

Subestações e Equipamentos de Alta Tensão

19 a 22 de outubro de 2025

RELATÓRIO ESPECIAL PRÉVIO

Daniel Sinder

Daniel Sinder, Cinthia Souza dos Santos Xavier, Mario Augusto Caetano dos Santos, Wagner Costa da Silva

1.0 CONSIDERAÇÕES GERAIS

O tema preferencial Gestão de Ativos foi objeto de ITs no GSE, com foco em confiabilidade, aplicação da manutenção baseada na condição, e destaque para o desenvolvimento de centro de monitoramento, aplicação de ciência de dados e ferramentas para tratamento de dados no apoio à tomada de decisão. Ampliação do uso de Building Information Modeling (BIM) em projeto, especificação, construção, operação e manutenção de subestações e equipamentos, com integração a sistemas de Gestão de Ativos tais como GeoBIM, SAM e BDIT. Os artigos com aplicação de metodologia BIM apresentaram aplicações colaborativas de projetos básicos e executivos de subestações e interfaces com documentações técnicas de equipamentos e gestão, demonstrando uma evolução em maturidade.

A manobra de reatores, objeto de Workshop dos Comitês A2/A3/C4 em agosto/2025, foi um tema explorado no GSE em ITs que aprofundam análises, considerando a aplicação de reatores de neutro e seu efeito na TRT, além da experiência de transmissoras no comissionamento de sincronizadores, etapa fundamental para o sucesso do emprego da tecnologia. Avanços na aplicação de isoladores poliméricos foram objeto de 2 ITs. Sistemas de monitoramento de equipamentos foram abordados em trabalhos sobre diagnóstico em tempo real de capacitores série e válvulas de compensadores estáticos.

Foram apresentadas novas metodologias para a detecção online de descargas parciais, modelagem e análise de sinais, ampliando a aplicação da técnica na detecção de falhas em equipamentos energizados. Sensores inteligentes foram objeto de ITs referentes a cachorros robôs e termografia. Inovações na implantação de subestações em locais desafiadores foram exploradas, bem como a adequação de instalações existentes após eventos climáticos extremos, como impacto das mudanças climáticas. O tema dos impactos das mudanças climáticas e experiências aprendidas foram abordados em três artigos técnicos de Subestações elétricas. O que demonstra um alinhamento com a temática do Simpósio Internacional de Montreal 2025.

Alguns temas preferenciais do GSE não foram identificados nos ITs, tais como: alternativas ao SF6 e gestão de emissões; armazenamento de energia para serviços auxiliares; desafios em subestações compartilhadas; LPIT; e disjuntor central no arranjo DJM; confiabilidade de disjuntores com RPI; aplicação de IoT e gêmeos digitais. Tais temas se configuram como lacunas estratégicas a serem revisitadas

em eventos futuros do CIGRE , junto com as aplicações AI bastante demandada nos eventos atuais.

2.0 - Classificação dos Informes Técnicos

O tema preferencial Gestão de Ativos foi objeto de ITs no GSE, com foco em confiabilidade, aplicação da manutenção baseada na condição, e destaque para o desenvolvimento de centro de monitoramento, aplicação de ciência de dados e ferramentas para tratamento de dados no apoio à tomada de decisão. Ampliação do uso de Building Information Modeling (BIM) em projeto, especificação, construção, operação e manutenção de subestações e equipamentos, com integração a sistemas de Gestão de Ativos tais como GeoBIM, SAM e BDIT. Os artigos com aplicação de metodologia BIM apresentaram aplicações colaborativas de projetos básicos e executivos de subestações e interfaces com documentações técnicas de equipamentos e gestão, demonstrando uma evolução em maturidade.

A manobra de reatores, objeto de Workshop dos Comitês A2/A3/C4 em agosto/2025, foi um tema explorado no GSE em ITs que aprofundam análises, considerando a aplicação de reatores de neutro e seu efeito na TRT, além da experiência de transmissoras no comissionamento de sincronizadores, etapa fundamental para o sucesso do emprego da tecnologia. Avanços na aplicação de isoladores poliméricos foram objeto de 2 ITs. Sistemas de monitoramento de equipamentos foram abordados em trabalhos sobre diagnóstico em tempo real de capacitores série e válvulas de compensadores estáticos.

Foram apresentadas novas metodologias para a detecção online de descargas parciais, modelagem e análise de sinais, ampliando a aplicação da técnica na detecção de falhas em equipamentos energizados. Sensores inteligentes foram objeto de ITs referentes a cachorros robôs e termografia. Inovações na implantação de subestações em locais desafiadores foram exploradas, bem como a adequação de instalações existentes após eventos climáticos extremos, como impacto das mudanças climáticas. O tema dos impactos das mudanças climáticas e experiências aprendidas foram abordados em três artigos técnicos de Subestações elétricas. O que demonstra um alinhamento com a temática do Simpósio Internacional de Montreal 2025.

Alguns temas preferenciais do GSE não foram identificados nos ITs, tais como: alternativas ao SF6 e gestão de emissões; armazenamento de energia para serviços auxiliares; desafios em subestações compartilhadas; LPIT; e disjuntor central no arranjo DJM; confiabilidade de disjuntores com RPI; aplicação de IoT e gêmeos digitais. Tais temas se configuram como lacunas estratégicas a serem revisitadas em eventos futuros do CIGRE , junto com as aplicações AI bastante demandada nos eventos atuais.

2.1 - Gestão de ativos no contexto de mudanças climáticas e expansão de fontes renováveis - 6

2.2 - Estratégias de manutenção e novas tecnologias de monitoramento e diagnóstico de equipamentos da subestação - 14

2.3 - Dimensionamento das instalações considerando requisitos de projeto e operação - 10

2.4 - Resumo Transferido - 1

- Caracterização de Divisor Resistivo de Extra Alta Tensão em Larga Faixa de Frequência
- Análise Dinâmica para Fundação de Compensador Síncrono: Estudo de Caso em Subestação Elétrica.
- IMPLANTAÇÃO DE SUBESTAÇÃO EM LAJE DE CONCRETO SUSPensa POR ESTACAS METÁLICAS HELICOIDAIS – ESTUDO DE CASO SE AFUÁ – ILHA DO MARAJÓ - PARÁ
- TRT na manobra de reatores em derivação aterrados por reatores de neutro
- SUBESTAÇÃO DO GRAJAÚ (FURNAS) - SOLUÇÕES TECNOLÓGICAS E ESTRATÉGIAS ADOTADAS PARA MODERNIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES GIS DE 138 e 500kV
- Análise de caso sobre o impacto e a relação custo-benefício da substituição de isoladores de vidro por isoladores poliméricos em subestações de 500 kV em áreas litorâneas de Aracaju-SE
- Estudo de Caso da Implementação de Chaveamento de Reatores Reservas do Banco de Reatores em Linhas de Transmissão de Alta Parcela Variável pertencentes ao Sistema Eletrobras
- Análise comparativa de normas técnicas para cálculo de esforços eólicos em barramentos de subestações de alta tensão
- Aplicação da Metodologia BIM na Transmissão da Energia Elétrica: Estudo de caso na especificação de reatores, transformadores de corrente e barramentos de subestações
- Implantação Prática de um Ambiente Comum de Dados (CDE) em Empresas de Projeto de Engenharia para Obras de Transmissão de Alta Tensão
- Análise Experimental e Numérica da Redução da Suportabilidade de Isoladores de Alta Tensão sob Diversos Perfis de Poluição
- Aplicação de Visão Computacional na Análise de Imagens Termográficas de Equipamentos de Subestações Elétricas
- Watchdog - Uso de SLAM com Marcadores para Guiar Cachorros Robôs em Inspeção Diária de Subestação
- AÇÕES PARA AMPLIAR A CONFIABILIDADE DE SUBESTAÇÕES
- Detecção de descargas parciais online em equipamentos de alta tensão a partir da análise dos sinais drenados pelo cabo de aterramento
- Implementação de Matrizes de Risco e técnicas de Gestão de Ativos em transmissora como ferramentas para o auxílio na tomada de decisão e priorização
- Escaneamento 3D de subestações: Inovação no Processo de Manutenção do SPCS da CPFL-T
- Sistema de Monitoramento Térmico para a Sala de Válvulas do SVC de Parnaíba III
- Aplicação em sistema PIMS de observabilidade, diagnóstico e predição em tempo real de estado de balanceamento de Compensações Séries de Linhas de Transmissão
- Desenvolvimento do Centro de Monitoramento e Análise da Condição dos Ativos (CMA) da ISA ENERGIA BRASIL
- MODELAGEM E ANÁLISE DE DESCARGAS PARCIAIS INTERNAS EM TPC E TC CLASSE 525kV NO SOFTWARE ANSYS
- A Experiência da Eletrobras Chesf no Comissionamento de Dispositivos de Controle de Manobras de Disjuntores de alta cadência – Benefícios e Desafios.
- Diferentes metodologias e tecnologias para testes de TCs: Análise Técnica e Comparação Prática

- Estratégia e desafios de um Plano de Manutenção eficaz do primeiro Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (BESS) de grande escala do Brasil.
- Nova metodologia para a detecção de DP's em equipamentos energizados através de transformada Wavelet e IA
- Adequação da Subestação Jacuí em razão da enchente histórica ocorrida no Rio Grande do Sul em maio de 2024
- Superando Desafios de Construção na Obra em Subestações Elétricas: Uso de Modelos de Simulação BIM por Mudanças de Última Hora
- A Aplicação de QR Codes e Modelos BIM na Construção de Subestações de Alta e Extra-Alta Tensão: Otimizando a Precisão e Eficiência
- Aplicação da Metodologia BIM e Tecnologias Inovadoras nos Projetos de Subestações e Linhas de Transmissão
- AUTOMATIZAÇÃO DA MODELAGEM DE FLECHA DE CABOS EM SUBESTAÇÕES DE ALTA TENSÃO UTILIZANDO DYNAMO, PYTHON E INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL NO REVIT
- Especificação e Aplicação de Requisitos para a Elaboração de Projetos Executivos e Modelos “As Built” em GEOBIM de Subestações: Casos Práticos

3.0 - Relatório sobre os Informes Técnicos

Título - Adequação da Subestação Jacuí em razão da enchente histórica ocorrida no Rio Grande do Sul em maio de 2024

Entidade(s) - COMPANHIA ESTADUAL DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Autor(es) - Alexander de Azevedo Bach, João Adenilson Oliveira da Silva, Luciano Hoffmann Paludo, Rafael Rech Venturini

Resumo

Este informe técnico apresentará o desenvolvimento da solução técnica proposta para aumento da resiliência contra inundações para a Subestação Jacuí, pertencente à CPFL Transmissão, após esta ser fortemente impactada pela enchente histórica de maio de 2024 no Rio Grande do Sul. Serão descritos as características peculiares da subestação, os impactos causados pela enchente e os sequenciamentos dos estudos até a obtenção do projeto final.

