

Geração Hidráulica

GGH

19 a 22 de outubro de 2025

RELATÓRIO ESPECIAL PRÉVIO

Fernando de Souza Brasil

Rafael Freitas Ferreira, Fernando de Souza Brasil, Roberto Teixeira Siniscalchi

1.0 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Os trabalhos apresentados evidenciam a forte tendência de integração entre tecnologia digital, confiabilidade operacional e sustentabilidade no setor de geração hidrelétrica. Observa-se um avanço expressivo nas linhas de investigação voltadas à monitorização online, diagnóstico preditivo e análise de desempenho de ativos críticos, com destaque para o uso crescente de técnicas baseadas em inteligência artificial, aprendizado de máquina e digital twins aplicadas à operação e manutenção de usinas.

As pesquisas sobre descargas parciais, campo elétrico em barras estatóricas e monitoramento por campo magnético externo revelam o amadurecimento das práticas de manutenção baseada em condição, associadas à gestão de ativos e à ampliação da vida útil de equipamentos de grande porte. Essa linha demonstra clara contribuição à segurança operacional e à otimização de custos de manutenção.

Outro eixo relevante é o da hidrodinâmica e comportamento das unidades geradoras, com estudos aplicados à operação em baixas potências, mitigação de cavitação, e otimização de controladores. Tais pesquisas respondem diretamente às demandas de flexibilização operativa impostas pela crescente presença de fontes intermitentes na matriz elétrica nacional.

Os temas de bioincrustação, corrosão, e tratamentos de água de resfriamento reforçam a importância de abordagens interdisciplinares envolvendo engenharia química, materiais e meio ambiente, visando a sustentabilidade e redução de impactos ambientais. Já os trabalhos que tratam de usinas reversíveis (hidrelétricas com bombeamento) indicam a consolidação dessa tecnologia como vetor estratégico de armazenamento de energia no contexto da transição energética, com análises técnicas, econômicas e regulatórias cada vez mais robustas.

Há também destaque para iniciativas de modernização e digitalização, com uso de BIM, GEOBIM, gêmeos digitais e sistemas inteligentes de resfriamento, apontando para um setor em processo acelerado de transformação digital. Essas abordagens ampliam a rastreabilidade de informações, o controle sobre riscos e a eficiência da gestão de ativos.

Por fim, relatos de casos reais de falhas, diagnósticos e ações corretivas (como em Tucuruí, Segredo e Jupia) demonstram o valor das lições aprendidas e da aplicação prática de metodologias preditivas, fortalecendo a cultura de aprendizado técnico e gestão do conhecimento no setor elétrico.

2.0 - Classificação dos Informes Técnicos

Os trabalhos apresentados evidenciam a forte tendência de integração entre tecnologia digital, confiabilidade operacional e sustentabilidade no setor de geração hidrelétrica. Observa-se um avanço expressivo nas linhas de investigação voltadas à monitorização online, diagnóstico preditivo e análise de desempenho de ativos críticos, com destaque para o uso crescente de técnicas baseadas em inteligência artificial, aprendizado de máquina e digital twins aplicadas à operação e manutenção de usinas.

As pesquisas sobre descargas parciais, campo elétrico em barras estatóricas e monitoramento por campo magnético externo revelam o amadurecimento das práticas de manutenção baseada em condição, associadas à gestão de ativos e à ampliação da vida útil de equipamentos de grande porte. Essa linha demonstra clara contribuição à segurança operacional e à otimização de custos de manutenção.

Outro eixo relevante é o da hidrodinâmica e comportamento das unidades geradoras, com estudos aplicados à operação em baixas potências, mitigação de cavitação, e otimização de controladores. Tais pesquisas respondem diretamente às demandas de flexibilização operativa impostas pela crescente presença de fontes intermitentes na matriz elétrica nacional.

Os temas de bioincrustação, corrosão, e tratamentos de água de resfriamento reforçam a importância de abordagens interdisciplinares envolvendo engenharia química, materiais e meio ambiente, visando a sustentabilidade e redução de impactos ambientais. Já os trabalhos que tratam de usinas reversíveis (hidrelétricas com bombeamento) indicam a consolidação dessa tecnologia como vetor estratégico de armazenamento de energia no contexto da transição energética, com análises técnicas, econômicas e regulatórias cada vez mais robustas.

Há também destaque para iniciativas de modernização e digitalização, com uso de BIM, GEOBIM, gêmeos digitais e sistemas inteligentes de resfriamento, apontando para um setor em processo acelerado de transformação digital. Essas abordagens ampliam a rastreabilidade de informações, o controle sobre riscos e a eficiência da gestão de ativos.

Por fim, relatos de casos reais de falhas, diagnósticos e ações corretivas (como em Tucuruí, Segredo e Jupia) demonstram o valor das lições aprendidas e da aplicação prática de metodologias preditivas, fortalecendo a cultura de aprendizado técnico e gestão do conhecimento no setor elétrico.

2.1 - Aproveitamentos hidrelétricos de pequena, média ou elevada potência - 5

2.2 - Armazenamento de energia hidráulica e hibridização - 5

2.3 - Modernização e repotenciação de usinas hidrelétricas e equipamentos de geração - 3

2.4 - Experiência e monitoramento de desempenho de estruturas hidráulicas - 5

2.5 - Aspectos de manutenção e gestão de equipamentos e estruturas hidráulicas - 14

- CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO EM GERADOR HIDRÁULICO REFRIGERADO À AR POR VAZAMENTO DE ÁGUA EM TROCADOR DE CALOR AR-ÁGUA: ANÁLISE E MANUTENÇÃO PÓS FALHA

- Mapeamento da Distribuição de Campo Elétrico nas Barras Estatóricas de Itaipu como Apoio para Definição de Monitoramento e de Análise de Cenários Associados a Descargas Parciais
- Análise crítica de metodologias aplicadas contra bioincrustações em usinas hidrelétricas
- Comparação dos resultados dos testes online de descargas parciais entre enrolamentos estatóricos fabricados pelo método GVPI e não GVPI
- Estudo do comportamento hidrodinâmico da faixa operativa de unidade geradora, para operação em baixas potências fora da zona crítica, com vistas ao aumento da oferta de disponibilidade para o setor elétrico e ganhos economicos a geradora.
- Diagnóstico e Manutenção Preditiva de Máquinas Rotativas: Estudo de Caso de um Hidrogerador de Grande Porte.
- ANÁLISE DO NÚMERO DE PARTIDAS E PARADAS EM USINAS HIDRELÉTRICAS – CASO UHE TUCURUÍ
- CONGELAMENTO DE TUBULAÇÃO NA PCH BARRA DO RIO CHAPÉU PARA TROCA DE VÁLVULA AVARIADA
- Resolução de problemas de baixos valores de resistência de isolamento e índice de polarização do estator do gerador da TUUGH-15 da UHE-Tucuruí, através da eliminação de vazamentos de resinas das capas isolantes.
- Aplicação de equipamento para monitoração da condição de geradores síncronos através do campo magnético externo e sua contribuição para gestão de ativos de geração
- Solução Baseada em Gêmeos Digitais com Metodologia GeoBIM Aplicada a Segurança de Barragens das UHEs da Eletrobras
- Avaliação da Criticidade de Descargas Parciais na Região da Cabeça de Bobina
- Desenvolvimento de uma célula robotizada para aplicação in-situ de revestimentos duros por HVOF em pás de turbinas tipo bulbo.
- Detecção e Identificação de Falhas em Hidrogeradores a partir de detecção de anomalias com autoencoders e redes bayesianas
- Aprimoramento da Gestão de Ativos na Eletrobras: Integrando Dados e Processos com o Cartão Saúde
- Embarcação Autônoma para Identificação de Sedimentos na Usina Santo Antônio
- APOIO DE SISTEMA DE MONITORAMENTO DA CONDIÇÃO PARA IDENTIFICAÇÃO DE DEFEITO SILENCIOSO EM TURBINA HIDRÁULICA
- Modernização do Tratamento Químico para Água de Resfriamento da UHE Tucuruí
- Sinistro em turbina Francis vertical - diagnóstico, análise de falha, avaliação e ações corretivas
- Digitalização e Modernização do Sistema de Resfriamento das Unidades Geradoras da UHE Tucuruí - Sistema de Resfriamento Inteligente - SiRI
- Gestão da Informação e BIM: desafios e ROI da implementação corporativa na modernização de usinas da Eletrobras
- ESTRATÉGIAS PARA AUMENTO DE CONFIABILIDADE E SUSTENTABILIDADE NA MODERNIZAÇÃO DE TURBINAS KAPLAN
- Como identificar os melhores reservatórios para implantar uma usina hidrelétrica reversível?
- Roadmap para Inserção de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) na Matriz Energética Brasileira

- Incentivos Regulatórios e Econômicos para Usinas Reversíveis: um Panorama Internacional para Aplicação no Brasil
- Operação em velocidade variável para a mitigação da operação em regime cavitante na UHE Tucuruí
- OS GRANDES DESAFIOS PARA EXPANSÃO DAS USINAS REVERSÍVEIS APLICANDO UMA SOLUÇÃO CONJUGADA COM COMPENSADORES SÍNCRONOS NO BRASIL
- INOVAÇÕES DA NOVA IEC 60034-33 - A NORMA PARA HIDROGERADORES E MOTOR-GERADORES PARA USINAS REVERSÍVEIS
- Modernização dos controladores digitais do Sistema de Excitação e Regulação de Velocidade do Complexo de Paulo Afonso – Usinas de Paulo Afonso I, II e III
- Ensaio Pouco Invasivo para a Sintonia do Power System Stabilizer - PSS no Sistema de Excitação das Unidades Geradoras da Usina Hidroelétrica de Xingó
- O Projeto de Ampliação de Capacidade Instalada da UHE Gov. Ney Braga (Segredo)
- Desafios na otimização dos controladores dos reguladores de velocidade das UHE Jirau e Santo Antônio

3.0 - Relatório sobre os Informes Técnicos

Título - INOVAÇÕES DA NOVA IEC 60034-33 - A NORMA PARA HIDROGERADORES E MOTOR-GERADORES PARA USINAS REVERSÍVEIS

Entidade(s) - Voith Hydro Ltda.

Autor(es) - THOMAS HILDINGER

Resumo

As normas são essenciais para garantir qualidade, segurança e interoperabilidade em produtos e processos industriais. A IEC (Comissão Eletrotécnica Internacional) é responsável por padronizar tecnologias elétricas e eletrônicas globalmente. Em 2022, foi publicada a norma IEC 60034-33, que estabelece requisitos específicos para hidrogeradores e motor-geradores síncronos usados em usinas hidrelétricas e reversíveis. Essa norma preenche uma lacuna importante nas normas IEC, complementando a IEC 60034-1 e abordando aspectos de especificação, projeto, montagem e desempenho dessas máquinas. Sua adoção assegura segurança, confiabilidade e eficiência na geração de energia hidrelétrica. O conhecimento da IEC 60034-33 é fundamental para profissionais do setor, especialmente no Brasil, onde a geração hidrelétrica é predominante.

Perguntas e Respostas

Que pontos da 60034-33 deverão ser revistos ou complementados no desenvolvimento da futura IEC 60034-39 para cobrir conversores, faixas ampliadas de rotação e impactos térmicos?

Em paralelo às discussões para a elaboração da futura IEC 60034-39, também estão sendo preparado um "adendo" para a IEC 60034-33 para melhorar a redação de alguns parágrafos, acrescentar exemplos de como interpretar as tolerâncias das reatâncias e revisar alguns valores do fator de dissipação dielétrica (tan delta).

Há estimativas de aumento percentual no CAPEX dos novos projetos em função dos requisitos adicionais (sensores, verificações de fadiga, redundância de resfriadores) e qual o payback esperado via redução de riscos operacionais?

Há estimativas de aumento percentual no CAPEX dos novos projetos em função dos requisitos adicionais (sensores, verificações de fadiga, redundância de resfriadores) ?

Na prática, o impacto deve ser mínimo, quase inexistente, pois a maioria dos "novos" requisitos já consta nas especificações técnicas de hidrogeradores de médio e grande porte ou já faz parte das práticas normais de projetos dos grandes fabricantes.

As usinas reversíveis podem ser construídas nas configurações CFSM, DFIM e ternárias. Na revisão da IEC60034-33 houve alguma abordagem específica ou detalhamento técnico para cada configuração?

Sim, a nova IEC 60034-39 deverá consistir de um conjunto de, ao menos, 3 documentos: o primeiro envolve as definições, nomenclatura, limites etc das soluções de máquinas de rotação variável/ajustável (aliás o termo tecnicamente correto). O segundo documento irá abordar as especificidades da solução com o uso de máquinas assíncronas de dupla alimentação (DFIM). E o terceiro irá abordar as especificidades da solução com o uso de máquinas síncronas com conversor no estator (CFSM). E, provavelmente, o GT/WG 39 irá recomendar à IEC que um novo GT/WG seja formado/estabelecido para elaborar uma norma (IS) ou especificação técnica (TS) para definição do conversor.

Testeste

Título - Modernização dos controladores digitais do Sistema de Excitação e Regulação de Velocidade do Complexo de Paulo Afonso – Usinas de Paulo Afonso I, II e III

Entidade(s) - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

Autor(es) - Bernardo Vitor Brito Barros, Rodrigo Ferreira de Melo Silva, ANDERSON BRITO DA SILVA, Carlos Alberto Teixeira Almeida, Telmo Lessa Lobo Galindo, Fernando Xavier da Silva

Resumo

O complexo de Usinas de Paulo Afonso fica localizado na cidade de Paulo Afonso/BA e possui 3 (três) usinas, construídas em diferentes períodos, totalizando 13 (treze) unidades geradoras do tipo Francis. As unidades geradoras dessas usinas possuem Regulador de Tensão próprio (projeto e montagem Chesf), controlado por PLC de mercado e Regulador de Velocidade de fabricação Reivax.

Considerando que os ajustes de Tensão são realizados pelo Regulador de Tensão (RT) e os ajustes de frequência/carga são realizados pelo Regulador de Velocidade (RV), apresentamos neste trabalho a experiência CHESF na modernização destes equipamentos no complexo Hidrelétrico de Paulo Afonso (UPA), com a substituição de plataformas antigas por plataformas novas, com tecnologia de ponta, excelente robustez e ampla utilização no mercado.

Sistema de excitação.

O Sistema de excitação é do tipo estático, composto por uma ponte de tiristores de onda completa, alimentada por um transformador de excitação, acoplado diretamente na saída de potência do gerador.

Esses equipamentos foram completamente modernizados no final da década de 2000 e, face obsolescência da plataforma, no ano de 2023 foi iniciado os retrofit's do controlador do Regulador de tensão digital (RT), onde foram substituídos o PLC e transdutor analógico por um conjunto digital integrado.

O conjunto utilizado é um PLC da plataforma Altus XTORM, composto por bastidor, Módulos de Fonte, CPU, Entradas Digitais, Saídas Digitais, Entradas Analógicas, Módulo Híbrido de Transdutor Digital (leitura de sinais de TP's e TC's) e Saídas Analógicas e módulo de sensores de temperatura.

Foram modernizados também os transdutores isoladores e a Interface Homem Máquina (IHM). Para este último, obtivemos um avanço significativo em termos de melhoria no controle das variáveis pelo protocolo modBus, maior velocidade das informações e maior facilidade na gravação dos registros. Com a utilização do transdutor incorporado diretamente ao controlador, obtivemos uma evolução na geração e gravação dos dados gerados nos ensaios, uma vez que qualquer variável interna do PLC poderá se supervisionada e gravada, resultando em um log de registro no mesmo padrão já utilizado anteriormente.

Regulador de Velocidade

A regulação primária (Regulador de Velocidade - RV) é o primeiro estágio do controle da frequência no SIN, através da detecção de variações na frequência, atuando na variação da potência mecânica aplicada a unidade geradora.

Os reguladores de Velocidade de UPA são do tipo isócrona com malha de estatismo para o controle carga versus frequência. Como escopo da modernização, foram substituídos apenas os componentes digitais deste sistema face obsolescência, mantendo todo o comando hidráulico existente.

Até a presente data de submissão desse trabalho, já foram atualizadas três unidades geradoras com uso da plataforma REIVAX CPX05 + MAC01.

O objetivo deste trabalho é apresentar:

A modernização do Controlador Digital do Regulador de Tensão e do Controlador do Regulador de Velocidade;

Melhorias nos Ensaios de Comissionamento;

Modelagem Matemática do Regulador de Velocidade para validação junto ao ONS.

Foram aplicadas as seguintes ferramentas:

Construção de aplicação dedicada para o regulador de Tensão em plataforma Altus Xtorm utilizando o ambiente de programação MasterTool Xtorm;

Construção de Aplicação de IHM utilizando ambiente de programação IX Developer da Beijer;

Ensaios e análises de gráficos da resposta do RT e no RV, em malha aberta e malha fechada;

Resultados obtidos:

Robustez e velocidade no controle do RT e RV;

Registros de ensaios mais precisos e em sintonia com os requisitos do ONS;

Melhoria e adição de confiabilidade na supervisão e controle;
Melhoria na confiabilidade de supervisão de temperatura integrada diretamente no PLC.

Aumento do conhecimento nas tecnologias dos RV's e RT's por parte das equipes de manutenção e operação de UPA;

Uso de limitadores com controle por PID que melhoram a resposta da unidade geradora nos limites da curva de capacidade.

Perguntas e Respostas

Existe interligação entre TI/TO na Eletrobras Chesf? Quais mecanismos de segurança (firewalls internos, VLANs, autenticação) foram incorporados ao PLC Xtorm e à IHM para prevenir acessos não autorizados, considerando a crescente interligação OT/IT nas usinas?

A empresa está promovendo uma grande virada digital para utilização de mecanismos de segurança cibernética, em especial, na interligação entre TI/TO. No PLC Xtorm foi utilizado o recurso de porta exclusiva para comunicação de sistema supervisão segregada fisicamente da porta de programação.

Existe um roadmap para estender a mesma plataforma ao regulador de velocidade ou integrar funções de power-system stabilizer? Quais desafios técnicos são previstos?

Não há estudos para integrar funções de RV ou PSS nesta mesma plataforma.

A nova estrutura de logs de alta resolução permite aplicar algoritmos de detecção de anomalias ou predição de falhas no próprio PLC/IHM? Há planos de adicionar camadas de analytics ou enviar os registros para plataformas de big-data corporativas?

Foram apresentadas no trabalho as diversas vantagens da modernização dos sistemas de controles digitais. Apesar de modernizações recentes, já existem dados que ratificam a melhoria de confiabilidade?

Devido mudança na base de dados de ocorrências antigas, não temos dados diretos e específicos para comparar este sistema novo com o PLC antigo, no entanto, diversos problemas e dificuldades que tínhamos no sistema antigo não tivemos no novo. Os exemplos mais críticos foram: falha grave no barramento de expansão da plataforma AL para QK (trip) e erro de reentrada na tarefa determinística (trip por watchdog).

Título - Ensaio Pouco Invasivo para a Sintonia do Power System Stabilizer - PSS no Sistema de Excitação das Unidades Geradoras da Usina Hidroelétrica de Xingó

Entidade(s) - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, Instituto Militar de Engenharia

Autor(es) - Rodrigo Ferreira de Melo Silva, Paulo César Pellanda, Bernardo Vitor Brito Barros

Resumo

A UHE Xingó, usina hidroelétrica sob a concessão da Companhia Hidroelétrica do São Francisco – Eletrobras Chesf é composta por 6 unidades geradoras, cada uma com potência instalada de 527 MW, totalizando 3.162 GW. O aproveitamento

hidrelétrico de Xingó está localizado entre os estados de Alagoas e Sergipe, situando-se a 12 km do município de Piranhas/AL e a 6 km do município de Canindé do São Francisco/SE.

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. Próximo à UHE Xingó existem as usinas hidroelétricas de Apolônio Sales, Paulo Afonso I, II, III e IV, além da UHE Luiz Gonzaga e da UHE Sobradinho. Todas essas usinas compõem o Complexo Hidroelétrico do Rio São Francisco. O escoamento da geração hidráulica e da geração eólica existente na área centro é realizado por um conjunto de extensas linhas de 500 kV, responsáveis pelo atendimento às cargas do Nordeste e exportação do excesso de geração para as demais regiões do sistema interligado brasileiro.

O sistema de excitação da UHE Xingó é do tipo estático e controlado por Programmable Logic Controller (PLC), de rápida resposta, tem na malha do regulador de tensão (RT) a adição de um Power System Stabilizer – PSS.

O uso do Power System Stabilizer – PSS ao sistema de excitação, uma vez bem sintonizado deve garantir um amortecimento de oscilação de potência estabelecendo a capacidade de manter o sincronismo nas unidades geradoras frente a perturbações de pequeno porte como perturbações de saída de linhas próximas à UHE de Xingó.

Ajustes de PSS incorretos ou desatualizados incorrem nas falhas de sintonia para o amortecimento correto dos modos de oscilações eletromecânicas, apresentando respostas instáveis em regime permanente da planta de geração diante das perturbações no sistema de potência.

Devido à constante expansão dos sistemas elétricos, principalmente na área Nordeste, onde com o crescente despacho das fontes renováveis baseadas em inversores (eólica e solar), a verificação da sintonia do Power System Stabilizer - PSS nas usinas do Rio São Francisco precisa ser realizada periodicamente, fim haver a correta identificação dos modos de oscilações das unidades geradoras e das plantas hidráulicas.

O objetivo do presente trabalho é apresentar:

O uso da metodologia de ensaio pouco invasivo já aplicado com sucesso em ITAIPU no lado 60 Hz, para validação dos parâmetros e ajustes usados na sintonia do Power System Stabilizer - PSS na usina hidroelétrica de Xingó.

Foram aplicadas as seguintes ferramentas:

conceitos de estabilidade em sistemas de potência conectados a uma barra infinita; teoria clássica de controle para a modelagem do sistema de controle (PSS, RT, Gerador e Planta);

Levantar a resposta em frequência do sistema de controle (PSS, RT, Gerador e Planta) por meio de simulações para patamares de cargas definidos na UHE de Xingó;

O ensaio consistiu em adicionar mais uma entrada ao somador do RT para a injeção de sinal do tipo multiseno, fim haver a medição e levantamento da resposta em frequência do sistema de controle (PSS, RT, Gerador e Planta);

Uso de técnicas em processamento de sinais e sistemas.

Resultados obtidos:

Validação da parametrização do Power System Stabilizer - PSS com a identificação para os diferentes patamares de geração e respostas da intraplanta, uma questão prática importante que é frequentemente negligenciada nos atuais métodos de ajuste do PSS;

Adoção de Ensaio de baixo risco para o sistema de excitação e unidade geradora, uma vez que não é preciso realizar mais ensaios malha aberta no sistema de controle do RT, PSS e Gerador.

Perguntas e Respostas

Ao aplicar o algoritmo de minimização do fator de crista de Van der Ouderaa, quais limitações ou ajustes práticos vocês encontraram para garantir que o sinal multisseno permaneça seguro em ensaios com diferentes níveis de carga e variações de tensão?

- Foram feitas revisões em todo o vetor de dados gerados pela rotina Van der Ouderaa.

- Implantação do ensaio em laboratório, mesmo que seja em malha aberta do AVR;

Também foram implementados controles de ordem prática:

- Controles para interromper o ensaio a qualquer momento;

- Implementação de controle de ganho para realizar ensaios com o sinal reduzido, fim observar os seus efeitos na UG e na planta de Xingó.

Diante do aumento de recursos baseados em inversores na malha Nordeste, vocês consideram suficiente o modelo PSS2C (IEEE 421.5) ou enxergam necessidade de evoluir para estruturas de controle mais avançadas (p. ex., PSS combinados com controladores robustos/ adaptativos)?

Hoje o PSS2C não é suficiente.

A introdução de novas fontes de geração de energia com recursos baseados em inversores tem introduzido novos modos de oscilação diferentes dos estabelecidos no procedimento de rede do ONS.

Durante os ensaios, presenciamos o Sistema de Excitação de Xingó oscilando em um modo de frequência diferente da faixa usual.

É fundamental evoluir para estruturas mais robustas de PSS multibanda / adaptativos.

Os valores reduzidos de amplitudes e duração de sinais utilizados nos ensaios são suficientes para garantir o perfeito funcionamento do PSS em situações distúrbios reais?

Não. Isso tem sua importância.

Porém um AVR de rápida resposta (tipo Estático) e a adição de um PSS, ambos bem ajustados, e que atendam os requisitos mínimos do ONS. Trazem melhorias significativas para as oscilações de potência impostas as unidades geradoras durante distúrbios reais (controle de estabilidade).

Título - O Projeto de Ampliação de Capacidade Instalada da UHE Gov. Ney Braga (Segredo)

Entidade(s) - COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.

Autor(es) - RAFAEL DE LARA, Carlos Antônio Marek Filho, Rafael Gomes de Oliveira, Luciano Martignoni Bragança

Resumo

A recente necessidade de complementação de potência para atendimento ao sistema interligado brasileiro pode trazer oportunidades e desafios interessantes para usinas hidrelétricas existentes. Prova disto, é que em 2019 a Empresa de Pesquisa Energética - EPE publicou um estudo listando as usinas candidatas à ampliação de capacidade instalada.

Neste contexto, é importante destacar que os primeiros estudos de algumas usinas hidrelétricas brasileiras já previam poços vazios, vislumbrando ampliações futuras por meio da instalação de novas unidades geradoras. No caso do rio Iguaçu, os estudos realizados pela Canambra Engineering Consultants previram ampliações de capacidade, sendo que as UHEs Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia) e Salto Santiago foram construídas com dois poços vazios cada, os quais permitem hoje a instalação de unidades adicionais.

Para a UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo), os estudos da Canambra previram a construção de uma casa de força adicional de forma a duplicar sua capacidade instalada. Entretanto, esta segunda casa de força não chegou a ser construída e, atualmente, seria muito difícil e oneroso empreendê-la no local original devido à proximidade das detonações necessárias com as estruturas existentes. A saída para o problema poderia ser a construção de uma casa de força na margem oposta, entretanto, as obras neste local atingiriam áreas preservadas, além de exigir a relocação de uma rodovia estadual.

Como agravante, a UHE Segredo possui atualmente 1.398 m³/s de vazão turbinada total, tendo a UHE Foz do Areia a montante, com 1.368 m³/s de vazão turbinada total (pretende-se ampliar para 2.070 m³/s), e quatro usinas a jusante, ou seja, a UHE Segredo se apresenta como uma restrição hidráulica ao aproveitamento hidroenergético ótimo da cascata.

Motivada pela busca de uma alternativa de engenharia que permitisse a ampliação de capacidade da usina, em 2024 a Copel elaborou estudos e Projeto Básico para a implantação de uma nova casa de força. A solução encontrada prevê aproveitar o sistema do desvio do rio utilizado durante a construção da barragem, aproveitando trechos dos três túneis existentes desse sistema como parte do novo circuito hidráulico de geração, sendo que a região já escavada no desemboque desses túneis será utilizada para acomodar a estrutura da nova casa de força. Esta estrutura possuirá três turbinas Francis de eixo vertical, totalizando 1.266 MW de potência instalada. A vazão turbinada das duas casas de força operando conjuntamente será de 2.853 m³/s, eliminando a restrição hidráulica e maximizando a geração média total da bacia.

Do ponto de vista socioambiental, a ampliação de uma usina hidrelétrica do porte da UHE Segredo por meio de uma segunda casa de força é inédita e não há previsão legal específica que regulamente adequadamente a modalidade de licenciamento ambiental e a tipologia de estudo ambiental a ser aplicada a um projeto de grande porte, porém com reduzido impacto socioambiental, tendo em vista que o projeto terá intervenções restritas à área diretamente afetada e os impactos resultantes serão majoritariamente temporários.

Por outro lado, mesmo que diminutos em relação à implantação de uma nova usina

do porte da UHE Segredo, há alguns impactos significativos como supressão de vegetação (18,61 ha), impactos à fauna terrestre e realocação da Estação Experimental de Estudos Ictiológicos localizada na área da futura tomada de água. Para minimizar os impactos, todas as áreas de intervenção do projeto foram locadas em áreas já utilizadas na implantação da usina atual e como impacto positivo está prevista a destinação de uma área aproximada de 60 ha para preservação de modo a compensar os impactos da supressão da vegetação.

Quando implantada a segunda casa de força, a UHE Segredo atingirá 2.526 MW de potência instalada, deixando de ser uma restrição hidráulica à bacia e favorecendo as ampliações previstas para as usinas a montante e jusante. O ineditismo desta solução de engenharia resultou em um projeto que associa o aproveitamento ótimo do ponto de vista hidroenergético a um reduzido impacto ambiental.

Perguntas e Respostas

Que indicadores de desempenho ambiental (p. ex., turbidez, ruído de obra, flora endêmica) serão monitorados para sustentar o modelo RAS + RDPA? A Copel vê espaço para institucionalizar esse rito simplificado para futuras ampliações de grande porte em todo o país?

