

A Resolução Normativa ANEEL nº 1.030/2022 (que incorporou a REN ANEEL nº 697/2015), complementada pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.062/2023 [6],[7], estabelece, dentre outros aspectos, os procedimentos relacionados à prestação e à remuneração de Serviço Ancilar por centrais geradoras de energia elétrica integradas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), abrangendo os controles primário e secundário de frequência; o despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa (RPO), o suporte de potência reativa para controle de tensão, os sistemas especiais de proteção (SEP) e o autorrestabelecimento parcial e integral (*black start*).

O submódulo 3.11 dos Procedimentos de Rede trata das diretrizes para a análise técnica dos serviços ancilares de suporte de reativos, controle secundário de frequência e autorrestabelecimento. Ressalta-se que a análise técnica é um insumo necessário para quantificar o benefício para a operação do SIN da adequação de máquinas para prestação de SA [8].

A indicação da adequação de um gerador existente para operação como compensador síncrono é realizada através do Parecer Técnico para Prestação de Serviço Ancilar (PTSA), quando ainda não houver sido estabelecido previamente em seu projeto original (edital de leilão) ou no parecer de acesso da usina, ou nos estudos no âmbito do Plano de Ampliações e Reforços, em estudos pré-operacionais ou ainda em relatórios de análise de perturbação.

A elaboração do PTSA conta com a parceria da EPE na avaliação econômica de alternativas tecnicamente equivalentes no suprimento de potência reativa, comparadas a adequação de unidades geradores hidráulicos existentes para operar como compensadores síncronos, com visão de longo prazo.

Os agentes geradores cujas unidades geradoras prestam os serviços ancilares enquanto operam como compensadores síncronos são remunerados pela Tarifa de Serviços Ancilares – TSA, a ser estabelecida em resolução homologatória específica, visando recuperar os custos adicionais de operação e manutenção [7].

### **3. O PARECER TÉCNICO DE SERVIÇO ANCILAR - PTSA**

O PTSA é um documento que apresenta a avaliação técnica referente à necessidade sistêmica da prestação dos serviços ancilares por um empreendimento e indica as providências que deverão ser tomadas pelos agentes responsáveis. Para o serviço de suporte de potência reativa, o PTSA disponibiliza a comparação econômica com alternativas de referência, concebidas pela EPE.

Durante a elaboração do PTSA, o agente proprietário da usina é consultado com relação à viabilidade técnica de adequação das máquinas para operação como síncrono. Dentre as questões levantadas estão restrições operativas, quantidade de máquinas que podem ser convertidas, modelos dinâmicos das usinas operando como CS, tempo de conversão/reversão para operação com síncrono/gerador e outras informações técnicas que se façam necessárias. Caso o agente declare inviabilidade técnica para prestação do serviço ancilar, deve apresentar as justificativas técnicas devidamente documentadas para registro e histórico.

Quando existe viabilidade técnica de adequação, o ONS realiza as análises sistêmicas no horizonte de curto e médio prazo. Os estudos de fluxo de potência, estabilidade eletromecânica e curto-circuito norteiam a avaliação técnica do serviço ancilar de suporte de reativo, considerando ganhos sistêmicos como: melhoria no controle de tensão em condições normais e em saídas intempestivas de elementos de geração e transmissão, evitando desligamentos de linhas ou outros recursos para controle de tensão; melhoria no desempenho dos conversores dos elos HVDC e de geradores das fontes renováveis; melhoria no desempenho dinâmico e dos limites de transmissão entre regiões; contribuição para redução do despacho térmico; contribuição no controle de excursão de frequência, por meio de aumento da inércia do sistema; controle de autoexcitação; afastamento das faixas proibitivas de operação de unidades geradoras hidráulicas; otimização do despacho da usina, no sentido de operar as unidades geradoras com maior produtividade, evitar a necessidade de limitar a geração de potência ativa das unidades geradoras em função de sua capacidade de geração reativa, viabilizar otimização energética (particularmente em condições energéticas desfavoráveis) e fazer frente a restrições de natureza ambiental.

As recomendações também são respaldadas por comparação econômica de alternativas considerando o horizonte de planejamento. Por se tratar de comparação entre ativos de geração e transmissão, aplicaram-se inovações no processo de avaliação econômica, levando-se em consideração os custos de investimentos, O&M, custo de perdas elétricas e estimativa de tempo de operação das UG como CS, com a finalidade de se estimar o custo para o sistema considerando a TSA.

Considerando as informações do agente proprietário, os aspectos sistêmicos em função da operação das unidades geradoras como síncronos e a avaliação econômica comparativa entre alternativas, o PTSA avalia a conversão das UG e recomenda a sua implantação se houver ganhos sistêmicos quando comparada a outras alternativas.