Perguntas e Respostas

Seria interessante avaliar outras subestações da CPFL que podem estar sujeitas a enchentes, ou até outros eventos naturais, de forma a avaliar a resiliência das instalações a eventos extremos?

Foram realizados estudos nas subestações afetadas pelas enchentes e a CPFL está adotando medidas para diminuir danos futuros. As subestações mais impactadas pelos alagamentos foram:

- UHE Canastra: Houve o alagamento semelhante a UHE Jacuí, com a invasão de água de forma turbulenta, mas em menor grau. Para esta subestação como também teremos que individualizar as instalações será construído um prédio em cota elevada para proteger os painéis;
- SE Canoas 1: A água atingiu cerca de 1,80m. Mas foi elevando o nível de maneira gradual. Na época, foi estudada solução semelhante a UHE Jacuí não

sendo autorizada junto à ANEEL. Será utilizada solução paliativa de elevação da casa de comando (para proteção dos painéis) e das caixas de comando de equipamentos.

- SE PAL 9, SE CIN: A água atingiu cerca de 80 cm, atingindo algumas caixas de comando dos equipamentos. Será utilizada solução de elevação de algumas caixas de comando.

Equipamentos GIS são excelente solução para viabilizar soluções compactas, porém o SF6 é um gás extremamente poluente, que está sendo substituído na Europa e outras regiões, pelo seu impacto nas mudanças climáticas, que podem levar a eventos extremos como as enchentes do RS. Como você enxerga essa contradição?

Particularmente, me incomoda com a responsabilidade de geração de gases poluentes, todavia estamos limitados aos equipamentos fornecidos no mercado e à remuneração da ANEEL. Ou seja, quando os equipamentos menos poluentes tiverem competitividade no mercado poderão ter prioridade nas soluções propostas.

Tendo em vista a priorização da confiabilidade da instalação e circuitos quanto ao risco de intempéries no artigo, não seria interessante também reavaliar a inexistência de unidade reserva para o TR7 tendo em vista que é a única fonte para os circuitos de 23 kV?

Houve consulta à ANEEL quanto à remuneração em decorrência dos investimentos na resiliência da instalação?

O assunto foi discutido com a ANEEL, o entendimento é que o evento climático extremo não deve receber tratamento diferenciado. Ou seja, investimentos para o aumento da resiliência das instalações não possuem tratamento regulatório, portanto não há o reconhecimento do adicional de receita para esses investimentos. Quanto à substituição de equipamentos, o comando da ANEEL foi que o ONS deveria avaliar os casos específicos e tratá-los à luz da regulação vigente.

1) Tendo em vista a priorização da confiabilidade da instalação e circuitos quanto ao risco de intempéries no artigo, não seria interessante também reavaliar a inexistência de unidade reserva para o TR7 tendo em vista que é a única fonte para os circuitos de 23 kV?

2) Houve consulta à ANEEL quanto à remuneração em decorrência dos investimentos na resiliência da instalação?

Título - Superando Desafios de Construção na Obra em Subestações Elétricas: Uso de Modelos de Simulação BIM por Mudanças de Última Hora

Entidade(s) - entegra eyrich + appel gmbh, Entegra, Enlaza Grupo Energía Bogotá SAS, Enlaza / Grupo Energía Bogotá

Autor(es) - Luis Arturo Guevara Cano, Sabrina Heuser, Freddy Alonso Mendoza Franco, John Jairo Bautista Niño

Resumo

O gerenciamento tradicional de informações em projetos de construção de subestações elétricas apresenta desafios que surgem desde o desenvolvimento da

engenharia detalhada, como a coordenação de diferentes especialidades técnicas (civil, eletromecânica, controle) e a consistência de várias versões da documentação (desenhos, listas de materiais), entre outros. Posteriormente, na fase de construção, surgem desafios adicionais decorrentes de mudanças nos fornecimentos planejados ou, no caso de projetos de ampliação (Brownfield), inconsistências na documentação da infraestrutura existente. Além desses desafios, as empresas de transmissão enfrentam cronogramas e orçamentos apertados exigidos por entidades governamentais para modernizar as redes elétricas básicas que darão suporte a grande parte da transição energética necessária.

Nesse contexto, os processos e as tecnologias de engenharia digital, a metodologia BIM e a simulação BIM são apresentados neste documento por meio de experiências de aplicação como ferramentas que demonstram sua utilidade no enfrentamento desses desafios. Essas tecnologias oferecem suporte rápido e confiável para a tomada de decisões diante de mudanças na obra e também são um apoio para o planejamento de manobras, resolvendo rapidamente dúvidas e gerando um melhor entendimento do projeto entre as partes interessadas.

As experiências apresentadas correspondem a casos reais da Enlaza Grupo Energía Bogotá (Colômbia), nos quais, esses desafios da construção de subestações elétricas foram superados com facilidade e rapidez, com o apoio da Entegra. Isso permitiu demonstrar o valor agregado das tecnologias e processos de engenharia digital, simulação BIM, realidade estendida/virtual, entre outros.

Perguntas e Respostas

O rápido ajuste do projeto para novas condições em campo não demanda a modelagem de eventuais novos componentes? Se sim, esse tempo foi levado em consideração?

Sim, é afirmativo. As alterações no local exigem ajustes nos modelos de simulação BIM das subestações (S-BIM), pois estas têm impactos diretos nos resultados da engenharia e na futura segurança operacional do sistema.

Os ajustes podem exigir a modelagem de novos componentes ou a modificação de objetos existentes no modelo S-BIM. Os tempos considerados na análise e nos resultados apresentados incluem todo o processo necessário para levar o modelo S-BIM ao estado atual e real da subestação. Isso inclui a modelagem ou modificação de equipamentos, estruturas, conexões por meio de cabos com feixes de subcondutores, entre outros.

Além disso, foi considerado o tempo necessário para a análise de engenharia e a tomada de decisões diante das novas condições, atualização de listas de materiais, desenhos construtivos e demais documentação mencionada no artigo.

Qual o estágio atual de fornecimento de modelos 3D paramétricos por parte dos fabricantes de equipamentos? O que pode ser feito para melhorar a abrangência?

Atualmente, os projetistas e operadores enfrentam dificuldades para obter modelos 3D paramétricos diretamente dos fabricantes de equipamentos. Muitos fabricantes não os distribuem livremente e, quando o fazem, os modelos costumam estar sobrecarregados com informações geométricas e alfanuméricas desnecessárias, o que complica seu uso, especialmente em subestações de alta tensão.

A maioria dos fabricantes ainda fornece plantas 2D nos formatos DWG ou PDF. A partir dessas informações, terceiros — sejam indivíduos ou empresas — geram modelos 3D paramétricos, mas sem seguir padrões comuns. Essa falta de padronização limita a reutilização eficiente de bibliotecas de objetos e dificulta a interoperabilidade entre projetos.

No nosso caso, o software utilizado (primtech 3d) conta com uma biblioteca padronizada que inclui milhares de objetos, tanto genéricos como específicos de fabricantes. Essa biblioteca permite ajustar rapidamente (em cerca de 5 minutos) a geometria dos objetos às dimensões reais fornecidas nos desenhos, gerando modelos inteligentes prontos para simulação em ambientes S-BIM, seja a partir do ambiente de engenharia (primtech 3d) ou da plataforma de gêmeos digitais (primtech DT).

Para melhorar a cobertura, é fundamental avançar na padronização de modelos 3D paramétricos de acordo com normas BIM, como a ISO 7817-1:2024 e a série ISO 19650. Isso facilitaria a criação de modelos com a geometria e as informações adequadas para simulações especializadas, além de permitir ajustes rápidos e confiáveis às dimensões reais dos equipamentos. O objetivo não deve ser o objeto 3D mais bonito e atraente, mas sim objetos que permitam análises técnicas eficientes ao longo de todo o ciclo de vida do ativo, de acordo com o nível de informação realmente necessário.

1) As alterações que precisarem ser realizadas no campo com o método S-BIM é realizada pelo time de campo ou do escritório ? comente como funciona essa interface. 2) Comente como são realizadas as simulações nas manobras de construção e checagem se vai ou não ter problemas de segurança. 3) Quais são os maiores ganhos do S-BIM quando comparados com as técnicas de BIM e desenhos 2D?

1) Com o método S-BIM, as alterações podem ser realizadas tanto pela equipe em campo quanto pela equipe no escritório, dependendo do cenário e das ferramentas disponíveis. A interface foi projetada para facilitar uma colaboração fluida e bidirecional entre ambas as equipes.

Em nossos projetos, o engenheiro em campo tem acesso ao software de autoria S-BIM (primtech 3D) e à plataforma de gêmeos digitais (primtech DT), conectados ao banco de dados central. Isso permite que ele:

- Realize alterações diretamente no modelo.
- Execute análises de engenharia no local (como distâncias de - segurança ou esforços eletromecânicos).
- Tomar decisões técnicas rapidamente, sem depender da equipe do escritório.

Quando o engenheiro de campo não dispõe do software de autoria, ele pode usar o primtech DT para visualizar o modelo e registrar incidentes por meio do formato de colaboração BIM (BCF). Esses incidentes são sincronizados automaticamente com o servidor central, permitindo que a equipe do escritório:

- Revise os comentários a partir de um ambiente gráfico interativo.
- Atualizar o modelo S-BIM com base em informações confiáveis.
- Manter a rastreabilidade das alterações feitas na obra.