O desempenho ambiental será monitorado por uma série de programas ambientais definidos no RAS, a partir dos impactos ambientais identificados. Os programas ambientais estão detalhados no RDPA, que está em análise no órgão ambiental (IAT) e poderão sofrer alterações até a emissão da LI. Os programas ambientais previstos estão listados abaixo. Essencialmente, todos os programas possuem algum tipo de monitoramento, mas os programas mais focados no monitoramento do desempenho ambiental estão sinalizados com "***":

Programa de Gestão Ambiental*

Programa Ambiental para Construção*

Programa de Gerenciamento de Efluentes*

Programa de Controle de Processos Erosivos*

Programa de Recuperação de Áreas Degradadas ou Alteradas – PRAD

Programa de Monitoramento da Qualidade da Água*

Programa de Gerenciamento de Resíduos da Construção Civil – PGRCC*

Programa de Conservação da Flora

Subprograma de Controle da Supressão da Vegetação

Subprograma de Resgate de Germoplasma

Subprograma de Monitoramento da Flora*

Programa de Compensação Florestal

Programa de Conservação da Fauna

Subprograma de Monitoramento da Fauna Aquática*

Subprograma de Monitoramento da Fauna Terrestre e Semiaquática*

Subprograma de Resgate e Afugentamento da Fauna Terrestre e Aquática

Subprograma de Monitoramento de Atropelamento de Fauna*

Subprograma de Mitigação e Monitoramento dos Impactos sobre a Avifauna*

Subprograma de Prevenção, Controle e Monitoramento do Mexilhão-dourado

Programa de Realocação Parcial da Estação Experimental de Estudos Ictiológicos – EEI

Programa de Educação Ambiental

Programa de Comunicação Social

Programa de Capacitação, Mobilização e Desmobilização dos Trabalhadores

Programa de Monitoramento de Indicadores Sociais*
Programa de Gestão do Patrimônio Arqueológico – PGPA*
Programa de Segurança Viária e de Mitigação das Interferências no Sistema Viário
Programa de Monitoramento Sismológico durante Detonações em Rocha*

Sobre institucionalizar esse rito simplificado para futuras ampliações de grande porte em todo o país, entendemos ser plausível por meio de diálogo entre empreendedores e/ou agentes governamentais com os órgãos ambientais competentes, para projetos que não caracterizem alterações nos níveis normais de operação e no nível máximo maximorum do reservatório, tampouco alterações significativas na dinâmica de variação de níveis do reservatório durante a operação da usina ampliada em relação à operação anterior à ampliação. Em geral, a legislação que regulamenta o licenciamento de usinas hidrelétricas não prevê este tipo de ampliação, havendo necessidade de diálogo com os órgãos ambientais para delinear o caminho jurídico para viabilizar a simplificação do licenciamento e projetos de ampliação de grande porte.

Apesar da otimização da vazão do aproveitamento hídrico, quais os ganhos em termos de garantia física com a ampliação da capacidade da UHE GNB?

O cálculo da Garantia Física utilizando programas oficiais ainda não foi concluído, entretanto, considerando-se um valor de 91,7% para o rendimento médio do conjunto turbina-gerador, baseado no desempenho de turbinas e geradores com porte similar ao das unidades geradoras a serem implementadas na UHE Segredo, e considerando a futura contribuição de vazão a ser despachada pela ampliação de capacidade da UHE Foz do Areia (acréscimo de duas unidades geradoras), a Garantia Física relacionada à ampliação de capacidade da UHE Segredo foi estimada preliminarmente em 50 MWmed.

Quais seriam os riscos e limitações operacionais da utilização de túneis de desvio originalmente projetados para outras finalidades como parte de um novo circuito hidráulico de geração?

Em maio de 1992 a UHE Segredo enfrentou uma cheia de 13.800 m³/s, a qual foi escoada pelos túneis 1 e 2, visto que o túnel 3 já se encontrava fechado, sendo que a performance desses túneis, mesmo não possuindo revestimento, foi excelente. A erosão se limitou aos poucos locais onde o diaclasamento da rocha ou os efeitos de detonação produziram blocos soltos, os quais foram removidos pelo fluxo. A maior parte das meias-canas de perfuração para detonação estavam visíveis e intactas a despeito da velocidade máxima alcançada de 22 m/s, confirmando a excelente resistência da rocha basáltica.

Considerando esta prova de carga real enfrentada pelos túneis, comparada à máxima vazão turbinada prevista pelo projeto de ampliação de menos de 3,0 m/s, os riscos para essas estruturas são insignificantes.

No que diz respeito às limitações operacionais, se impõe a verificação das perdas de carga, a qual resultou no valor de 2,82 m para cada túnel. Este valor representa menos de 3% da queda bruta, estando compatível com o que é preconizado para novos projetos hidrelétricos.

Título - Desafios na otimização dos controladores dos reguladores de velocidade das UHE Jirau e Santo Antônio

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico, SANTO ANTONIO ENERGIA S.A., Energia Sustentável do Brasil S.A., Energia Sustentável do Brasil SA

Autor(es) - Lucas Borré Lobo, Rafael Bertolini de Paiva, LUCAS EDUARDO DE SOUZA, Andre Flavio Schiante dos Santos, Sebastião Santos Alves Junior, Jordan Cândido Nunes

Resumo

As usinas hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau operam em um sistema isolado, assíncrono ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa condição é resultado da conexão ao sistema através de dois bipolos de 600 kVCC, com capacidade de 2 x 1575 MVA, e uma linha dedicada ao sistema Acre-Rondônia, composta por dois conversores Back-to-Back (BTB) de 525/230 kV, com capacidade de 2 x 424 MVA. A conexão das usinas ao bipolo e BTB é realizada através de uma linha de transmissão de 525 kV.

A regulação de frequência desse sistema isolado é sustentada por três elementos principais: o controle de frequência STAB, presente nas lógicas de controle dos retificadores dos bipolos e dos BTBs; os reguladores de velocidade das unidades geradoras das hidrelétricas; e o Master Control, cuja lógica coordenada assegura o balanço carga-geração do sistema. Embora o controle de frequência seja predominantemente mantido pelo STAB dos conversores estáticos, os reguladores de velocidade das unidades geradoras também desempenham um papel importante na regulação primária da ilha, operando no modo de controle de velocidade com estatismo de potência. Esse modo de controle permite ao Master Control coordenar as operações de tomada e retirada de carga, além de contribuir continuamente para a regulação primária da ilha.

Durante a operação normal, o STAB mantém a estabilidade da frequência. No entanto, em caso de desligamento do STAB, a regulação de frequência depende exclusivamente dos reguladores de velocidade das usinas de Jirau e Santo Antônio. A sintonia desses reguladores representa um desafio particular, dado o caráter fio d'água das usinas, que dependem diretamente da vazão natural do rio e não dispõem de grandes reservatórios para controle. Como consequência, a altura de queda varia significativamente ao longo do ano, afetando a resposta da regulação de velocidade em função da vazão turbinada, o que impacta o efeito da coluna d'água e a relação abertura-potência — fatores que influenciam no controle de velocidade. Além disso, a baixa inércia do conjunto gerador-turbina torna a sintonia do controle ainda mais complexa. Em função dessas particularidades, os reguladores de velocidade de Jirau e Santo Antônio foram equipados com controles adaptativos. Na usina de Santo Antônio, o desafio é ainda maior devido às turbinas bulbo de 4 e 5 pás, que apresentam curvas de relação abertura-potência distintas para uma mesma queda, exigindo ajustes específicos. Considerando o grande número de unidades geradoras, optou-se por utilizar reguladores de velocidade de dois fabricantes em cada usina, o que gerou diferenças na estrutura de controle e nas premissas de sintonia adotadas por cada fabricante durante o comissionamento, resultando em respostas dinâmicas distintas.

Este artigo apresentará a análise e a reprodução do comportamento dos reguladores de velocidade das unidades geradoras de 500 kV durante o blecaute ocorrido em 22/08/2024, evento que motivou este trabalho colaborativo entre o ONS e os agentes Eletrobrás – Santo Antônio e Jirau para otimização dos reguladores de velocidade. Serão abordados os critérios de ajuste aplicados nos controladores, os

desafios na equalização das respostas em face as características particulares de cada regulador de velocidade e das diferentes alturas de queda. Por fim, serão apresentados os resultados esperados com os novos ajustes na reprodução do evento de 22/08/2024.

Perguntas e Respostas

Qual foi o esforço estimado (horas de engenharia e testes de campo) para recalibrar 96 reguladores; e há métricas de custo-benefício que justifiquem a adoção da lógica nas demais usinas fio-d'água do SIN?

O esforço de engenharia não foi trivial, pois foi necessário agrupar os reguladores em seis grupos equivalentes. O trabalho concentrou-se no reajuste desses grupos, o que demandou, em um primeiro momento, a confirmação da validação dos modelos — uma etapa que exige elevado grau de conhecimento, sobretudo devido às particularidades das turbinas e dos controladores envolvidos.

Os modelos de simulação que representam esses controladores também apresentam elevada complexidade. Nesse contexto, os esforços aplicados em estudos e simulações foram fundamentais para gerar os insights necessários à equalização das respostas e para definir estratégias de controle que, posteriormente, puderam ser confirmadas em ensaios de campo. Essa etapa de projeto e de estudos é decisiva: quando bem conduzida, os esforços em campo para validação tornam-se mínimos; do contrário, o processo se torna praticamente inviável, levando a repetições dos problemas observados anteriormente, quando os fabricantes adotavam estratégias distintas baseadas em ensaios de campo realizados por tentativa e erro, sem embasamento consistente.

Uma vez confirmados os ajustes nos seis grupos, basta embarcar as parametrizações consolidadas nas demais unidades, o que reduz significativamente o esforço. Nessa etapa, a atuação se limita à equipe de manutenção para atualização do software de controle, não sendo necessários novos ensaios de campo.

Existe um procedimento proposto (ou guideline) para manter as curvas de pré-abertura alinhadas entre diferentes fabricantes após retrofits ou novos comissionamentos, evitando a divergência observada?

O procedimento adotado pelo ONS é o ensaio de simulação de rede isolada simulada, posteriormente verificado em campo. Quando realizado em toda a faixa operativa, esse ensaio permite identificar problemas decorrentes de ajustes equivocados nas curvas de pré-abertura. Cabe destacar que não é possível ao ONS traçar estratégias específicas para cada arquitetura de controle adotada pelos diferentes fabricantes. Assim, a aplicação de um ensaio comum, associado a métricas padronizadas de resposta, constitui a solução mais robusta para garantir alinhamento e atender, de forma consistente, à resposta esperada independentemente do tipo de controlador.

A partir dos registros do distúrbio de 22/8/24 e simulações apresentadas no trabalho, é possível concluir falhas em modelos matemáticos ou nos ajustes dos parâmetros dos reguladores de velocidade das usinas estudadas? Com base nas simulações, entende-se que há necessidade de revisão de parâmetros de outras usinas de grande porte interligadas ao SIN?

A partir do evento de 22/08/24 foi possível aprimorar os modelos para capturar dinâmicas e efeitos que não estavam representados nas versões anteriores. Trata-

se de um desafio, pois são modelos complexos: no caso das turbinas bulbo, a forte influência da variação da altura de queda e da conjugação entre pás diretivas e pás do rotor não é bem representada pelos modelos disponíveis na literatura. O modelo originalmente utilizado para Jirau era do tipo genérico e não refletia suas particularidades, sendo necessário readequá-lo com base na representação já aplicada em Santo Antônio, dadas as semelhanças entre as usinas.

Quanto aos ajustes, as simulações evidenciaram falhas na parametrização das curvas de abertura potência sob a perspectiva da regulação primária, essas curvas são tradicionalmente ajustadas para tomada de carga. Nesse sentido, o ensaio de simulação de rede isolada, recentemente normatizado pelo ONS, constitui instrumento fundamental para apoiar os comissionadores na sintonia adequada dos reguladores de velocidade. Por se tratar de um ensaio recente, é natural que diversas instalações ainda apresentem premissas e critérios que não estejam totalmente alinhados à filosofia atualmente estabelecida, reforçando a necessidade de revisão de parâmetros em outras usinas de grande porte interligadas ao SIN.

Título - Como identificar os melhores reservatórios para implantar uma usina hidrelétrica reversível?

Entidade(s) - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica CEPEL

Autor(es) - Igor Pinheiro Raupp, Omar Mauricio Hernández Carracal, Priscilla Dafne Shu Chan

Resumo

Com a crescente participação de fontes intermitentes (eólica e solar) na matriz elétrica brasileira aliada à não expansão de usinas hidrelétricas (UHEs) com reservatórios de regularização, aumenta-se a preocupação com a capacidade de atendimento à demanda de energia, especialmente nos momentos de picos de consumo. Além disso, episódios de curtailment geram preocupação sobre a gestão da oferta de energia, além de perdas econômicas significativas. Nesse cenário, tecnologias de armazenamento de energia ganham relevância, e as usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs) destacam-se como uma solução promissora, representando atualmente 95% da capacidade de armazenamento mundial.

O objetivo principal deste artigo é apresentar uma metodologia multicritério desenvolvida para identificar, a partir de dados secundários, os reservatórios de UHEs existentes mais atrativos para implantação de uma UHR, considerando aspectos técnicos, socioambientais e econômicos, sob uma abordagem de sustentabilidade e racionalidade. O resultado da aplicação da metodologia permite a hierarquização das UHEs analisadas da mais apta para a menos apta, excluindo da análise as que possuem impedimentos para a implantação de uma UHR. A premissa é a de utilizar sistemas Blue field, onde o reservatório de uma UHE já existente exerce o papel do reservatório inferior da UHR, bastando construir um reservatório superior, o que reduziria os impactos socioambientais e o custo de implantação.

A metodologia proposta envolve 2 etapas de análise multicritério: (i) análise de restrições para a implantação de UHR nas usinas existentes, definindo critérios de exclusão, permitindo eliminar as UHEs não aptas e; (ii) definição de critérios de aptidão para a implantação de UHR e posterior hierarquização das UHEs.

Na primeira etapa, são eliminadas as UHEs consideradas inviáveis segundo dois critérios de exclusão: viabilidade topográfica e presença de área protegidas. Para a viabilidade topográfica, propõe-se utilizar como variável proxy o mapeamento prévio de potenciais reservatórios superiores próximos às UHEs, inferindo, assim, que a

topografia do entorno é favorável. No segundo critério, foram mapeadas Unidades de Conservação, Terras indígenas e Terras Quilombolas próximas das UHEs, de modo que inviabilizariam a construção do reservatório superior ou que impediriam o traçado dos túneis, devido ao impacto direto nas áreas protegidas.

Na segunda etapa, as UHEs não eliminadas na etapa 1 são classificadas com base em critérios de aptidão, sendo eles:

Uso e cobertura do solo: avaliação do tipo de uso e cobertura do solo predominante no traçado do túnel, como uma superfície de atrito, que poderia dificultar a construção.

Obstáculos: identificação de elementos físicos que necessitam ser transpostos ao longo do trajeto do túnel, aumentando a complexidade do projeto.

Razão queda/comprimento do túnel: relação entre a diferença de altura e a distância horizontal entre os reservatórios, representando as perdas de energia devido ao atrito no interior dos túneis e custos de escavação e construção.

Quantidade de opções de reservatórios superiores: quanto maior o número de opções, maiores as chances de alternativas mais baratas e tecnicamente favoráveis.

Operação do reservatório da UHE: avaliação da capacidade do reservatório inferior de fornecer água para o superior.

Usos múltiplos: avaliação da demanda de água da UHE para outros usos, de modo que a UHR não venha a interferir.

Complexidade do Licenciamento Ambiental: avaliação expedita do grau de complexidade, bem como dos custos das medidas mitigadoras ou compensatórias.

Disponibilidade de conexão na subestação da UHE: análise da infraestrutura existente na UHE para escoamento da energia gerada pela UHR, evitando a necessidade de ampliação da subestação e custos adicionais.

Complexidade ambiental: considera a presença de áreas protegidas, que podem elevar a complexidade da construção do reservatório superior e túnel.

Custo de armazenamento energético médio: avaliação expedita da viabilidade econômica do projeto, em termos de custo por MWh armazenado.

Esses critérios foram integrados para priorizar as UHEs aptas, o que permite identificar as que apresentam maior viabilidade técnica e menor impacto ambiental e socioeconômico. Os resultados esperados desta metodologia visam direcionar futuros investimentos em UHR, contribuindo para a eficiência energética e sustentabilidade no setor elétrico brasileiro.

Adicionalmente, é importante salientar a necessidade de consideração de critérios não econômicos, uma vez que influenciam na decisão de alternativas de UHRs, que inicialmente poderiam se mostrar viáveis do ponto de vista econômico, apenas.

Perguntas e Respostas

Após o aprendizado, quais parâmetros (horas de operação, perdas de carga, resultados de ensaios de estanqueidade) passaram a ser considerados para definir a substituição preventiva dos trocadores de calor?

Há planos de instalar sensores de umidade ou detecção de vazamento nos trocadores e no housing do gerador para gerar alarmes precoces e integrar esses dados ao sistema de supervisão da planta?

Que variações nos resultados vocês observaram ao testar diferentes pesos nos dez critérios? Houve algum critério cujo peso exerceu influência dominante no ranking final?

Como a metodologia poderia incorporar fatores econômicos dinâmicos (p. ex. volatilidade de preço horário, margens de prestação de serviços ancilares) para refinar o critério “custo médio de armazenamento” e priorizar projetos financeiramente mais competitivos a longo prazo?

Que variações nos resultados vocês observaram ao testar diferentes pesos nos dez critérios? Houve algum critério cujo peso exerceu influência dominante no ranking final?

Na primeira aplicação, todos os critérios receberam pesos iguais, servindo como cenário de referência. Em seguida, foram testados cenários com pesos diferenciados. No primeiro deles, os critérios relacionados à complexidade ambiental e ao custo de armazenamento foram priorizados, recebendo maior peso, enquanto outros critérios ficaram com pesos medianos ou baixos. Nesse caso, observou-se apenas uma variação pontual no ranking intermediário, mas a indicação dos empreendimentos mais bem posicionados permaneceu praticamente inalterada, demonstrando robustez dos resultados frente a pequenas alterações de peso.

No segundo cenário, o intuito foi testar a sensibilidade da metodologia, buscando deliberadamente alterar a alternativa melhor classificada. Para isso, foi necessário atribuir maior peso (0,2) a critérios como Razão H/L e número de opções de UHR, que não figuram entre os mais determinantes na prática. Essa configuração alterou substancialmente o ranking, mostrando que, embora seja possível modificar os resultados, isso ocorre apenas quando se supervaloriza critérios de importância secundária.

De forma geral, conclui-se que os resultados são relativamente estáveis quando os pesos refletem a importância real dos critérios. Algumas alternativas mantêm-se consistentemente entre as melhores e outras entre as piores, independentemente da configuração. Apenas quando se distorce deliberadamente a hierarquia de importância dos critérios é que se obtêm mudanças radicais no ranking final.

Como a metodologia poderia incorporar fatores econômicos dinâmicos (p. ex. volatilidade de preço horário, margens de prestação de serviços ancilares) para refinar o critério “custo médio de armazenamento” e priorizar projetos financeiramente mais competitivos a longo prazo?

Por se tratar de um método multicritério, é possível adicionar (ou eliminar) critérios na tomada de decisão. Assim, é possível incorporar outros fatores econômicos de forma prospectiva. Esses resultados podem alimentar o método multicritério seja considerando como novos critérios econômicos, ou seja, critérios adicionais, permitindo comparar alternativas de forma relativa, ou atribuir um único critério que considere diferentes fatores econômicos. Na primeira opção, é possível identificar o comportamento das diferentes alternativas frente a cada fator econômico considerado, diferentemente da segunda opção, que agrupa estas informações em

um único índice (um único critério). Assim, conseguimos priorizar projetos não apenas pelo custo médio, mas também pela robustez financeira, o que torna a escolha mais consistente a longo prazo.

Conforme abordado na definição de critérios de exclusão. Qual o embasamento para se adotar a distância máxima de 20 km entre o reservatório e a usina hidrelétrica? Existem dados ou estudos técnicos X econômicos que validam a distância máxima sugerida?

No nosso estudo, adotamos um limite máximo de 20 km entre os reservatórios superior e inferior para triagem de alternativas em usinas hidrelétricas reversíveis. Embora estudos técnicos recomendem distâncias menores para otimizar eficiência hidráulica, a utilização de 20 km permite maior flexibilidade na escolha de alternativas, especialmente em um método multicritério que explora dados secundários. Essa escolha é respaldada por estudos do JRC (Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage), que avaliaram o potencial teórico de UHRs na Europa considerando distâncias de até 20 km, mostrando que é possível identificar locais com aproveitamento hidráulico viável sem comprometer significativamente o potencial de armazenamento.

Essa abordagem permite maior flexibilidade na exploração de dados secundários e no método multicritério, sem restringir prematuramente alternativas que possam ser viáveis do ponto de vista técnico e econômico. O limite de 20 km é tratado como critérios de triagem preliminar, podendo ser refinado posteriormente em análises detalhadas de engenharia.

Título - Roadmap para Inserção de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) na Matriz Energética Brasileira

Entidade(s) - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

Autor(es) - Ronaldo Antonio de Souza, Caio Monteiro Leocadio, Patrícia Asfor Parente, André Makishi

Resumo

O crescente protagonismo das fontes renováveis não controláveis, como solar e eólica, tem gerado desafios significativos para o sistema elétrico brasileiro, sobretudo no que tange à necessidade de flexibilidade e capacidade de armazenamento de energia. Em resposta a esses desafios, este artigo propõe um roadmap para a inserção de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) no Brasil. O estudo busca traçar um panorama completo dos aspectos técnicos, regulatórios, econômicos e ambientais necessários para viabilizar essas usinas, que podem desempenhar um papel estratégico no atendimento aos requisitos do sistema elétrico.

As UHR operam bombeando água de um reservatório inferior para um superior em momentos de baixa demanda de energia, gerando eletricidade quando a água retorna ao reservatório inferior durante os picos de consumo. Essa tecnologia já é amplamente utilizada em diversos países e oferece vantagens significativas em termos de capacidade de armazenamento e flexibilidade operativa, sendo uma solução robusta e eficiente para a diversificação da matriz elétrica brasileira. Além de contribuir para aumentar a participação de fontes renováveis na matriz elétrica reduzindo seu curtailment e garantindo a segurança do sistema contra interrupções.

O artigo irá abordar o contexto e oportunidades para UHR; estado da arte da

tecnologia; mapeamento do potencial brasileiro (estudos preliminares de inventários realizados por instituições, estudos desenvolvidos por meio de P&Ds); custos de implementação; aspectos socioambientais; aspectos regulatórios e modalidade de outorga (legislação atual e como ela se aplica às UHR, modalidades de outorga, desafios e discussões em curso); produtos, serviços e empilhamento de receita (produtos e serviços que UHR podem ofertar, formas de contratação e remuneração). O trabalho também identifica as barreiras e oportunidades para a implementação dessa tecnologia no país, além de propor estratégias para a viabilização de projetos-piloto e seu escalonamento.

O roadmap foi elaborado com base em estudos técnicos e regulatórios, levando em consideração fatores econômicos (CAPEX e OPEX), impactos socioambientais e o arcabouço regulatório brasileiro. Dados comparativos internacionais foram usados para mapear tendências de custos e identificar as melhores práticas em mercados já estabelecidos.

Os resultados do estudo apontam que, apesar do grande potencial das UHR no Brasil, sua implementação enfrenta ainda amplos desafios, especialmente no que se refere a barreiras regulatórias e socioambientais. O marco regulatório atual não contempla adequadamente as UHR, demandando adaptações que incluam essas usinas no processo de outorga e nos critérios de uso da rede elétrica e seus custos associados. Além disso, os custos de implementação, embora elevados, podem ser mitigados com economias de escala em projetos maiores.

Outro ponto relevante são as implicações ambientais. O licenciamento de UHR deve considerar o impacto local, com destaque para as usinas de ciclo fechado, que minimizam os efeitos sobre corpos d'água naturais. As UHR também podem se integrar ao uso múltiplo da água, contribuindo para o abastecimento urbano e o controle de cheias.

O estudo sugere que a implementação inicial de UHR no Brasil deve se dar por meio de projetos-piloto, que serviriam para validar tanto as questões tecnológicas quanto as econômicas e regulatórias. Estudos preliminares já identificaram potenciais locais no Rio de Janeiro e São Paulo, com base em características geográficas e socioambientais favoráveis.

Além disso, mecanismos de remuneração adequados, como contratos de longo prazo e participação em mercados de capacidade, serão cruciais para garantir a viabilidade econômica das UHR. A experiência internacional mostra que a remuneração por capacidade e flexibilidade pode tornar esses projetos financeiramente atrativos, principalmente em mercados com alta penetração de renováveis.

As UHR representam uma solução estratégica para o futuro energético do Brasil, oferecendo atributos importantes para a segurança sistêmica, como sua capacidade de armazenamento e possibilidade de prestar serviços de potência (capacidade) e flexibilidade. Contudo, sua implementação depende de avanços regulatórios, um planejamento cuidadoso e a criação de modelos de negócio que incentivem a adoção dessa tecnologia. O estudo permitirá ainda o aprofundamento dessas discussões, além de estimular o interesse de investidores e formuladores de políticas públicas para viabilizar os primeiros projetos de UHR no Brasil.

Perguntas e Respostas

Qual etapa do roadmap regulatório (outorga, tarifação da rede ou mercado de capacidade) consideram mais crítica para destravar o primeiro projeto-piloto e por quê?

Apesar dos 3 aspectos (outorga, tarifação da rede ou mercado de capacidade) necessitarem de definições e detalhamento regulatório que passam por caminhos críticos, a outorga é a etapa mais crítica. Sendo a escolha entre a outorga por autorização ou concessão com licitação para projetos de ciclo fechado ou ciclo semiaberto, provavelmente, o mais crítico entre os três. A autorização sem licitação permite a emissão mais célere da outorga, cujo rito processual já se encontra consolidado no âmbito da ANEEL. As de ciclo fechado por possuírem menores impactos poderiam se enquadrar melhor em uma autorização. No entanto, as UHRs são empreendimentos de porte e interferem na operação das cascatas. As de ciclo semiaberto possuem aspectos operacionais mais complexos junto à cascata em que irão se inserir. Seria necessário também alteração legal, haja vista que a lei define o regime de outorga de hidrelétricas e não distingue reversíveis de hidrelétricas tradicionais, além de alteração legislativa em razão do uso do bem público. Em relação às UHRs de ciclo semifechado concebidas a partir de UHE existente, há impacto no reservatório da UHE (inferior) no período de enchimento do reservatório superior.

Outras questões importantes a respeito da definição do tipo de outorga se referem para usinas de ciclo semifechado, se o reservatório inferior seria um novo barramento em um trecho de rio ou iria aproveitar um reservatório de uma UHE já existente? Sendo esta segunda opção, de que forma seria dividido o reservatório entre a UHE convencional e a UHR? Seria do mesmo proprietário?

O tamanho dos reservatórios superior e inferior é um aspecto relevante para questões relacionadas ao uso e disponibilidade dos recursos hídricos, impactos socioambientais provocados pelo barramento e área alagada, utilização e operação das usinas a jusante na cascata, dentre outros que precisam ser detalhados.

Para as UHRs de ciclo fechado não se observa o uso de bem da união por esses empreendimentos, visto que são criados reservatórios artificiais isolados de rios e a UHR passa a operar entre eles, não sendo necessário atendimento ao aproveitamento ótimo do potencial hidráulico. Logo, esses empreendimentos poderiam ser autorizados de forma simplificada, conforme é feito no caso das demais fontes renováveis.

Constata-se que, no caso de ciclo semifechado, há a necessidade de se realizar maiores discussões, visto que esses empreendimentos estão ligados a uma bacia hidrográfica e sua exploração pode ser classificada como uso de bem da união, da mesma forma como ocorre no caso de usinas hidrelétricas convencionais.

Diante da queda dos custos de baterias de íon-lítio e da entrada de soluções de hidrogênio, quais cenários de preço e política tornam as UHRs ainda competitivas no horizonte 2035-2045? Ou você enxerga as tecnologias como não mutuamente excludentes?

As tecnologias não são mutuamente excludentes. As UHRs são uma tecnologia madura a nível mundial, amplamente testadas se comparadas às baterias e ao hidrogênio. Em relação aos preços, apesar das baterias possuírem preços mais competitivos no curto prazo, as UHRs possuem maior duração na geração (descarga), além do atendimento diário à ponta do sistema, as UHRs podem realizar o atendimento intradiário, ou seja, podem atender aos requisitos de capacidade e flexibilidade por períodos mais longos, podem armazenar por períodos mais longos. Os reservatórios de armazenamento das UHRs podem auxiliar outras UHEs de uma cascata em períodos de hidrologia mais crítica.