Após elaborado o PTSA, o documento é encaminhado para o agente proprietário da usina e para a ANEEL. O agente gerador aciona a ANEEL com relação ao ressarcimento dos custos incorridos para a implantação de reforço ou de equipamentos para prestação de serviços ancilares, ao tempo que providencia a assinatura do Contrato de Prestação de Serviços Ancilares – CPSA, junto ao ONS.

Entre 2022 e 2024, o ONS e a EPE emitiram 6 (seis) PTSA com a análise da viabilidade da conversão para síncronos de 33 UG em seis usinas do SIN. Destas, 28 foram consideradas aptas para operar como CS, contribuindo para o controle de tensão e a segurança sistêmica. A conversão viável abrangeu as usinas Xingó, Paulo Afonso IV, São Simão, Jaguará e Marimondo. Não se verificou a necessidade de prestação do serviço de suporte de potência reativa (operação como compensadores síncronos) pela UHE Aimorés no horizonte da análise realizada. Na UHE Xingó foram indicadas 6 unidades geradoras para operação como síncrono; na UHE Paulo Afonso IV 6 unidades geradoras para operação como síncronos; na UHE São

Simão foram indicadas 4 unidades; na UHE Jaguará foram indicadas 6 unidades geradoras da usina e na UHE Marimbondo foram indicadas 4 unidades.

As principais necessidades atendidas através da prestação deste serviço ancilar pelas UHE analisadas foram:

- Controle de tensão na malha em 500 kV das regiões Nordeste e Sudeste, com redução da necessidade de abertura de linhas de transmissão.
- Acréscimo de até 17.495 MW.s de inércia sincronizada no Nordeste, proporcionado pelas UG das UHE Xingó e Paulo Afonso IV, que poderão operar como CS de forma simultânea.
- Acréscimo de até 9.709 MW.s de inércia sincronizada no Sudeste, proporcionado pelas UG das UHE São Simão, Jaguará e Marimbondo, que poderão operar como CS de forma simultânea.
- Melhoria do desempenho dinâmico frente a eventos sistêmicos e nos níveis de curto-circuito, principalmente nas proximidades elétricas das áreas sul e centro da região Nordeste.

Dois exemplos de análises realizadas na execução dos PTSA serão explorados nos itens 4 e 5 deste artigo, referentes às UHE Xingó e Jaguará. Destacando para cada caso: benefícios da operação de UG como síncronos, análise econômica e cronograma previsto para entrada em operação como síncronos.

#### **4. UHE XINGÓ**

A UHE Xingó, sob concessão da Eletrobrás Chesf, é composta por 6 unidades geradoras, cada uma com potência instalada de 527 MW, totalizando 3,162 GW, conectada à Rede Básica na SE Xingó 500 kV. O sistema elétrico onde a UHE Xingó está conectada encontra-se na área centro do subsistema Nordeste e é conectada através de linhas de 500kV às áreas sul, leste, oeste e norte do Nordeste.

##### **4.1. BENEFÍCIOS DA OPERAÇÃO COMO COMPENSADORES SÍNCRONOS**

A região de influência da UHE Xingó é composta por um sistema em 500 kV que interliga as usinas localizadas no Rio São Francisco: a UHE Sobradinho, a UHE Luiz Gonzaga e o complexo hidrelétrico de Paulo Afonso. Em função da quantidade de usinas conectadas à rede de 500 kV, a região apresenta regulação de tensão adequada nos patamares de carga pesada e média, independentemente dos cenários de importação ou exportação da região Nordeste. No entanto, nos patamares de carga leve e mínima a capacidade de regulação de tensão mostrou-se deficitária, evidenciando dificuldades para o controle de tensões elevadas, sobretudo nas condições de hidrologia desfavorável e baixo fator de capacidade das usinas eólicas e fotovoltaicas. Estas situações podem levar à adoção de medidas de abertura de linhas de transmissão após esgotados todos os demais recursos disponíveis: subexcitação de unidades geradoras e compensadores síncronos, manobra de bancos de capacitores e reatores nas redes de distribuição e transmissão, comutação de tapas em transformadores e regulação de compensadores estáticos de reativos.