Esse fluxo de trabalho permite uma gestão eficiente das alterações na obra, garantindo qualidade técnica, rapidez na tomada de decisões e documentação atualizada.

2)

Com o método S-BIM, as simulações das manobras de construção são realizadas diretamente no modelo inteligente da subestação, que inclui cálculos integrados de distâncias elétricas com precisão milimétrica.

Em nossos projetos, a equipe de engenharia modela a rota planejada das guias e as zonas de trabalho dentro do ambiente S-BIM (primtech 3D), considerando:

- Partes energizadas (condutores rígidos e flexíveis, equipamentos elétricos fixos e móveis).
- Elementos móveis envolvidos na manobra (como guindastes, postes ou estruturas temporárias).
- Condições reais do terreno e restrições espaciais.

O sistema simula automaticamente as distâncias entre esses elementos e gera avisos se forem detectados riscos de não cumprimento das distâncias de segurança. Isso permite:

- Validar a viabilidade técnica da manobra antes de executá-la.
- Evitar desenergizações desnecessárias.
- Reduzir riscos elétricos e logísticos durante a construção.

Essa abordagem permite um planejamento seguro e eficiente de manobras complexas, mesmo em ambientes energizados ou com espaço limitado.

3)

O S-BIM (Simulação BIM para subestações elétricas) representa uma evolução significativa em relação ao BIM convencional e aos métodos tradicionais em 2D. As principais vantagens são evidentes nos seguintes aspectos:

i. Velocidade e precisão na análise técnica

- 2D tradicional: requer dias ou semanas para validar distâncias elétricas, esforços eletromecânicos ou atualizar planos.
- BIM convencional: Embora melhore a visualização, as análises continuam sendo manuais e lentas.
- S-BIM: Permite simulações automatizadas em minutos com precisão milimétrica, reduzindo drasticamente os tempos de tomada de decisão na obra.

ii. Automatização de cálculos especializados

- BIM convencional: Não inclui cálculos integrados para subestações; depende de ferramentas externas e da experiência do engenheiro.
- S-BIM: integra cálculos e verificações de distâncias de segurança, esforços dinâmicos, SPDA e coordenação de isolamento diretamente no modelo.

iii. Consistência e rastreabilidade das informações

- 2D e BIM convencional: o gerenciamento de versões e a coerência entre desenhos, listas de materiais e modelos são manuais e propensos a erros. É comum encontrar processos BIM convencionais em que o modelo BIM não tem conexão direta com os desenhos para construção, dado que, por exemplo, o modelo é feito em um software BIM de arquitetura e os desenhos são gerados no AutoCAD.
- S-BIM: Utiliza bases de dados estruturadas que garantem a consistência automática entre todos os documentos do projeto.

iv. Adaptabilidade a mudanças na obra

- BIM convencional: Requer reconfiguração manual do modelo e das plantas.
- S-BIM: Permite ajustes rápidos (em minutos) de objetos paramétricos e atualização automática de plantas e listas de materiais.

v. Integração com cronograma e custos (BIM 4D e 5D)

- BIM convencional: A ligação com tempo e custos é limitada e não especializada.
- S-BIM: Integra diretamente o modelo com cronogramas e sistemas ERP, permitindo simulações de impacto no tempo e no orçamento.

vi. Realidade estendida e colaboração eficaz

- BIM convencional: Requer processos adicionais para gerar ambientes virtuais.
- S-BIM: Gera modelos de realidade virtual e gêmeos digitais com um clique, facilitando a comunicação entre engenharia, empreiteiros e supervisão.

O S-BIM não é apenas uma melhoria incremental em relação ao BIM convencional, mas uma transformação radical na forma de projetar, construir e operar subestações elétricas. Sua capacidade de análise automatizada, integração de dados, rapidez de adaptação e suporte para decisões críticas na obra o tornam uma ferramenta indispensável para enfrentar os desafios atuais do setor elétrico.

Título - A Aplicação de QR Codes e Modelos BIM na Construção de Subestações de Alta e Extra-Alta Tensão: Otimizando a Precisão e Eficiência

Entidade(s) - INTEREST ENGENHARIA LTDA

Autor(es) - Antônio Roberto Gonçalves de Melo Júnior, Jadilson Porto Santos Junior, MANUELA VITORIA DE LIMA SILVA

Resumo

O desenvolvimento de subestações de alta e extra alta tensão enfrenta desafios na fase de execução, resultando em custos adicionais e atrasos nos cronogramas. Apesar do avanço das tecnologias existentes para o ramo de projetos, principalmente no que diz respeito aos setores civis e eletromecânicos, os métodos tradicionais ainda apresentam relutância adoção de novas soluções.

Este estudo propõe o uso de modelos BIM (Building Information Modeling) tanto na etapa de projeto, para aumentar a eficiência e a precisão na quantificação de materiais, quanto na construção e no gerenciamento de obras, com novas estratégias para diferentes propostas e tipos de arquivos entregáveis.

A aplicação de QR Codes na montagem de equipamentos de uma subestação desponta como uma solução eficaz para integração de projetos BIM ao canteiro de obras, agilizando a execução e propondo menos erros causados pela má

interpretação da visualização dos elementos. Além disso, os modelos tridimensionais BIM auxiliam na correção de erros de coordenação entre disciplinas distintas do mesmo projeto, melhoram a quantificação de componentes e otimizam os custos de execução, o que é comprovado no estudo de caso realizado em uma subestação referencial de 138 kV.

O estudo destaca os benefícios da integração entre BIM e o uso articulado de QR Codes na eficiência e precisão das montagens de subestações. A proposta apresentada no decorrer do estudo é a apresentação de ferramentas e soluções que possam contribuir para a redução de custos e a modernização do setor de transmissão de energia no Brasil através de um exemplo prático.

Perguntas e Respostas

Entendo que não há necessidade de app específico para visualizar as imagens 3D, certo? Há necessidade de conectividade com a internet neste caso, ou não?

Não há necessidade de um aplicativo dedicado ou especializado. Qualquer dispositivo móvel com câmera e leitor de QR Code consegue acessar as imagens/renderizações, já que a maioria dos smartphones já vem com esse recurso integrado. Já sobre a conectividade, há necessidade de conexão à internet, pois os modelos 3D e renderizações ficam armazenados em plataforma na nuvem. O QR Code funciona como um “atalho” que abre diretamente a visualização online.

Era possível pelo QR code acessar a lista de material para que o supervisor ou encarregado pudesse requisitar corretamente os materiais no almoxarifado do canteiro de obras?

Sim. Uma possibilidade que surge a partir do uso de atalhos como os QR codes direcionando a passeios virtuais é o anexo de qualquer tipo de links dentro desses passeios. Dessa forma, seria possível fazer o encaminhamento para os arquivos de detalhe de instalação de equipamentos, por exemplo, com os materiais e os tipos de peças necessárias para os diversos tipos de montagem.

Foi realizado treinamento com os supervisores de obra para instruí-los sobre o uso da ferramenta?

Tendo em vista a priorização da confiabilidade da instalação e circuitos quanto ao risco de intempéries no artigo, não seria interessante também reavaliar a inexistência de unidade reserva para o TR7 tendo em vista que é a única fonte para os circuitos de 23 kV?

Houve consulta à ANEEL quanto à remuneração em decorrência dos investimentos na resiliência da instalação?

1) Qual a possibilidade de implementação em projetos maiores ? com muito mais detalhes para analisar. 2) Há necessidade de internet rápida para download dos arquivos ? visto que essas subestações podem ter locais com acesso restrito 3) O ganho de 20% em cabos de aterramento, foi significativo certamente, porém há possibilidade de mais otimizações que tenham peso significativo no orçamento da subestação ?

É possível implementar em projetos maiores sendo, inclusive, muito benéfico uma vez que o BIM é capaz de compatibilizar as disciplinas, reduzir erros de montagem, além de organizar melhor as informações das disciplinas. Os Qr Codes podem ser gerados de acordo com a necessidade de complexidade das instalações, ou seja, podem ser produzidos diversos setores da subestação de forma separada para facilitar as consultas. Existe a necessidade de internet para a leitura dos QR Codes e sua aplicação em obra, mas, para casos de locais isolados, podem ser disponibilizados os modelos digitais que podem ser lidos por qualquer software que possuem a capacidade de identificar modelos no formato ". IFC". O estudo mostra que a redução de aproximadamente 20% em cabos de aterramento já representa um impacto direto nos custos, mas outras otimizações são possíveis como a compatibilização entre disciplinas (civil e eletromecânica), evitando retrabalhos e compras desnecessárias, precisão na montagem de equipamentos complexos (transformadores, barramentos, chaves), reduzindo erros e tempo de execução, redução de sobressalentes: com maior controle sobre a quantidade real de materiais, diminui-se a necessidade de estoques extras. A adoção de QR Codes em toda a planta: facilita a montagem, reduz atrasos e melhora a logística de obra.

Título - Aplicação da Metodologia BIM e Tecnologias Inovadoras nos Projetos de Subestações e Linhas de Transmissão

Entidade(s) - Intertechne Consultores S. A.

Autor(es) - Julio Frois Cassiano dos Santos, Thiago Michel do Valle
Pedroso, ALEXANDRE ZANDONA FERREIRA

Resumo

A crescente complexidade dos projetos de infraestrutura de transmissão de energia exige metodologias que promovam integração entre disciplinas, precisão técnica, gestão de dados e eficiência desde as etapas iniciais de concepção. Nesse cenário, o uso da metodologia BIM (Building Information Modeling) tem se consolidado como uma estratégia essencial. A Intertechne Consultores S.A. tem ampliado sua atuação com BIM e tecnologias digitais para o desenvolvimento de projetos de subestações e linhas de transmissão (LTs). Este trabalho apresenta os resultados alcançados com a aplicação integrada de ferramentas como Revit, Primtech, Civil 3D, Navisworks, Workshop XR e soluções proprietárias, como o InterTorres e Aplicação PythonApps para RMT. Nos projetos de subestações, o uso do Primtech para modelagem 3D de equipamentos, dimensionamentos e geração de listas de materiais e desenhos, isto integrando-se ao Revit, para consolidação do modelo federado. Em LTs, utiliza-se o Infracore para definição do traçado, o Civil 3D para base topográfica, e o Revit para modelagem de infraestrutura e equipamentos e aplicações de automações de engenharia. O dimensionamento estrutural das torres é feito com o InterTorres, integrado ao SAP2000 e Advance Steel. O Workshop XR permite a visualização dos modelos federados em realidade virtual (VR), a partir do ambiente de dados do Autodesk Construction Cloud (ACC), usando óculos VR. A combinação dessas ferramentas permite compatibilização multidisciplinar, simulações prévias, automação da engenharia e de projetos, validações imersivas e geração precisa da documentação.