No caso do hidrogênio, ainda se trata de uma tecnologia de custo mais elevado que as UHRs e que tem o seu desenvolvimento no Brasil com ligação direta ao desenvolvimento das eólicas offshore para produção e exportação. Para sua conexão a rede elétrica, será necessário reforços.

Sob o ponto de vista regulatório, qual o maior desafio para a inserção de usinas reversíveis no Sistema Elétrico Brasileiro?

Sob o ponto de vista regulatório, é importante a criação de mercado competitivo para a negociação do produto capacidade de potência, assim como, novos mercados para a comercialização da oferta de flexibilidade de potência e serviços ancilares pelas UHRs, possibilitando assim, o empilhamento de receitas por esta tecnologia. Além da definição da outorga das UHRs, se concessão ou autorização. A gestão do recurso por parte do operador é outro ponto importante que merece destaque, em especial para UHRs de ciclo aberto ou semiaberto em decorrência da sua interação com os outros ativos da cascata.

Título - Incentivos Regulatórios e Econômicos para Usinas Reversíveis: um Panorama Internacional para Aplicação no Brasil

Entidade(s) - PSR Soluções e Consultoria em Energia Ltda

Autor(es) - Fernanda Infante de Castro Thompson, THAIS LENUZZA DE OLIVEIRA SOBROSA, Luiz Rodolpho Sauret Cavalcanti de Albuquerque

Resumo

As Usinas Reversíveis (URs) são sistemas de armazenamento hidráulico por bombeamento, capazes de armazenar energia para ser liberada em momentos de pico, funcionando como baterias d'água. Comparadas a outras tecnologias de armazenamento, as Usinas Reversíveis podem ser mais econômicas, especialmente para armazenamento de longa duração. São alternativa sustentável e de baixo impacto ambiental para a realização do balanceamento de rede, oferecendo ao operador atributos como flexibilidade, capacidade e serviços ancilares.

À medida que a participação de fontes renováveis variáveis aumenta, o sistema elétrico passa a ter maior intermitência e incerteza na geração. Nesse contexto, diversos países utilizam as Usinas Reversíveis como recurso essencial ao gerenciamento da carga do sistema para atingir as metas de transição energética estabelecidas.

No entanto, apesar de ser uma tecnologia madura em diversos países, o Brasil não tem nenhuma Reversível na sua matriz elétrica. Isso é consequência de algumas questões que se apresentam como barreiras para o desenvolvimento dessa tecnologia, dentre as quais destaca-se a ausência de mecanismos de remuneração e a falta de previsão regulatória.

Assim, o artigo irá apresentar um panorama internacional da promoção do desenvolvimento desta fonte, seja através de incentivos regulatórios, possibilitando o empilhamento de receitas com fornecimento de capacidade, serviços ancilares, entre outros, ou até mesmo a partir de incentivos financeiros diretos. Esta análise é fundamental para extrair aprendizados para o caso brasileiro.

Para seleção das experiências a serem analisadas, utilizou-se critérios específicos como o rápido crescimento de geração eólica e solar, a capacidade de Usinas Reversíveis atualmente em operação e/ou em construção e a presença de políticas voltadas a promoção da tecnologia. Foram selecionados cinco países:

China, líder global em capacidade instalada dessa fonte, as Usinas Reversíveis são remuneradas por um sistema de tarifas-binárias, compostas por duas componentes: uma tarifa por capacidade e outra por energia.

Estados Unidos, mercados de capacidade, serviços ancilares e flexibilidade estabelecidos permitem que as Usinas Reversíveis se beneficiem de preços mais granulares e sejam compensadas pelos atributos que fornecem ao sistema.

Índia, a demanda por flexibilidade impulsionou diversas regulações que buscam facilitar o desenvolvimento das reversíveis, incluindo definição de quota de contratação de distribuidoras e previsão de financiamento.

Espanha e Portugal são exemplos de países que implementaram incentivos financeiros diretos para desenvolvimento de reversíveis, que são remuneradas através de arbitragem de preços e mercados de serviços ancilares.

No Brasil, o tratamento estrutural das Usinas Reversíveis faz parte do roadmap proposto para tratamento regulatório de sistemas de armazenamento. Entretanto, enquanto essa frente se encontra estagnada, é possível que a viabilização se dê por meio de desenho de arcabouço regulatório limitado e específico.

As experiências analisadas ressaltam que o foco principal das Usinas Reversíveis não é gerar energia como uma hidrelétrica normal, mas sim suprir o sistema de outros serviços, cada vez mais requisitados. Dentre eles, destacam-se o fornecimento de flexibilidade, serviços ancilares, capacidade, arbitragem de preços e gestão da rede de transmissão. Mesmo em países que implementaram incentivos financeiros diretos, a participação nesses mercados se mostra importante fator na sustentabilidade dos projetos de Usinas Reversíveis no longo prazo.

Perguntas e Respostas

Nos estudos de caso internacionais, que requisitos de licenciamento facilitaram a conversão de reservatórios existentes em URs e como eles poderiam ser incorporados às normas brasileiras?

Nas experiências internacionais, a conversão de usinas existentes em reversíveis é incentivada por processos de licenciamento facilitados. Na Espanha, por exemplo, não é necessária uma nova licença para a modificação de hidrelétricas já existentes. Para o contexto brasileiro, elementos que reconheçam o reaproveitamento de infraestrutura existente e licenciamento ambiental simplificado para áreas já impactadas poderiam ser incorporadas por meio de diretrizes regulatórias que tratam de armazenamento.

Seria possível replicar no SIN uma tarifa por capacidade semelhante à chinesa sem alterar profundamente o atual modelo de comercialização? Que ajustes regulatórios seriam imprescindíveis?

Algo semelhante já está sendo contemplado no modelo brasileiro por meio dos leilões de reserva de capacidade, que prevê a participação de térmicas e hidrelétricas. Neste certame, os agentes são remunerados por disponibilidade e são proprietários da energia gerada, podendo comercializá-la a seu critério. Portanto, seria possível implementar uma tarifa por capacidade semelhante ao existente na China sem alterar profundamente o modelo atual, através da ampliação da participação nos leilões de reserva de capacidade para usinas reversíveis.

Após a consulta pública ANEEL 39/2023 e Nota Técnica 266/2024, quais seriam os próximos passos para a implantação de um arcabouço regulatório voltado para usinas reversíveis?

Após a Consulta Pública ANEEL 39/2023 e a Nota Técnica 266/2024, os próximos passos para a implantação de um arcabouço regulatório voltado para usinas reversíveis seria a consolidação das contribuições recebidas na segunda fase da consulta pública. Em seguida, faz-se necessária a elaboração de uma proposta normativa formal, que deve ser publicada para ter validade.

Título - Operação em velocidade variável para a mitigação da operação em regime cavitante na UHE Tucuruí

Entidade(s) - CENTRAIS ELETRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A, Associação Parque de Tecnologia do Lago de Tucuruí, CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA ELETROBRAS, Universidade Federal do Pará

Autor(es) - Gilton Carlos de Andrade Furtado, Davi Edson Sales e Souza, Rodolfo Vitorino Correia Ramalho, Angelo Torres Madureira, Tiago Machado Wanzeler, André Luiz Amarante Mesquita

Resumo

A busca por fontes de energia mais limpas e sustentáveis é responsável por impulsionar a absorção de energias renováveis em sistemas de geração de eletricidade. No entanto, essa transição vem com seu próprio conjunto de desafios, entre eles a variabilidade na produção de energia, através de fontes intermitentes e não despacháveis, como a energia solar e energia eólica. Essa variação de potência diária, exige que as usinas hidrelétricas com reservatórios de acumulação ajustem constantemente a operação das unidades, conduzindo-as, quando em carga parcial, para zonas de cavitação. Por outro lado, o ajuste demandado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) conduz também a um excessivo número de partidas e paradas. Durante os ajustes de carga, embora o tempo de passagem por zonas proibidas de operação, com as cavitantes, quando estas manobras são combinadas com um elevado número de partidas e paradas, este tempo passa a ser representativo. O tempo de operação da turbina em zonas não indicadas na curva de colina leva naturalmente ao surgimento de pulsações de pressão, ruídos, que contribuem diretamente para desgastes, folgas, quebras e desgastes em geral, reduzindo a confiabilidade operacional, vida útil dos equipamentos e a disponibilidade da função geração. Este transiente é objeto de pesquisas atuais e no presente trabalho será realizado a contabilização deste tempo, no caso da Casa de Força I da UHE Tucuruí.

Uma possível adaptação que pode ser feita para mitigar esses efeitos é atualizar as usinas antigas para que possam operar em velocidade variável. Unidades geradoras em velocidade variável permitem o ajuste da rotação conforme a demanda, mantendo eficiência em diferentes condições de fluxo e carga. Essa flexibilidade reduz a incidência de cavitação em carga parcial, o que diminui o desgaste e prolonga a vida útil do rotor. Além disso, a resposta rápida às variações na demanda facilita a estabilidade da rede e evita picos de torque e vibrações, reduzindo a sobrecarga mecânica e aumentando a confiabilidade do sistema. Isso é obtido pelo uso de um algoritmo de redistribuição de potência para ajustar a velocidade de rotação das turbinas ao ponto ideal, minimizando a incidência de cavitação. Esse algoritmo também permite que mais energia seja produzida utilizando menos vazão afluente, devido aos ganhos de eficiência que a máquina obtém.

Para geradores existentes, a tecnologia atual de mercado permite a transformação para velocidade variável com conversores de potências de no máximo 100 MW. Porém, há estudos para potência de 400 MW. Os resultados obtidos até agora permitem a conclusão otimista de que estes conversores podem funcionar em faixa de operação de 350 MW a 390MW, como as da UHE Tucuruí.

Assim, foi realizada a identificação da zona de cavitação e de sua intensidade erosiva pelos parâmetros hidráulicos e de informações da literatura. Em seguida aplicou-se um algoritmo para obter a mesma potência demandada pelo sistema para o total de máquinas em operação, porém com cada máquina fora da zona de cavitação agressiva. A partir de um determinado período de operação com os dados do sistema, determinou-se então o ganho em manutenção de máquina para fins de correção de perfil por ação da cavitação.

Perguntas e Respostas

Qual é a estimativa de investimento necessário (conversores, controles, estudos de estabilidade) para implementar VSO em Tucuruí e qual seria o tempo de retorno considerando redução de OPEX e indisponibilidade?

Para esta análise não foi prevista etapa de análise econômica financeira, mas apenas escopo técnico da viabilidade e aspectos operacionais. Já existem algumas aplicações em nível industrial nos EUA e Europa, mas como as usinas têm suas características o nível de investimento de cada caso pode não representar a realidade do estudo de caso deste artigo.

Apesar dos benefícios apresentados no trabalho, avaliou-se a viabilidade técnica e econômica da implementação da rotação variável na usina em estudo?

Para esta análise não foi prevista etapa de análise econômica financeira, mas apenas escopo técnico da viabilidade e aspectos operacionais. Já existem algumas aplicações em nível industrial nos EUA e Europa, mas como as usinas têm suas características o nível de investimento de cada caso pode não representar a realidade do estudo de caso deste artigo.

Quais são os principais obstáculos econômicos e tecnológicos que dificultam a adoção da operação em velocidade variável nas UHE Tucuruí?

Os principais obstáculos à adoção da operação em velocidade variável na UHE Tucuruí estão ligados tanto a questões tecnológicas quanto econômicas. Do ponto de vista técnico, a implementação exigiria o uso de conversores de potência de grande porte, como MMCs, cuja aplicação em máquinas de alta potência ainda apresenta desafios e demandaria adaptações estruturais significativas na usina. Já no aspecto econômico, os custos de projeto, instalação e integração desses sistemas são elevados, além da necessidade de estudos adicionais para definir a quantidade ótima de unidades a serem convertidas e avaliar impactos na confiabilidade, aquecimento e sistemas de proteção das máquinas.

Título - OS GRANDES DESAFIOS PARA EXPANSÃO DAS USINAS REVERSÍVEIS APLICANDO UMA SOLUÇÃO CONJUGADA COM COMPENSADORES SÍNCRONOS NO BRASIL

Entidade(s) - Voith Hydro Ltda.

Autor(es) - Rafael Segantin Lacerda, Ricardo Poloni Lee, Rafael Acedo Lopes

Resumo

Com a matriz elétrica brasileira passando por um importante momento de transformação impulsionado pelo aumento das fontes renováveis intermitentes, o armazenamento de energia é uma peça-chave para permitir a expansão do uso de fontes de energia como a solar e a eólica. A demanda pela conversão da matriz energética global para uma matriz limpa e renovável deixa de ser um desejo e passa a ser uma necessidade diante dos impactos ambientais, econômicos e sociais das fontes tradicionais de energia.

Dentre os meios de armazenamento de energia de médio e longo prazos, o que mais se destaca e é alvo de muitos estudos é o bombeamento de água para reservatórios de usinas hidrelétricas com o uso de energia solar e eólica. Este tipo de sistema emprega usinas hidrelétricas reversíveis associadas a fontes de energia solar ou eólica, podendo operar com a fonte solar de duas formas distintas: híbrida (com despacho de energia solar para a rede) ou exclusiva (solar somente para bombeamento). Uma usina hidrelétrica híbrida é aquela em que a energia solar é utilizada para complementar a geração da usina hidrelétrica e, se necessário (cenário de alta penetração e excedente de energia solar), utilizar sua energia para bombear água para o reservatório. Já a energia solar exclusiva para bombeamento não tem conexão direta com a rede de distribuição, sendo utilizada somente para bombear a água, com a vantagem de ter implementação mais barata e simples. O armazenamento com bombeamento de água está disponível em grande escala e pode permitir a penetração massiva das fontes solar e eólica nos sistemas elétricos. No lugar de despachar a energia de forma intermitente para a rede, armazena-se a energia nas baterias hidráulicas para posterior utilização, conforme a demanda.

Usinas hidrelétricas reversíveis já são realidade em muitos países, inclusive no Brasil. Em 2019, segundo a IEA (International Energy Agency, Agência Internacional de Energia), o mundo já contava com 127 GW de usinas hidrelétricas reversíveis, o que representava 99% de toda a potência global de armazenamento. O mesmo órgão prevê que em 2050 devemos chegar a 309 GW de potência em usinas hidrelétricas reversíveis associadas a fontes renováveis. Hoje o mundo conta com 1267 GW de usinas hidrelétricas tradicionais, sem reversibilidade. O Brasil é referência mundial em usinas hidrelétricas, com participação elevada dessa fonte em sua matriz energética, em torno de 60%. Mesmo com expertise na área, o país possui poucas usinas hidrelétricas reversíveis e levantamentos recentes mostram que, tanto em quantidade quanto em potência, o país se encontra atrasado no uso desse tipo de armazenamento. Adicionalmente, tal fato se torna ainda mais relevante com a possibilidade da aplicação de uma solução de engenharia que venha a conjugar a aplicação de uma usina hidrelétrica reversível com compensadores síncronos.

Um compensador síncrono é um equipamento de extrema importância para o SIN, pois regula a tensão e a potência em subestações de energia elétrica. Ele funciona absorvendo ou fornecendo potência reativa ao sistema, dependendo da demanda. Um setor de energia dominado por recursos renováveis é fundamental para a transição global para a energia sustentável. No entanto, as mudanças no mix de geração por conta dos volumes crescentes de geração de energia renovável amplamente distribuída e intermitente, juntamente com a eliminação progressiva de recursos movidos a combustíveis fósseis, está criando um grande desafio para os operadores do sistema que precisam garantir sistemas de transmissão e distribuição estáveis, confiáveis e seguros.

Diante desses fatos, a implementação de usinas que venham conjugar a aplicação

da solução de uma usina hidrelétrica reversível com compensadores síncronos contribui significativamente para os aspectos de segurança, sustentabilidade e retorno econômico, agregando valor ao processo de transmissão e geração de energia elétrica para as décadas futuras. Para o sucesso dessa solução quatro atividades são primordiais: a) Soluções de engenharia utilizando novos materiais de alta resistência; b) Projetos com conceito de módulos; c) Experiente time de produção para montagem; d) Planejamento e instalação impecável incluindo a realização dos testes funcionais, garantido a segurança, qualidade e pontualidade no cumprimento dos prazos.

Com esse trabalho, a Voith Hydro e a Eletrobrás visam compartilhar com a comunidade de produção e transmissão de energia elétrica os principais conceitos para implementações de soluções conjugadas de usinas hidrelétricas reversíveis com compensadores síncronos.

Perguntas e Respostas

Modelagem econômica – Que estrutura de remuneração (p. ex., contratos por disponibilidade, pagamentos por serviços ancilares ou “capacity payments”) vocês consideram mais adequada para tornar UHRs financeiramente competitivas dentro do atual mercado brasileiro de energia?

No Brasil UHRs (Usinas Hidrelétricas Reversíveis) se tornam viáveis quando operam em equilíbrio financeiro tendo acumulo de receitas (Revenue Stacking). Pode-se sugerir como estrutura de remuneração mais adequada a combinação de três pilares:

1. Receita fixa de potência - Participação nos leilões de Reserva de Capacidade (CRCAP) para vender disponibilidade de potência por longo prazo.
2. Receita variável de mercado (arbitragem com PLD horário) – Operar nos modos “carregar barato / gerar caro”, capturando spreads intra-diários e sazonais do PLD horário. UHRs têm rampas rápidas e alta eficiência no modo geração, maximizando esse valor quando há volatilidade de preço.
3. Remuneração por serviços ancilares e flexibilidade – Contratos (regulados ou bilaterais) para regulação de frequência, reserva rápida, partida no vazio, controle de tensão etc. Ações para caracterizar os serviços de armazenamento e retirar barreiras tem avançado, onde também, a definição e a contratação desses produtos estão em evolução e tendem a criar receitas para UHRs.

Prioridades tecnológicas – Entre as configurações de máquina (velocidade variável, arranjo ternário, turbinas Deriaz), qual delas oferece a melhor relação custo-benefício para as condições hidráulicas e de carga típicas do Brasil, e por quê?

Planos de implantação – Há estudos de inventário ou projetos-piloto em andamento que contemplem a co-localização de UHRs e compensadores síncronos em uma mesma instalação? Quais barreiras técnicas ou regulatórias ainda impedem a materialização desses projetos?

Temos atualmente vários estudos, projetos e roadmaps sobre Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) no Brasil e, separadamente, contratos já instalados de vários compensadores síncronos no SIN.

Hoje há desenvolvimentos paralelos em UHR como opção de armazenamento e compensadores síncronos como solução de estabilidade, todavia, ainda não há divulgação oficial de um projeto-piloto claramente descrito como “co-localização UHR + compensador síncrono”.

As UHRs produzem potência ativa rapidamente e se a mesma unidade ou instalação puder também prover potência reativa e inércia rotacional (via modo compensador síncrono), a flexibilidade e o suporte local ao sistema aumentam (melhor controle de tensão, resposta dinâmica). Isso é muito atraente em regiões com alta penetração solar /eólica, pois desta forma, torna-se possível a aplicação da abordagem conceitual onde os compensadores síncronos e as UHRs proporcionam a estabilidade da rede.

Pode-se indicar como as principais barreiras técnicas os seguintes aspectos:

- a) Arquitetura eletromecânica e controle
- b) Compatibilidade dinâmica e coordenação de proteção
- c) Desgaste mecânico
- d) Espaço físico e subestação

Com relação as principais barreiras regulatórias, os seguintes aspectos podem ser apontados:

- a) Remuneração e produtos de mercado
- b) Licenciamento ambiental e de uso de água
- c) Regulação específica para armazenamento
- d) Contratos de longo prazo e garantias

No item 5.0 foi informado que o conversor do sistema de excitação de uma máquina de rotação variável é 25 vezes mais potente que de uma máquina síncrona. Qual o motivo desta diferença?

Inicialmente se faz necessário salientar que a diferença na potência necessária para o sistema de excitação entre uma máquina de rotação variável e uma máquina síncrona convencional conectada diretamente à rede está relacionada principalmente ao controle do fluxo magnético e à necessidade de resposta dinâmica do sistema de excitação.

Numa máquina de rotação variável controlada por conversor, o sistema de excitação não serve apenas para manter o fluxo, mas também, para controlar dinamicamente o torque, tensão e fator de potência em tempo real, exigindo muito mais potência e banda passante.

i) Na máquina síncrona clássica, o campo é quase constante, ou seja, excitação lenta e de baixa potência.

ii) Já na máquina controlada eletronicamente, o campo precisa variar rapidamente para atender comandos de torque e tensão e nesse caso, o conversor precisa fornecer correntes de magnetização muito maiores e mais rápidas.

No item 5.0 foi informado que o conversor do sistema de excitação de uma máquina de rotação variável é 25 vezes mais potente que de uma máquina síncrona. Qual o motivo desta diferença?

No item 5.0 foi informado que o conversor do sistema de excitação de uma máquina de rotação variável é 25 vezes mais potente que de uma máquina síncrona. Qual o motivo desta diferença?

Título - Digitalização e Modernização do Sistema de Resfriamento das Unidades Geradoras da UHE Tucuruí - Sistema de Resfriamento Inteligente - SiRI

Entidade(s) - CENTRAIS ELETRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A, Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial, Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (SENAI), CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA ELETROBRAS

Autor(es) - Eduardo Fontes Silveira, Adriano Reis Lucheta, Railson Oliveira de Mendonça, Camila Corassa de Ávila, LILIAN MORAES DE OLIVEIRA, RUAN FELIX DOS SANTOS BRASIL, Davi Muniz da Silva, Christhian Henrique Gomes Fonseca

Resumo

O projeto tem como base um P&D executado em conjunto com o SENAI, e tem por objetivo a modernização e a digitalização do sistema de resfriamento da UHE de Tucuruí, com capacidade geradora instalada de 8.535 MW, a segunda maior usina hidrelétrica brasileira. Nas usinas hidroelétricas, o superaquecimento dos ativos pode resultar em um elevado número de desligamentos forçados, além da redução da geração, desgaste prematuro dos equipamentos e abreviação no intervalo de manutenção.

O sistema possuía monitoramento deficitário da temperatura, vazão e pressão da água circulante, prejudicando a gestão e intervenções em situações de aquecimento excessivo dos ativos de geração, colocando os equipamentos em risco. Em 2023, apenas para limpeza mecânica emergencial dos trocadores de calor, tubulações, válvulas e filtros, por conta de superaquecimento, foram contabilizadas 1.179 horas de manutenção corretiva. Dessa forma, a perda de receita estimada para essas intervenções, considerando uma média entre PLD e TEO de R\$ 93 MW/h, foi de aproximadamente 28 milhões de reais.

O projeto compreendeu a instrumentação de uma malha, com a instalação de 150 novos sensores conectados a um sistema supervisor, disposta em pontos críticos ao longo do sistema de resfriamento de duas unidades geradoras. Os dados provenientes desses sensores serão armazenados e organizados em uma base histórica, que possibilita a identificação de padrões operacionais, previsão falhas iminentes e implementação de manutenções preditivas. A partir desses dados foi desenvolvido um sistema automatizado de diagnóstico, dotado de inteligência artificial, para auxiliar a tomada de decisão do operador, evitando o superaquecimento dos ativos. Esse sistema foi devidamente registrado no INPI.

O projeto compreendeu ainda o aprimoramento da qualidade da água de resfriamento por meio da automação dos sistemas de autolimpeza dos filtros e centrais de injeção de cloro, bem como do monitoramento da qualidade da água e das causas de incrustações nas tubulações. Outrossim, foi realizado o monitoramento da densidade larval do mexilhão dourado em águas abertas e no

sistema de resfriamento da UHE de Tucuruí, permitindo a implementação rápida de medidas de controle, bem como a redução de custos com produtos químicos.

Como o sistema de resfriamento da UHE de Tucuruí possui características intrínsecas ao projeto e ao tempo de operação (idade dos componentes e situação/ tipo de contaminantes e oxidantes dentro das tubulações e trocadores de calor), ressalta-se a originalidade do projeto. A escolha e parametrização do modelo de inteligência artificial, bem como o desenvolvimento do hardware e software para atender às necessidades do sistema também caracterizam o projeto como inovador. Dessa forma, a gestão inteligente dos ativos permitiu o aumento da disponibilidade, da extensão da vida útil e melhorias na operação e desempenho.

A implementação atendeu inicialmente duas unidades geradoras, o que permitiu ao operador maior controle e conhecimento do processo de trocas térmicas nos sistemas atendidos, resultando num monitoramento eletrônico, que era inexistente, além da implantação do processo de ajuste e controle automático inteligente na dosagem de cloro e sua medição em vários pontos estratégicos nesse circuito. O desenvolvimento incluiu ainda técnicas de inteligência computacional utilizadas para a identificação de qualquer desvio da condição normal de operação dos equipamentos, além de serem capazes de disparar alertas ou auxiliar o operador na tomada de decisão mais assertiva.

Outrossim, como os impactos da colonização pelo mexilhão dourado são alarmantes tanto ambientalmente quanto economicamente, a quantificação de larvas é fundamental para entender a dinâmica reprodutiva, monitorar o crescimento populacional, acompanhar o recrutamento dos substratos e definir e avaliar os métodos de controle. Nesse sentido, foi realizado um plano de monitoramento molecular para determinação da quantidade de DNA larval, considerando a influência da variabilidade ambiental induzida por fatores físicos (como temperatura e cor da água) e químicos (como pH, condutividade elétrica, oxigênio dissolvido e turbidez, tratamento químico).

O orçamento do projeto foi de R\$ 16.434.651,74, sendo os maiores custos associados a materiais permanentes. Considerando o custo evitado com paradas de manutenção o VPL desse projeto é de 80,5 milhões, demonstrando a total viabilidade alcançada. Além disso, o projeto tem aplicação imediata nas outras unidades geradoras da UHE de Tucuruí, seguida das usinas Eletronorte de Samuel, Curuá Una e Coaracy e depois de qualquer UHE que deseje monitorar adequadamente seu sistema de resfriamento e reduzir seus custos de manutenção.

Perguntas e Respostas

Qual o custo total estimado da célula (robô + trilho + sistema HVOF) e qual seria o tempo de retorno considerando a redução de HH, de paradas programadas e de retrabalho em solda? Poderia comentar também sobre os ganhos em segurança industrial?

Quais adaptações seriam necessárias para aplicar o sistema em pás Francis, onde as geometrias são mais complexas e o acesso é ainda mais restrito?

Quais desafios apareceram ao treinar o Prophet com séries de temperatura de unidades diferentes (perfil térmico e operacional) e como pretendem ajustar o algoritmo ao escalar para todas as 20 UGHs?

Há métricas de redução no consumo de cloro ou outros biocidas após a automação da dosagem e do monitoramento larval? Como esses ganhos influenciam o payback além da diminuição de paradas?

Há métricas de redução no consumo de cloro ou outros biocidas após a automação da dosagem e do monitoramento larval? Como esses ganhos influenciam o payback além da diminuição de paradas?

Não existem métricas diretamente relacionadas a redução de consumo de cloro e outros biocidas aplicados, embora se acredite que após o treinamento da Inteligência Artificial, isso ocorrerá de forma natural. O que já pode ser detectado como avanço do projeto é o espaçamento entre as dosagens, que não diminuiu a quantidade de cloro aplicado, mas aumentou sua eficiência no combate ao mexilhão dourado.

Com relação ao payback, embora acredite-se que ocorrerá redução na utilização de biocidas e cloro, esse resultado será mais relevante em termos ambientais que econômicos, visto que esse resultado econômico é mínimo frente ao resultado econômico obtido com a redução da quantidade horas de máquinas geradoras paradas.

Quais desafios apareceram ao treinar o Prophet com séries de temperatura de unidades diferentes (perfil térmico e operacional) e como pretendem ajustar o algoritmo ao escalar para todas as 20 UGHs?

Em termos de perfil das séries com unidades diferentes, os desafios não foram tão críticos, visto que a evolução de crescimento em termos de tendência para superaquecimentos é lenta, sendo, portanto, possível capturar esse crescimento no horizonte que estipulamos, em princípio de 2 semanas posteriores. No entanto, houve desafios de qualidade dos dados obtidos no supervisório, com alguns dados faltantes. Apesar do sistema automatizado ser capaz de interpolar e preencher com IA alguns intervalos, busca-se melhorar a qualidade junto ao time dedicado a dados, nos Centros de Excelência da Eletrobras.

Quanto a operacionalização do sistema, este foi construído de modo a escalar para diversos pontos de medição, em todas as unidades geradoras, pois o treinamento dos modelos é feito de forma automatizada, utilizando as variáveis a disposição para cada subsistema de arrefecimento. Além disso, o sistema de IA possui um módulo de monitoramento de performances, que analisa o perfil de comportamento das variáveis, realizando o retreino dos modelos, por meio do julgamento da qualidade dos outputs fornecidos.

Após a implementação do sistema digitalizado de resfriamento em duas unidade geradoras, já existem dados suficientes que evidenciam a redução de eventos térmicos ou desligamentos forçados?