Para quantificar a potência reativa necessária das unidades das máquinas da UHE Xingó para evitar o desligamento de linhas para controle de tensão - e, portanto, definir quantas máquinas seriam indicadas para serem adequadas para operação como CS - levantou-se o histórico de desligamento concomitante do maior número de linhas de transmissão para controle de tensão na região. Calculou-se a potência reativa capacitiva total que deixou de ser injetada na rede para controle de sobretensão após o desligamento de cada LT, somando-se os valores de susceptância (em Mvar) das LT desligadas, descontando destes a potência dos reatores de linha fixos ou manobráveis destes mesmos circuitos. O maior valor encontrado foi de aproximadamente 660 Mvar, indicando que caso o sistema tivesse esse valor de potência reativa indutiva disponível, não seria necessário efetuar o desligamento de circuitos naquela região. Além disso, foi verificado que nesses períodos a UHE Paulo Afonso IV estava com até 2 máquinas sincronizadas com potência ativa e a UHE Xingó com até 3 máquinas sincronizadas com potência ativa, as quais nesta modalidade de operação têm capacidade de injeção indutiva por máquina de 230 Mvar e 220 Mvar, respectivamente. Dados históricos de operação mostram, no entanto, que a UHE Paulo Afonso IV pode operar, em situações excepcionais, até mesmo com zero máquinas sincronizadas e a UHE Xingó com até 1

máquina sincronizada. Neste sentido, caso essas usinas estejam nessa condição mais extrema, outros 900 Mvar (2x230 Mvar – Paulo Afonso IV e 2x220 Mvar – Xingó) estariam indisponíveis no sistema, além dos 660 Mvar anteriormente mencionados.

Adicionalmente, o PAR/PEL 2022 já havia detectado a necessidade de reatores na SE Camaçari IV (150 Mvar) e na SE Jardim (2 x 136 Mvar), os quais ainda não tinham sido consolidados no POTEE, totalizando outros 422 Mvar. O PAR/PEL 2023 indicou que esses equipamentos seriam desnecessários caso fossem utilizadas até 4 UG como síncronos na UHE Xingó e até 4 UG na UHE Paulo Afonso IV..

Somando-se os valores de potência reativa contabilizados acima, obteve-se o déficit de reativo na região: 660 MVar (desligamentos de linhas de transmissão) + 460 Mvar (2 máquinas de Paulo Afonso IV) + 440 Mvar (2 máquinas de Xingó) +150 Mvar (reator da SE Camaçari IV) + 272 Mvar (2 reatores da SE Jardim) = 1.982 Mvar.

Com base no deficit de até 1.982 Mvar de potência reativa na região, e considerando que cada máquina da UHE Paulo Afonso IV e da UHE Xingó operando como CS poderá fornecer até 310 Mvar e absorver 388 Mvar de potência reativa, respectivamente, a configuração ótima para atingir esse montante seria de 3 máquinas em Paulo Afonso IV e de 3 máquinas na UHE Xingó, totalizando 2.100 Mvar de potência reativa indutiva. Dispor dessas máquinas operando como síncronos em dois pontos distintos (Paulo Afonso IV e Xingó) trará maior segurança operativa e confiabilidade ao SIN.

Ao se observar a necessidade de atendimento ao critério N-1 das máquinas síncronas da UHE Xingó, e considerando aspectos econômicos e aumento de confiabilidade, entende-se que é desejável a operação simultânea como compensadores síncronos de, pelo menos, 4 máquinas na UHE Xingó.

Além disso, o aumento crescente da participação de usinas eólicas e fotovoltaicas (fontes renováveis variáveis) na geração de energia elétrica e consequente redução da inércia em determinados cenários, aliado à necessidade sistêmica de operar com um menor número de máquinas sincronizadas em cenários de hidrologia desfavorável, apresentam-se como mais um benefício da alternativa proposta, contribuindo com a melhoria do desempenho dinâmico do SIN e excursão da frequência em situações de contingência.

Não menos importante, o aumento de máquinas hidráulicas sincronizadas ao sistema também eleva a potência de curto-circuito. Quanto maior o nível de curto-circuito, melhor o desempenho dos controladores das fontes renováveis conectados à rede através de inversores e, por consequência, melhor a resposta às variações de tensão, potência ativa e reativa do SIN.

Logo, a operação das unidades geradoras da UHE Xingó como compensadores síncronos agrega benefícios para o controle de tensão em sua região de influência, melhora estabilidade dinâmica, aumenta a inércia e eleva os níveis de potência de curto-circuito do sistema interligado brasileiro [10].

## **4.2. ANÁLISE ECONÔMICA**

Tendo em vista as particularidades envolvidas na conversão de unidades geradoras na função de prover serviços de transmissão, para a análise econômica foram comparados os custos totais de cada uma das alternativas, buscando incorporar as parcelas de investimento, operação, manutenção e perdas elétricas.

Na comparação de custos foram analisadas seis alternativas, a primeira considerando o custo da conversão de 4 máquinas (Alternativa 1), a segunda a conversão de 6 máquinas (Alternativa 2), tendo este último o objetivo de capturar o custo de flexibilidade. As alternativas 3 e 4 referem-se à inserção de novos equipamentos para prover desempenho elétrico semelhante ao das Alternativas 1 e 2. A Alternativa 3 contempla a implantação de 8 reatores de barra de 200 Mvar e adequações em subestações em 2025. E a alternativa 4, a implantação de 5 compensadores síncronos de (-300/+300) Mvar em 2025. Adicionalmente, foram feitas análises de sensibilidade representadas pelas alternativas 5 e 6, com postergação da implantação das obras das alternativas 3 e 4 para os anos 2034 e 2044 respectivamente.