Perguntas e Respostas

Como a integração das diversas ferramentas BIM impacta a redução de retrabalhos e o tempo total de entrega dos projetos?

De que forma a utilização da realidade virtual contribui para a mitigação de riscos operacionais durante a construção e manutenção?

Quais são os principais desafios técnicos e organizacionais enfrentados na implementação desse fluxo digital integrado em ambientes mais complexos?

A implementação de fluxos digitais integrados em projetos de infraestrutura complexa, como subestações e linhas de transmissão, impõe desafios técnicos e organizacionais significativos. Entre os principais desafios técnicos estão a interoperabilidade entre plataformas, a consistência dos modelos federados e a padronização das propriedades e objetos BIM entre diferentes disciplinas. No campo organizacional, destacam-se a necessidade de reestruturação de processos internos, a capacitação contínua das equipes e o alinhamento entre contratantes, projetistas e demais stakeholders quanto aos requisitos informacionais. A adoção do BIM vai além da tecnologia, exigindo mudança cultural, governança de dados e clareza nos fluxos de responsabilidade ao longo do ciclo de vida do projeto.

Existe no mercado brasileiro mão de obra especializada para desenvolvimento de projetos com metodologia BIM desde a concepção de projeto básico, elaboração de Especificações, etc. Ou apenas em projetos executivos?

Ainda é limitada, no mercado brasileiro, a disponibilidade de mão de obra plenamente especializada para atuar em todas as fases dos projetos com metodologia BIM. Observa-se maior concentração de profissionais aptos a desenvolver modelos 3D voltados à fase executiva, enquanto ainda há carência de especialistas em fases iniciais como estudos de viabilidade, projeto básico e elaboração de especificações técnicas parametrizadas. Isso gera um desafio para a aplicação plena da metodologia, que demanda visão sistêmica, domínio de requisitos informacionais e capacidade de estruturar modelos desde os estágios iniciais, com foco em usabilidade ao longo de todo o ciclo de vida do ativo. A formação de equipes multidisciplinares com domínio da abordagem BIM desde a concepção ainda é um fator crítico de sucesso.

Como possibilitar uma maior interação com a disciplina de SPCS nos projetos de transmissão elaborados com metodologia BIM?

A maior integração da disciplina de Sistemas de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS) em projetos BIM de transmissão pode ser alcançada por meio de três ações complementares:

1. Definição clara dos requisitos informacionais já nas fases iniciais do projeto, contemplando objetos e parâmetros específicos da disciplina de SPCS nos modelos multidisciplinares.
2. Interoperabilidade entre ferramentas utilizadas para modelagem física e lógica dos sistemas, incluindo a vinculação de diagramas elétricos, pontos de conexão e lógicas funcionais ao modelo BIM federado.
3. Colaboração contínua e ciclos curtos de coordenação, garantindo que a modelagem civil e eletromecânica considere, desde o início, os requisitos de acesso,

posicionamento e integração dos equipamentos de SPCS. O uso de ambientes comuns de dados (CDE) e simulações integradas também favorece a validação antecipada e evita retrabalhos.

- 1) Como a integração das diversas ferramentas BIM impacta a redução de retrabalhos e o tempo total de entrega dos projetos?**
- 2) De que forma a utilização da realidade virtual contribui para a mitigação de riscos operacionais durante a construção e manutenção?**
- 3) Quais são os principais desafios técnicos e organizacionais enfrentados na implementação desse fluxo digital integrado em ambientes mais complexos?**

1) Existe no mercado brasileiro mão de obra especializada para desenvolvimento de projetos com metodologia BIM desde a concepção de projeto básico, elaboração de Especificações, etc, ou apenas em projetos executivos e ou gestão técnica?

Título - AUTOMATIZAÇÃO DA MODELAGEM DE FLECHA DE CABOS EM SUBESTAÇÕES DE ALTA TENSÃO UTILIZANDO DYNAMO, PYTHON E INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL NO REVIT

Entidade(s) - INTEREST ENGENHARIA LTDA

Autor(es) - MANUELA VITORIA DE LIMA SILVA, Jadilson Porto Santos Junior, Antônio Roberto Gonçalves de Melo Júnior

Resumo

A modelagem de subestações de alta tensão no Revit ® apresenta desafios para a eletromecânica, apesar de ser uma ferramenta extremamente robusta do ponto de vista Civil. Uma das principais limitações identificadas é a impossibilidade de criar cabos em ambientes abertos, o que exigiu o uso de tubos flexíveis como substitutos na representação dos cabos.

Durante a elaboração de um projeto piloto, foi constatado que a criação manual desses tubos demandava tempo elevado de execução, bem como dificuldade de verificar sua conformidade com normas técnicas.

Diante dessa limitação, deu-se início ao desenvolvimento de uma rotina (Plug-in) que automatizasse o processo, utilizando a interface de programação gráfica Dynamo como ferramenta principal para a criação de novas funcionalidades, integrando scripts Python que foram gerados e otimizados com o suporte de uma ferramenta de inteligência artificial (ChatGPT 4.0 Plus).

Sendo assim, este artigo tem como objetivo demonstrar como ferramentas computacionais podem ser aplicadas na automação do processo de modelagem de cabos, simultaneamente otimizando o tempo de execução e garantindo maior precisão às curvaturas. Além disso, são exploradas as potencialidades e limitações de cada solução apresentada, até culminar na solução final, oferecendo ainda diretrizes para aprimoramentos futuros.

Perguntas e Respostas

Como mencionado, o Revit possui limitações nativas para modelagem de componentes de subestações. Sendo assim, e tendo em vista o esforço feito pela equipe em criar soluções alternativas dentro do Revit, não seria mais

interessante a adoção de outra ferramenta de mercado que já tenha nativamente a capacidade de realizar os cálculos de flecha e outros tipos de modelagem?

Durante a fase de concepção e desenvolvimento, constatou-se a inexistência, no mercado, de ferramentas capazes de gerar a geometria e representar, de forma precisa, as flechas de cabos em modelos tridimensionais totalmente integrados ao Revit. Embora os cálculos de flecha já fossem executados por um software interno — o que não constituía o foco principal da demanda —, permanecia a lacuna de integrar esses resultados ao modelo BIM de maneira automática, precisa e alinhada às práticas já consolidadas pela equipe.

Além da necessidade técnica, a análise de viabilidade indicou que a aquisição ou adaptação de ferramentas de terceiros, quando disponíveis, implicaria custos elevados, treinamentos adicionais e possíveis rupturas no fluxo de trabalho.

Nesse contexto, o desenvolvimento de um plug-in próprio apresentou-se como a solução mais eficiente, permitindo a integração direta entre cálculo e modelagem, eliminando etapas de migração de dados entre diferentes softwares, mantendo a consistência das informações e garantindo ganhos de produtividade, precisão e padronização no projeto.

Que outros benefícios a ferramenta trouxe além da diminuição do tempo de elaboração do projeto básico?

O desenvolvimento da ferramenta proporcionou à equipe a oportunidade de aprofundar o conhecimento sobre funcionalidades do Dynamo, abrindo caminho para novas automações no processo de projeto. Além disso, contribuiu para a mitigação de retrabalhos na fase executiva e garantiu a padronização da representação dos cabos, mesmo quando elaborados por diferentes projetistas.

Projetos com vãos desnivelados acarretaram alguma definição específica nas ferramentas para a modelagem?

Sim. Para os vãos desnivelados foi necessário incorporar uma definição específica na lógica de cálculo, diferenciando-os dos vãos nivelados. A ferramenta identifica o desnível a partir das coordenadas dos pontos selecionados no modelo BIM e aplica essa informação na equação da flecha do cabo, garantindo a representação física correta. Entretanto, essa implementação foi feita utilizando apenas funções nativas do software, sem necessidade de ferramentas externas.

1) Como mencionado, o Revit possui limitações nativas para modelagem de componentes de subestações. Sendo assim, e tendo em vista o esforço feito pela equipe em criar soluções alternativas dentro do Revit, não seria mais interessante a adoção de outra ferramenta de mercado que já tenha nativamente a capacidade de realizar os cálculos de flecha e outros tipos de modelagem?

1) Que outros benefícios a ferramenta trouxe além da diminuição do tempo de elaboração do projeto básico?

Título - Especificação e Aplicação de Requisitos para a Elaboração de Projetos Executivos e Modelos “As Built” em GEOBIM de Subestações: Casos Práticos

Entidade(s) - CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA ELETROBRAS

Autor(es) - Ana Cristina de Freitas Marotti, Pedro Marcondes de Brito

Resumo

Este trabalho apresenta os requisitos técnicos e fluxos de processos estruturados adotados pela Eletrobras para a elaboração de projetos de Subestações utilizando a metodologia GeoBIM (Geographic Building Information Modeling). Por meio de casos práticos, são demonstradas aplicações reais da metodologia na contratação de projetos executivos, no gerenciamento de obras e na elaboração de modelos “As Built” integrados a plataformas GIS. Os requisitos GeoBIM (Geographic Building Information Modeling) têm como objetivo principal assegurar que todos os participantes do projeto utilizem um padrão comum para criar, gerenciar e compartilhar informações ao longo da implementação do empreendimento. Isso inclui desde a fase de concepção e projeto até a construção da subestação. Tais requisitos e procedimentos contemplam: I. Digitalização da subestação (Captura de Realidade); II. Processamento de Dados; III. Modelagem 3D paramétrica em GeoBIM; IV. Uso de Ambientes Comuns de Dados; V. Processo de gerenciamento de projetos GeoBIM e de obras; e VI. Criação e adaptação de Famílias/Desenvolvimento de bibliotecas de modelos BIM de equipamentos.