O sistema ainda está no início da operação, assim, não foi possível uma medição acurada das reduções de eventos ou desligamentos forçados até o momento, mas já há evidências empíricas da redução de eventos térmicos e melhora na eficiência na redução de tempo de pré-condição de parada de máquinas, indicando que muito em breve teremos o payback do valor aportado nesse P&D.

Título - Gestão da Informação e BIM: desafios e ROI da implementação corporativa na modernização de usinas da Eletrobras

Entidade(s) - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, AUTODESK DO BRASIL LTDA

Autor(es) - Vinicius Angelo dos Santos Prata, Fernanda Machado, MARCOS ANTONIO DOS SANTOS CAETANO

Resumo

A Eletrobras possui entre os principais desafios a modernização de seus ativos de Geração, que possuem idade média de quarenta anos. A modernização consiste em melhorar os indicadores de disponibilidade, confiabilidade, aumento da vida útil dos equipamentos das quarenta usinas hidrelétricas da carteira, as deixando nos níveis mais altos de desenvolvimento. Nesse âmbito, tendo em vista a exequibilidade e otimização de processos corporativos, de engenharia e gestão de ativos, adotou-se como estratégia a implantação da Modelagem da Informação da Construção (BIM) nos contratos e definiu-se um Ambiente Comum de Dados (CDE) para comunicação centralizada e colaboração entre as equipes compostas por mais de setecentas pessoas.

De acordo com a ISO 19650, BIM se refere ao uso de representações digitais compartilhadas de um ativo construído para facilitar os processos de projeto, construção e operação, permitindo formar uma base confiável de tomadas de decisão. Diante da evolução contínua do termo, trata-se da expressão atual da inovação digital na indústria da Construção e no ambiente construído. Por sua vez, o CDE é uma solução que permite a coleta, controle, gestão e análise de contêineres de informação, em um processo controlado e colaborativo. No viés tecnológico, o CDE auxilia fluxos de trabalho de produção, verificação, revisão e aprovação dos projetos do empreendimento, por facilitar a comunicação centralizada e possuir rastreabilidade das tomadas de decisão.

Este artigo tem como objetivo apresentar a implementação do BIM em contratos de modernização de usinas hidrelétricas e sua integração à gestão da informação no CDE – como resposta às lacunas do conhecimento no que tange à gestão de mudanças, fases de adoção, pontos críticos e retorno sobre o investimento em projetos brownfield. Seguindo a ISO 19650 e a Prática Recomendada NBR PR 1015, as contratações contemplaram os requisitos de informação corporativa da Eletrobras, requisitos de informação dos projetos e ativos e requisitos de trocas de informação para subsidiar como entregáveis o Modelo de Informação dos Projetos de Modernização e o Modelo de Informação dos Ativos.

O escopo da Modernização das Usinas de Paulo Afonso IV, Tucuruí, Itumbiara, Mascarenhas e Luiz Gonzaga abarcou a substituição dos sistemas de auxiliares elétricos, mecânicos, controle e proteção, geradores e rotores das turbinas. Nesse contexto, incluiu-se processos scan-to-BIM prevendo o escaneamento e digitalização das usinas e de equipamentos elétricos e mecânicos – para subsidiar os modelos digitais as-is e as-built e assegurar a atualização do banco de dados dos ativos. O vasto volume de informações produzidas ao longo da duração dos contratos é desafiador, cenário que estimulou a revisita dos processos de gestão para mitigar as deficiências e riscos existentes; a exemplo de controle de documentação, fluxo de processos, análise de projeto, acompanhamento de obras, e

preparação de as-built e entregáveis para alcançar maior eficiência na área de operação e manutenção da companhia.

A Autodesk Construction Cloud (ACC), como CDE da Engenharia de Geração da Eletrobras foi fundamental neste processo e ampliou a eficiência operacional à empresa. A ACC é uma plataforma baseada em nuvem, de armazenamento ilimitado, com acesso distribuído na Web e em dispositivos móveis, que atende às normas e oferece os recursos essenciais de gestão dos contratos – sejam tradicionais ou em BIM. Estabeleceu-se como premissas de implementação do CDE nas usinas supracitadas o gerenciamento de documentos, fluxos de aprovação de projetos executivos da modernização, atualizações e rastreabilidade das inspeções e tratamento de não-conformidades de qualidade. Ainda, tendo em vista as atividades de campo, implementou-se um módulo dedicado, voltado para a gestão de projetos, atas de reunião, relatórios diários de campo, registros da implantação, controle de cronograma e gestão de custos. Além da alta gestão, foram envolvidas as seguintes áreas de negócio para colaboração ativa e transformação cultural: engenharia aplicada, qualidade da geração, engenharia de implantação, gestão de projeto, operação e manutenção das usinas, e normativos de operação e manutenção.

O retorno sobre o investimento é significativo. Registrou-se mais de 89% de economia de tempo na aprovação de projetos, 467 mil reais de economia de custos em função de burocracia e emissões em papel, e 250 mil reais por ano em economia de contratação de softwares administrativos. Entende-se, como próximos passos, o desenvolvimento de gêmeos digitais integrados aos sistemas de monitoramento e gestão de ativos da Eletrobras.

Perguntas e Respostas

Quais indicadores financeiros e operacionais vocês pretendem acompanhar a longo prazo para comprovar economicamente o BIM/CDE (p. ex., redução de aditivos, ganhos de disponibilidade das usinas ou menor MTTR)?

Estamos acompanhando a redução de HH nas avaliações de projetos, redução de MTTR em função da criação dos gêmeos digitais, ganho de disponibilidade em função da integração com sistemas ERP da empresa e facilidade na obtenção das informações.

Há um roadmap para conectar o CDE a plataformas corporativas de gestão de ativos (EAM) ou a gêmeos digitais, e quais desafios de interoperabilidade vocês já identificaram?

Estamos trabalhando neste momento na criação de gêmeos digitais, estamos em fase de testes de comunicação de sensores das usinas com os modelos, incluindo a questão de cybersegurança.

O Grande desafio é conseguir estratificar o modelo a um nível onde não fique tão pesado para trabalhar diariamente e nem num nível tão alto que não seja possível captar as informações dos sensores de cada equipamento.

Do ponto de vista da segurança da informação, as ferramentas apresentadas possuem alguma vulnerabilidade? Em caso positivo, quais medidas devem ser adotadas para mitigá-las?

Todas essas informações são validadas pela cybersegurança da eletrobras. Pois como há comunicação de sensores e necessário estabelecer meios seguros para que não sejam vazados durante esta comunicação.

Título - ESTRATÉGIAS PARA AUMENTO DE CONFIABILIDADE E SUSTENTABILIDADE NA MODERNIZAÇÃO DE TURBINAS KAPLAN

Entidade(s) - Voith Hydro Ltda.

Autor(es) - Fernando Grou Kenig, Rafael Acedo Lopes, Edgardo César Balestieri

Resumo

As turbinas Kaplan são amplamente utilizadas para geração de energia elétrica a partir de quedas d'água de baixo e médio potencial. A principal característica dessas turbinas é a sua dupla regulação, composta pelas pás do rotor e pelas palhetas distribuidoras. Essa configuração permite o ajuste preciso da vazão e da direção da água que flui pela turbina, o que é crucial para otimizar o desempenho do sistema e maximizar a eficiência da turbina. A capacidade de ajustar essas duas variáveis simultaneamente confere à turbina Kaplan uma grande flexibilidade, tornando-a ideal para atender a variações nas condições de operação das usinas hidrelétricas, como alterações de carga e vazão.

Nos últimos anos, tem se observado uma mudança na operação das centrais hidrelétricas no Brasil, com um aumento na frequência de partidas e paradas diárias das unidades geradoras, bem como uma ampla variação nas demandas de carga, devido a crescente geração das fontes intermitentes. Esse cenário leva a um aumento na quantidade de ciclos de operação das turbinas, o que resulta em maiores exigências de desempenho e confiabilidade dos equipamentos, incluindo o mecanismo do rotor das turbinas Kaplan, especialmente no que diz respeito à resistência à fadiga e ao desgaste, tornando a avaliação das falhas e a implementação de soluções ainda mais urgentes.

Esse contexto tem levado a um número crescente de falhas no mecanismo do rotor Kaplan nos últimos anos. Essas falhas geralmente envolvem problemas de fadiga nos componentes críticos do mecanismo. O impacto dessas falhas é direto, afetando a disponibilidade das unidades geradoras e, conseqüentemente, a produção de energia, além de exigir elevados custos de manutenção e reparo.

Em relação ao dimensionamento e projeto das turbinas Kaplan, é fundamental que o novo espectro de operação, que inclui variações frequentes de carga, seja considerado na análise da resistência à fadiga dos componentes críticos. Em projetos tradicionais, as turbinas Kaplan foram dimensionadas para operar sob condições de carga constante. Contudo, o cenário atual exige uma revisão dessa abordagem. O aumento das flutuações de carga demanda novos critérios de projeto, que considerem o impacto cumulativo de esforços cíclicos sobre a durabilidade dos componentes.

Como recomendação, é imperativo que os projetos de turbinas Kaplan sejam revisados para incluir margens de segurança adicionais para fadiga, especialmente em componentes que estão sujeitos a esforços cíclicos constantes. O uso de materiais mais resistentes à fadiga e o aprimoramento dos processos de análise estrutural, com a adoção de modelos de fadiga mais precisos, devem ser priorizados. Além disso, a introdução de tecnologias de monitoramento em tempo real, como sensores de vibração e pressão, pode proporcionar uma detecção precoce de anomalias, evitando falhas catastróficas e melhorando a confiabilidade geral do sistema.

O objetivo deste trabalho é compartilhar boas práticas de engenharia que têm se mostrado eficazes na melhoria do desempenho e na prevenção de falhas nos mecanismos do rotor Kaplan. O foco é na importância do dimensionamento adequado dos componentes críticos com base em análises de fadiga aprimoradas e na utilização de materiais de alta resistência. Além disso, as práticas de manutenção preditiva e os sistemas de monitoramento de condições operacionais são tendências que devem ser cada vez mais incorporadas ao design das turbinas Kaplan, para garantir a operação de longo prazo e a redução de falhas inesperadas. A modernização das turbinas Kaplan, a avaliação criteriosa do projeto sob os aspectos operacionais, é decisivo para aumentar a confiabilidade e vida útil dos equipamentos. Tais iniciativas fortalecem a sustentabilidade do setor hidrelétrico e sua posição estratégica na matriz energética brasileira.

Perguntas e Respostas

Quais indicadores técnico-econômicos (idade, perfil de carga, histórico de falhas, custo evitado por indisponibilidade) os senhores sugerem para escolher entre a troca integral do rotor e a simples modificação do projeto original?

Recomendamos uma avaliação global dos benefícios da substituição completa do rotor Kaplan versus a reforma do mesmo. Entre os principais indicadores a serem considerados estão:

- Ganhos de rendimento obtidos com um rotor novo;
- Redução do tempo de intervenção na unidade;
- Possibilidade de ampliação ou modificação da faixa operativa;
- Histórico de falhas em unidades com projetos similares;
- Impacto no CAPEX e disponibilidade para intervenção.

Esses fatores, isolados ou combinados, podem justificar a substituição integral do rotor. Além disso, soluções híbridas, como a substituição do mecanismo e das pás mantendo o cubo, também podem ser consideradas. Outro aspecto importante é a substituição dos mecanismos imersos em óleo por versões a água, buscando melhor desempenho ambiental.

Quais desafios operacionais (vedação, atrito, monitoramento de desgaste) foram mais críticos nas primeiras conversões oil-free e como eles impactaram os intervalos de manutenção comparados aos rotores convencionais imersos em óleo?

Existe a intenção de integrar as medições de força e vibração via telemetria em modelos preditivos de vida útil para suportar estratégias de manutenção baseada em condição nas futuras modernizações? Como seria feito?

A VOITH já realizou uma campanha abrangente de medições das cargas dinâmicas, tanto em condições estacionárias quanto transitórias, que confirmaram a precisão dos modelos de cálculo utilizados no dimensionamento dos mecanismos, com resultados satisfatórios. No entanto, essa abordagem requer a desmontagem completa da unidade, o que torna a intervenção complexa.

Dessa forma, recomendamos o monitoramento contínuo e individualizado das cargas operacionais das unidades, levando em conta variações de potência e operação em controle de frequência primário (quando aplicável). A integração

desses dados a modelos preditivos permitirá suportar estratégias de manutenção baseadas na condição específica de operação de cada unidade, otimizando a confiabilidade e a disponibilidade.

Quais atributos são levados em consideração na modificação do rotor original Kaplan em busca de melhoria de desempenho e confiabilidade?

As modificações focam principalmente no mecanismo do rotor, buscando soluções mais robustas com menor número de componentes suscetíveis a falhas. A seleção de materiais com maior resistência à fadiga, especialmente para partes submetidas a ciclos elevados de carregamento, é fundamental para aumentar a confiabilidade e a vida útil da unidade.

Título - Aprimoramento da Gestão de Ativos na Eletrobras: Integrando Dados e Processos com o Cartão Saúde

Entidade(s) - CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA

ELETROBRAS, Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil - Eletrobras CGT Eletrosul

Autor(es) - BEATRIZ FARIA FAJARDO, Rafael Freitas Ferreira, Marcelo Costa de Araujo, LILIAN FERREIRA QUEIROZ

Resumo

Esse resumo tem por objetivo apresentar o projeto de implantação do processo de Gestão de Ativos na Eletrobras, que tem como foco a implementação de reforços, melhorias e modernização nas operações de Geração e Transmissão. O principal objetivo deste projeto é estruturar e padronizar o processo de gestão de ativos, visando alcançar metas de desempenho operacional, aumentar a eficiência e agregar valor às operações da empresa.

No contexto deste projeto, destaca-se a atividade de elaboração e automação do "Cartão Saúde", uma ferramenta estratégica e essencial para otimizar o planejamento da gestão de ativos de longo prazo, com foco em equipamentos críticos. O "Cartão Saúde" visa garantir que os ativos sejam mantidos de forma eficaz durante toda sua vida útil, evitando reinvestimentos inesperados e permitindo que as despesas de modernização sejam distribuídas de forma planejada e sustentável ao longo do tempo.

Os resultados foram significativos e contribuíram diretamente para a modernização das operações de manutenção da Eletrobras. A implementação do Cartão Saúde trouxe benefícios notáveis, como a identificação e o monitoramento em tempo real dos ativos críticos. Esse monitoramento em tempo real possibilitou uma tomada de decisão mais ágil e fundamentada sobre a necessidade de reinvestimentos, substituições ou modernizações, ao mesmo tempo em que aprimorou o gerenciamento de riscos e a previsibilidade das manutenções.

Outro resultado importante foi a centralização dos dados sobre a saúde dos equipamentos, que estavam dispersos em diferentes sistemas isolados, como SAP, DianE, SOMA e SIMME. Antes, a dificuldade em consolidar essas informações exigia análises manuais demoradas, que consumiam tempo e recursos. A solução proposta pelo projeto foi integrar esses dados em uma única ferramenta centralizada, que não só facilita o acesso a relatórios e painéis de monitoramento mais rápidos e precisos, mas também permite uma análise mais eficiente, economizando tempo e recursos.

As contribuições técnicas são de grande relevância para o sucesso do projeto. A automatização do processo de geração de relatórios e a centralização das informações sobre os ativos melhoraram a eficiência operacional, permitindo um planejamento de manutenção mais ágil e preciso. A ferramenta Cartão Saúde oferece uma visão unificada e em tempo real da condição dos ativos, facilitando a priorização das ações de manutenção e o planejamento de investimentos. Além disso, a comunicação da condição dos ativos foi otimizada, com a documentação das informações de forma clara e objetiva, facilitando a apresentação de dados durante as reuniões diárias e semanais. Essa comunicação eficiente apoia a tomada de decisões sobre quais unidades devem ser priorizadas para manutenção.

Ele se torna original pelo fato de integrar dados de múltiplos sistemas em uma única plataforma de gestão, o que simplifica o monitoramento e o processo de tomada de decisão. Além disso, a ferramenta permite o cálculo da probabilidade de falhas nos componentes, contribuindo para uma abordagem mais proativa na gestão de riscos. O uso de dados atualizados e precisos facilita a identificação de padrões e tendências, permitindo que a equipe de manutenção se antecipe a falhas, em vez de adotar uma abordagem reativa. Essa abordagem proativa resulta em menor custo operacional, já que minimiza falhas inesperadas e interrupções nas operações, aumentando a confiabilidade do sistema.

Foi implementado em um ambiente colaborativo, com a formação de um subcomitê composto por representantes das principais subsidiárias da Eletrobras. Esse subcomitê teve papel essencial no fornecimento dos requisitos de negócios para o desenvolvimento da ferramenta, garantindo que ela atendesse às necessidades operacionais de cada unidade. A integração dos processos de gestão de ativos e confiabilidade dos equipamentos também foi um fator chave para o sucesso do projeto.

A implementação do Cartão Saúde representa um passo importante para a modernização e eficiência das operações de Geração e Transmissão da Eletrobras. A automação do processo de gestão de ativos não só melhora a manutenção dos equipamentos críticos, mas também proporciona uma base sólida para decisões estratégicas mais informadas e fundamentadas. A centralização dos dados e a abordagem proativa na manutenção não apenas permitem a redução de custos operacionais, mas também garantem maior confiabilidade e desempenho das operações. Através dessa iniciativa, espera-se que a Eletrobras não só alcance seus objetivos operacionais, mas também crie valor sustentável a longo prazo, beneficiando a empresa e seus stakeholders.

Perguntas e Respostas

Como a equipe valida periodicamente os pesos dos critérios no AHP para evitar vieses e garantir que o índice de saúde continue fiel à criticidade real dos ativos à medida que a base de dados cresce?

á existem métricas que mostrem como o Cartão Saúde influenciou efetivamente a priorização de CAPEX e OPEX nas subsidiárias (por exemplo, redução de horas fora de serviço ou desvio entre orçamento e execução)? Como a equipe engajou os gestores para incorporar o indicador às rotinas de planejamento?

Com base na metodologia proposta, há uma estimativa dos ganhos financeiros (CAPEX e OPEX) decorrentes da otimização dos investimentos em modernizações e da melhoria da gestão da manutenção?

O modelo calcula os valores esperados de CAPEX e OPEX para os próximos cinco anos, considerando o comportamento individual de cada ativo da empresa. A metodologia estima os riscos de falhas reparáveis (OPEX) e irreparáveis (CAPEX) tanto para o ano atual quanto para os anos seguintes, o que possibilita uma priorização mais assertiva das ações de manutenção e dos investimentos, de acordo com o perfil de risco de cada ativo.

Mesmo na ausência de dados mais detalhados, o modelo consegue oferecer estimativas coerentes de risco, utilizando informações estatísticas e projeções do fim da vida útil dos ativos, o que amplia sua aplicabilidade em ambientes com diferentes níveis de maturidade em monitoramento.

Para projetar o risco futuro de OPEX, a metodologia supõe que os impactos operacionais se mantêm ao longo do tempo, e modela o crescimento da probabilidade de falhas reparáveis com uma distribuição de Weibull, utilizando o mesmo parâmetro de forma (β) empregado na modelagem do risco de CAPEX. A continuidade entre os dois modelos é garantida ao ajustar o parâmetro de escala da distribuição para igualar a taxa de falhas atual àquela estimada estatisticamente. Com isso, a metodologia viabiliza uma visão de longo prazo dos riscos financeiros associados à manutenção e à modernização dos ativos, apoiando a tomada de decisão técnica e estratégica com mais segurança e previsibilidade.

Quais são os mecanismos de controle de qualidade e validação de dados que poderiam ser integrados à camada de sincronização do Cartão Saúde, para garantir que decisões críticas de manutenção não sejam baseadas em parâmetros incompletos ou inconsistentes oriundos dos sistemas utilizados?

Na camada de sincronização do Cartão Saúde, foram integrados mecanismos específicos de controle de qualidade e validação de dados para evitar que decisões críticas de manutenção sejam baseadas em informações incompletas ou inconsistentes.

Um dos principais mecanismos é o Índice de Confiança, presente em todos os Cartões de Saúde, que indica o grau de confiabilidade do Índice de Saúde daquele ativo. Esse índice de confiança é calculado com base na verificação da existência e da integridade dos parâmetros necessários para a avaliação do ativo. Quando há ausência de informações – seja por dados não preenchidos, sistemas de monitoramento fora da rede ou falhas de comunicação –, esse fato é identificado pelos sincronizadores, por meio de flags e TAGs específicas vindas do sistema supervisor, incluindo autodiagnósticos dos próprios sistemas de monitoramento. Além disso, todos os Cartões de Saúde passaram por um processo de validação técnica com especialistas dos ativos, o que envolveu desde a curadoria do catálogo de equipamentos até a revisão de ensaios, diagnósticos de gases e padronizações de processos que antes variavam entre áreas.

Por fim, o Índice de Confiança é ajustado proporcionalmente à criticidade do critério ausente ou comprometido, o que garante que um índice de saúde só seja utilizado para decisões se estiver respaldado por dados confiáveis e validados.

Como o Cartão Saúde pode ser adaptado para monitorar ativos antigos, com limitação de sensores ou dados históricos fragmentados, sem comprometer a

precisão dos índices de saúde e a confiabilidade da priorização de ações corretivas?

O Cartão Saúde foi concebido para ser flexível e adaptável a diferentes realidades operacionais, incluindo ativos mais antigos que apresentam limitações quanto à instrumentação e à disponibilidade de dados históricos completos.

Para esses casos, o cálculo do Índice de Saúde não depende exclusivamente de sistemas de monitoramento online. Ele também considera informações complementares, como: o atendimento ao plano de manutenção preventiva, registros de falhas anteriores, ordens de serviço, características construtivas do equipamento, condições ambientais e operacionais, entre outros. Esses parâmetros, ainda que não oriundos de sensores, fornecem uma base confiável para a avaliação da condição do ativo.

Além disso, o projeto está estruturado em uma base de dados integrada, que reúne informações de ativos similares com maior nível de instrumentação. Esses dados alimentam modelos de machine learning em desenvolvimento, permitindo extrapolar padrões e comportamentos típicos, o que contribui para aumentar a assertividade na priorização de ações corretivas, mesmo nos casos em que os dados do ativo específico sejam parciais ou fragmentados.

Dessa forma, o Cartão Saúde garante um diagnóstico proporcional à qualidade e abrangência das informações disponíveis, mantendo a confiabilidade na priorização sem excluir ativos menos monitorados.

Título - Embarcação Autônoma para Identificação de Sedimentos na Usina Santo Antônio

Entidade(s) - UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA UFJF, SANTO ANTONIO ENERGIA S.A, CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA ELETROBRAS

Autor(es) - Iago Zanuti Biundini, LEONARDO DE MELLO HONORIO, Vitor Mainenti Leal Lopes, Felipe Fernandes, Gustavo Fernandes da Silva, Daniel da Costa, Vinicius Ferreira Vidal, EDVALDO SOARES ARAUJO NETO

Resumo

O artigo aborda uma solução inovadora para enfrentar os desafios operacionais enfrentados pela usina hidrelétrica Santo Antônio Energia, situada no Rio Madeira. A usina sofre com o acúmulo de sedimentos que descem à montante do rio e se depositam nas grades das comportas, causando perdas hidráulicas significativas. Essas perdas afetam diretamente a eficiência das turbinas, obrigando a redução da energia gerada por máquina. Embora a instrumentação de geração consiga monitorar essas perdas, a natureza do bloqueio causado pelos sedimentos define o tipo de limpeza necessária, influenciando o tempo de parada das máquinas e o restabelecimento da geração de energia.

Para enfrentar esse desafio, o artigo propõe o desenvolvimento de uma embarcação autônoma de superfície, equipada com um sistema de propulsão aérea superatuado. O objetivo desse barco é realizar medições detalhadas da morfologia do entupimento causado pelos sedimentos, a fim de determinar a forma de limpeza mais adequada e otimizar o processo de manutenção da usina. Essa abordagem visa reduzir o tempo de interrupção das operações e melhorar a eficiência da usina.

O design do barco autônomo é um dos principais pontos de inovação apresentados no artigo. A embarcação foi construída com um casco no formato de trimarã, utilizando um composto de fibra de vidro com aramida. Essa combinação de

materiais garante uma resistência comparável à do aço, porém com um peso muito inferior, proporcionando ao barco maior leveza e agilidade. Além disso, o barco conta com seis conjuntos de motores e hélices, tornando-o sobreatuado, ou seja, equipado com mais atuadores do que o necessário. Isso aumenta sua robustez contra falhas, além de permitir maior velocidade e capacidade de cumprir missões prolongadas em ambientes desafiadores.

A propulsão aérea também é um dos grandes diferenciais do projeto. Esse sistema permite que a embarcação opere em áreas com presença de macrófitas, em águas de baixa profundidade e em condições de alta vazão do rio, garantindo maior segurança e eficiência. A propulsão aérea robusta possibilita que o barco navegue mesmo em condições adversas, tornando-o ideal para realizar medições em um ambiente tão dinâmico e desafiador quanto o Rio Madeira.

Para a medição dos sedimentos acumulados nas comportas, o barco foi equipado com um sonar multibeam de longo alcance. Esse equipamento é capaz de realizar varreduras precisas em diferentes frequências, identificando os diferentes tipos de materiais presentes nas obstruções. A tecnologia do sonar garante uma análise detalhada da morfologia dos bloqueios, proporcionando informações cruciais para a equipe de manutenção escolher a técnica de limpeza mais eficiente. Isso não só melhora a eficácia das operações de limpeza, mas também reduz significativamente o tempo necessário para restaurar a geração de energia.

O artigo se compromete a descrever em detalhes a topologia da embarcação, abrangendo tanto as características construtivas do casco quanto a integração do hardware e software que controlam o barco. Além disso, os resultados operacionais obtidos com a utilização da embarcação serão apresentados, demonstrando como essa tecnologia pode contribuir para a otimização das operações de manutenção em usinas hidrelétricas.

Em síntese, o barco autônomo desenvolvido é uma solução pioneira para o problema do acúmulo de sedimentos nas comportas da usina hidrelétrica Santo Antônio. Ao combinar uma propulsão aérea robusta, um design leve e resistente, e um sistema avançado de detecção de sedimentos com sonar, o projeto oferece uma maneira eficaz de melhorar a eficiência das operações de manutenção. Dessa forma, o barco contribui para a continuidade da geração de energia com o mínimo de interrupções, apresentando-se como uma inovação tecnológica de grande impacto para o setor.

Perguntas e Respostas

Como o algoritmo de desvio de obstáculos se comportaria em trechos do rio com correnteza mais intensa ou densidade de detritos superior à dos testes? Há planos para incorporar sensores adicionais (LiDAR, radar) para reforçar a percepção?

O sistema já usa campos potenciais artificiais com ajustes para evitar mínimos locais, e está em investigação o uso de redes neurais para decisão em tempo real fundindo múltiplos sensores; em correnteza mais forte, o piloto automático com correções dinâmicas de rota (via waypoints) compensa deriva, e a propulsão sobreatuada mantém autoridade de controle mesmo com perturbações. Em densidade alta de detritos, o APF tende a gerar gradientes de repulsão mais frequentes; a estratégia proposta (APF + ML) é justamente para robustecer a navegação nesses cenários.

É possível estimar a redução de custos e tempo de operação de limpeza quando comparado com as metodologias tradicionais?

Como o modelo de embarcação autônoma desenvolvido para a UHE Santo Antônio pode ser adaptado para outras hidrelétricas com características ambientais distintas, como usinas de reservatório em regiões subtropicais ou sistemas fluviais no Sudeste?

Arquitetura modular: o conjunto Pixhawk (baixo nível) + Jetson (alto nível) + MAVLink e o uso de containers (validação com Docker) permitem trocar sensores, reconfigurar controladores e perfis de missão sem refazer a plataforma.

Casco e propulsão: o trimarã leve em compósitos e a propulsão aérea são vantajosos em rios rasos e vegetação; em reservatórios mais profundos e com menos macrófitas, pode-se ajustar hélices e de velocidade para otimizar autonomia/ruído de sonar.

De que forma a tecnologia proposta pode ser integrada a programas de monitoramento ambiental contínuo e planejamento energético, contribuindo não só para a manutenção da usina, mas também para políticas de gestão de recursos hídricos na bacia do Madeira?

Base de dados batimétrica confiável: a fusão dos logs de navegação da Pixhawk com os HSX/RAW do sonar (processados no Hysweep) aumenta a repetibilidade das linhas (ida/volta alinhadas) e a confiabilidade do relevo, servindo como série temporal para acompanhar assoreamento/sedimentos em longos períodos.

Suporte a políticas públicas: mapas batimétricos de alta resolução e atualizados orientam dragagens, jateamentos e aberturas de comportas, além de embasar estudos hidrodinâmicos e de impacto ambiental para a gestão de sedimentos em escala de bacia hidrográfica (Madeira), conectando operação da usina a planos de gestão de recursos hídricos.