Tendo em vista as características específicas dos ativos em sua forma de remuneração, faz-se necessária uma abordagem distinta na comparação econômica. No caso da conversão das máquinas, como são um ativo de geração, estariam sujeitas a um investimento a ser ressarcido via Encargos de Serviços do Sistemas

(ESS) e uma remuneração adicional, via tarifa de serviços ancilares, para cobertura dos custos adicionais de operação. Já os reatores e síncronos estariam sujeitos a uma Receita Anual Permitida (RAP), que já conta com todos os custos (CAPEX e OPEX). Desta forma, visando torná-los equivalentes, foram estabelecidos fluxos de caixa para cada uma das alternativas durante um período de 30 anos e realizada uma avaliação de custos a valor presente.

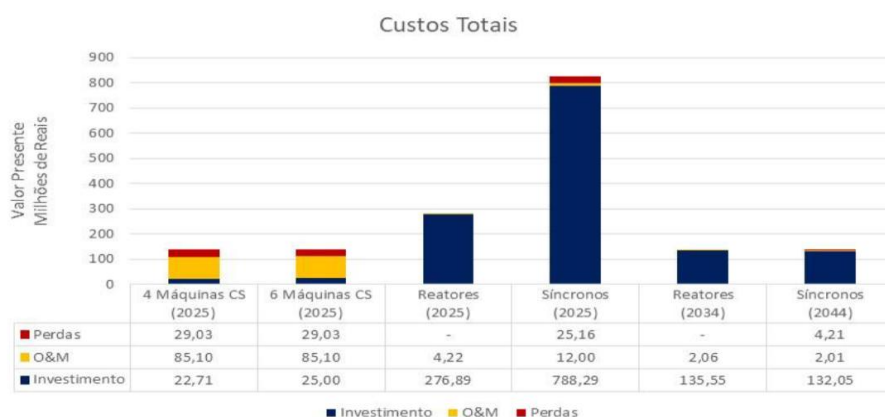
As estimativas de RAP para os equipamentos de transmissão avaliados foram obtidas a partir de autorizações e licitações de equipamentos similares na região. Para os reatores, considerou-se uma RAP proporcional à estabelecida em [9], por sua vez, para os compensadores síncronos considerou-se uma RAP proporcional à do preponente vencedor do Lote 4, composto por três Síncronos de -300/+300 Mvar na SE Estreito, do leilão de transmissão 002/2021.

A Figura 1 sintetiza os resultados obtidos, com os custos de investimento total das alternativas em valor presente, os custos estimados em O&M e as perdas elétricas adicionais, valoradas a um CME de R\$205,11 R\$/MW.

O resultado da comparação econômica entre as alternativas 1, 2, 3 e 4 demonstra que a conversão das máquinas da UHE Xingó, sejam 4 ou 6 unidades são expressivamente mais econômicas, quando somados os custos de investimentos, O&M e perdas entre as alternativas. Além disso, essa solução apresenta vantagens como menor prazo para entrada em operação e proporciona maior flexibilidade operativa para a usina.

Entre as alternativas 1 e 2, que contemplam respectivamente a conversão de 4 ou de 6 máquinas, observa-se que o custo total entre as duas alternativas se difere apenas em cerca de 1,7%, considerado pelo planejamento como empate econômico. Nesse sentido, por trazer maior flexibilidade à operação e manutenção da usina, por um valor diferencial de custo muito baixo, recomenda-se a implantação da Alternativa 2, de conversão de 6 máquinas (sendo o limite de 4 operando simultaneamente).

Além disso, há uma questão relacionada ao custo de oportunidade, visto que a conversão de máquinas está sendo viabilizada devido à reforma geral das unidades geradoras das usinas, que será realizada pela concessionária. Nesse sentido, visando capturar esse custo de oportunidade foi feita uma análise de sensibilidade com duas outras alternativas, semelhantes às alternativas 3 e 4, mas entrando em anos distintos das alternativas 1, 2, 3 e 4. As alternativas 5 e 6 foram criadas para verificar em que ano o custo da implantação dos respectivos reforços referentes às alternativas 3 e 4 se igualariam ao custo da Alternativa 2. As análises mostram que a conversão das 6 máquinas em síncronos em 2025 (Alternativa 2) teria custos semelhantes à implantação de reatores em 2034 (Alternativa 5) e implantação de síncronos em 2044 (Alternativa 6). Entretanto, a Alternativa 2 antecipa os benefícios sistêmicos proporcionados pela conversão das máquinas em síncronos em 9 anos comparado com a implantação de reatores e em 19 anos comparado com a implantação de síncronos novos.