A proposta visa preparar projetistas, fornecedores e fabricantes para os novos padrões exigidos, promovendo eficiência, integração e redução de retrabalho. Ao fomentar a adoção do GeoBIM, este trabalho contribui para a transformação digital do setor elétrico, rompendo paradigmas tradicionais na contratação e execução de empreendimentos de transmissão.

Perguntas e Respostas

Na prática, como a integração entre BIM e GIS tem ajudado os projetistas e gestores a tomar decisões mais assertivas durante a execução das obras?

A integração BIM–GIS, no contexto GeoBIM, permite consolidar dados de projeto, construção e operação em uma mesma base georreferenciada, permitindo a localização milimétrica dos ativos na subestação. Isso possibilita que projetistas e gestores avaliem interferências do entorno, impactos ambientais, acessos, drenagem e ocupação do solo, bem como qualquer medida real no pátio da subestação. Adicionalmente, a gestão integrada das informações dos projetos, em Ambientes Comuns de Dados (CDE), garante a rastreabilidade e a confiabilidade das informações para decisões assertivas, reduzindo retrabalhos e acelerando a execução da obra.

Como lidar com a modelagem de subestações compartilhadas com vários agentes?

O trabalho colaborativo em subestações exige padronização de fluxos, como os estabelecidos pela Eletrobras em seus Requisitos GeoBIM. O uso de Ambientes Comuns de Dados (CDE) permite controle de revisões, rastreabilidade de comentários e integração multidisciplinar. O Plano de Execução BIM (PEB) assegura que cada agente trabalhe com responsabilidades claras, níveis de detalhamento adequados e parâmetros padronizados, resultando em modelos federados consistentes. Essa abordagem reduz sobreposições, facilita a coordenação e prepara o modelo para utilização posterior na gestão de ativos da subestação.

Como incorporar na modelagem os ativos reserva, equipamentos de almoxarifado etc?

Os modelos BIM dos ativos reservas e itens de almoxarifado devem ser incorporados em biblioteca de Modelos BIM da Eletrobras no ACC, permitindo a atualização contínua do modelo “As Is” da subestação, como por exemplo, quando de uma substituição real de um sobressalente de ativos pela equipe de manutenção. Dessa forma, assegura-se a atualização do modelo BIM da respectiva subestação, garantindo consistência no ciclo de vida do ativo.

1) Quais são as principais dificuldades encontradas na implementação destes novos modelos digitais ? 2) Como são levantados os dados dos ativos em subestações existentes que não possuem modelo BIM ? 3) Os modelos BIM são gerados na engenharia de pré leilão para otimização de soluções ?

Título - Aplicação de Visão Computacional na Análise de Imagens Termográficas de Equipamentos de Subestações Elétricas

Entidade(s) - Cemig Distribuição S.A.

Autor(es) - VITOR BERNARDES TEIXEIRA

Resumo

Este artigo apresenta uma abordagem de visão computacional aplicada à análise de imagens termográficas de equipamentos em subestações elétricas, com o objetivo de aprimorar a identificação precoce de anomalias térmicas. Em ambientes de alta tensão, a termografia tem se mostrado uma técnica eficiente para o monitoramento de falhas, permitindo a detecção de problemas que podem comprometer a operação ou a segurança do sistema. No entanto, a interpretação manual de imagens termográficas, embora amplamente utilizada, apresenta limitações significativas, como a dependência da experiência do operador e o potencial de erros devido à subjetividade na análise visual. Essas dificuldades podem levar a diagnósticos inconsistentes e atrasos na detecção de falhas críticas, destacando a necessidade de soluções automatizadas e mais precisas.

Perguntas e Respostas

É possível analisar a gravidade da anomalia térmica pela extração dos metadados das imagens?

No momento estou aperfeiçoando o trabalho para que se possa classificar a anomalia térmica por nível. Ex: criticidade baixa, média e alta.

Qual a aplicação prática que se espera do estudo?

No primeiro momento, o objetivo é auxiliar o colaborador responsável por analisar os termogramas. Em segundo momento, é poder analisar de forma autônoma os termogramas.

Qual a variedade de anomalias térmicas usadas no treinamento? Considera-se suficiente para dispensar a análise de um especialista?

Foram usadas imagens sem anomalias térmicas e anomalias críticas. Nesse primeiro momento não. Porém, com os avanços que estou observando nos testes. Em um futuro próximo pode se ter um projeto autônomo.

Título - Watchdog - Uso de SLAM com Marcadores para Guiar Cachorros Robôs em Inspeção Diária de Subestação

Entidade(s) - Instituto Federal do Ceará, NUCLEO DE ESTUDOS E PESQUISAS DO NORTE E NORDESTE, Instituto de Ciência e Tecnologia Grupo Equatorial, Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia

Autor(es) - Antonio Wendell de Oliveira Rodrigues, Rogério Guerra Diógenes Filho, André Luiz Carneiro de Araújo, Hércules Araújo Oliveira, Orlando da Silva Santos, Laura Giovanna Freitas Castro

Resumo

A inspeção de subestações de energia é essencial para garantir a segurança e a eficiência do sistema elétrico. No entanto, a inspeção manual é lenta, arriscada e propensa a falhas humanas. Para enfrentar esses desafios, este estudo propõe o uso de cães robôs autônomos, guiados por uma metodologia de Simultaneous Localization and Mapping (SLAM) aprimorada com marcadores visuais, para realizar inspeções diárias automatizadas em subestações. Os cães robôs são equipados com sensores LIDAR, câmeras RGB e sensores IMU, integrados a um algoritmo de SLAM que gera mapas tridimensionais em tempo real. As câmeras utilizam o Segmentation Anything Model (SAM) para segmentação precisa das imagens, facilitando a identificação de componentes críticos e do ambiente ao redor. Marcadores visuais do tipo ArUco são estrategicamente posicionados ao longo do percurso, funcionando como referências para o SLAM e como pontos de apoio para retorno seguro à base de recarga de baterias. A solução ainda incorpora câmeras térmicas para detecção de anomalias como superaquecimento e vazamentos de óleo, com comunicação em tempo real com o sistema SCADA via protocolo DNP3. A conectividade WiFi6 garante a operação remota segura e eficiente. Os testes demonstraram melhorias de até 25% na precisão de navegação em comparação ao SLAM convencional, além de redução no tempo de inspeção e alta taxa de detecção de falhas. A solução oferece excelente custo-benefício, sendo escalável e adaptável a diferentes subestações.

Perguntas e Respostas

O quão abrangente foi o processo de treinamento para identificação automática de objetos e equipamentos na subestação? É possível expandir a aplicação para subestações com outros tipos de equipamentos?

O modelo treinado foi capaz de reconhecer automaticamente alguns alvos comuns em subestações, como transformadores, buchas, barramentos e estruturas metálicas principais, utilizando segmentação de imagens via SAM. Embora o escopo inicial tenha focado nesses componentes, o processo de retreinamento do modelo é tecnicamente viável e pode ser facilmente adaptado para reconhecer outros tipos de ativos específicos de uma subestação existente. Isso permite especializar o sistema conforme a infraestrutura de cada instalação, mantendo a precisão da inspeção e a flexibilidade da aplicação.

Sobre a termografia, há alguma inteligência de processamento para identificação automática de anomalias ou depende de um operador remoto para realização das análises em tempo real? Se há inteligência, como ela funciona?

Sim, o sistema conta com inteligência embarcada para a identificação automática de anomalias térmicas, não dependendo exclusivamente da análise de um operador

remoto em tempo real. Desenvolvemos algoritmos próprios que combinam técnicas estatísticas (como desvios em relação à média histórica da temperatura por região de interesse (ROI)) com segmentação automática de imagens, permitindo isolar componentes e identificar padrões térmicos anômalos. Essas análises levam em conta a evolução temporal dos dados térmicos de cada componente monitorado, permitindo detectar elevações fora do comportamento esperado mesmo em contextos operacionais variáveis. Isso permite alertas precoces de superaquecimento ou falhas iminentes sem a necessidade de interpretação manual constante, embora o operador remoto possa intervir ou validar os alertas gerados.

O que falta para a realização de testes reais em subestações, para comparação com os resultados em ambiente simulado?

Para a realização de testes reais em subestações e posterior comparação com os resultados obtidos em ambientes simulados e em laboratório, ainda são necessárias etapas relacionadas à evolução do nível de maturidade tecnológica (TRL – Technology Readiness Level). Isso envolve demandas logísticas significativas, como a autorização de acesso aos locais, planejamento operacional para execução dos testes em períodos controlados, e adequações de segurança. Além disso, é essencial contar com recursos humanos especializados, incluindo operadores, engenheiros de campo e analistas de dados, além de novas fontes de financiamento para viabilizar a montagem do sistema completo em condições reais de operação. Nossa equipe está atualmente avaliando alternativas de parceria com concessionárias e integradores do setor elétrico, bem como buscando apoio por meio de chamadas de P&D da ANEEL e outros editais de inovação, com o objetivo de viabilizar essa próxima etapa de validação em campo.

1) Em subestações que a banda de dados é precária (geralmente em locais remotos), há necessidade de internet de alta velocidade para mapeamento dos trajetos nos robôs ? 2) Os levantamentos e funcionamento dos robôs são imune as interferências encontradas ao longo da subestação ? 3) Já foi realizado algum teste prático em alguma subestação real ?

Título - AÇÕES PARA AMPLIAR A CONFIABILIDADE DE SUBESTAÇÕES

Entidade(s) - Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Autor(es) - Roberto Nogueira Fontoura Filho, Ana Carolina Cardoso Mendes, Ana Carolina Cardoso Mendes

Resumo

A expansão da transmissão de energia elétrica e a inserção das fontes renováveis variáveis tornaram o sistema elétrico ainda mais complexo e seu comportamento de difícil previsibilidade. Aspectos adicionais como tamanho físico, interconexões nacional e internacional, maior fluxo de potência circulando, dificuldade de armazenar grande quantidade de energia, fluxos bidirecionais, veículos elétricos podem acarretar grandes impactos e, com isso, requisitos adicionais para sua gestão devem ser estabelecidos.