Título - APOIO DE SISTEMA DE MONITORAMENTO DA CONDIÇÃO PARA IDENTIFICAÇÃO DE DEFEITO SILENCIOSO EM TURBINA HIDRÁULICA

Entidade(s) - AQTECH ENGENHARIA E INSTRUMENTACAO S/A

Autor(es) - EMERSON LIMA DO NASCIMENTO, Emerson Ancini

Resumo

Os defeitos em Unidades Geradoras (UG) podem resultar em uma ampla gama de problemas, desde falhas leves, como desalinhamentos, até situações críticas, como trincas em eixos, estruturas de mancais e acoplamentos. Esses problemas, quando não diagnosticados precocemente, podem comprometer a confiabilidade operacional e resultar em custos elevados de manutenção e perda de produção. Para enfrentar esses desafios, a integração de rotinas de manutenção preventiva com sistemas de monitoramento contínuo tem se mostrado uma prática altamente eficaz. Essa abordagem proporciona benefícios significativos, como a possibilidade de decisões baseadas em dados, melhor planejamento e priorização de intervenções, além de maior eficiência na identificação e solução de falhas.

Nesse contexto, este trabalho apresenta um estudo de caso relacionado a um possível desalinhamento ou empenamento do eixo de um gerador acoplado a uma

turbina Francis horizontal de rotor duplo. Essa máquina, com capacidade de 12 MW e operando a 450 RPM, utiliza um acoplamento flexível de engrenagem. Durante sua operação, a unidade enfrentou um histórico de falhas recorrentes e críticas, incluindo quebras no acoplamento entre turbina e gerador (envolvendo dente, cubo e capa) e um evento severo de trinca no eixo. A ausência de um sistema de monitoramento contínuo dificultou a identificação da causa raiz das falhas, o que limitou a capacidade da equipe de manutenção em agir proativamente para prevenir novos eventos.

Com a implementação de um sistema de monitoramento de vibrações, a equipe de engenharia conseguiu realizar uma análise dinâmica detalhada do comportamento operacional da máquina. Esse sistema foi configurado de acordo com as diretrizes da ISO 20816-5, com instrumentação nos quatro mancais de guia: dois no eixo do gerador e dois no eixo da turbina, localizados tanto no lado acoplado (LA) quanto no lado não acoplado (LNA). Cada mancal foi equipado com dois proximetros e dois acelerômetros para monitoramento preciso do comportamento vibracional.

Durante um ensaio de rampa de velocidade, a partir da marca de 300 RPM, os engenheiros observaram um comportamento anômalo no mancal do gerador LNA, onde ocorreu uma mudança progressiva de fase. Em contraste, no mancal LA do gerador, não foram detectadas alterações semelhantes. Além disso, nos mancais da turbina e do gerador no LA, não houve diferença significativa de fase, indicando que o acoplamento estava alinhado e que o problema estava concentrado no eixo do gerador. Após a máquina atingir 300 RPM e seguir para excitação e sincronização, os sinais de desalinhamento entre os mancais se mantiveram estáveis, reforçando a hipótese de empenamento do eixo do gerador.

A análise espectral conduzida pela equipe de engenharia forneceu evidências adicionais de empenamento no eixo do gerador, correlacionando essa deformação ao desalinhamento identificado durante o monitoramento vibracional. A análise dinâmica destacou a relação entre o comportamento vibracional da máquina e as falhas recorrentes no sistema.

Uma investigação posterior foi realizada após a ocorrência de uma trinca no eixo do gerador. Uma análise metalográfica revelou que a trinca foi causada por fadiga progressiva associada a esforços cíclicos. Esses esforços estavam diretamente ligados ao desalinhamento do eixo, que gerava tensões adicionais em áreas críticas, reduzindo significativamente a vida útil do componente. Esse diagnóstico consolidou a compreensão de que o desalinhamento e o empenamento eram as principais causas das falhas observadas.

A utilização do sistema de monitoramento da condição (CMS), aliada à expertise da equipe de engenharia, foi fundamental para identificar e compreender o comportamento dinâmico responsável pelas sucessivas quebras na UG. O CMS permitiu detectar sinais precoces de falhas, mesmo quando os sintomas eram discretos, oferecendo à equipe informações valiosas para intervenções corretivas bem planejadas. Além disso, o monitoramento contínuo proporcionou uma visão detalhada da condição operacional da unidade, permitindo que medidas fossem implementadas antes que as falhas causassem danos irreversíveis.

Este caso ilustra como a combinação de tecnologias avançadas de monitoramento com análises técnicas aprofundadas pode ser determinante na gestão de ativos críticos em usinas hidrelétricas. A abordagem não apenas melhora a confiabilidade e disponibilidade das máquinas, mas também contribui para a redução de custos operacionais e a prevenção de falhas catastróficas, garantindo maior segurança e eficiência no sistema de geração de energia.

Perguntas e Respostas

Se o orçamento de uma usina semelhante for limitado, quais sensores e pontos de medição vocês consideram indispensáveis para detectar cedo desalinhamento/eixo empenado?

Acelerômetros e proximetros nos mancais

Além do realinhamento imediato, que modificações de projeto (material do eixo, tipo de acoplamento, tolerâncias de montagem) vocês recomendam para mitigar a recorrência desse modo de falha?

A recomendação só pode ser realizada após a identificação da causa raiz. Neste caso existem diversas possíveis causas associadas.

Qual a acurácia da metodologia para a identificação de falhas incipientes?

É uma metodologia de diagnóstico manual. Não houve casos suficientes para identificação de quantas foram detectadas ou não. No nosso histórico, tivemos 2 acontecimentos e os 2 detectados por meios de rotinas manuais de análise.

Título - Modernização do Tratamento Químico para Água de Resfriamento da UHE Tucuruí

Entidade(s) - CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A, CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS SA ELETROBRAS, Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial

Autor(es) - Camila Corassa de Ávila, Klênio Dias Timoteo, Andreza Celi Sassi, Adriano Reis Lucheta, Vanessa de Cássia Viana Martins Beltrão

Resumo

O processo de geração de energia gera calor nos equipamentos e seus sistemas associados. O superaquecimento dos ativos pode resultar em um elevado número de desligamentos forçados, além da redução da geração, desgaste prematuro dos equipamentos e abreviação no intervalo de manutenção.

Em agosto de 2019, foi instituído um grupo de trabalho com o objetivo de propor soluções para a redução da frequência das ocorrências associadas ao aquecimento das unidades geradoras (UGH) da UHE Tucuruí (UHTU). Ocorrências que impactavam negativamente nos indicadores de disponibilidade e custos da instalação (DISPG e PMSO).

Levantamentos realizados no banco de dados da UHTU para o estudo, contabilizaram mais de 1.800 eventos de superaquecimento, em diferentes equipamentos, apresentando média superior a 100 ocorrências por ano. O que significa uma indisponibilidade média de 1.179 horas/ano para limpeza e manutenção do sistema de resfriamento.

Cada unidade geradora é dotada de um sistema de resfriamento composto por tubulações, filtros e trocadores de calor distribuídos em diversos sistemas da UGH por onde circula a água de resfriamento.

O superaquecimento sinaliza que há algo errado no funcionamento da UGH, sendo que imediatamente a unidade geradora tem sua potência de geração limitada, e já na primeira medida corretiva a unidade é parada para verificação do estado de obstrução e limpeza dos trocadores de calor. O superaquecimento pode indicar defeitos no equipamento, depósitos no sistema de circulação de água (baixa vazão), além de acelerar a degradação do óleo isolante ou lubrificante.

Em agosto de 2023 foi confirmada a presença do mexilhão dourado na Usina de Tucuruí o que agravou severamente o problema de aquecimento nos equipamentos de geração.

Os objetivos deste trabalho são:

- Fornecimento de água de alta qualidade para as unidades geradoras;
- Caracterização físico-químico e microbiológica da água de resfriamento;
- Reduzir incidência de temperaturas elevadas nas UGH, principalmente durante período de estiagem;
- Proporcionar tomada de decisão e medidas assertivas quando da sinalização de altas temperaturas;
- Eficientizar tratamento químico da água de resfriamento (garantir dosagem adequada automática em cada um dos sistemas envolvidos);
- Monitorar e controlar linhas de distribuição da água de resfriamento nos sistemas atendidos.

As metas associadas são:

- Aumentar a Disponibilidade de Geração, com a redução das sinalizações de sobreaquecimento;
- Reduzir atuação da equipe de manutenção nas atividades de limpeza mecânica em trocadores de calor (maior disponibilidade da mão de obra).

O projeto desenvolvido compreende a instalação de sistema de dosagem química automático e compacto nas 25 unidades geradoras da UHE Tucuruí. Possui abrangência a todos os subsistemas de arrefecimento, vencendo distâncias consideráveis (em quilômetros de tubulação de água de resfriamento) e variações de cotas superiores a 30 metros.

O projeto contempla a instalação de 69 pontos de controle da água e do cloro livre para comando das bombas peristálticas e o atendimento ao CONAMA 357 (0,01ppm).

Destaca-se a modernização dos filtros auto limpantes, com mudança da tecnologia (para módulos) e diminuição da malha de filtração em 1mm, atendimento dos sistemas com água de melhor qualidade.

No monitoramento químico, foi implantado calendário fixo de coleta e análise de mais de 10 parâmetros químicos da água de resfriamento, ocorreu o desenvolvimento da metodologia para análise do biofilme e densidade larval do mexilhão dourado, sendo possível identificar períodos críticos e seus ciclos reprodutivos na Amazônia (bacia do Tocantins). Isso permitiu a implementação rápida de medidas de controle ao mexilhão dourado, bem como a redução de custos com produtos químicos.

O orçamento do projeto foi de R\$ 17 milhões e permitiu solucionar os eventos de aquecimentos que apresentavam perda de receita anual de quase R\$ 32 milhões.

Perguntas e Respostas

Quais critérios de ajuste automático pretendem adotar para calibrar a dosagem de hipoclorito em função das variações sazonais de temperatura, pH e densidade larval do mexilhão-dourado?

O automatismo consiste na dosagem de hipoclorito de forma intermitente e semicontínua, com preparo autônomo da solução química e análise de cloro livre online (com limite máximo estabelecido), que atua comandando a injeção ou sua interrupção. A definição dos ciclos de dosagem (sua quantidade e duração) são programados assim como o setpoint de cloro livre permitido na água de resfriamento. A condição dos depósitos e incrustação no interior da tubulação é uma

variável desconhecida, sendo necessário correlacionar com as grandezas vazão, pressão e temperatura medidas no SiRI, isso permitirá enxergar as variações do cloro residual sob essas influências e da demanda orgânica, contribuindo para o mapeamento do comportamento da água na região em diferentes períodos do ano, podendo assim desenhar um padrão que contribuirá para a calibração da dosagem ao longo do ano.

Em outras UHEs, a Eletrobras usa outros produtos, por exemplo o MXD-100 da MaxClean. A Eletrobras tem algum estudo comparativo entre as tecnologias? Existe alguma busca pela padronização?

Foram realizados alguns estudos comparativos com outros biocidas e tecnologias, suas aplicações são variáveis em função do ambiente biológico encontrado nos sistemas de resfriamento das diferentes instalações. A escolha pelo hipoclorito de cálcio de lenta dissolução foi selecionada por viabilidade econômica financeira, comprovação de resultados e simplicidade de aplicação. A padronização depende da identificação e caracterização da água e do biofilme de cada local, sendo o SiRI facilmente escalável para outras instalações.

No resultado do trabalho foi apresentado um custo com paradas de R\$80,5 milhões. Este valor se refere à qual intervalo de tempo? Qual a projeção de redução de eventos por aquecimento/Ano?

O valor de R\$ 80,5 milhões, apresentado como custo evitado com paradas para manutenção, foi estimado para o biênio de 2023 e 2024. Esse montante resulta da soma da perda de receita associada às horas de intervenção para limpeza mecânica dos trocadores de calor, com os custos de PMSO envolvidos na atividade. A projeção considera uma redução mínima de 75% nos eventos de aquecimento que demandam intervenção, graças à gestão preditiva viabilizada pelo monitoramento das grandezas da água por meio de software com inteligência artificial. A estimativa foi baseada na frequência esperada de intervenções em trocadores de calor, considerando uma periodicidade regular quinquenal.

Título - Sinistro em turbina Francis vertical - diagnóstico, análise de falha, avaliação e ações corretivas

Entidade(s) - ENGIE BRASIL ENERGIA S.A

Autor(es) - ALEXANDRE PULS FERRETTI, FRANCISCO MARIN

BORTOLUZZI, Diego de andrade vogt, Fernando Luiz Hain, Diego Jose Cieslik

Resumo

Uma falha ocorrida em uma unidade geradora de 355 MW resultou em danos significativos na tampa da turbina, com desprendimento parcial da baffle plate, bem como no rotor da turbina. Após este evento, foi necessária a desmontagem completa da unidade geradora, com envio da tampa e do rotor para reparos pelo fabricante, causando perda relevante de capacidade produtiva e operacional por vários meses. Dada a gravidade do sinistro e a possibilidade de ocorrerem falhas similares nas outras três unidades geradoras da usina, foi adotada uma abordagem estruturada e multidisciplinar para a gestão da crise, análise da causa e a prevenção de sinistros semelhantes.

Imediatamente após a ocorrência, iniciou-se a investigação da causa raiz do sinistro, com apoio de uma equipe externa e interna. O estudo contemplou diversas etapas incluindo extensiva análise de documentação técnica, a modelagem

matemática da unidade geradora, simulação numérica de diversas partes da unidade geradora, realização de inspeções e ensaios dinâmicos nas unidades que permaneceram em operação. Os resultados preliminares mostraram que pulsações de pressão em várias regiões da turbina, em especial na região da tampa que sofreu os danos, e vibrações autoexcitadas elevadas, decorrentes das condições operativas da unidade geradora, tiveram influência significativa na falha ocorrida. Esses resultados permitiram também o estabelecimento de uma série de medidas para evitar a reincidência da falha em análise.

Em outra frente de análise, foram realizados ensaios metalográficos e análises fractográficas aprofundadas em amostras do baffle plate, especialmente nas soldas que uniam componentes críticos do equipamento. Os ensaios de integridade estrutural revelaram problemas nas soldas, indicando que as junções não eram suficientemente robustas para suportar as tensões dinâmicas exigidas durante a operação.

Inspeções detalhadas nas outras unidades geradoras que permaneciam em operação, com o uso de um boroscópio, revelaram que os defeitos similares nas soldas nas três unidades estavam em estágio inicial de desenvolvimento. Com base nesta situação, foi necessário implantar medidas corretivas paliativas nas tampas das turbinas. O grande desafio foi buscar uma alternativa para tal reforço que fosse implementado sem a necessidade de desmontagem das unidades geradoras. A solução paliativa foi instalar reforços na fixação da baffle plate, constituídos por tirantes e parafusos, instalados em um processo complexo, devido às limitações de acesso e tempo. Após as essas mudanças, as unidades geradoras passaram a ser operadas com monitoramento mais rigoroso, com foco específico nas áreas críticas identificadas durante as inspeções. O trabalho conjunto das equipes de engenharia, manutenção e fornecedores foi fundamental para garantir que as correções fossem implementadas de maneira eficaz e que a operação das máquinas fosse restabelecida com segurança.

Além das ações imediatas, foi iniciado o desenvolvimento de soluções de longo prazo para melhorar tanto a manutenção preventiva quanto o monitoramento contínuo de seus equipamentos. Adicionalmente está em estudo o uso de sistemas de monitoramento inteligente, utilizando técnicas específicas para acompanhar em tempo real as condições operacionais das máquinas. Essas tecnologias permitem a detecção precoce de falhas potenciais, como desgastes em peças e desvios em parâmetros críticos, possibilitando intervenções antes que o problema se agrave.

As lições aprendidas com esta ocorrência levaram à revisão dos protocolos de manutenção preventiva para incluir novos procedimentos de inspeção e testes não destrutivos, buscando identificar precocemente falhas antes que causem danos maiores.

A tampa avariada teve seu projeto alterado para o reparo, substituindo juntas soldadas por outras técnicas de fabricação para garantir que a qualidade e a resistência das peças sejam atendidas com rigor. Adicionalmente, foram previstos alguns pontos para instrumentação e monitoramento complementar.

Este episódio trouxe à tona questões críticas sobre a confiabilidade de projeto, processos de produção e a qualidade dos componentes utilizados. No entanto, a resposta rápida, unindo esforços acadêmicos e institucionais, permitiu não só a correção imediata das falhas, mas também a implementação de uma série de melhorias que visam evitar que problemas semelhantes ocorram no futuro. Foram tomadas ações proativas e estratégicas para fortalecer a operação e garantir a continuidade da produção com maior segurança e eficiência.

Os estudos realizados foram desenvolvidos com colaboração de universidades e institutos de pesquisa, sendo este um pilar importante no desenvolvimento de novas soluções tecnológicas que possam ser aplicadas à linha de produção, com foco na inovação e eficiência operacional.

Perguntas e Respostas

Que critérios de verificação (FEA, testes hidráulicos, fator de segurança à fadiga) foram aplicados para legitimar a solução aparafusada e garantir intercambiabilidade com tampas ainda soldadas?

Para o caso específico foram adotados:

1. Os critérios adotados para limite de tensão admissíveis adotados foram de $0,5 \times LE$ para tensão média, e $0,65 \times LE$ para tensão de pico;
2. As frequências modais simuladas em água não devem coincidir com as frequências típicas de excitação, a saber: rotação da unidade; passagem de pás do rotor x rotação da unidade; passagem dos furos de equilíbrio no cubo x rotação da unidade;
3. Em relação a fadiga o critério adotado foi de dano acumulado máximo de 0,5 (critério de Miner), e fator de segurança com relação à tensão limite em fadiga de 1,4.

Não significa que estes sejam critérios universais, e inclusive o recomendado é que sejam aprofundadas as investigações em outros casos, para que se chegue a critérios ainda mais abrangentes.

Com base no modo de falha analisado, quais as medidas serão adotadas afim de evitar falhas similares nas outras unidades geradoras da planta em estudo?

1. Inclusão de reforços temporários (parafusos) para aumentar os pontos de transmissão de forças entre a chapa que forma o baffle-plate. Também tentar alterar frequências naturais do baffle-plate;
2. Inspeções periódicas com boroscópio na parte interna, e por US Phased Array para os reforços temporários;
3. Contratação de estudo para validação dos reforços considerando as condições de carregamento observadas e medidas durante testes;
4. Redução do tempo para transição gerador-compensador-gerador, visto que tais transições submetem esta região aos esforços mais intensos (SNL e operações em baixíssimas cargas)
5. Pesquisa para desenvolver modelos de machining learning para essa falha

Dado o aumento da operação em faixas de potência muito baixas por exigência do sistema elétrico, quais seriam os limites técnicos aceitáveis para evitar que pulsações de pressão e vibrações autoexcitadas comprometam componentes estruturais das turbinas Francis?

Para as turbinas atuais acredita-se que os limites técnicos já foram estabelecidos em seu projeto e construção. Esses limites foram definidos de acordo com condições e parâmetros que eram coerentes e consistentes no contexto momentâneo ao desenvolvimento do empreendimento. O que ocorre é que o contexto foi alterado ao longo do tempo (e podemos afirmar que irá se alterar no futuro), e que naturalmente existe uma diferença que é individual para cada projeto. As condições “clássicas” já não são suficientes para definir limites. Apenas como exemplo, já não é aplicável apenas admitir que a faixa operacional típica de uma turbina Francis é de 50% a 100% da carga, com possibilidade de operar por poucas horas com uma sobre

potência ou subpotência. Da mesma forma não basta apenas determinar qual é amplitude e frequência de pulsações de pressão em determinadas regiões da turbina com base em referências anteriores. Isto posto, cabe à cada operador realizar investigações para determinar os limites específicos de seus ativos. Caso tais limites não se adequem as demandas sistêmicas atuais (e possivelmente as futuras), o que deve ser o caso de uma grande parte das usinas existentes, então é necessário tomar ações que podem variar em diversas frentes, sejam elas buscando adequações do equipamento (modernizações, repotenciações, substituições), adequações legais e normativas ou declarações de ajustes as condições operacionais de cada usina ou unidade geradora ao operador nacional. Em casos específicos de modernizações ou substituições é fundamental que a expectativa e previsão das condições futuras esteja detalhada e indicada como condições operacionais para que os fabricantes sejam capazes de desenvolver o equipamento adequado. A flexibilidade operacional é algo desejado, porém precisa ser mais bem qualificado e quantificado.

Título - CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO EM GERADOR HIDRÁULICO REFRIGERADO À AR POR VAZAMENTO DE ÁGUA EM TROCADOR DE CALOR AR-ÁGUA: ANÁLISE E MANUTENÇÃO PÓS FALHA

Entidade(s) - Rio Paraná Energia S.A., China Three Gorges Brasil Energia LTDA, RIO PARANÁ ENERGIA S.A.

Autor(es) - Marcel Chuma Cerbantes, Marcos Adriano dos Santos, Claudio Cesar Alcantara, José Rodrigo Galvão, Lucas Fernando Vitti, Giuliano Batelochi Gallo

Resumo

Vazamentos de água nos trocadores de calor ar-água de geradores hidráulicos refrigerados à ar podem causar falhas graves e inesperadas da isolação principal do enrolamento estatórico, resultando em paradas forçadas indesejadas e altos custos de manutenção. Vazamentos nos tubos internos de trocadores de calor ar-água são bastante comuns, principalmente, quando as paredes dos tubos não possuem espessura adequadas e/ou são fabricadas com metais macios, além de degradação por envelhecimento. Neste trabalho são apresentados os detalhes de falha e manutenção de um gerador hidráulico de 130MVA da UHE Jupiá após a ocorrência de um curto-circuito trifásico resultante de vazamento de água em um trocador de calor ar-água.

A unidade geradora estava em condições normais de operação com 102,8MW quando houve a atuação do relé de proteção diferencial de gerador (87G) e do relé de bloqueio (86), resultando no seu desligamento forçado. Após a análise da oscilografia do relé de proteção, verificou-se a ocorrência de um curto-circuito trifásico no enrolamento do estator. O disjuntor de grupo do gerador foi aberto 50,83ms (3,05 ciclos) após o trip da função 87G.

A ocorrência resultou em danos em três barras de fundo do enrolamento do estator na região de amarração com o anel de surto do lado acoplado de um gerador VOITH-SIEMENS de 130MVA, 0,95, 13,8kV e 60Hz (2001); e danos em seis componentes do regulador de tensão RTX300 REIVAX (1997) conectados ao circuito de campo do rotor da unidade geradora. Um tubo interno danificado (com furo) em um trocador de calor resultou no vazamento de água precursor da falha.

Manutenção e ensaios de validação:

Núcleo do estator: Não houve derretimento de lâminas no núcleo. Neste caso,

apenas a limpeza e aplicação de nova tinta condutiva nas paredes internas da ranhura foram necessárias.

Enrolamento do estator: As barras danificadas foram substituídas por barras reservas novas. Todas as barras reservas foram testadas em bancada antes da rebobinagem. As barras de topo removidas para substituição das barras de fundo danificadas na falha foram recuperadas, receberam novos supressores de corona condutivo e semicondutivo e foram testadas. Após a rebobinagem, os seguintes ensaios foram realizados para validação do reparo: resistência de isolamento, índice de polarização, tensão aplicada, corrente de fuga.

Polos do rotor: Não houve danos nos polos do rotor. Em campo, com os polos montados no rotor, realizou-se ensaios de resistência ôhmica e de queda de tensão para comprovação da integridade do circuito do rotor.

Regulador de tensão: Os componentes danificados foram substituídos por novos. Foram realizados ensaios de resistência de isolamento e funcionais do sistema.

Trocadores de calor : Todos os trocadores de calor foram removidos, inspecionados, limpos e testados. Um teste de estanqueidade com ar pressurizado (4 Bar) foi realizado para verificação de pontos de vazamento. No total, foram substituídos quatro trocadores de calor, incluindo o trocador de calor precursor da falha.

Os reparos foram realizados com a remoção de cinco polos, sem a desmontagem completa do rotor do pit.

A unidade geradora retornou em operação após 40,5 dias (972,05 horas), resultando em uma de indisponibilidade de 0,15852%. Após análise da ocorrência, observou-se o envelhecimento da válvula de fluxo do trocador de calor como a causa raiz do vazamento de água e falta. De fato, o trocador de calor já estava isolado e aguardando manutenção, mas a válvula de fluxo não suportou a pressão de água do sistema de resfriamento, resultando no vazamento de água no núcleo e lado acoplado do enrolamento do estator. As seguintes causas potenciais foram observadas: i) procedimento não eficaz para isolamento de trocadores de calor; ii) intervalo inadequado de inspeções de rotina; e iii) falta de um procedimento claro para substituição de trocadores de calor.

Pode-se concluir que: i) vazamentos de água em trocadores de calor de geradores refrigerados à ar podem resultar em falhas graves; ii) os procedimentos de inspeção rotineira e substituição de trocadores devem ser eficazes; e iii) melhorias na espessura e material dos tubos dos trocadores podem mitigar vazamentos e falhas.

Perguntas e Respostas

Após o aprendizado, quais parâmetros (horas de operação, perdas de carga, resultados de ensaios de estanqueidade) passaram a ser considerados para definir a substituição preventiva dos trocadores de calor?

A substituição dos trocadores de calor é realizada, preferencialmente, por motivos financeiros, de forma corretiva, quando há indícios de vazamentos de água. O envelhecimento (>15 anos) é utilizado como input para os processos de bidding de conjuntos de trocadores sobressalentes. Ensaios de estanqueidade (4Bar - ar comprimido) são realizados após o reparo (tamponamento de tubos internos) e antes da instalação de trocadores usados/reparados. No entanto, a elevação da temperatura de ar frio (em níveis de alarmes de primeiro e segundo grau) pode ser utilizada como indicador para substituição preventiva de trocadores, geralmente,

com histórico de tubos internos tamponados ou com sujidade. Adicionalmente, de forma preditiva, realiza-se a inspeção rotineira (visual) dos trocadores em operação.

Há planos de instalar sensores de umidade ou detecção de vazamento nos trocadores e no housing do gerador para gerar alarmes precoces e integrar esses dados ao sistema de supervisão da planta?

Sim, a instalação de sensores de umidade nas bandejas de coleta de água dos trocadores para identificar e alarmar vazamentos no SDSC da usina foi considerada como melhoria futura no plano de ação. Como ação imediata, foi considerada uma redução nos intervalos das inspeções rotineiras (visuais) realizadas pelo time de operação de semanal para diária.

Como a metodologia poderia incorporar fatores econômicos dinâmicos (p. ex. volatilidade de preço horário, margens de prestação de serviços ancilares) para refinar o critério “custo médio de armazenamento” e priorizar projetos financeiramente mais competitivos a longo prazo?

Que variações nos resultados vocês observaram ao testar diferentes pesos nos dez critérios? Houve algum critério cujo peso exerceu influência dominante no ranking final?

Com relação à causa raiz, foi analisado o modo de falha do trocador de calor, considerando a possibilidade de cavitação nos tubos ou corrosão decorrente de contaminação da água de resfriamento?

O histórico das nossas principais usinas (Rio Paraná e Rio Paranapanema), desde os anos 50, indica que o tipo de material e espessura da parede dos tubos internos dos trocadores de calor estão diretamente relacionados com a sua deterioração e vazamentos de água. No caso desta falha, os tubos internos do trocador são construídos de cobre (metal macio) e com parede menor que 1,0mm. Para os novos projetos de modernização e aquisição de trocadores sobressalentes, estamos considerando a fabricação dos tubos internos em cobre-níquel e com parede de 1,2mm. Adicionalmente, não temos evidência de danos nos trocadores de calor causado por contaminação de produtos químicos na água do sistema de água bruta da usina.

Título - Mapeamento da Distribuição de Campo Elétrico nas Barras Estatóricas de Itaipu como Apoio para Definição de Monitoramento e de Análise de Cenários Associados a Descargas Parciais

Entidade(s) - Fundação Parque Tecnológico Itaipu - Brasil, ITAIPU BINACIONAL

Autor(es) - RAFAEL GRAEFF, JULIO CESAR GRACINO GONÇALVES, Rodrigo Alarcón

Resumo

As unidades geradoras de Itaipu, em função do seu porte e complexidade, contam com sensores e instrumentos de monitoramento que permitem coletar e acompanhar grandezas em tempo real, como é o caso da temperatura nas unidades geradoras. Buscando a ampliação dos fenômenos supervisionados, Itaipu visa a aplicação de novos sensores para suas máquinas. Dentre os tipos de sensores que estão sob a

avaliação de implementação em Itaipu tem-se os de descargas parciais. Com a contribuição da leitura dos sensores de descargas parciais e em conjunto com o conhecimento de outras situações operacionais permite-se que seja avaliado o desgaste por envelhecimento ou solicitações transitórias dos materiais isolantes para a antecipação de defeitos incipientes.