**Figura 1 - Custos totais de cada uma das alternativas avaliadas para avaliar indicação das unidades geradoras da UHE Xingó como compensadores síncronos**

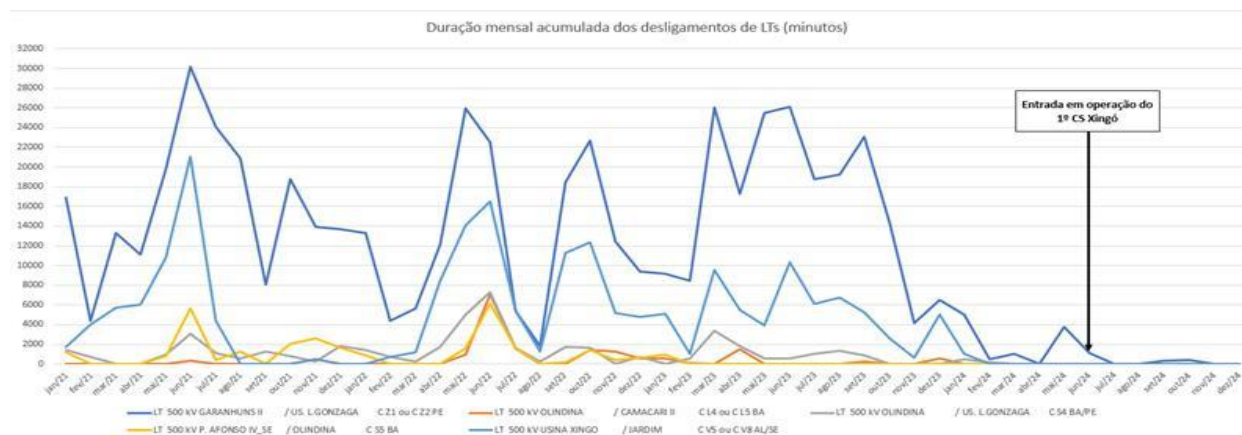
### 4.3. CRONOGRAMA DE IMPLANTAÇÃO

A Eletrobrás Chesf forneceu cronograma com previsão de que todas as 6 unidades geradoras da UHE Xingó estarão disponíveis para operação como síncrono até janeiro de 2026.

As duas primeiras UG foram entregues para operação como CS em 2024, tendo sido a primeira disponibilizada em 15/06/2024 e a segunda em 22/10/2024, respectivamente. Outras 3 unidades têm previsão de serem disponibilizadas em 2025 e a última unidade em 2026.

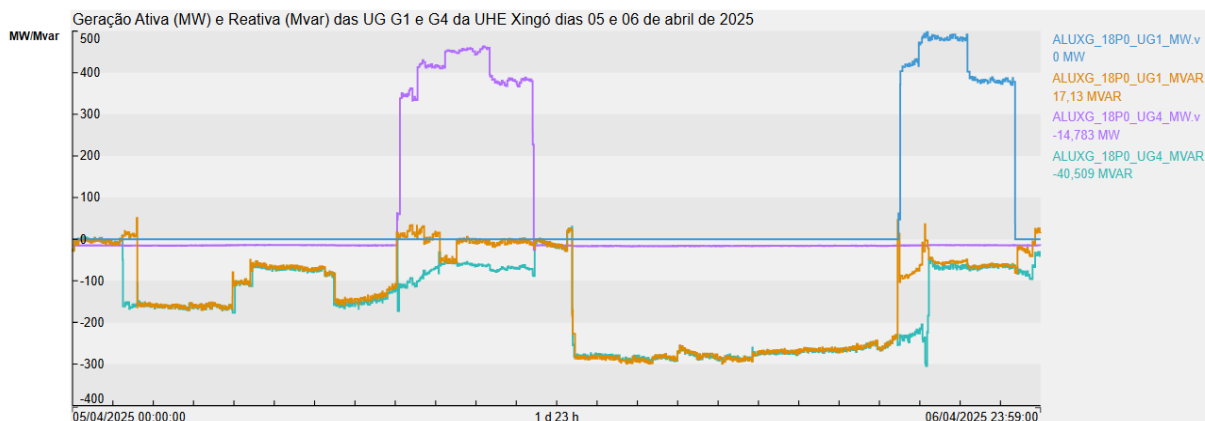
### 4.4. BENEFÍCIOS VERIFICADOS DAS UNIDADES EM OPERAÇÃO COMO COMPENSADORES SÍNCRONOS

Após a incorporação das primeiras duas unidades da UHE Xingó operando como síncronos, registros obtidos da pós-operação têm indicado uma diminuição do desligamento de circuitos para controle de tensão na área de influência da UHE Xingó. O gráfico da Figura 2 indica que antes de 15/06/2024, quando a primeira unidade da UHE Xingó foi disponibilizada para operação como síncrono, as LT 500 kV Garanhuns II – Luiz Gonzaga C1 ou C2, LT 500 kV Paulo Afonso IV - Olindina, LT 500 kV Olindina – Camaçari II, LT 500 kV Xingó – Jardim e LT 500 kV Olindina – Luiz Gonzaga tiveram que ser desligadas por vários horas/mês para auxiliar no controle de tensão do Nordeste. Contudo, após a disponibilização da primeira unidade geradora da UHE Xingó operando como síncrono, o desligamento de linhas foi reduzido a poucas horas, com uma diminuição sensível em relação ao histórico anterior.