Neste contexto, as subestações de alta tensão têm importante papel no sistema elétrico de potência pois é parte da conexão entre a geração e o consumo, juntamente com a transmissão e distribuição, e seu adequado desempenho permite o fornecimento de energia elétrica ininterrupto e com qualidade.

Acrescente-se que falhas em subestações, podem resultar na interrupção de cargas, e dependendo de seu porte, até em perturbações de larga escala no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Desta forma, a avaliação de confiabilidade de subestações ganha papel relevante neste contexto, pois irá permitir que se verifique a capacidade destas se manter operando, entregando continuamente energia aos consumidores, na quantidade requerida e dentro dos padrões de qualidade, isto é, executando sua função sob condições pré-estabelecidas.

Este trabalho apresenta um estudo de caso envolvendo a avaliação de confiabilidade de uma subestação de 138/44 kV, a partir do histórico de dados de falha e reparo coletados pela empresa proprietária. Com base nos resultados desse estudo são sugeridas ações para reforçar a segurança da citada subestação.

Perguntas e Respostas

Como os resultados obtidos com a análise de confiabilidade podem ser incorporados de forma prática nos planos de manutenção preventiva da subestação, especialmente em relação aos disjuntores identificados como pontos críticos?

A análise de confiabilidade de subestações pode ser incorporada de forma prática aos planos de manutenção através da criação de métricas que permitam avaliar o custo-benefício de ações preventivas, voltadas para otimizar recursos, reduzir falhas e aumentar a disponibilidade operacional dos ativos. Tais métricas poderiam estar associadas ao MTBF (Mean Time Between Failures), MTTR (Mean Time to Repair) e a EENS (Expected Energy Not Supplied), e ao custo e condição dos equipamentos envolvidos.

Dado que a melhoria na confiabilidade pode ser alcançada mesmo com a intervenção em apenas um disjuntor, como definir criteriosamente qual disjuntor priorizar, considerando restrições orçamentárias e operacionais?

O histórico de falhas dos equipamentos, utilizado, está em grande parte no período de pandemia quando houve priorizações atípicas, foi feita alguma análise específica com dados históricos ou com dados mais atuais?

É fundamental considerar o contexto atípico da pandemia na análise de confiabilidade, e há maneiras práticas de tratar essa situação, como através da segmentação temporal e análise comparativa dos resultados ou ainda através da exclusão ou ponderação dos dados dos períodos não-pandêmicos e pandêmicos. Por outro lado, a consideração isolada dos dados de 2022 e 2023 mostrou-se útil para eliminar vieses estatísticos introduzidos pela pandemia e permitiu confirmar a priorização de ativos críticos, tornando o plano de ação de confiabilidade mais representativo da realidade atual.

Acrescente-se ainda que embora os resultados com base no histórico de 2020 a 2023 tenham apontado os disjuntores como principais pontos críticos, observa-se que parte significativa das falhas se concentra nos anos de 2020 e 2021, período marcado por restrições operacionais associadas à pandemia. Entretanto, constata-se a robustez dos resultados, quando se consideram apenas os dados de 2022 a 2023.

As recomendações de manutenção em disjuntores apresentadas possuem algum fator diferente do que já é empregado na maioria das empresas?

As recomendações de manutenção em disjuntores apresentadas no artigo são tecnicamente consistentes com as boas práticas geralmente adotadas nas concessionárias e empresas do setor elétrico brasileiro. No entanto, são sugeridas recomendações adicionais, tais como:

? Integração da análise de confiabilidade ao plano de manutenção, em que não apenas se listam práticas de manutenção, mas essas são recomendadas com base em análise de confiabilidade (LOLP/EENS) e sensibilidade com relação a dados estocásticos dos equipamentos (MTBF/MTTR).

? Priorização de disjuntores individualmente críticos. O estudo mostra que um único disjuntor, se tratado com manutenção aprimorada, pode reduzir em até 80% a LOLP e EENS da subestação.

? Ênfase em ações qualitativas em vez de puramente quantitativas, em que se reconhece que a monetização da EENS pode ser difícil, especialmente quando há custos intangíveis (ex.: reputação, perda de confiança, penalidades regulatórias). Assim, propõe-se ações baseadas na sensibilidade aos indicadores, mesmo sem valoração financeira precisa, o que torna a proposta mais viável na prática operacional.

? Atualização e análise dos históricos de falha. O artigo sugere explicitamente o uso do histórico de falhas como ferramenta de retroalimentação, o que nem sempre é trabalhado.

1) Como os resultados obtidos com a análise de confiabilidade podem ser incorporados de forma prática nos planos de manutenção preventiva da subestação, especialmente em relação aos disjuntores identificados como pontos críticos?

2) Dado que a melhoria na confiabilidade pode ser alcançada mesmo com a intervenção em apenas um disjuntor, como definir criteriosamente qual disjuntor priorizar, considerando restrições orçamentárias e operacionais?

1) O histórico de falhas dos equipamentos está em grande parte no período de pandemia, foi feita alguma separação dos dados para alguma análise específica, ou comparado com dados pós pandemia? 2) As recomendações de manutenção em disjuntores apresentadas possuem algum fator diferente do que já é empregado na maioria das empresas?

Título - Detecção de descargas parciais online em equipamentos de alta tensão a partir da análise dos sinais drenados pelo cabo de aterramento

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

Autor(es) - Thiago Baptista Rodrigues, Hélio de Paiva Amorim Junior, Daniel Leandro Argôlo, Rogério Magalhães de Azevedo

Resumo

O Cepel desenvolveu, e vem utilizando com sucesso, uma técnica de detecção de descargas parciais não invasiva, que permite avaliar este fenômeno através dos sinais drenados pelo cabo de aterramento dos equipamentos. Com isso, a análise da saúde de equipamentos tais como transformadores de potência, transformadores de potencial, transformadores de corrente, reatores e para-raios pode ser realizada com eles em pleno funcionamento. O princípio da metodologia utilizada está na avaliação dos sinais de alta frequência drenados pelo cabo de aterramento dos equipamentos de alta tensão analisados, medidos através de um transformador de corrente de alta frequência (sensor) bipartido que é instalado ao redor do cabo de aterramento. Baseando-se em aspectos característicos observados na assinatura dos sinais no tempo, é possível saber se estes são originados de descargas parciais internas aos equipamentos. A utilização desta técnica atrelada a outros métodos de avaliação do dielétrico, como a análise por emissão acústica e de gases dissolvidos, que podem ser aplicados em determinados equipamentos, torna esta ferramenta ainda mais poderosa e precisa. São demonstrados aqui os detalhes da metodologia mencionada, que conta com a utilização de inteligência artificial para equipamentos com bancos de dados já consolidados (montados pelo Cepel), além da apresentação de alguns casos de sucesso obtidos, com equipamentos identificados com descargas parciais no campo e retirados de operação.

Perguntas e Respostas

No caso do transformador de potência, qual foi o problema encontrado? Ele mostrou coerência com o PRPD medido (DP na passagem por zero do semiciclo negativo para o positivo)?

A informação que recebemos foi que encontraram na inspeção uma falha no enrolamento de alta tensão. O PRPD medido mostra pulsos com polaridade predominante negativa, indicando que as descargas ocorreram durante o aumento da tensão (em relação à senóide). Como as descargas internas (como falhas entre camadas do enrolamento) tendem a se concentrar em um único semiciclo, uma vez por período (como foi o caso aqui, somente na subida do semiciclo positivo), podemos dizer que mostrou coerência com o PRPD medido.

No caso do para-raios o PRPD mostrou relação com as anomalias encontradas? Se sim, explique.

No caso deste equipamento, foram obtidos PRPDs com pontos concentrados em determinadas fases da senóide, mostrando correlação com o 60 Hz. Como o objetivo principal nestes equipamentos de menor porte é identificar no campo se eles têm ou não características de DP interna, a medição foca mais na análise da assinatura do sinal no tempo, o que agiliza a análise destes equipamentos em campo.

Qual o tempo estimado para realização das medições DP num TC 230 kV por esse método não invasivo no campo? Quais adversidades?

Considerado a aquisição de novos equipamentos, qual o custo do ensaio não invasivo, equipamentos de medição e homem hora?

No caso dos PR há alguma recomendação na predisposição do aterramento visando uma medição sem interferências os mais eficiente? Deve-se instalar os mesmos sob base isolantes?

No caso dos PR e TC há alguma recomendação na predisposição do aterramento visando uma medição sem interferências ou mais eficiente? Deve-se instalar os mesmos sob base isolantes?

Não é necessário que os PRs ou TCs estejam instalados sob bases isolantes para a realização da medição, visto que a análise se baseia na assinatura do sinal no tempo drenado pelo cabo de aterramento. A diferença é que sob bases isolantes a amplitude do sinal medido tende a ser mais elevada, permanecendo a assinatura do sinal inalterada, o que é o mais importante para a classificação do sinal.

1) No caso do transformador de potência, qual foi o problema encontrado? Ele mostrou coerência com o PRPD medido (DP na passagem por zero do semiciclo negativo para o positivo)?

2) No caso do para-raios o PRPD mostrou relação com as anomalias encontradas? Se sim, explique.

1) Qual o tempo estimado para realização ds medição DP num TC 230 kV? 2) Considerado-se aquisição de novos equipamentos qual o custo do ensaio não invasivo, equipamentos de medição e homem hora? 3) No caso dos PR e TC há alguma recomendação na predisposição do aterramento visando uma medição sem interferências ous mais eficiente? Deve-se instalar os mesmos sob base isolantes?

Título - Implementação de Matrizes de Risco e técnicas de Gestão de Ativos em transmissora como ferramentas para o auxílio na tomada de decisão e priorização
Entidade(s) - COMPANHIA ESTADUAL DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Autor(es) - Gustavo Bystronski Vier, Giovani Bertarello

Resumo

A busca por maior eficiência na gestão de ativos em empresas transmissoras de energia elétrica tem se intensificado diante de restrições financeiras e da necessidade de garantir alta confiabilidade operacional. Nesse contexto, a CPFL Transmissão desenvolveu e implementou, em 2023, uma ferramenta estratégica baseada em Matrizes de Risco, aplicada inicialmente a transformadores de potência, e posteriormente estendida a linhas de transmissão, reatores, disjuntores e bancos de capacitores.