O mapeamento do campo elétrico através de Simulação Numérica Computacional (SNC) é recomendado para análise dos pontos nos quais o monitoramento de descargas parciais pode ser aplicado, bem como para se estipular as áreas de maior interesse para prevenção e monitoramento avançado, de forma que a detecção resulte em ações executadas através destes conhecimentos. Com o resultado das simulações, obtém-se os valores das magnitudes máximas de campo elétrico bem como a distribuição espacial do campo ao longo das barras e conexões elétricas existentes no estator.

As análises se tornam uma ferramenta de apoio na construção de diretrizes dedicadas as localidades preferenciais para monitoramento, com a instalação de novos sensores, e para auxiliar nas rotinas de investigação de hipóteses para se determinar a condição de origem de descargas parciais nas unidades geradoras.

A metodologia e o conjunto de ferramentas computacionais aplicadas a esta pesquisa são capazes de descrever os fenômenos eletromagnéticos de forma confiável e robusta, sendo capaz de apresentar resultados com celeridade e de alta precisão, sem que haja a necessidade de se realizar ensaios invasivos ao equipamento.

Na inspeção visual das barras estatóricas, busca-se identificar defeitos associados a áreas com campos elétricos de alta magnitude, como o efeito corona, além de determinar a origem dessas falhas ou degradações no sistema de isolamento. Com a identificação do tipo e a localização do defeito, torna-se possível auxiliar na preservação do equipamento e aumentar a precisão na seleção das áreas que eventualmente necessitem de manutenção corretiva, garantindo, assim, a integridade elétrica do equipamento sob estudo.

O conhecimento proporcionado por este projeto permitiu que se fosse montada uma configuração de 18 locais em que a aplicação dos sensores está posicionada nos arredores das maiores intensidades de campo elétrico para cada circuito do estator, uma vez que o enrolamento estatórico dos geradores de Itaipu é composto por 6 circuitos em paralelo para cada uma das 3 fases.

Também se abordou um caso passado em que havia sinais de desgaste do sistema de isolamento em uma das ranhuras que abriga uma das barras de topo que possui valor elevado de tensão elétrica. Desta forma, investigou-se a condição da integridade do verniz condutor, este que está presente na região de descolamento das barras junto ao núcleo magnético e também de transição de materiais, de modo que um defeito neste elemento pode dar a origem a uma falha incipiente no isolante principal das barras.

Perguntas e Respostas

Como variações nas constantes dielétricas dos materiais (p. ex., envelhecimento da Micalastic™) ou na espessura do verniz condutor impactam os níveis de campo previstos e a seleção dos pontos de monitoramento?

A redução da constante dielétrica do isolante principal ou a diminuição da espessura do verniz condutor resultam na reorganização e na elevação pontual de campo elétrico nos arredores das estruturas afetadas com as variações. Isso aumenta a probabilidade de ocorrência de descargas parciais e desloca os pontos de

concentração de campo para essas interfaces críticas. Desta forma, nesta condição, seria necessário avaliar o posicionamento destes elementos alterados para verificar se o impacto no campo elétrico será suficiente para superar os valores máximos das ranhuras submetidas a maiores valores de tensão e consequentemente modificarem os pontos de monitoramento.

Foi analisada a possibilidade de elementos externos como poeira, vapor de óleo ou pó de escovas interferir nas leituras ou resultados?

Inicialmente não foram analisados os efeitos de agentes externos, como poeira, vapor de óleo e o pó das escovas. No entanto, esses efeitos podem ser simulados como camadas finas de propriedades variáveis, como a condutividade e a constante dielétrica, e consequentemente permitindo verificar a sensibilidade das leituras frente a estes elementos. Em um primeiro momento para continuidade deste trabalho, avaliou-se a possibilidade de utilização de sensores UHF para registro de descargas parciais.

Caso se tivesse apenas os dados de descargas parciais, como Qm, PRPD e ainda não se tivesse feita a inspeção interna, seria possível identificar através das simulações as possíveis regiões onde estão ocorrendo as descargas?

Com dados limitados sobre as descargas parciais, como o Qm e o PRPD, e sem inspeção interna, é possível apenas indicar regiões prováveis para a ocorrência de descargas. A simulação permitiria apenas avaliar hipóteses de defeitos como cavidades, fendas e partículas condutoras. Matematicamente é possível correlacionar os valores de capacitâncias, campo elétrico e tensão elétrica para estimar valores de carga elétrica através de simulação e futuramente comparar com dados medidos.

Título - Análise crítica de metodologias aplicadas contra bioincrustações em usinas hidrelétricas

Entidade(s) - COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.

Autor(es) - Diego Orlando de Bortoli

Resumo

O sistema de resfriamento de uma usina hidrelétrica tem como principal objetivo a retirada do calor gerado pelos vários equipamentos mecânicos existentes nas unidades geradoras. Geralmente utiliza como meio refrigerante a água bruta, proveniente do reservatório a montante da usina.

As usinas estão sendo acometidas, mundialmente, por problemas de bioincrustação, por espécies que adentram e impactam o sistema de resfriamento, alguns exemplos são, na América do Norte, o mexilhão zebra e mexilhão quagga; no Brasil, o mexilhão dourado, hidrozoários, algas, lama ferruginosa; além de espécies de crustáceos, moluscos e macrófitas na Europa, Ásia e outros locais.

Há uma gama bastante diversificada para minimizar estes impactos, passando em sua maioria por intervenções manuais altamente custosas ou injeção de produtos químicos diretamente no sistema de resfriamento das unidades geradoras.

A COPEL – Companhia Paranaense de Energia possui a concessão da UHE GJR – Usina Hidrelétrica Governador José Richa (Salto Caxias), a qual entrou em operação em 1999, com 4 unidades geradoras, cada uma com potência de 310MW. Nesta usina, em 2004, foi detectada a presença de um hidrozoário invasor (*Cordylophora caspia*) nas coletas de amostras de água no reservatório e em 2006, foi constatada

a primeira ocorrência de organismos adultos do molusco da espécie mexilhão dourado (*Limnoperna fortunei*).

No Brasil, a UHE GJR foi uma das primeiras hidrelétricas a ser impactada por esse tipo de molusco, porém, até o momento já foram encontrados registros de mexilhão dourado em mais de 50 reservatórios do país. Nestes 20 anos, a COPEL desenvolveu um laboratório próprio na usina, realizou vários testes e ensaios, além de projetos de Pesquisa & Desenvolvimento com institutos de pesquisa, sendo que a Usina Hidrelétrica Governador José Richa se transformou em uma referência no assunto, sendo procurada por profissionais de outras empresas do Brasil, Uruguai e Argentina para troca de experiências e conhecimento.

Os métodos existentes mais difundidos são oriundos da injeção de produtos químicos, porém, cada vez torna-se mais complexa as autorizações ambientais e atendimentos aos requisitos legais. Há também, variados tipos de produtos sendo utilizados Brasil a fora, não tendo uma uniformidade sobre a eficiência destes. Somente na UHE GJR, já foram testados três produtos químicos diferentes, e recentemente a usina recebeu a autorização do instituto ambiental do estado do Paraná para utilizar o hidróxido de sódio, que é uma commodity, e possui ampla gama de fornecedores, auxiliando a aumentar as opções de produtos disponíveis no mercado.

Outras alternativas passam por aplicação de tintas que impossibilitam a incrustação das espécies nos equipamentos. A UHE GJR possui painéis de grades da tomada d'água e trocadores de calor do gerador pintados, desde 2009, com uma tinta a base de fluorpolímero de três componentes, e conseguiu reduções muito significativas nas intervenções de parada de manutenção de unidades geradoras e utilização de mão-de-obra.

Por fim, metodologias físicas, tais como eletromagnetismo e ultravioleta, este último testado na unidade geradora 04 da UHE GJR, os quais até recentemente não havia dados consistentes sobre a eficiência, apresentaram resultados promissores, e podem trazer alternativas viáveis frente aos produtos químicos.

O objetivo deste trabalho é realizar um compilado e uma análise crítica de diferentes métodos para minimizar o impacto de bioincrustação no sistema de resfriamento de usinas hidrelétricas e apresentar às empresas e aos profissionais do setor de energia.

Perguntas e Respostas

Quais adaptações de projeto (dimensões da câmara, potência das lâmpadas, redundância) e métricas de desempenho são previstas para a próxima fase, em que todo o sistema de resfriamento de uma unidade geradora será tratado exclusivamente por UV, sem apoio químico?

Uma unidade geradora da UHE GJR possui vazão aproximada de 850m³/h. Na primeira fase do estudo, com apoio químico, o tratamento era em uma parte do sistema de resfriamento, direcionado principalmente à vazão para os trocadores de calor dos mancais, totalizando 100m³/h.

Para esta próxima fase, além do equipamento, em que a câmara é de 14 polegadas e com 6 lâmpadas de alta intensidade, contra uma câmara de 6" e 4 lâmpadas no projeto piloto, haverá a necessidade da alteração do layout do sistema, porém, a principal preocupação, é que a injeção de produto químico ocorre antes do filtro principal do sistema de resfriamento, e a instalação do equipamento ultravioleta, necessariamente, é depois deste filtro. Portanto, nesta metodologia utilizando um sistema ultravioleta, este filtro ficará sem nenhum tratamento, e para mitigar os

impactos, foram implantadas melhorias como um pré-filtro, elevação da periodicidade de retrolavagem e está em estudo a eletrodeposição de cobre nos cestos de filtragem.

O acompanhamento da efetividade será através de análise quantitativa (fixação de mexilhões por m², peso total retirado), como qualitativa (atuações de diferencial de pressão nos trocadores de calor, limpezas realizadas no sistema).

Já foi elaborada alguma análise comparativa de CAPEX/OPEX e de disponibilidade de unidade para (a) tratamento químico contínuo, (b) aplicação de revestimentos anti-incrustantes a cada overhaul e (c) implantação permanente de sistemas físicos (UV, eletromagnetismo)? Quais resultados preliminares orientam a escolha prioritária da COPEL?

A aplicação de tintas anti-incrustantes e a utilização de máquinas de limpeza são vistas como itens complementares, sendo que, as soluções efetivas, passam pela injeção de produtos químicos ou metodologias físicas (ultravioleta ou eletromagnetismo).

Após os P&Ds desenvolvidos na COPEL e na UHE Governador José Richa, verificando a eficiência dos produtos, com relação aos químicos, foi decidido utilizar um produto a base de quaternários de amônia ou hidróxido de sódio. Ocorre, que, por ser um produto consumível, toda esta despesa é alocada como OPEX, além, das dificuldades com relação a liberação do órgão ambiental.

O eletromagnetismo, como funciona em regime do comodato, também é alocado integralmente como OPEX, porém, não há maiores dificuldades de liberação ambiental, no entanto, ainda carece de maiores testes.

No ultravioleta, o maior custo, que seria do equipamento, é possível alocar como CAPEX, não há dificuldades na liberação do órgão ambiental, e está em fase final de testes, assim, caso aprovado, será uma boa solução, pois o ultravioleta não incide apenas no mexilhão dourado, como em outras espécies invasoras.

Com relação ao comparativo CAPEX/OPEX, o ultravioleta é promissor principalmente em usinas em que há um maior custo com produtos químicos, ou seja, em usinas com vazão maior no sistema de resfriamento, pois isso diminui o payback.

O payback de um sistema ultravioleta X a injeção de produto químico, na UHE GJR, é de aproximadamente 7 a 8 anos.

Desta forma, considerando a possibilidade de classificar grande parte do investimento como CAPEX, payback, além de uma possível eficiência maior contra espécies invasoras e menor burocracia para liberação ambiental, estes fatores levaram a COPEL a dar prosseguimento nos testes finais com ultravioleta.

Dentre todas as técnicas experimentadas pela planta em estudo, qual delas se mostrou mais eficaz no combate às bioincrustações?

As metodologias complementares (tinta e máquina de limpeza química) são muito importantes para reduzir a alocação de mão-de-obra em limpezas mecânicas de equipamentos, principalmente, otimizando paradas de máquinas. porém, é necessário outro método em conjunto.

Referente aos produtos químicos, o dicloro seria o menos eficiente, e o hidróxido de sódio e o produto a base de quaternário de amônia possuem eficiência equivalente. No entanto, o produto a base de quaternário de amônia possui maior eficiência comprovada especificamente contra o mexilhão dourado, deixando a desejar contra outras espécies, porém, este produto, possui uma logística, manuseio e um impacto

menor nas paredes das tubulações. Paralelamente, há apontamentos sobre dificuldade de manter a dosagem e o pH da água estável com o hidróxido de sódio. O eletromagnetismo, dos métodos físicos, apresenta a instalação de forma mais simples, podendo ser realizado até com a unidade geradora em operação, porém, ainda carece de maiores estudos.

A grande vantagem do sistema ultravioleta é a gama de espécies invasoras que ele abrange, porém, os estudos ainda estão na fase final.

Desta forma, não há conclusão simplificada sobre eficiência, pois envolvem diversos fatores e ainda estudos em andamento, sendo que, caso confirmado, as metodologias físicas seriam as mais adequadas.

Título - Comparação dos resultados dos testes online de descargas parciais entre enrolamentos estatóricos fabricados pelo método GVPI e não GVPI

Entidade(s) - Qualitrol Iris Power

Autor(es) - Milene de Araujo Soares Teixeira

Resumo

Atualmente, existem três processos de fabricação de enrolamentos de estator usados para fabricar máquinas rotativas de alta tensão empregando barras ou bobinas. As diferenças nos métodos de processamento devem-se à forma como o ligante, quase invariavelmente uma resina epóxi para máquinas modernas, é incorporado ao sistema de isolamento. Esses métodos são fitas ricas em resina (estágio B), impregnação por pressão a vácuo (VPI) de bobina ou barra e global VPI (GVPI). Embora o GVPI tenha sido aplicado de forma muito difundida na fabricação de motores, os avanços na tecnologia agora permitem que geradores relativamente grandes na faixa de 21 kV e 400 MVA sejam fabricados usando esta tecnologia.

Além disso, ao longo dos últimos anos, o processo GVPI tem sido mais amplamente utilizado, uma vez que encurta o processo de fabricação e, a princípio, reduz custos.

Independentemente da tecnologia de processamento utilizada, a maioria dos fabricantes de motores e geradores emprega alguma forma de teste de diagnóstico elétrico para monitorar a uniformidade das bobinas e barras dos estatores. As medições mais usadas são: a capacitância e o fator de dissipação (ou tan delta ou fator de potência), conforme descrito em IEEE 286 e IEC 60034-27-3. A norma IEC também fornece limites de aceitação para elementos de enrolamento único recém-fabricados. Alguns fabricantes e usuários finais também realizam testes de descarga parcial (DP) off-line, no entanto, por muitas razões técnicas, não há limites de aceitação de amplitudes de DP aceitos internacionalmente ou pela indústria.

Contudo, a amplitude do pico da atividade da DP é um indicador bem estabelecido da penetração da resina e da consolidação do isolamento porque é diretamente proporcional ao tamanho do defeito. Ao longo de várias décadas, muitas organizações, ou seja, fabricantes de máquinas, usuários finais e empresas de testes, usaram programas de testes on-line de DP para auxiliar na avaliação da condição de isolamento do enrolamento do estator para desenvolver programas de manutenção baseados em condições ou preditivos. A ampla aceitação desta abordagem se reflete no desenvolvimento de padrões internacionais, ou seja, IEEE 1434 e IEC 60034-27-2, que regem os testes on-line de DP. Esta contribuição descreve o desenvolvimento de uma abordagem de banco de dados estatístico para definir níveis de alerta que permitem determinar aquelas máquinas que requerem, com base na condição de isolamento do enrolamento do estator, ações de

manutenção. Um grande conjunto de resultados de testes on-line de DP, aproximadamente um milhão de conjuntos de dados, de forma mais específica a amplitude máxima de DP em uma taxa de repetição de pulso de 10 pulsos/segundo, foram reunidos em um único banco de dados que pode ser amostrado estatisticamente para determinar o que causou diferenças significativas para ocorrem entre subconjuntos de dados quando analisados de acordo com a tensão nominal, resfriado a ar ou hidrogênio e tipo de acoplador de DP e método de instalação.

Uma questão relativamente comum na indústria é se existe alguma diferença significativa nas amplitudes de DP entre máquinas que utilizam enrolamentos de estator fabricados por qualquer um dos três processos descritos acima. Neste artigo, examinamos os resultados de on-line DP para processos GVPI e não GVPI em cerca de 7.000 máquinas resfriadas a ar. Com base nesta análise, os resultados indicam que para estatores classificados entre 13 e 15 kV, parece haver pouca diferença na atividade de DP, indicando que ambos os métodos podem produzir enrolamentos bem impregnados. Em contraste, para enrolamentos de estator classificados em 10-12 kV, aqueles fabricados pelo processo não-GVPI tendem a exibir menor atividade de DP.

Perguntas e Respostas

Considerando que o percentil 90 % é proposto como limiar de “DP alto”, qual critério de ação (inspeção interna, teste off-line, substituição de barras) vocês recomendam quando um enrolamento atinge esse patamar e como isso varia entre GVPI e não-GVPI?

Como primeiro passo, aumente a frequência da coleta de dados de DP para estabelecer a tendência, como estável ou crescente, por exemplo. Se a tendência for de aceleração, recomendamos planejar uma parada o mais breve possível para testes offline e inspeção visual. A mesma abordagem é usada para GVPI e não GVPI.

Quais os cuidados especiais relacionados ao monitoramento e manutenção para estatores que apresentam elevadas DPs oriundas do processo de fabricação?

Assumindo que a máquina é nova (ou seja, a DP alta não é resultado do envelhecimento, mas sim de fabricação inadequada), a DP alta pode ser causada por deficiências nos processos de fabricação da máquina que não estão totalmente corretos, como cura incompleta; aplicação inadequada de fitas isolantes; processos VPI insuficientes; e etc. As mesmas recomendações dadas na resposta 1 podem ser aplicadas aqui, mas para evitar colocar tal máquina em operação, é importante realizar testes de controle de qualidade e aceitação adequados.

Dado o aumento estatístico da magnitude de descargas parciais em máquinas GVPI fabricadas após 2010, que modificações no processo de impregnação global poderiam ser recomendadas para melhorar a penetração da resina e reduzir vazios dielétricos em estatores de 10–15 kV?

Esta é uma pergunta para fabricantes, não para a IRIS POWER, mas, em geral, um melhor controle de qualidade no processo deve ajudar a produzir enrolamentos de maior qualidade.

Título - Estudo do comportamento hidrodinâmico da faixa operativa de unidade geradora, para operação em baixas potências fora da zona crítica, com vistas ao aumento da oferta de disponibilidade para o setor elétrico e ganhos econômicos a geradora.

Entidade(s) - China Three Gorges Brasil Energia LTDA, RIO PARANAPANEMA ENERGIA SA, RIO PARANÁ ENERGIA S.A.

Autor(es) - Giulliano Batelochi Gallo, Anderson Clayton Pereira, FABIANO DA CRUZ SANTOS SORGE, Guilherme Polis

Resumo

Nos últimos anos, temos verificado no Brasil períodos chuvosos desfavoráveis e abaixo das médias históricas registradas. Tal condição hídrica impôs a diversas usinas hidrelétricas a necessidade de operação em faixas de potência reduzida, sendo necessário, em diversos momentos, a parada total das unidades geradoras devido às restrições da faixa de operação de suas turbinas. Tal manobra, além de proporcionar uma redução da receita dos empreendimentos devido a menor quantidade de energia gerada, implicam em impacto negativo no que tange a segurança operacional do sistema interligado. Adicionalmente, observa-se também um incremento dos custos com consumo de energia para alimentação dos sistemas auxiliares das usinas. Face ao exposto acima, o presente trabalho técnico tem como objetivo apresentar um estudo de caso desenvolvido pela CTG Brasil na Usina Hidrelétrica de Salto, quando da operação com baixas potências em períodos de baixas vazões afluentes, tendo como grande desafio manter a integridade física das Unidades Geradoras sob condições de operação adversas. Adicionalmente, serão detalhados os resultados obtidos até a presente data, bem como os potenciais ganhos relacionados. A Usina Hidrelétrica de Salto, localizada no estado de Goiás, entrou em operação em 2010, a qual possui 2 unidades geradoras com potência nominal de 58 MW e total de 116 MW. O grande problema nesta usina durante períodos de baixa vazão afluente é que a potência mínima de operação das máquinas se encontra restrita em 35,5 MW, conforme especificado na curva de colina, ficando a vazão para esta faixa de potência acima das vazões afluentes mínimas observadas em períodos de baixa afluência. Desta forma, as duas unidades geradoras precisam ser desligadas e os equipamentos essenciais da usina (vertedouro, sistemas de comunicação, sistemas de drenagem e iluminação etc.) passam a ser alimentados pelas fontes auxiliares (gerador diesel ou fonte externa) até que ocorra a recuperação do nível do reservatório para permitir o retorno das unidades geradoras ao sistema. Conforme explanado anteriormente, tal manobra, além de proporcionar uma redução da receita do empreendimento, traz como impacto negativo a redução da segurança operacional do sistema interligado. Como solução para o problema, baseado nos estudos realizados, foi proposta a operação das unidades geradoras, de forma intermitente, na faixa de 20 a 25 MW. Desta forma, evitar-se-ia a parada total da usina quando não for possível operar acima dos 35,5 MW devido às restrições de vazão e nível do reservatório. Desta forma, através da diminuição temporária da geração na faixa operativa proposta, será possível manter a usina em operação durante o período de restrição hídrica, proporcionando um melhor aproveitamento hidráulico do empreendimento. Na etapa de desenvolvimento do trabalho, foram realizados os estudos abaixo: • Análise da Curva de Colina do modelo do rotor da Turbina; • Análise do projeto da Turbina e Gerador; • Análise da oscilação e vibração dos mancais das Unidades Geradoras

1 e 2 (Faixa de 0 a 59,25 MW); • Avaliação dos parâmetros dos ensaios in-loco de verificação de ruído característico de cavitação, distúrbios hidráulicos, coleta de oscilação e temperatura de mancais; • Análise de parâmetros de pulsação de pressão na tampa da turbina e caixa espiral; • Simulação de ganho de elevação do nível do reservatório durante a operação; • Avaliação do ensaio de modelo da Turbina quanto a erosão cavitacional. Através dos resultados verificados nos ensaios acima, concluiu-se que é viável a operação em 26MW das unidades geradoras da UHE Salto durante os períodos de baixa vazão afluente, desde que atendidas as premissas abaixo: • Não ultrapassagem de uma quantidade de horas de operação (anual) definidas pelo estudo; • Controle das horas de operação na faixa de potência reduzida; • Monitoramento das oscilações e da temperatura dos mancais; • Monitoramento da vibração na tampa da turbina e caixa do mancal guia. Isto posto o objetivo foi atendido e a unidade geradora passou a operar em baixas potências fora da zona crítica, aumentando a oferta de disponibilidade para o setor elétrico e trazendo ganhos economicos a geradora.

Perguntas e Respostas

Planeja-se instalar sensores redundantes (ex.: vibração laser, proximetros com autocalibração) para validar permanentemente os níveis de vibração e antecipar possíveis degradações que o limite de 480 h possa não capturar?

Após a implementação da metodologia houve uma melhoria no regime de partida/paradas das unidades geradoras?

Como a faixa de 26–30 MW pode ser afetada por condições transientes de carga e variações rápidas de vazão, e que estratégias de monitoramento poderiam ser incorporadas para mitigar riscos de cavitação e vibrações indesejadas durante essas operações intermitentes?

Título - Diagnóstico e Manutenção Preditiva de Máquinas Rotativas: Estudo de Caso de um Hidrogerador de Grande Porte.

Entidade(s) - CENTRAIS ELETRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A,CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA ELETROBRAS

Autor(es) - Júlio Antônio Salheb do Nascimento

Resumo

Máquinas rotativas, como todos os outros ativos da rede elétrica, têm uma vida útil esperada. Durante a operação os componentes de um hidrogerador são continuamente expostos a estresses elétricos, térmicos, mecânicos e ambientais. Uma combinação desses efeitos ou apenas um deles resulta em uma falha nos componentes da máquina, que se não for detectada e consertada a tempo, pode ocasionar a indisponibilidade do equipamento ou em casos mais graves, falhas catastróficas. Para evitar falhas e interrupções nas máquinas rotativas, é essencial uma manutenção preditiva regular ou periódica.

Com objetivo de verificar a condição da isolação elétrica do estator de uma unidade geradora de grande porte, com potência de 350 MVA foram realizados os ensaios elétricos de Fator de Potência e Capacitância, Descargas Parciais e inspeção com

Câmara Ultravioleta (corona).

Descargas parciais nos sistemas isolante dos equipamentos de alta tensão é um sintoma de fragilidade na sua suportabilidade dielétrica e cuja evolução pode vir a acarretar graves consequências para o equipamento. A máquina ensaiada possui vinte e quatro (24) acopladores capacitivos (oito acopladores por fase) para medição de descargas parciais distribuídos nos pontos de maior potencial enrolamento estático. As medições on line das descargas parciais realizadas na máquina apresentaram níveis de sinais bem superiores em relação ao histórico de medição, indicando a existência de problemas em determinadas regiões do estator da máquina, motivo pelo qual foi programada a manutenção corretiva da máquina.

Iniciou-se os ensaios off line pela medição de fator de potência e capacitância, com objetivo de avaliar as condições do isolamento do estator. Obteve-se como resultados destes ensaios valores de capacitância e fator de potência diferentes das medições realizadas anteriormente.

Posteriormente foi realizado ensaios com uma câmera corona, que é uma tecnologia de geração de imagem, não invasiva e não destrutiva que tem sido aplicada no Setor Elétrico como uma ferramenta de manutenção preditiva, com a grande vantagem de inspecionar os equipamentos em plena operação e a distâncias seguras. Foi energizando o estator com uma tensão de 9kV. Foi priorizado nesse ensaio a região onde está localizado os sensores de descargas parciais que indicaram maior níveis de descargas. Durante o ensaio foram detectados alguns pontos com alta contagem de fótons e um desses pontos verificou-se também descargas visíveis.

Após a realização destes ensaios, foi realizado substituição das barras com alta contagem de fótons detectadas no ensaio com a camera corona e com descarga visível. Foi realizado também a inspeção visual, onde foi detectado a presença de um material granulado depositado próximo da saída de fase da máquina. Depois da realização deste serviço de manutenção, foram realizados novos ensaios de descargas parciais, cujos resultados apresentaram redução significativa dos níveis de descargas, foram também realizados novos ensaio de capacitância e fator de potência, cujos resultados voltaram a valores normais.

Como resultado deste trabalho constatou-se que o ensaio de descargas parciais detectou a anomalia e localizou uma região, que consiste em cerca de um quarto do estator, onde estava a falha e o ensaio de capacitância e fator de potência ratificou a existência da falha e o ensaio realizado com a câmera corona localizou exatamente as barras que estavam com defeito.

Perguntas e Respostas

Quais limites de tendência ou taxa de crescimento de DP online vocês consideram adequados para disparar inspeções offline em máquinas similares e como esses limites foram definidos neste caso?

A duplicação do Qm a cada 6 meses é uma indicação de que uma rápida deterioração está ocorrendo e, eventualmente, testes off-line ou uma inspeção visual do enrolamento são necessários.

Para parques com dezenas de unidades, como pretendem priorizar recursos (pessoal, equipamentos de teste) e automatizar a correlação entre DP online, tan d e inspeção corona para acelerar a tomada de decisão?

A usina onde foram realizados os ensaios conta com mais de vinte unidades geradoras, todas com monitoramento online de descargas parciais (DP). As

violações de limites de DP são raras, e, quando ocorrem, priorizamos a análise detalhada do padrão PRPD para identificar possíveis fontes de defeito e definir a necessidade de inspeções por corona. Em paralelo, recomendamos sempre a execução dos ensaios de capacitância e fator de dissipação ($\tan \delta$), que fornecem informações complementares essenciais. Esse processo nos permite direcionar de forma eficiente os recursos de pessoal e equipamentos de teste, priorizando as unidades com maior evidência de degradação do sistema de isolamento.

Qual o valor de tensão aplicada no ensaio off line para identificar a localização da falha de isolamento por inspeção corona?

A Tensão aplicada foi a tensão fase terra de operação da máquina (8kV).