**Figura 2 - Duração mensal acumulada (min) dos desligamentos de linhas de transmissão na região de influência da UHE Xingó até dez/2024**

A Figura 3 apresenta um gráfico das potências ativas e reativas das unidades geradoras G1 e G4 da UHE Xingó no período de zero horas do dia 05/04/2025 às 23h59m do dia 06/04/2025 para exemplificar a atuação dessas unidades geradoras operando como síncronos. Verifica-se que as duas unidades estão com zero de geração de potência ativa às zero horas do dia 05/04 e por volta das 3 horas da manhã do sábado são solicitadas a absorver reativo cada uma com aproximadamente -150 Mvar, no modo de compensação síncrona, como serviço ancilar. A partir das 16h do sábado a unidade G4 é solicitada a operar como gerador fornecendo potência ativa para atendimento à carga do SIN e retorna à operação como síncrono na madrugada do domingo, dia 06/04, juntamente com a G1, absorvendo um valor de reativo em torno de -300 Mvar cada uma. No período de carga mais elevada do domingo a unidade G1 é solicitada a operar como gerador de potência ativa, enquanto a unidade G4 permanece como compensador síncrono, prestando serviço ancilar ao SIN.



**Figura 3 - Desempenho das unidades Geradoras G1 e G4 da UHE Xingó atuando como síncrono e como gerador nos dias 05 e 06/04/2025**

A partir da disponibilização das duas unidades da UHE Xingó como CS, tem-se evitado a abertura de linhas para o controle de tensão na área de influência da UHE Xingó, além de agregar 4.680 MW/s de inércia, contribuindo para uma operação mais estável e segura do SIN, em períodos em que essas unidades geradoras estariam inoperantes.

## 5. UHE JAGUARA

A UHE Jaguará, usina hidroelétrica sob concessão da Engie com potência instalada de 424 MW, é conectada à Rede Básica na SE Jaguará 345 kV, no estado de Minas Gerais.

### 5.1. BENEFÍCIOS ESPERADOS DA OPERAÇÃO COMO COMPENSADORES SÍNCRONOS

A região de influência da UHE Jaguará é caracterizada pela presença de uma densa rede em 500 e 345 kV que interliga as usinas dos rios Grande e Paranaíba, da região. Nos patamares de carga leve e mínima, a capacidade de regulação de tensão tem sido insuficiente, evidenciando dificuldades para o controle de perfil de tensão elevado, sobretudo em cenários de hidrologia desfavorável, que podem levar à adoção de medidas de abertura de linhas de transmissão após esgotados todos os demais recursos disponíveis. A LT 500 kV Bom Despacho 3 – Jaguará, a LT 500 kV Jaguará – São Simão, a LT 345 kV Furnas – Poços de Caldas e a LT 345 kV Luis Carlos Barreto - Poços de Caldas são as linhas candidatas a desligamento para ajudar no controle de tensão da região.

No PAR/PEL 2022 – ciclo 2023-2027, o tema “controle de tensão” foi novamente revisitado através da realização de um amplo estudo e já visualizava a vantagem para o sistema de ter unidades geradoras da UHE Jaguará operando como compensadores síncronos.

Outro aspecto considerado nas análises foi que não existe qualquer orientação operativa para que a UHE Jaguará opere com um número mínimo de máquinas sincronizadas. Porém, normalmente a usina é operada com pelo menos uma unidade geradora ligada, de modo a garantir a defluência mínima de sua outorga. O histórico de operação da usina nos mostra que, de fato, em períodos de cargas leve/mínima, a operação ocorre com uma unidade geradora sincronizada, embora haja momentos pontuais em que a usina operou sem nenhuma unidade sincronizada.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste, onde encontra-se a UHE Jaguará, é um grande importador da energia proveniente das usinas dos Complexos de Teles Pires, Madeira, Belo Monte, Itaipu e das usinas eólicas e fotovoltaicas do Nordeste, e está se concretizando como um local de grande expansão de usinas fotovoltaicas, principalmente nas regiões Triângulo e Norte de Minas Gerais.