A metodologia adota os princípios da Manutenção Baseada em Risco, considerando dois eixos principais: a condição de saúde dos ativos, obtido por meio da análise de dados operacionais, histórico de manutenção e ensaios técnicos, e o impacto potencial de falhas, que abrange aspectos como segurança, confiabilidade do sistema, impacto financeiro e ambiental. A combinação desses eixos posiciona cada equipamento em uma matriz de 5x5 níveis, orientando ações técnicas conforme o nível de risco.

A implementação prática se deu por meio de dashboards interativos desenvolvidos na plataforma Microsoft Power BI, os quais permitem visualizações detalhadas por tipo de equipamento, localização geográfica e evolução histórica. Como resultados, destaca-se a aplicação da ferramenta na priorização de substituições de ativos por fim de vida útil no ciclo de planejamento de 2024, além da sua efetividade na gestão da manutenção preventiva e corretiva.

A adoção das Matrizes de Risco representa um avanço no modelo de gestão de ativos da CPFL Transmissão, consolidando uma abordagem orientada por dados, com foco em confiabilidade, longevidade dos ativos e eficiência na alocação de recursos.

Perguntas e Respostas

Como a equipe técnica lida com situações em que há discrepância entre a avaliação subjetiva de campo e a posição do ativo na matriz de risco?

As discrepâncias são tratadas por meio de um processo estruturado de validação cruzada. Sempre que a percepção do campo diverge da posição do ativo na matriz, abre-se um fluxo de revisão técnica em que os dados da matriz (ensaios, monitoramentos on-line e históricos de manutenção) são confrontados com os registros dos sistemas de gestão da manutenção e com a experiência dos especialistas. A decisão final é tomada em colegiado, envolvendo manutenção, engenharia e especialistas de ativos, o que permite ajustar a ponderação dos fatores da matriz quando identificada necessidade de refinamento. Esse mecanismo garante que a ferramenta não seja vista como determinística, mas como suporte técnico ao julgamento profissional, preservando o conhecimento prático acumulado pelas equipes.

Quais foram os principais desafios técnicos ou organizacionais enfrentados na coleta e consolidação dos dados históricos e operacionais?

De que forma os resultados obtidos com a matriz de risco têm influenciado o planejamento orçamentário e a priorização de investimentos em manutenção e substituição de ativos?

A matriz de risco passou a ser um insumo direto para os ciclos de planejamento plurianual. Os ativos posicionados em quadrantes de risco alto têm seus planos de intervenção priorizados, tanto em manutenções reforçadas quanto em projetos de substituição. Em 2025, por exemplo, a matriz foi utilizada para auxiliar na seleção dos equipamentos incluídos como melhorias cadastradas no SGPMR do ONS, em conjunto com análises de depreciação contábil e de capacidade executiva. Isso trouxe maior transparência regulatória e assertividade na alocação do CAPEX, além de reduzir gastos imprevistos em OPEX, uma vez que o orçamento passou a refletir riscos reais e mensurados.

Como conseguir uma melhor sinergia entre a manutenção e engenharia de projetos em tempo real de forma a uma real melhoria contínua e aplicabilidade de benefícios advindos da gestão de riscos?

A sinergia depende da criação de um ciclo de retroalimentação contínuo entre as áreas. A manutenção deve registrar em sistemas corporativos todas as anomalias e resultados de inspeções de forma estruturada e padronizada. Esses dados, integrados em tempo real aos dashboards de gestão de ativos, passam a ser

utilizados pela engenharia de projetos para revisar critérios de especificação, tecnologias aplicáveis e estratégias de renovação de ativos. Em contrapartida, a engenharia fornece feedback sobre novas soluções de projeto e resultados de intervenções já concluídas, que são incorporados nas matrizes de risco como variáveis de desempenho pós-intervenção. Esse fluxo em “ciclo fechado” é fundamental para viabilizar a melhoria contínua, permitindo que cada decisão de projeto e cada intervenção de manutenção fortaleçam a base de conhecimento e ampliem os benefícios advindos da gestão de riscos.

Qual o critério de desempate para ativos avaliados numa mesma posição da matriz elaborada?

Existe possibilidade de realização de ações de manutenção mitigadoras que venham a modificar a posição do ativo ou família de ativos na matriz e assim postergar prazo de substituição?

- 1) Como a equipe técnica lida com situações em que há discrepância entre a avaliação subjetiva de campo e a posição do ativo na matriz de risco?**
- 2) Quais foram os principais desafios técnicos ou organizacionais enfrentados na coleta e consolidação dos dados históricos e operacionais?**
- 3) De que forma os resultados obtidos com a matriz de risco têm influenciado o planejamento orçamentário e a priorização de investimentos em manutenção e substituição de ativos?**

- 1) Como conseguir uma melhor sinergia entre a manutenção e engenharia de projetos em tempo real de forma a uma real melhoria contínua e aplicabilidade de benefícios advindos da gestão de riscos?**
- 2) Qual a periodicidade**
- 2) Qual a perspectiva de aumento no peso da segurança das pessoas e sustentabilidade**

Título - Escaneamento 3D de subestações: Inovação no Processo de Manutenção do SPCS da CPFL-T

Entidade(s) - COMPANHIA ESTADUAL DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ,CPFL Transmissão

Autor(es) - IGOR SOARES DILLENBURG,Michael Lucas Braga Lima

Resumo

A CPFL Transmissão implementou um sistema de virtualização de subestações, baseado na digitalização tridimensional dos ambientes físicos, com o objetivo de criar modelos virtuais das instalações. Essa abordagem permite a navegação remota em um ambiente tridimensional, proporcionando visualizações detalhadas dos equipamentos e da infraestrutura interna e externa às salas de controle.

A coleta das imagens é realizada por operadores, que utilizam soluções de armazenamento em nuvem para processar e disponibilizar os dados de forma remota. O sistema permite não apenas a navegação, mas também a alternância entre diferentes estados visuais dos equipamentos (como painéis com portas

abertas ou fechadas) e o acesso direto a documentação técnica relevante, incluindo manuais e diagramas elétricos. Todos os painéis foram rotulados de forma padronizada, e etiquetas com códigos QR foram aplicadas para facilitar o acesso às informações documentais durante inspeções ou atendimentos técnicos.

A experiência-piloto conduzida na subestação Porto Alegre 10 (PAL10) demonstrou ganhos operacionais significativos, com destaque para a redução de deslocamentos físicos para inspeções e o aumento da agilidade nos atendimentos de suporte técnico. O sistema contribui para o aprimoramento das práticas de manutenção, além de promover ganhos em eficiência operacional, segurança e colaboração entre equipes.

Como parte da estratégia de continuidade, a CPFL Transmissão estabeleceu um protocolo formal para a captura periódica de imagens, garantindo que o modelo virtual permaneça alinhado com as condições reais da subestação. Esta iniciativa representa um avanço substancial na gestão de ativos e na operação de sistemas elétricos, introduzindo novas práticas voltadas à confiabilidade, eficiência e inovação no setor.

Por fim, embora a solução ainda esteja em fase de evolução, a CPFL Transmissão segue colaborando com os fornecedores de tecnologia para incorporar funcionalidades adicionais, como a implementação de gêmeos digitais, ampliando ainda mais o potencial de transformação digital das operações.

Perguntas e Respostas

Como a equipe de manutenção foi treinada para utilizar a plataforma virtual?

A equipe de engenharia de sistemas de controle, setor que lidera o processo, traz o assunto de maneira constante e frequente em reuniões trimestrais junto às equipes de manutenção, demonstrando como fazer o acesso às visitas, assim como demonstra os possíveis ganhos que a empresa pode alcançar no caso de utilização da ferramenta.

Durante a fase piloto na subestação PAL10, quais tipos específicos de falhas ou incidentes puderam ser diagnosticados ou prevenidos com mais eficiência graças ao uso do ambiente virtual?

Embora a subestação PAL 10 tenha sido a primeira subestação contemplada com o uso da tecnologia, ainda não houve chamados de manutenção corretiva em que a ferramenta tenha sido útil.

Na subestação CIN, houve soluções rápidas de problemas triviais como reposicionamento de câmeras de CFTV da sala de comando e planejamento da posição de paredes para criação de um memorial na sala de comando da subestação. Tarefas que normalmente seriam realizadas in loco, foram realizadas de maneira remota, com o uso da tecnologia de visita virtual.

Na subestação JBO, o acervo de fotos dos equipamentos de SPCS foi totalmente transferido para a visita virtual.

Existe uma estimativa de redução de custos operacionais gerada pela implementação da digitalização 3D?

Estima-se que os seguintes custos operacionais possam ser evitados ou mitigados com o uso da tecnologia, como:

1) Redução de tempo de indisponibilidade a partir de defeitos complexos corrigidos pela equipe de manutenção em conjunto com a equipe de engenharia (redução do

tempo de indisponibilidade é proporcional ao decréscimo de RAP devido a aplicação de PV);

2) Redução de custos com deslocamento de pessoal qualificado para resolução de problemas triviais em salas da sala de comando de subestações (soluções de maneira remota);

3) Otimização do tempo operacional ao acessar o acervo documental de equipamentos de SPCS (redução de HH com busca de projetos e diagramas).

1) Houve alguma melhoria de processo com os times de O&M com essa nova tecnologia ? 2) Como foram levantados os esquemas dos equipamentos mais antigos ? 3) Há na subestação QR code para os times de O&M realizar alguma intervenção ?

Título - Sistema de Monitoramento Térmico para a Sala de Válvulas do SVC de Parnaíba III

Entidade(s) - Argo Energia, ARGO TRANSMISSAO DE ENERGIA SA

Autor(es) - Marcelo Cardoso Sales Martins, Alexandre Gerber Choupina Latorre, Beatriz Tavares, ALAN HENRIQUE RIBEIRO DOS SANTOS

Resumo

Este trabalho apresenta o projeto realizado pela ARGO Energia para desenvolver, implantar e operar o sistema de monitoramento das câmeras termográficas da sala de válvulas do compensador estático de reativos da SE Parnaíba III, bem como os benefícios alcançados nessa atividade de manutenção da empresa como confiabilidade, segurança, economia e as informações atualizadas em tempo real sobre a saúde do equipamento, graças à integração com o sistema supervisor da companhia.