Título - ANÁLISE DO NÚMERO DE PARTIDAS E PARADAS EM USINAS HIDRELÉTRICAS – CASO UHE TUCURUÍ

Entidade(s) - CENTRAIS ELETRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A, CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA ELETROBRAS, Associação Parque de Tecnologia do Lago de Tucuruí, Universidade Federal do Pará

Autor(es) - JUCILEIA CRUZ MACHADO, Rodolfo Vitorino Correia Ramalho, André Luiz Amarante Mesquita

Resumo

As usinas hidrelétricas (UHEs) conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) têm sua operação subordinada às regras do Operador Nacional do Sistema (ONS), que geram condições operacionais muitas vezes não adequadas às unidades geradoras, sejam por baixo rendimento ou por condições limites de operação que afetam a manutenção, como desgastes e cavitação. Este trabalho tem como objetivo fazer uma investigação no processo de despacho de curto prazo, horizonte de um dia, para uma usina hidrelétrica e quantificar o número de partidas e paradas das unidades geradoras. Foi utilizada como base e estudo de caso a usina hidrelétrica de Tucuruí, onde foram mapeados os dados de despacho de geração do ano de 2021. O número de partidas e paradas foi medido com base no sistema interno da Eletrobrás Eletronorte chamado Informativo Operacional de O&M (INFO_OPR), no qual são lançados todos os estados operativos das unidades geradoras, ou seja, todos os eventos de mudanças de estado das máquinas, como partidas e paradas, sejam por conveniência operativa do sistema, manutenções (programadas ou de emergências) ou perturbações. Foram destacados todos os eventos de DCO (desligado por conveniência operativa), ou seja, devido à redução de geração da usina pelo ONS, houve a necessidade de desligar unidades geradoras para adequação ao despacho solicitado. E os eventos de OPR (operando em condições normais) pelo processo inverso, ou seja, uma elevação da potência requerida da instalação pelo ONS e consequentemente a partida de unidades geradoras. Os dados apurados da UHE Tucuruí evidenciaram que o número de partidas e paradas de unidades geradoras, para o ano estudado, é realmente de chamar a atenção, sendo essas movimentações para atendimento à demanda do sistema, acendendo o alerta para o grande esforço mecânico e elétrico aos quais as unidades geradoras são expostas pelos elevados ciclos de partidas e paradas. Como, por exemplo, há unidades geradoras com até 382 movimentações de partidas e paradas em um ano, ou seja, em um mesmo dia a unidade pode ter várias mudanças de estado. Não há ainda uma forma concreta de medir o quanto as partidas e paradas afetam os

sistemas e subsistemas das unidades geradoras, porém é inegável que os repetidos ciclos de partida e parada têm um papel significativo nos desgastes das máquinas. Tomando como exemplo as unidades geradoras da UHE Tucuruí, dado o histórico de manutenções, foi possível verificar que as unidades com maior número de partidas e paradas tiveram também um número bem elevado de solicitações de intervenções para correção de anomalias. Em contrapartida, as unidades que fazem parte do serviço auxiliar com o menor número de partidas e paradas têm uma incidência de solicitações de intervenções bem menor. Diante dos resultados apurados na investigação, fica claro que medidas precisam ser tomadas para que as perdas sofridas pelas instalações sejam mitigadas. Outro fato importante a destacar é a promoção de discussões e argumentações, junto aos órgãos regulamentadores, da necessidade de que as instalações sejam compensadas quando são sobre exigidas para atendimento ao sistema. E com isso a redução das perdas econômicas com manutenções e perdas de receita. O intuito desta investigação foi contribuir para que as discussões sobre o tema sejam cada vez mais amplas e que delas possam sair propostas que venham a contribuir para o desenvolvimento de novos modelos, mudanças na regulação e o crescimento técnico-econômico do nosso país.

Perguntas e Respostas

Há planos para medir, por meio de indicadores de condição (vibração, DP, temperatura de mancais), o efeito direto da redução de P/P na confiabilidade dos componentes, a fim de quantificar economicamente o benefício?

Como esse trabalho foi fruto de um estudo acadêmico, com simulações em software de programação, não houve implementação e testes reais nos sistemas para se obter dados suficientes que quantificassem a viabilidade econômica e os impactos nos sistemas auxiliares das unidades geradoras.

Há planos para medir, por meio de indicadores de condição (vibração, DP, temperatura de mancais), o efeito direto da redução de P/P na confiabilidade dos componentes, a fim de quantificar economicamente o benefício?

As partidas e paradas impõem esforços adicionais não previstos no projeto do gerador, desta forma teremos mais falhas e indisponibilidade. Como fica a questão regulatória e os custos de OPEX e provavelmente a antecipação do CAPEX?

Como base no número de intervenções nos sistemas, que sofrem os maiores esforços no momento das partidas e paradas, como é o caso do regulador de velocidade, foi possível observar que há uma relação entre as unidades com maior número de p/p e o volume de intervenções demandadas por essas unidades em relação às que têm uma demanda de partidas e paradas menores, como é o caso das unidades do serviço auxiliar. O que, consequentemente, resulta em um aumento dos custos com manutenções. O trabalho contribuiu para negociações junto ao ONS para uma melhor forma de despacho das unidades geradoras, a fim de minimizar os impactos.

Existe algum período do ano, com base na potencia despachada e condições hidrológicas, na qual a metodologia se demonstra mais eficaz?

Nas amostras coletadas e selecionadas, não foi possível identificar uma forte correlação entre os períodos de melhor aproveitamento da metodologia. Entretanto, é possível inferir que, no período de máximo aproveitamento da queda disponível

(julho a setembro), há uma maior flexibilidade nos ajustes dos pontos de operação na curva de colina.

Título - CONGELAMENTO DE TUBULAÇÃO NA PCH BARRA DO RIO CHAPÉU PARA TROCA DE VÁLVULA AVARIADA

Entidade(s) - Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil - Eletrobras CGT Eletrosul, CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA ELETROBRAS

Autor(es) - Daniel Amorim, Rafael Freitas Ferreira

Resumo

Introdução

A PCH Barra do Rio Chapéu é uma instalação de geração de energia, com potência instalada de 15,15MW, que aproveita as águas do Rio Braço do Norte, entre as cidades Catarinenses de Rio Fortuna e Santa Rosa de Lima. Como em qualquer sistema industrial, enfrenta desafios de manutenção e operação. Um desses desafios, que exigiu atenção, foi a necessidade de substituição de uma válvula avariada em uma de suas tubulações (by-pass da válvula borboleta da unidade geradora 1).

A Usina, possui duas unidades geradoras Francis dupla, cada uma com seu conduto forçado, mas com um túnel de adução comum as duas unidades, com 3,5km de extensão, escavado em rocha.

Drenar a tubulação, para simples troca da válvula avariada, necessitaria esvaziar todo o túnel de adução, o que fatalmente causaria grande indisponibilidade e elevados custos consequentes da despressurização de um maciço rochoso conformado e estabilizado a mais de uma década.

Para troca da válvula sem despressurizar a montante, dois métodos são recomendados, a trepanação e o congelamento de tubulação. A trepanação foi descartada por não haver espaço suficiente para a operação, assim concentrou-se os esforços no método de congelamento.

O congelamento de tubulações é uma técnica utilizada na indústria para permitir a manutenção de sistemas que transportam fluidos, como água, óleo e combustíveis, sem a necessidade de drenar completamente o sistema. Esse método consiste em reduzir a temperatura do fluido, com nitrogênio líquido, até que ele congele, formando um bloco de gelo que isola a seção da tubulação a ser reparada. Assim, é possível realizar a troca da válvula com segurança.

Preparação para o Congelamento

O processo de congelamento é usado na indústria, mas não em hidrelétricas, devido ao risco de alagamento, diante de qualquer intercorrência. A operação tem potencial de risco muito baixo, mas com impacto significativo, podendo trazer grandes prejuízos humanos e patrimoniais.

Diante da preocupação com possíveis intercorrências, o processo foi previamente planejado e simulado a exaustão, até que todas as possibilidades tenham sido controladas, contornadas ou mitigadas.

Salienta-se que o benchmarking realizado com as demais empresas do segmento de energia, não encontrou eventos anteriores de congelamento de tubulação em hidrelétricas.

Processo de Congelamento

O congelamento começou com a aplicação gradual e controlada de nitrogênio líquido, através de uma camisa de injeção, instalada no trecho da tubulação a se

congelar. O objetivo era criar um bloqueio de gelo eficaz, que impedisse o fluxo do fluido. Durante essa fase, foi fundamental monitorar constantemente as temperaturas para garantir que o congelamento ocorresse de maneira uniforme, evitando danos à tubulação.

Após um tempo específico, que varia de acordo com o diâmetro da tubulação e as condições ambientais, a formação do gelo foi confirmada e a equipe pôde trocar a válvula com segurança. Esse processo foi realizado com cuidado, já que a integridade do sistema precisava ser mantida para evitar qualquer falha posterior.

Substituição da Válvula

A substituição da válvula avariada ocorreu de forma eficiente, utilizando-se ferramentas adequadas e seguindo os protocolos de segurança. A nova válvula foi instalada e testada para garantir que estivesse funcionando corretamente antes do descongelamento. Esse teste incluiu a verificação de pressões e vazamentos, assegurando que o sistema estivesse em plena capacidade de operação.

Descongelamento e Retorno à Operação

O descongelamento foi de maneira gradual, permitindo um degelo lento, reduzindo o risco de efeitos térmicos e danos à estrutura da tubulação.

Uma vez que a tubulação foi descongelada e o sistema restaurado, novos testes foram realizados para confirmar que a operação da Usina estava normalizada.

Conclusão

A operação foi um sucesso e tudo ocorreu como esperado, com eficiência e segurança, sem qualquer intercorrência.

Destaca-se que foi muito difícil convencer os profissionais envolvidos e a alta administração da empresa que o processo de congelamento era seguro e que poderia ser aplicado em hidrelétricas, com responsabilidade.

No fim, sendo realista, o sinal verde veio diante da falta de alternativas viáveis para a troca da válvula.

Procedimentos como o de congelamento de tubulação, para a substituição de uma válvula avariada, mostram como a criatividade, a imaginação, ou simplesmente abrir a cabeça e olhar para o lado, torna possível a solução de problemas complexos e exemplifica a eficácia de métodos inovadores em engenharia para a manutenção de sistemas críticos.

Perguntas e Respostas

A CGT Eletrosul elaborou instruções ou normas internas após o sucesso da operação? Quais recomendações chave (prazos, inspeções, qualificação de fornecedores) seriam incluídas para padronizar futuras intervenções semelhantes no setor hidrelétrico?

A técnica de congelamento implica em esforços mecânicos tanto na contração parcial da tubulação quanto na expansão volumétrica do líquido. Após a substituição da válvula foram realizados testes para a identificação de microfissuras ou deformações da tubulação na região congelada?

Conforme descrito neste trabalho, a técnica de congelamento é caracterizada por ser um processo lento, tanto durante o resfriamento quanto no período pós-descongelamento. Essa lentidão favorece alterações graduais e uniformes, permitindo que o comportamento observado seja considerado, em última análise, como um processo quase estático.

Durante a transformação de fase, o gelo apresenta uma expansão volumétrica

anômala. Seu volume aumenta à medida que a temperatura diminui, e posteriormente volta a se contrair. Nessa fase anômala, embora o gelo se expanda, sua resistência é baixa, o que permite que ele se acomode em regiões livres sem interferir na pressão interna do tubo. No entanto, é fundamental evitar o confinamento do ponto de congelamento, conforme orienta a norma ASME PCC-2–2018:

“302-4.6 Sistemas Fechados

Precauções especiais devem ser tomadas para evitar danos ao sistema de tubulação quando a operação do bujão de congelamento estiver localizada próximo a uma extremidade fechada, como uma tampa de solda, flange cego ou válvula fechada. Uma vez formado o tampão de congelamento, a expansão diferencial do gelo formado a partir do líquido pode causar um aumento de pressão no volume fechado e danificar o tubo.”

Na fase em que o volume específico do gelo volta a diminuir, sua resistência estrutural aumenta substancialmente. A contração do gelo ocorre de forma mais acentuada que a da tubulação, o que impede o aumento da pressão interna. Essa dinâmica é corroborada pela norma ASME PCC-2–2018:

“302-3.3 Pressão

A pressão que um plugue de congelamento pode manter é diretamente proporcional à força do plugue, a força do plugue é diretamente proporcional ao comprimento do plugue e a resistência ao cisalhamento do plugue aumenta à medida que a temperatura diminui. O gelo se contrai a uma taxa mais rápida do que o aço à medida que a temperatura diminui, portanto, o plugue de congelamento não exerce pressão no interior do tubo à medida que o plugue de congelamento se forma.” Quanto à contração linear da tubulação, verificou-se que a linha onde ocorreu o congelamento apresentava flexibilidade suficiente para absorver a retração da pequena porção congelada.

É importante também evitar a aplicação de cargas dinâmicas, tensões abruptas e impactos, conforme preconiza a norma ASME PCC-2–2018, especialmente porque, em temperaturas muito baixas, embora o aço mantenha sua resistência, sua tenacidade é significativamente reduzida.

“302-2.6 Carga de Impacto

O sistema de tubulação não deve ser submetido a cargas dinâmicas ou externas significativas durante a operação de congelamento. Por exemplo, não use chaves de impacto ou chaves de impacto para mover pinos e porcas.”

Considerando que todas as recomendações da norma ASME PCC-2–2018 foram rigorosamente seguidas, bem como as orientações do prestador de serviço, fundamentadas em sua experiência prática, e que o processo foi conduzido com elevado grau de cuidado e controle, conforme previsto em um planejamento executivo detalhado e eficiente, à época não se identificou a necessidade de realização de ensaios não destrutivos para verificar a possível formação de microfissuras.

Quais são os critérios técnicos e operacionais que devem ser considerados para decidir entre soluções inovadoras, como o congelamento, e abordagens tradicionais, especialmente quando se lida com infraestruturas críticas e alto risco geotécnico?

A definição da estratégia de manutenção, especialmente em infraestruturas críticas e sob alto risco geológico, deve priorizar, nesta ordem: a segurança pessoal, a

segurança patrimonial e a viabilidade econômica.

No caso em questão, a solução tradicional mostrou-se inviável, pois não havia forma prática de aliviar a pressão a montante da válvula danificada para realizar uma simples substituição. Diante disso, restaram duas alternativas: (1) esvaziar completamente o túnel de adução ou (2) adotar uma solução inovadora.

O esvaziamento do túnel, com 3,5 km de extensão, submetido a diversos tratamentos de estabilização e mantido pressurizado por 10 anos, foi considerado uma medida de alto risco. Tal operação implicaria custos elevados, grande potencial de danos estruturais, prolongado tempo de indisponibilidade das máquinas e riscos significativos para as equipes de inspeção geológica.

Diante dessas restrições e da impossibilidade de uma substituição convencional, a válvula defeituosa permaneceu aberta e inoperante por uma década, impossibilitando também a manutenção da válvula de operação do by-pass.

Após esse período, a válvula de operação do by-pass começou a apresentar sinais de falha iminente. Caso ela viesse a falhar, perder-se-ia a capacidade de interromper o fluxo, inviabilizando qualquer tentativa de congelamento da tubulação. Frente a essa ameaça e à necessidade urgente de intervenção, optou-se pela técnica de congelamento da tubulação como solução viável e segura para o contexto.

Como disse Platão: “A necessidade é a mãe da invenção”. E foi justamente a necessidade que nos levou a buscar, na indústria, uma abordagem inovadora para solucionar um problema crítico em uma hidrelétrica.

Qual o impacto térmico do congelamento sobre a integridade do material da tubulação ao longo do tempo, especialmente considerando ciclos térmicos repetidos ou a possibilidade de fragilização localizada? Quais seriam os limites críticos (em termos de diâmetro, espessura, pressão interna e vazão) para a aplicação segura da técnica de congelamento de tubulação em usinas hidrelétricas de maior porte?

A técnica de congelamento de tubulação para substituição de válvulas ou outras modificações é uma medida excepcional, utilizada apenas quando abordagens tradicionais são inviáveis. Por esse motivo, a consideração de ciclos térmicos repetitivos não é, em geral, uma preocupação relevante.

Após um ciclo de congelamento e retorno à temperatura normal, em um processo considerado quase estático, não há alteração na microestrutura do aço, conforme estabelece a norma ASME PCC-2-2018:

“302-3.2 Mudanças na Propriedade do Material

À medida que a temperatura do metal diminui, a resistência do material aumenta, mas sua tenacidade à fratura diminui. A microestrutura e as propriedades físicas de um metal permanecem inalteradas após o metal ter sido exposto a temperaturas criogênicas e retornado às temperaturas normais.

No caso analisado, procedeu-se à desmontagem de parte da tubulação para alívio de tensões. O torque final dos parafusos para reconexão foi aplicado somente após o descongelamento completo e retorno à temperatura inicial, mantendo o processo em regime quase estático.”

Limitações para aplicação em usinas de maior porte

A aplicação segura do congelamento depende de parâmetros como diâmetro da tubulação, pressão interna e espessura de parede.

1. Diâmetro da tubulação

A viabilidade não está diretamente relacionada ao porte da usina (PCH ou UHE), mas sim ao diâmetro da tubulação envolvida.

- Em uma PCH, pode haver condutos forçados com 100 polegadas de diâmetro.
- Em uma UHE, tubulações de sistemas auxiliares (água bruta, resfriamento) podem ter diâmetros menores que 20 polegadas. Todas as situações devem ser analisadas individualmente.

Segundo a ASME PCC-2–2018:

“O ponto de ebulição do nitrogênio líquido é -196°C (-320°F). Isso está muito abaixo da temperatura necessária para congelar a água e muitos outros líquidos. Devido à sua capacidade para altas taxas de transferência de calor, o nitrogênio líquido pode ser usado para tampões de congelamento em tamanhos de tubos até DN 1200 (NPS 48).”

Embora tecnicamente possível até esse diâmetro, recomenda-se consultar prestadores de serviço para confirmar a viabilidade prática.

2. Pressão interna

Conforme a ASME PCC-2–2018:

“Os plugues de congelamento suportaram 170 bar (2.500 psi) para reparos em campo reais e foram testados com sucesso em até 680 bar (10.000 psi).”

3. Espessura de parede

Embora nesse aspecto a norma ASME PCC-2–2018 tenha sido omissa, de acordo com informações de prestadores de serviço, espessuras acima de 5 mm são consideradas plenamente seguras para a execução do congelamento.

Título - Resolução de problemas de baixos valores de resistência de isolamento e índice de polarização do estator do gerador da TUUGH-15 da UHE-Tucuruí, através da eliminação de vazamentos de resinas das capas isolantes.

Entidade(s) - CENTRAIS ELETRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A, CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA ELETROBRAS

Autor(es) - MARCOS PEREIRA CEPEDA, Klênio Dias Timoteo

Resumo

Artigo

Resolução de problemas de baixos valores de resistência de isolamento e índice de polarização do estator do gerador da TUUGH-15 da UHE-Tucuruí, através da eliminação de vazamentos de resinas das capas isolantes.

Resumo

Os geradores elétricos desempenham papel central e fundamental em qualquer sistema elétrico. São os equipamentos responsáveis por converter energia mecânica em energia elétrica, possibilitando o fornecimento contínuo e estável de eletricidade para indústrias, residências, e outros setores essenciais da sociedade. A importância dos geradores no sistema elétrico pode ser destacada em diversos aspectos, como a geração de energia, a distribuição confiável, e a manutenção da estabilidade do sistema elétrico.

Na construção dos geradores, o estator possui capas isolantes instaladas nas terminações/conexões entre barras do enrolamento estatórico. Essas capas têm uma função essencial na proteção e no desempenho de geradores elétricos, pois são projetadas para garantir que a corrente elétrica gerada pelos enrolamentos não

escape para partes indesejadas do gerador, proporcionando o isolamento elétrico, além de resistir a altas temperaturas e proteger o enrolamento contra fatores ambientais, como vibrações, poluição e substâncias químicas, que podem causar danos ao enrolamento.

O trabalho em questão consistiu na solução para o problema de baixos valores de resistência de isolamento e índice de polarização que vinham sendo registrados no gerador da TUUGH-15 da UHE-Tucuruí, onde a tendência de falha de isolação do estator foi constatada através da atuação do alarme do módulo de proteção SEL-2664S, que registrou alarme para possível falta terra-estator. Esta atuação da proteção levou à análise da ocorrência e definição de desligamento programado da unidade para ensaios elétricos e inspeção interna do gerador. A medição do índice de polarização novamente apresentou resultados insatisfatórios, conforme a IEEE 43:2013. Isso levou à inspeção interna, que constatou o vazamento da resina de enchimento das capas isolantes. Analisando a situação encontrada internamente e o projeto das barras dos geradores Alstom, onde a pintura semi-condutiva é elevada até próximo do terminal da barra, chegou-se à conclusão que o vazamento da resina não curada e os espaços internos deixados, somados às impurezas inerentes ao gerador (poeira, pó de escova, pó da lona de freio, vapor de óleo etc.) e a região da camada semi-condutiva muito próxima ao condutor das barras, poderiam estar encurtando o gap de isolação entre condutor e a camada semi-condutiva, criando um caminho para a fuga de corrente.

A alternativa encontrada para solucionar o problema foi substituir todas as capas isolantes do gerador, utilizando nova composição de resina isolante e diminuir em 80mm a região da pintura semi-condutiva das barras. Com estas ações, os valores de resistência de isolamento e índice de polarização do estator do gerador da TUUGH-15 da UHE-Tucuruí atingiu os valores satisfatórios.

Posteriormente foi realizada a análise em laboratório de amostras das resinas originais do projeto dos geradores Alstom da CFII da UHE-Tucuruí e de amostras das novas resinas utilizadas na TUUGH-15, para esclarecer o fenômeno ocorrido nos oito geradores e definir a melhor composição para a substituição nos demais geradores a serem recuperados. As ações futuras são replicar a solução para as demais unidades Alstom da CFI da UHE-Tucuruí.

Perguntas e Respostas

Como pretendem avaliar, em trabalhos futuros, a contribuição de biofilmes bacterianos associados ao mexilhão-dourado no mecanismo global de corrosão? Como fazer esta distinção?

Quais critérios de seleção (aderência, resistência à cavitação, vida útil) mais relevantes para escolher entre revestimentos orgânicos anti-incrustantes e metálicos nas zonas de maior velocidade de escoamento?

Considerando o payback de soluções de controle (ex.: revestimentos ou cloração contínua), há estimativas comparativas de CAPEX/OPEX para usinas de portes distintos ou com diferentes materiais (aço-carbono em usinas menores x inox)?

Que ensaios ou monitoramentos periódicos estão previstos para garantir que a nova resina epóxi bicomponente mantenha suas propriedades dielétricas e mecânicas ao longo de décadas de operação?

Inicialmente, os corpos de prova da resina utilizada passaram por ensaios de calorimetria diferencial de varredura, temperatura de transição vítrea e inflamabilidade, garantindo a performance da resina. Quanto ao monitoramento, o módulo de proteção da função 64GN é verificado periodicamente para avaliar os níveis de resistência de isolamento e os hidrogenadores possuem programa de manutenção preventiva trianual, onde um dos itens inspecionados são as capas isolantes quanto à trincas e vazamento da resina de enchimento.

Quais critérios (idade, histórico de falhas, custo de parada) serão usados para priorizar a aplicação da solução nos outros hidrogenadores da UHE Tucuruí e como será gerenciado o risco de novos alarmes durante o cronograma de intervenções?

A substituição das capas isolantes e utilização da nova resina de enchimento ocorrerá nos demais geradores de mesmo fabricante da UGH-15, já que todos apresentaram o mesmo fenômeno. A programação da substituição ocorrerá conforme plano de parada de manutenção da UHE-Tucuruí. O risco de novos alarmes é verificado no módulo de proteção da função 64GN.

O vazamento da resina dos caps isolantes ocorreu durante a montagem da máquina ou após uma manutenção corretiva? Os valores de resistência de isolamento, seja durante o comissionamento ou após a correção de falha, apontaram para valores próximos à tolerância?

O vazamento da resina de enchimento das capas isolantes foi observado nas primeiras revisões quinquenais e constatado em todos os geradores de mesmo fabricante, indicando uma falha do material aplicado ou erro estequiométrico na montagem. Os valores de R.I e I.P registrados no comissionamento são satisfatórios conforme IEEE43, mas alguns valores medidos ao longo dos anos de operação já com a evidência do vazamento da resina, seja em manutenções preventivas ou corretivas, apresentaram valores inferiores aos mínimos remendados pela norma.

Título - Aplicação de equipamento para monitoração da condição de geradores síncronos através do campo magnético externo e sua contribuição para gestão de ativos de geração

Entidade(s) - AQTECH ENGENHARIA E INSTRUMENTACAO S/A, ENGIE BRASIL ENERGIA S.A., Universidade Federal de Santa Catarina, ENGIE BRASIL ENERGIA S.A

Autor(es) - Tiago Kaoru Matsuo, Tiago César Busatta, Luciano Mendes de Freitas, rubens josé nascimento, Luis Otavio Steffenmunsberg Grillo, Nelson Jhoe Batistela, Luciano Bortoloto Antunes, Wilian Carlos de Oliveira, Luan Tominaga

Resumo

A monitoração da condição dos ativos de um sistema de geração é uma estratégia essencial para confiabilidade operacional e gestão dos ativos em usinas de energia elétrica, pois permite a identificação da falha e o acompanhamento de sua evolução até o momento de uma manutenção planejada. Esta estratégia contribui para a minimização de paradas não programadas e aumenta a confiabilidade da operação das plantas de geração. Entre as diversas estratégias para a monitoração da

condição de geradores síncronos, que são máquinas predominantes nas plantas de geração hidráulicas e térmicas, a monitoração do campo magnético externo é um método emergente que possibilita a monitoração não invasiva da máquina e a detecção de diferentes tipos de faltas incipientes. Neste contexto, este resumo apresenta a concepção de um equipamento pioneiro para a monitoração da condição de geradores síncronos por meio da medição do campo magnético externo e sua aplicação em uma usina hidrelétrica. A monitoração da condição é realizada por meio do acompanhamento da assinatura magnética da máquina obtida pela análise em frequência de medidas da derivada temporal do campo magnético externo, que reflete características construtivas e operacionais do gerador síncrono. A monitoração desta característica magnética permite detectar faltas incipientes, ainda em um estágio inicial, o que possibilita acompanhar a evolução da falta ao longo do tempo e programar as ações de manutenção de maneira a minimizar o impacto deste evento sobre a operação da usina. O equipamento desenvolvido, denominado MagAnalyzer, é fruto de três projetos desenvolvidos no âmbito do programa de P&D ANEEL e sua concepção inovadora proporcionou a concessão da patente de invenção INPI Nº BR1020150114389, que tem a ENGIE Brasil Energia, a Itá Energética S.A. e a Universidade Federal de Santa Catarina como titulares. Sua aplicação pioneira em uma usina hidrelétrica operando conectada ao sistema interligado nacional (SIN) já possibilitou a detecção de uma falta incipiente em uma unidade geradora, o que contribuiu para a tomada de decisões críticas sobre a correção desta falta e para o planejamento seguro da manutenção. A característica não invasiva deste equipamento possibilita uma instalação facilitada em geradores síncronos operando em hidrelétricas e termelétricas e contribui para a monitoração da condição da máquina junto a outros sistemas de monitoramento da condição já existentes. Sua proposta é agregar ainda mais informações sobre a condição da máquina ao longo de sua operação para aumentar o controle sobre as plantas de geração e possibilitar a otimização do planejamento da manutenção e o aumento de confiabilidade de operação da planta de geração. Sua utilização junto a geradores síncronos em centrais hidrelétricas, de qualquer nível de potência, e em usinas termelétricas se apresenta como uma aplicação inovadora no atual cenário de transição energética, possibilitando o aumento da confiabilidade de operação da planta de geração e do sistema elétrico como um todo. O artigo apresentará detalhes de arquitetura do sistema desenvolvido bem como os resultados práticos já alcançados em ambiente controlado e em campo. Em testes experimentais em laboratório, este equipamento já possibilitou a detecção de diferentes tipos de faltas, tanto no estator quanto no rotor, com o gerador síncrono operando de maneira sincronizada com o sistema elétrico, com o objetivo de avaliar a máquina em um cenário de operação similar a operação em plantas de geração de energia elétrica. Além disso, uma versão protótipo deste equipamento instalada em um gerador síncrono de 305 MVA na usina hidrelétrica de Itá já foi capaz de detectar a evolução de uma falta incipiente de vibração mecânica do eixo do gerador síncrono através da detecção de alterações em sua assinatura magnética.

Perguntas e Respostas

Como o MagAnalyzer se comunica com sistemas SCADA/PI existentes para correlacionar alarmes magnéticos com dados de processo em tempo real e reduzir falsos positivos? Há experiência de acionamento automático de ordens de serviço a partir dos alertas?

O MagAnalyzer é capaz de comunicar com sistemas SCADA da planta por meio dos protocolos Modbus TCP e IEC 60870-5-104. São utilizados dados, principalmente de Potência Ativa e Potência Reativa, para estratificar as análises do campo magnético externado e reduzir falsos positivos.

Hoje o MagAnalyzer ainda não aciona automaticamente ordens de serviços. É uma tecnologia muito nova, que ainda carece de refinamento e maturação com as equipes de engenharia de manutenção.

Para um parque com dezenas de geradores de diferentes potências e números de polos, quais adaptações (número de sensores, parâmetros FFT, limites de controle) são necessárias? Existe roadmap para normalizar essas configurações e criar índices comparáveis entre usinas?