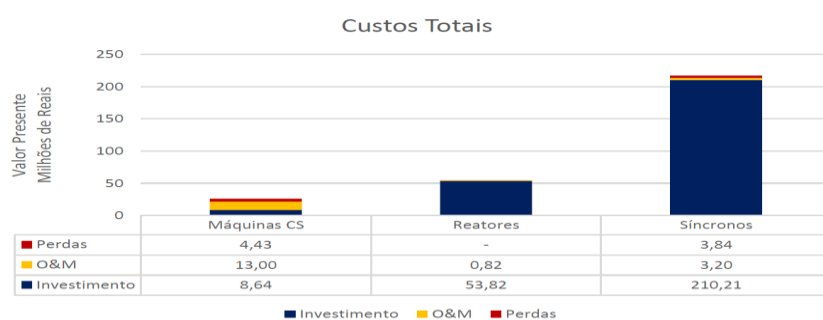
Com base em todos os motivos acima expostos, a conversão de usinas para sua operação como compensador síncrono, além de contribuir com o controle de tensão, irá trazer outros benefícios sistêmicos, uma vez que, essas usinas poderão agregar inércia ao sistema numa condição em que o subsistema da

região Sudeste/Centro Oeste estiver operando com um número reduzido de unidades geradoras sincronizadas, contribuir com a redução de excursões de frequência diante de grandes eventos sistêmicos, aumentar os níveis de curto-circuito com efeito na operação dos elos CCAT do Madeira e Xingu-Estreito e proporcionarem maior flexibilidade operativa. No PTSA [11] foi recomendada a adequação de todas as UG da UHE Jaguará para possibilitar a sua operação como compensadores síncronos, sendo recomendável que as 4 (quatro) unidades possam operar simultaneamente.

## 5.2. ANÁLISE ECONÔMICA

Na comparação de custos foram elaboradas duas alternativas adicionais, de desempenho elétrico semelhante, para solucionar as sobretensões identificadas na região, compatíveis com a potência total equivalente à avaliada para a usina. A alternativa 2 refere-se à implantação de dois reatores de barra de 180 Mvar, e fase reserva, além de adequações e a alternativa 3, contempla a implantação de dois compensadores síncronos de 2 x (-200/+200) Mvar.

A Figura 4 sintetiza os resultados obtidos, com os custos de investimento total das alternativas em valor presente, os custos estimados em O&M e as perdas elétricas adicionais, valoradas a um CME de R\$205,11 R\$/MW.



**Figura 4 - Custos totais de cada uma das alternativas avaliadas para avaliar indicação das unidades geradoras da UHE Jaguará como compensadores síncronos**

O resultado da comparação econômica demonstra que a conversão das máquinas da UHE Jaguará é a de menor custo global, quando somados os custos de investimentos, O&M e perdas entre as alternativas. Além disso, essa solução apresenta vantagens como menor prazo para entrada em operação e proporciona maior flexibilidade operativa na operação conjunta da usina.

## 5.3. CRONOGRAMA DE IMPLANTAÇÃO

A Engie forneceu o cronograma que duas das quatro unidades geradoras da UHE Jaguará estarão disponíveis para operação como síncrono até final de 2026, a terceira e quarta serão disponibilizadas em 2027 e 2028, respectivamente. Nenhuma unidade da UHE Jaguará foi disponibilizada como compensador síncrono ainda.

## 6. CONCLUSÕES

A operação dos sistemas elétricos de potência com alta inserção de fontes conectadas à rede através de inversores e implantação de extensos sistemas de transmissão para escoamento dessa energia, tem levado a ações setoriais com o propósito de usar os recursos existentes em busca do equilíbrio entre segurança e custo global da operação.

A prestação de serviço ancilar por máquinas hidráulicas existentes como compensadores síncronos tem sido objeto de análise e indicação pelo ONS e pela EPE, como uma solução eficiente e eficaz no suporte de reativo para o Sistema Interligado Brasileiro, além de ser economicamente competitiva na maioria dos casos analisados.

A análise dos dados de geração da UHE Xingó após a entrega à operação das primeiras UG como síncronos demonstra que essa solução é bastante robusta, de vantagem econômica, que além de contribuir com o suporte de reativo e o controle de tensão do sistema, é capaz de contribuir com a estabilidade, aumentar a

inércia, elevar os níveis de curto-circuito, enquanto maximiza a utilização do recurso da geração e da infraestrutura existentes, permitindo inclusive a inserção de mais fontes renováveis ao SIN.