O MagAnalyzer conta com um software de configuração que orienta a configuração dos parâmetros. O número de sensores é de 8 para grandes máquinas, e é necessário configurar parâmetros relativo à construção física da unidade geradora, parâmetros de TI (para integrar servidor e módulos), bem como parâmetros de análise/deteção. A seguir alguns exemplos de parâmetros necessários para configurar o sistema são:

- Potências nominais
- Tensões nominais
- Número de polos
- Número de ranhuras do estator
- Frequência da UG
- Número de harmônicas analisadas
- Fator sigma de alarme e alerta...

Hoje o MagAnalyzer está instalado em 3 unidades geradoras em uma mesma planta, com previsão de instalação até o final do projeto de mais 15 unidades de plantas distintas. Somente após coletas desses dados é possível avaliar uma normalização para comparação entre máquinas. Porém, o posicionamento de instalações das bobinas sensoras é muito relevante para a medida, o que cria ainda mais dificuldade para comparação entre máquinas. Hoje são avaliados e comparados apenas históricos da mesma máquina.

Durante o teste piloto nas 3 unidades geradoras em estudo, foram identificadas falhas incipientes reais que validam a eficácia do equipamento desenvolvido?

Sim. Em uma das máquinas monitoradas foi possível correlacionar um problema de folga excessiva no mancal. Existia um sistema de monitoramento de vibrações que permitiu também uma correlação com os dados de fluxo magnético externo.

Avaliando o histórico, foi possível verificar que o comportamento das harmônicas do fluxo detectou de forma antecipada a evolução da falta. Posteriormente, quando realizado as correções e ajustes da UG, os valores voltaram a normalidade. Esse caso foi apresentado no SNPTTEE de 2019, no trabalho “Emprego de Nova Técnica na Detecção de Falta Incipiente em Gerador Síncrono através do Campo Magnético Externado”, apresentado pela Engie.

Título - Solução Baseada em Gêmeos Digitais com Metodologia GeoBIM Aplicada a Segurança de Barragens das UHEs da Eletrobras

Entidade(s) - Imagem Geosistemas e Comércio Ltda, CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA ELETROBRAS, BIM START SERVICOS TECNOLOGICOS LTDA.

Autor(es) - SERGIO RICARDO RAMOS DA SILVEIRA, Ana Cristina de Freitas Marotti, Ricardo de Oliveira Rocha, Eduardo Pasini Corrêa de Oliveira

Resumo

Este trabalho apresenta um estudo de caso aplicado ao processo de Segurança de Barragens da Usina de Mascarenhas de Moraes, pertencente ao sistema Eletrobras, com objetivo de aprimorar seus processos relacionados a revisão periódica de segurança de seus ativos de geração hídrica, de modo a fazer frente as novas responsabilidades de fiscalização e governança estabelecidas pela Lei 14.066/2020, que versa sobre Política Nacional de Segurança de Barragens, assim como as definidas na RN 1064/2023, da Agência Nacional de Energia Elétrica, que estabelece obrigações para realização de Revisão Periódica de Segurança quanto ao risco e ao dano potencial que estes ativos possam ocasionar.

Para fazer frente a este desafio, a ELETROBRAS por meio de uma política estratégica de transformação digital, desenvolveu junto com seus parceiros tecnológicos, solução baseada em gêmeo digital da UHE Mascarenhas de Moraes, contemplando as fases de escaneamento a laser efetuada por drone (LIDAR), a posterior modelagem utilizando a metodologia GeoBIM, que une informações de concepção (projeto) e construção do ativo (As Built) do ativo, com informações sobre o local aonde o ativo foi implantado, e por último a integração deste modelo com o Sistema de Segurança de Barragens utilizado por aquela empresa.

Na solução desenvolvida, cada estrutura civil e cada componente eletromecânico da UHE Mascarenhas de Moraes são identificados em uma representação virtual (gêmeo digital) tal qual foram projetados e construídos (As Built), sendo esses elementos dotados de um elenco de atributos que identificam, via integrações, cada conjunto de características técnicas destes elementos a eles relacionados provenientes do cadastro de ativos (SAP PM).

Constituído o gêmeo digital (representação virtual) da UHE, a ele são relacionados via integração (georreferenciados virtualmente no modelo) todos os instrumentos (conjunto de sensores) utilizados no monitoramento de segurança do comportamento da usina frente aos seus parâmetros de operação, identificando esses instrumentos quanto as suas classes, tipos, finalidades, além das suas leituras produzidas ao longo de todas as campanhas de monitoramento. Essas informações são providas pelo Sistema de Segurança de Barragens utilizado pela ELETROBRAS, e são exibidas por seleção diretamente na representação virtual da UHE (gêmeo digital). Essas informações são frequentemente analisadas pela área responsável, de modo que possam ser detectadas possíveis anomalias que venham a significar risco quanto a sua segurança.

Desta forma, a solução aqui adotada permite uma série de vantagens em relação a obtenção, análise e até mesmo a realização de simulações com as informações ao modelo associadas, uma vez que permite associar ao gêmeo digital (representação virtual do ativo), via integrações, quaisquer informações provenientes das diversas bases ao ativo associadas, como suas características técnicas (SAP PM), de projeto (BIM), assim como adiciona as informações provenientes do mundo físico (GIS) do local de suas instalações (modelos digitais de elevação). Por meio da camada de informações do meio físico (GIS) ainda é possível incorporar ao modelo (gêmeo digital) os estudos de vazão e batimetria (cota x volume) utilizados nos estudos de rompimento (DAM Break) para elaboração dos mapas de inundação, permitindo a avaliação de sua segurança e o atendimento quanto as exigências e obrigações

presentes na Lei e na Resolução Normativa da ANEEL.

A solução desenvolvida permite ainda, por meio de sua camada de informações GIS, que seja utilizada no apoio a elaboração dos Planos de Ação Emergências (PAE) exigidos pela legislação vigente, uma vez que permite incorporar ao modelo virtual das UHEs as informações sobre os locais aonde estes ativos estão implantados, sendo possível identificar a partir deles populações em seu entorno que possam ser afetadas em um possível acidente (DAM Break), assim como as possíveis rotas de fuga, as estruturas de emergência que possam ser utilizadas como apoio, entre outras exigências necessárias a execução de um PAE.

Portanto, a solução baseada na metodologia descrita acima, eleva o nível de resposta as exigências contidas nas legislações vigentes, uma vez que possibilita que inova com a utilização do conceito do gêmeo digital de uma UHE, associado a uma série de processos relativos não só a segurança do ativo, mas também ao processo de gestão relacionada ao seu ciclo de vida, permitindo o seu uso nos processos de modernização/atualização, nas manutenções entre outros.

Perguntas e Respostas

Há planos para incorporar leituras on-line (sensores IoT) no gêmeo digital, permitindo detecção precoce de anomalias? Que desafios de cibersegurança e interoperabilidade vislumbram?

A Eletrobras avalia atualmente a adoção de monitoramentos preditivos de suas barragens por meio de adoção de soluções baseadas em IoT e IA. Também em estudo a utilização de redes dedicadas de comunicação, de modo a garantir a segurança de seus ativos.

Como a Eletrobras pretende mensurar o benefício econômico (CAPEX/OPEX evitados e mitigação de risco) dessa solução frente às abordagens tradicionais de inspeção e análise?

Comparada a metodologia tradicional atualmente empregada baseada na realização de campanhas periódicas e planejadas em campo para obtenção dos dados produzidos pelos diversos sensores utilizados no monitoramento das condições operacionais das barragens, a solução propõe a utilização de representação digital da barragem elaborada por meio de técnicas de captura da realidade em campo (As/Is), contendo as informações civis de suas estruturas, além da identificação, localização e as informações obtidas em cada sensor em um único ambiente virtual.

O modelo digital apresentado no trabalho já foi validado ou encontra-se implementado no PAE - Plano de Atendimento a Emergência vigente da Usina em estudo?

O modelo digital foi utilizado como subsídio para o laudo de estabilidade da barragem, tendo sido avaliada a segurança estrutural. Esse laudo faz parte do Plano de Segurança de Barragem (PSB). A configuração geométrica da barragem foi solicitada durante a Revisão Periódica de Segurança de Barragens (RPSB). Entende-se que o modelo está validado, mas não foi incorporado ao PAE.

Título - Avaliação da Criticidade de Descargas Parciais na Região da Cabeça de Bobina

Entidade(s) - CENTRAIS ELETRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A, CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA ELETROBRAS

Autor(es) - Paulo Roberto Moutinho de Vilhena, Fernando de Souza Brasil

Resumo

Paradas de máquinas não planejadas causadas por falhas no isolamento elétrico de unidades de geração de energia são um grande problema, porque são responsáveis por grandes perdas nos indicadores de desempenho devido ao longo período de parada necessária para a restauração da função de geração. Para resolver esse problema, muitos pesquisadores e estudiosos no campo de grandes máquinas rotativas descobriram que essas falhas estavam frequentemente relacionadas ao aumento do nível de descargas parciais (DP) no isolamento elétrico da máquina. Ocorrências de DPs em sistemas isolantes de equipamentos de alta tensão são sintomas de deterioração dielétrica, cuja evolução pode causar sérias consequências para o equipamento. A norma IEC 60034-27-2 descreve o monitoramento on-line de descargas parciais, ao levar em consideração os fatores operacionais das máquinas e a norma IEC 60034-27-1 descreve a criticidade de cada padrão PRPD.

Com relação ao monitoramento da condição da isolação do estator, a técnica consagrada é o monitoramento de descargas parciais. Essa técnica tem sido utilizada de forma intensiva dentro da Eletrobrás Eletronorte; sobre esta técnica vários estudos de caso foram apresentados. Além disso, um dos pilares da manutenção preditiva é a construção do histórico com o acompanhamento da curva de tendência das medições. Este histórico foi construído ao longo de dez anos, com os sistemas de medições que disponibilizam o gráfico PRPD “Phase Resolved Partial Discharge”, provenientes de geradores com mais de quarenta anos de operação: UHEs Tucuruí, Coaracy Nunes, Samuel e Balbina, ou seja, estatores com envelhecimento natural da isolação, ao levar em consideração a curva típica do comportamento das DP durante o ciclo de vida de uma máquina.

Após construído o histórico de medição, medidos em Q_m (mV), no qual as curvas de tendência são intrínsecas de cada máquina, principalmente o histórico de máquinas criados após anos de operação. De acordo com (Greg Stone, 2014) quando esse indicador Q_m dobra de valor é um forte indicativo de problema iminente. Com isso, a equipe de manutenção parte para uma investigação mais criteriosa do problema. Além disso, a norma IEC 60034-27-1 classifica os gráficos PRPD de acordo com o tipo de DP e grau de risco: descargas de ranhura, delaminação interna e delaminação entre condutor e isolação são consideradas um grau de risco elevado e descargas corona, descargas tipo gap e descarga de superfície são consideradas um grau de risco médio.

Porém ao analisar a criticidade dos gráficos PRPD nos deparamos com exemplos que são classificados como moderados que para o nosso entendimento e experiência consideramos risco alto, para um caso de descarga corona (em que houve a erosão de 1 mm na camada ECP – external corona protection) que consequentemente causa um estresse de aproximadamente 3,46 kV/mm na região desgastada, considerando que o valor de projeto é em torno de 2,41 kV/mm e outros exemplo de descarga entre barras com níveis muito elevados que consideramos também de risco alto, se observou aumento significativo no fator de dissipação dielétrica e capacitância, e consequentemente, a não suportabilidade da isolação durante o teste de tensão aplicada. Dessa forma, deve-se considerar a especificidade de cada gerador, e realizar ensaios dielétricos adicionais para auxílio a tomada de decisão, esses exemplos serão explorados neste artigo.

Perguntas e Respostas

Que metodologia vocês sugerem para ajustar dinamicamente os limiares de alarme do Qm em cada gerador, garantindo sensibilidade sem gerar falsos positivos?

Segundo a IEC 60034-27-2, o dobro do valor de Qm pode ser um indicativo significativo de deterioração do estator. Dessa forma, como dispomos do histórico das curvas de tendência das unidades geradoras, torna-se possível mapear essas variações para subsidiar a tomada de decisão.

Como o monitoramento on-line está integrado ao planejamento de manutenção: quais gatilhos definem quando partir para ensaios off-line ou inspeção interna após um pico de descargas?

Segundo a IEC 60034-27-2, o aumento para o dobro do valor de Qm pode ser um indicativo significativo de deterioração do estator. Além disso, os padrões PRPD podem fornecer informações valiosas para a classificação de defeitos, bem como subsidiar a tomada de decisão quanto à parada da máquina e à realização de ensaios adicionais.

Diante dos casos em que padrões PRPD “moderados” se mostraram críticos, que alterações nos critérios da IEC 60034-27-1/-27-2 poderiam refletir melhor fatores como intensificação de campo elétrico local ou histórico operacional?

Na verdade, é necessário avaliar a criticidade de cada caso, como os apresentados neste artigo, e, ao adicionar ensaios off-line, como a inspeção por câmera corona, torna-se possível obter um diagnóstico mais preciso do defeito.

Após o reforço de alívio de tensão das barras, houve eventos de falhas? Através desta metodologia, qual a projeção ou estimativa de redução de falhas?

Título - Desenvolvimento de uma célula robotizada para aplicação in-situ de revestimentos duros por HVOF em pás de turbinas tipo bulbo.

Entidade(s) - Instituto de tecnologia para o desenvolvimento

Autor(es) - IRENE BIDA DE ARAUJO FERNANDES SIQUEIRA

Resumo

As Usinas hidroelétricas utilizam o potencial hidráulico para geração de energia através dos rotores das turbinas, que normalmente são fabricados em aços inoxidáveis ou em aço carbono. Com o passar do tempo as turbinas necessitam de manutenção periódica devido à perda de massa por erosão, que normalmente é pelo fenômeno da cavitação, porém também é observado erosão por abrasão, dependendo das características de sedimentação presente na água. Essa perda de massa pode variar de acordo com o projeto hidráulico, material de fabricação e regime de operação.

A recuperação das regiões que apresentam desgaste normalmente é realizada pelo processo de soldagem, assim como a aspersão térmica. A recuperação pelo processo de soldagem gera grandes danos metalúrgicos devido aos ciclos térmicos, já o processo por aspersão térmica permite a deposição de revestimentos sem que haja significativas alterações microestrutura do material base, como é o caso da soldagem. Os revestimentos aplicados atuam como barreira de sacrifício, que podem apresentar taxas de erosão menores que o material do substrato.

Quando se trata de recuperação em campo, a soldagem é muito bem difundida, pois há uma grande facilidade e mobilidade desse processo, por isso, atualmente, acaba sendo um dos principais recursos utilizados pela engenharia de manutenção. No entanto, essa prática já se mostrou como uma solução paliativa, não garantindo aumento de vida útil às pás recuperadas por soldagem. Sendo assim, a aplicação de revestimentos se mostra uma alternativa de grande interesse, pois é possível obter um aumento da vida útil das pás, mantendo o perfil hidráulico por um período de tempo significativamente maior. Para tanto, visando possibilitar a aplicação de revestimentos pelo processo de aspersão térmica em campo, foi desenvolvido um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento dentro do programa ANEEL (PD-06683-01182018 - SAE Revestimento das Pás), pela Hidroelétrica Santo Antonio Energia, tendo como executor o centro de pesquisas Lactec, onde foi desenvolvido uma Célula Robotizada de HVOF, que é uma solução para realizar aplicações de revestimentos duros por aspersão térmica HVOF, sem haver a necessidade desmontar as pás do rotor tipo Bulbo.

O objetivo deste trabalho foi criar um sistema de deposição a partir do escaneamento da área (digitalização tridimensional) e realizar a integração da célula robótica com o equipamento de aspersão térmica HVOF.

Desenvolveu-se então, uma célula robotizada para aplicações sob condições ambientais severas, em ambientes externos ao chão de fábrica ou no caso de manutenção *in site* de grandes máquinas. Sendo portátil, com módulos que possuem peso inferior a 40kg, para que possam ser transportados manualmente. A célula robotizada é vedada internamente, além da possibilidade de integração com sensores de medição e atuadores. Foi criado também um trilho flexível adaptável a geometria da superfície de trabalho, fixado por ventosas a vácuo.

O uso de sistemas de automação aumentou a flexibilidade e a reprodutibilidade dos processos, dando origem à produção de revestimentos de alta qualidade e custo-benefício. Avaliou-se a microestrutura, dureza e comportamento dos revestimentos depositados por robô, quanto a resistência à cavitação em água destilada, na condição como aspergida e comparou-se o resultado do mesmo revestimento depositado pelo processo convencional.

Portanto, através das especificações voltadas à aspersão térmica, assim como atividades de teste e operações com a célula robotizada, o equipamento apresentou-se capaz de realizar suas funções, demonstrando-se robusto para aplicações em ambiente confinado, com atmosfera rica em poeira e de alta umidade, capaz de se fixar a superfícies com geometrias complexas (como pás de rotor tipo bulbo). O referido equipamento também se mostrou completamente capaz de realizar as atividades, sendo preciso e refinado ao ponto de produzir revestimento de alta qualidade e desempenho. Este ainda apresentou resultados de desempenho no teste de cavitação superior ao observado no revestimento depositado de forma convencional.

Perguntas e Respostas

Qual o custo total estimado da célula (robô + trilho + sistema HVOF) e qual seria o tempo de retorno considerando a redução de HH, de paradas programadas e de retrabalho em solda? Poderia comentar também sobre os ganhos em segurança industrial?

No EVE do projeto como um todo, foram apresentados os seguintes índices: VPL: R\$ 29.649.999,35 (10 anos) TIR: 45% Tempo de retorno (PB): 4 anos e 7 meses. Os principais ganhos com segurança industrial são: Redução da exposição humana: o

operador não fica diretamente sujeito ao calor, ruído, partículas e gases do processo de aspersão térmica; Minimização de riscos ocupacionais: diminui o contato com chamas de alta velocidade, superfícies quentes e pós metálicos; Controle em ambiente confinado: a célula robotizada permite enclausuramento, reduzindo risco de acidentes e contaminação; Padronização das operações: menos necessidade de intervenção manual em posições desconfortáveis ou perigosas. Melhor ergonomia: elimina esforços repetitivos e posturas inadequadas. Como resultado, há menos acidentes, menor passivo trabalhista e ambiente de trabalho mais seguro.

Quais adaptações seriam necessárias para aplicar o sistema em pás Francis, onde as geometrias são mais complexas e o acesso é ainda mais restrito?

Para pás Francis, a adaptação do trilho poderia ser realizada por meio de trilhos segmentados, permitindo melhor ajuste à geometria da pá. Considerando que as pás estão próximas, caso não seja possível inserir o braço robótico entre elas, este poderia ser fixado em outra estrutura próxima, garantindo acesso adequado às superfícies. Além disso, existem pistolas HVOF que podem ser adaptadas às geometrias necessárias. Dessa forma, torna-se necessário um estudo detalhado das dimensões para garantir a melhor adaptação do processo às características das pás.

Qual a expectativa de ganho de produtividade no reparo da cavitação utilizando a célula robotizada?

Redução do tempo de aplicação: a deposição robotizada é mais rápida e contínua do que a aplicação manual. Menor necessidade de retrabalho: alta reprodutibilidade e uniformidade do revestimento reduzem ajustes posteriores. Operação em paralelo com preparação de superfície: em alguns casos, várias células ou braços podem operar sequencialmente, aumentando rendimento. Redução da mão de obra direta: menos operadores expostos a risco e mais eficiência com menor equipe. Menor tempo de máquina parada: não é necessário remover a pá da turbina, permitindo aplicação in loco.

Em termos quantitativos, o estudo indica que processos automatizados podem reduzir o tempo de aplicação em até 50–70% em relação ao método convencional, dependendo da geometria e tamanho da superfície.

Título - Detecção e Identificação de Falhas em Hidrogeradores a partir de detecção de anomalias com autoencoders e redes bayesianas

Entidade(s) - Genesis Pesquisa e Desenvolvimento LTDA, Phasor, EDP Brasil, EDP TRANSMISSAO GOIAS SA

Autor(es) - Gabriel de Souza Pereira Gomes, Daniel Carrijo Polonio Araujo, Denis Jose dos Santos, Victor Rios Belarmino, IONY PATRIOTA DE SIQUEIRA, LUCIO FLAVIO BRITO RIBEIRO, Denis Jose dos Santos, Renata Maria Coelho Sponda, LUIS HENRIQUE MEAZZINI SEPULVENE

Resumo

Os hidrogeradores têm papel fundamental na matriz energética global, sendo responsáveis pela conversão da energia mecânica em elétrica nas usinas hidrelétricas. Sendo sistemas altamente complexos, é natural o uso crescente de sensores e sistemas de monitoramento, no intuito de colaborar com a engenharia de manutenção na elaboração de diagnósticos e prognósticos deste ativo. Neste estudo, é explorada a aplicação de autoencoders para detectar anomalias e redes

bayesianas para diagnosticar falhas, demonstrando como essas técnicas podem ser utilizadas para monitoramento avançado e suporte à decisão de intervenção em hidrogeradores.

Inicialmente, foi realizada uma análise HAZOP (Hazard and Operability Study) para definir quais sensores seriam mais adequados para identificar modos de falha específicos. Os sensores foram organizados em conjuntos, com cada conjunto associado a um sintoma. A presença de anomalias em um conjunto foi representada por saídas binárias (0 ou 1), determinadas por autoencoders treinados para detectar desvios em relação ao comportamento normal.

Os autoencoders, redes neurais não supervisionadas, são amplamente utilizados para aprender representações compactas de dados de alta dimensionalidade. No contexto de hidrogeradores, sensores monitoram variáveis como vibração, temperatura e pressão, gerando dados multivariados que podem indicar o estado do sistema. O autoencoder é treinado para reconstruir os dados de entrada, aprendendo padrões normais de operação. Erros elevados de reconstrução em novos dados são indicativos de potenciais anomalias. Essa abordagem é especialmente eficaz em sistemas dinâmicos, onde as condições operacionais variam, e proporciona uma solução robusta para lidar com dados ruidosos e não lineares, uma vez que durante o seu treinamento, os autoencoders tendem a prestar atenção na parte dos dados que de fato importa para sua reconstrução, ignorando o ruído.

Apesar de eficazes na identificação de anomalias, os autoencoders não fornecem diretamente informações sobre os modos de falha mais prováveis. Para preencher essa lacuna, as redes bayesianas são empregadas, oferecendo um método probabilístico para o diagnóstico de falhas. Essas redes modelam relações causais entre variáveis, utilizando dados históricos e conhecimento especializado para inferir falhas prováveis a partir de sintomas observados. Por exemplo, anomalias em dados de vibração podem ser associadas a causas específicas, como desalinhamento ou desgaste, com base em probabilidades condicionais. Essa abordagem permite realizar inferências mesmo em condições de incerteza, incorporando dados em tempo real e expandindo os modelos com aprendizado contínuo.

Para demonstrar a aplicação prática das técnicas propostas, foi realizado um estudo de caso utilizando dados operacionais da Usina Hidrelétrica de São Manoel, operada pela EDP. Sensores de pressão e temperatura instalados nos hidrogeradores foram analisados com autoencoders, treinados para identificar padrões normais de operação. Durante o período de análise, o modelo detectou desvios significativos em vibração e temperatura, sinalizando condições potencialmente anômalas. As redes bayesianas foram então utilizadas para diagnosticar os modos de falha mais prováveis com base nas anomalias identificadas. Os resultados apontaram para um aumento na probabilidade de falhas relacionadas ao desgaste dos rolamentos, corroborando as inspeções realizadas pela equipe de manutenção.

Os resultados demonstram que a combinação de autoencoders para detecção de anomalias com redes bayesianas para diagnóstico de falhas oferece uma solução eficaz e robusta para o monitoramento de hidrogeradores. Essa integração não apenas melhora a sensibilidade e a precisão na identificação de problemas, mas também fornece diagnósticos probabilísticos e interpretáveis, auxiliando operadores e engenheiros na tomada de decisões informadas. Além disso, a aplicação dessas técnicas possibilita priorizar ações corretivas, reduzindo custos de manutenção e minimizando tempos de inatividade.

A técnica aplicada ao caso real incentiva a adoção de estratégias de manutenção

preditiva baseadas em dados, com claros impactos positivos na gestão de ativos críticos e na confiabilidade operacional, representando um avanço significativo para a operação e manutenção de hidrogeradores, permitindo monitoramento contínuo, detecção precoce de anomalias e diagnósticos mais precisos. Esses ganhos possibilitam uma operação mais confiável, reduzem custos de manutenção corretiva e prolongam a vida útil dos ativos.

Perguntas e Respostas

Que estratégia de governança vocês recomendam para atualizar as probabilidades condicionais da RB à medida que novos modos de falha surgem ou as práticas de manutenção evoluem, evitando degradação da acurácia ao longo dos anos?

Para fazer esta atualização, o ideal é calcular a taxa de alarme falso e a taxa de detecção verdadeira a partir do algoritmo em produção. Usando estes valores é possível recalibrar a tabela de probabilidades condicionais da RB.

Como o arcabouço lida com diferenças de configuração entre unidades geradoras (potência, sensores disponíveis, regimes hidrológicos) ao ser implantado em múltiplas usinas?

A configuração ideal é que seja configurada uma combinação de AutoEncoder + Rede bayesiana para cada unidade geradora de forma isolada. Desta forma, o treinamento é realizado olhando apenas dados da propria unidade, dado que até mesmo unidades geradoras irmãs podem ter comportamentos operativos diferentes.

De que forma a metodologia foi validada? Ocorreu alguma parada do gerador em estudo no qual, após o tempo de medições e análises dos sintomas, possibilitou a constatação de falhas incipientes?

A metodologia foi validada usando o conjunto de falhas históricas e dados dos sensores históricos. Ocorrendo paradas que foram identificadas pela metodologia utilizando apenas dados anteriores a parada.

4.0 – Constatações

A mudança da matriz elétrica provocou um aumento substancial de ciclos de partida/parada de unidades geradoras hidráulicas. As usinas hidrelétricas são a maior fonte de flexibilidade operativa, porém esse serviço essencial ainda não é valorado na regulação vigente.

A mudança da matriz elétrica provocou um aumento substancial de ciclos de partida/parada de unidades geradoras hidráulicas. As usinas hidrelétricas são a maior fonte de flexibilidade operativa, porém esse serviço essencial ainda não é valorado na regulação vigente.

O aproveitamento das usinas hidrelétricas reversíveis representará um recurso estratégico para a flexibilidade operativa no SIN. No entanto, esta materialização dependerá um arcabouço regulatório que remunere de forma adequada este ativo. O aproveitamento das usinas hidrelétricas reversíveis representará um recurso estratégico para a flexibilidade operativa no SIN. No entanto, esta materialização dependerá um arcabouço regulatório que remunere de forma adequada este ativo.

As técnicas de combate ao mexilhão são variáveis e as tecnologias de combate vem sendo comparadas por diversos agentes. Urge a necessidade de franquias especiais, além da vigente, para reduzir impactos na disponibilidade.

As técnicas de combate ao mexilhão são variáveis e as tecnologias de combate vem sendo comparadas por diversos agentes. Urge a necessidade de franquias especiais, além da vigente, para reduzir impactos na disponibilidade.

A sinergia entre a gestão de ativos e o monitoramento preditivo permite decisões baseadas em dados, antecipando falhas e otimizando manutenções. Com sensores inteligentes e análise contínua, garante-se eficiência operacional, redução de custos e maior confiabilidade dos ativos.

A sinergia entre a gestão de ativos e o monitoramento preditivo permite decisões baseadas em dados, antecipando falhas e otimizando manutenções. Com sensores inteligentes e análise contínua, garante-se eficiência operacional, redução de custos e maior confiabilidade dos ativos.

Constatou-se a eficácia das manutenções corretivas e preditivas em hidrogeradores, envolvendo substituição de barras, rebobinagem de estatores, inspeções e correção de vazamentos. As ações executadas restauraram o desempenho elétrico e reduziram falhas, custos e tempo de indisponibilidade.

Constatou-se a eficácia das manutenções corretivas e preditivas em hidrogeradores, envolvendo substituição de barras, rebobinagem de estatores, inspeções e correção de vazamentos. As ações executadas restauraram o desempenho elétrico e reduziram falhas, custos e tempo de indisponibilidade.

A monitoração e o diagnóstico de descargas parciais em geradores elétricos destaca-se como ferramenta eficaz para indicar o envelhecimento e a degradação do isolamento estatórico, sendo essenciais à manutenção preditiva, prevenindo falhas e ampliando a confiabilidade e vida útil das máquina.

A monitoração e o diagnóstico de descargas parciais em geradores elétricos destaca-se como ferramenta eficaz para indicar o envelhecimento e a degradação do isolamento estatórico, sendo essenciais à manutenção preditiva, prevenindo falhas e ampliando a confiabilidade e vida útil das máquina.