## 7. BIBLIOGRAFIA

- [1] Pereira, M.I., Moreira, C., “Improving Stability of Reduced Inertia Transmission Systems, 2024 - IEEE 22nd Mediterranean Electrotechnical Conference (MELECON).
- [2] Lekshmi, D., Rather, Z.H., Pal, B.C., “Frequency Response Improvement in RE Integrated Low Inertia Power Systems using Synchronous Condensers”, 2022 - 22nd National Power Systems Conference (NPSC) – India.
- [3] Manditereza, P.T., “Rocof Enhancement Using Synchronous Condensers In Systems Integrated With Renewable Energy Sources’, 2020 - IEEE PES/IAS PowerAfrica.
- [4] Moore, P., Alimi, O.A.; Abu-Siada, A., “A Review of System Strength and Inertia in Renewable-Energy-Dominated Grids: Challenges, Sustainability, and Solutions”, 2025 – Challenges 2025, MDPI.
- [5] ONS, Sumário Executivo PAR/PEL 2024 – Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – Ciclo 2025-2029;
- [6] ANEEL, Resolução Normativa ANEEL nº 1.030, de 26 de julho de 2022.
- [7] ANEEL, Resolução Normativa ANEEL nº 1.062, de 25 de abril de 2023.
- [8] ONS, Submódulo 3.11 - Análise técnica dos serviços ancilares de suporte de reativos, controle secundário de frequência e autorrestabelecimento integral, revisão 2025.02.
- [9] ANEEL, Resolução Autorizativa nº 9.693, de 9 de fevereiro de 2021.
- [10] ONS, EPE, Parecer Técnico para a Prestação de Serviço Ancilar UHE Xingó - RT-ONS DPL 0026/2024/EPE-DEE-NT-002/2024-rev0.
- [11] ONS, EPE, Parecer Técnico para a Prestação de Serviço Ancilar UHE Xingó - RT-ONS DPL 0603/2023/EPE-DEE-NT-0070/2023.

## DADOS BIOGRÁFICOS



**Flávia Maria Cavalcanti Ferreira** é graduada em engenharia elétrica (1996) e mestre em sistemas de potência (1998), ambos pela Universidade Federal de Pernambuco. Especialização em Administração CAISE/MBA pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (2011). Desde 2000 trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico onde atuou por 13 anos como engenheira na Gerência de Planejamento Elétrico do Norte e Nordeste, e há 12 anos vem atuando como engenheira na Gerência de Engenharia do Norte Nordeste.

**Alexandre Nohara** é graduado em engenharia elétrica pela Universidade Federal Fluminense – UFF em 2011, com mestrado em engenharia elétrica pela COPPE/UFRJ em 2015. Possui MBA Executivo em administração de negócios do setor elétrico pela Fundação Getúlio Vargas e MBA em mercados de capitais pelo IBMEC. Desde 2011 trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS como engenheiro de estudos elétricos na gerência executiva de engenharia.

**Alexandre Nunes** é graduado em engenharia elétrica (2006) pela Universidade Federal Fluminense mestre em sistemas de potência (2010) pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Desde 2007 trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico onde atua como Engenheiro na Gerência de Planejamento Elétrico de Curto Prazo.

**Carolina Borges** possui graduação em engenharia elétrica pela UFF (2006) e mestrado em engenharia elétrica pela COPPE/UFRJ (2010). Atuou como bolsista na COPPE/UFRJ em 2007 e como engenheira de campo na Eletronuclear de 2008 a 2009. Trabalhou na Empresa de Pesquisa Energética (EPE) de 2009 a 2022 na área de planejamento da transmissão. Em 2022 integrou a equipe da Serena Energia na área de estudos de transmissão. Atualmente atua em estudos elétricos na Gerência de Planejamento Elétrico de Médio Prazo do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

**Roseane Nunes** é graduada em engenharia elétrica (1999) pela Universidade Federal de Pernambuco. Especialização em Sistemas de Potência pela UFPE (2004), em Gestão de Projetos pelo IBMEC (2013) e em Administração CAISE/MBA pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (2014). Desde 2000 trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico onde atua como Especialista em Estudos Elétricos na Gerência de Planejamento Elétrico do Norte e Nordeste.

**Rafael Alves e Mello** possui graduação em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais -UFMG e mestrado em Sistemas Elétricos de Potência pela Universidade de Edimburgo (Escócia). Trabalha na Superintendência de Transmissão da EPE desde 2013, sendo que desde 2022 atua como coordenador dos estudos de expansão da transmissão do Grupo de Estudos da Transmissão das regiões Norte e Nordeste.

**Lucas Oliveira** é graduado em engenharia elétrica (2014) pela Universidade Federal de Campina Grande e mestrando em engenharia de produção pela Universidade de São Paulo. Desde 2015 trabalha na Empresa de Pesquisa Energética onde atua no planejamento da expansão da transmissão.

**Marcelo Szrajzman** é graduado em engenharia elétrica (2007) pela Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG. Especialização em Engenharia Econômica (2011) pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro e em Sistemas de Energia (2012) pela Universidade Federal de Itajubá. Trabalha na Superintendência de Transmissão da EPE desde 2007.