Perguntas e Respostas

Por que só monitorar as conexões? E os demais pontos do sistema?

Por que só monitorar as conexões? E os demais pontos do sistema?

De forma resumida, os principais elementos presentes na sala de válvulas incluem: a válvula composta de tiristores e seus sistemas eletrônicos, o sistema de resfriamento, o sistema de fibras ópticas e os barramentos.

No entanto, os demais componentes já possuem monitoramento integrado pelo sistema supervisor do SVC. Por exemplo, o sistema de resfriamento conta com uma tela dedicada que apresenta indicadores-chave, como condutividade da água, pressão e temperatura. No caso das válvulas, além de a arquitetura ser totalmente redundante, o sistema permite acompanhar o status de cada tiristor e do respectivo TCU (unidade de disparo eletrônico). Assim, o monitoramento das conexões se torna o complemento necessário ao conjunto de supervisão já existente.

Em que foram baseados os critérios de criticidade?

Havia histórico de falhas/defeitos térmicos para justificar o monitoramento?

Não foram registradas falhas especificamente de origem térmica, embora já tenham ocorrido desligamentos por outras causas. O aspecto mais relevante está no impacto econômico dessas ocorrências: em um SVC, a penalidade por indisponibilidade (PVI) em desligamentos forçados pode alcançar até 150 vezes o valor da RAP por minuto. Assim, mesmo na ausência de histórico de falhas térmicas, a possibilidade de prevenir desligamentos e evitar perdas financeiras dessa magnitude justificou a implementação do monitoramento.

1) O sistema consegue armazenar os dados históricos de temperatura e fazer com que eles possam ser cruzados ao longo do tempo para calibração, inclusive com a temperatura externa ? 2) Qual o ganho comparativo do custo de implementação desse sistema X uma parada de manutenção programada ? 3) A empresa pensa em ampliar esta tecnologia para todos os SVC do parque da Argo ? e nos demais equipamentos de pátio ? Será utilizado alguma IA para avaliação dos dados ?

1) Com a integração ao sistema SCADA, é possível armazenar os dados históricos de temperatura e analisar tendências ao longo do tempo, inclusive para fins de calibração e correlação com variáveis externas, como a temperatura ambiente. Além disso, estamos desenvolvendo uma metodologia de acompanhamento de ativos que poderá ser aplicada a outros equipamentos da Argo. No próprio software supervisor também há um sistema de alarmes configurado por níveis de temperatura, o que reforça a capacidade de monitoramento preventivo.

2) Foi realizada uma análise comparativa entre o custo de implementação do sistema e os custos associados a paradas periódicas de manutenção ao longo dos 30 anos de concessão do equipamento. Embora os valores específicos não sejam aqui apresentados por questões de confidencialidade, a avaliação demonstrou que a adoção do sistema representa um investimento mais vantajoso, ao evitar manutenções programadas semestrais que implicariam em custos recorrentes de PVI, além de esforços de mão de obra e logística. Por se tratar de um projeto de melhoria, não houve incidência de PVI para a implantação da solução, e o investimento inicial mostrou-se significativamente inferior ao custo acumulado das manutenções periódicas.

3) Estamos avaliando a possibilidade de ampliar essa tecnologia para outros equipamentos de pátio, priorizando os considerados mais críticos, visto que a instalação em toda a subestação não seria viável e, em muitos casos, o uso de câmeras térmicas portáteis já supre a necessidade de monitoramento. Quanto aos demais SVCs da Argo, devido à separação da sala de válvulas por grades, a análise termográfica com câmeras portáteis pode ser realizada de forma efetiva. Em relação à utilização de inteligência artificial, a Argo conduz paralelamente um projeto de avaliação unificada de dados de ativos, baseado nas informações provenientes do sistema supervisor da companhia. Esse projeto encontra-se atualmente em fase de testes e implementação inicial.

Título - Aplicação em sistema PIMS de observabilidade, diagnóstico e predição em tempo real de estado de balanceamento de Compensações Séries de Linhas de Transmissão

Entidade(s) - Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A

Autor(es) - Daniel Carlos Pereira, Bruno Rocha Peixoto, Ana Cristina Castilho Caesar, Lucas Dos Reis Gregório

Resumo

As compensações séries são utilizados devido a sua capacidade de aumentar fluxo de potência em linhas de transmissão e elevar o nível de estabilidade do sistema elétrico. Para obter estes ganhos, as compensações precisam manter suas características nominais e balanceadas quando em operação. Entretanto, seus sistemas de proteções possuem funções simplificadas que atuam apenas em condições críticas de desequilíbrio de capacitância e sem monitorar os valores de capacitâncias reais. Sem um sistema auxiliar de monitoramento, torna-se impossível as análises das condições operativas em tempo real e os diagnósticos de balanceamento dos bancos, elevando os riscos de indisponibilidades intempestivas e os custos operacionais em parcelas variáveis de ações corretivas não programadas. Para evitar estes cenários, este trabalho apresenta a aplicação desenvolvida em PIMS que fornece monitoramento e diagnóstico das compensações a partir de dados de corrente de capacitor e desbalanço aquisitados diretamente dos sistemas de supervisão. Esta aplicação possui rotinas computacional que calcula as relações de balanceamento, detecta e quantifica os eventos de rupturas de fusíveis em capacitores, auxiliando no gerenciamento de manutenção e reduzindo o risco de ocorrências intempestivas ou intervenções não programadas.

Perguntas e Respostas

De que forma a aplicação desenvolvida em PI System pela TAESA supera a limitação da detecção tardia de falhas, observada nas tecnologias tradicionais de medição?

O sistema possui alta sensibilidade, capaz de detectar desde uma falha singela de elo interno de capacitor em centenas de capacitores de uma fase. Além disto, o sistema demonstra grande eficiência para todos os bancos de capacitores dos mais diversos fabricantes, uma vez que não foi identificado qualquer evento em que o PI System não tenha detectado sua ocorrência. Outro fator de sucesso do sistema PIMS foi a precisão que apresenta nas estimativas de perdas e estados de balanceamentos, todos confirmadas em comparativos com os dados de sistemas de proteção e registradores de perturbação. O grande diferencial desta aplicação para as tradicionais é a quantificação de falhas internas dos capacitores, funcionalidade não encontrada nos mais avançados sistemas dos fabricantes.

Quais ganhos operacionais e financeiros já foram identificados com a implementação do sistema de monitoramento desenvolvido, especialmente em relação à redução do número de desligamentos para manutenção corretiva e à priorização de ações preditivas?

Devido a falta de monitoramento em bancos, a TAESA mantinha uma rotina anual de desligamentos para manutenções corretivas. Realizava-se em média 8 desligamentos em bancos por ano. A partir da implantação do Sistema PIMS, nos últimos 3 anos, a Taesa realizou ao todo apenas 3 desligamentos para balanceamento de capacitâncias. Além disto, foi possível antecipar uma manutenção corretiva em virtude da tendência de aumento de desbalanço informação pelo sistema PIMS.

Como a heterogeneidade dos fabricantes (Siemens, Hitachi, GE) e das topologias dos bancos foi superada pela arquitetura da solução?

Atualmente a TAESA monitora através do Sistema PIMS, sem diferenciar as rotinas de cálculos e estimativas, todos os seus bancos de capacitores, que incluem todos os fabricantes citados. Para isto, Utiliza-se os mesmos dados de operação para todos os bancos, que são as correntes de capacitor e as correntes de desbalanço. Além disto, foram adaptadas as condições específicas de cada fabricante para modelo único de diagnóstico, que é o slope da função de desbalanço (46). Também representamos todos os bancos da mesma forma, como dois grupos de capacitores por fase. Isto foi possível porque independente das topologias, todos os bancos estão associadas a diferença de capacitâncias na ponte.

1) Foi necessário a instalação de algum equipamento a mais dos que já existiam nos BC para monitoramento em tempo real das grandezas? 2) Quais foram os ganhos e reduções de tempo de manutenção com as aplicações do PIMS? 3) O algoritmo analisa as diferentes configurações dos fabricantes e é parametrizado por equipamento para os alarmes e informações ?

Título - Desenvolvimento do Centro de Monitoramento e Análise da Condição dos Ativos (CMA) da ISA ENERGIA BRASIL

Entidade(s) - CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, INSTITUTO ATLANTICO, Fundação Centros De Referencia Em Tecnologias Inovadoras, CTEEP - COMPANHIA DE TRANSMISSAO DE ENERGIA ELETRICA PAULISTA

Autor(es) - Gabriela Sampaio Rêma, LEONARDO LOURENÇO LACERDA, Luiz Felipe da Cunha Maltez e Souza, Edna Nogueira Queiroz Torres, Alex Hideaki Takeda, Rodrigo Antonio Sbardeloto Kraemer, Manuella da Rocha Brito Sacco, Antonio Carlos Pigossi Júnior, Thiago Matos Rocco

Resumo

A gestão de ativos possui papel essencial tratando-se de serviços que requerem alta disponibilidade e alta confiabilidade como é o caso do setor elétrico. Considerando o ciclo de vida do ativo, a etapa de Operação e Manutenção (O&M) trata-se do maior período e, nesta etapa, a gestão de ativos engloba a gestão da manutenção.

O planejamento e a programação eficiente das atividades de manutenção dependem de uma avaliação confiável quanto à condição dos equipamentos. O que é ratificado tratando-se do setor de transmissão, onde a sustentabilidade do negócio está diretamente ligada à disponibilidade dos ativos e instalações.

Diante deste contexto, com o objetivo de agregar valor à gestão de seus ativos, fornecer subsídios a ações preventivas com base na condição dos equipamentos, melhorar a eficiência operacional e mitigar riscos, a ISA ENERGIA BRASIL, transmissora de energia elétrica responsável por, aproximadamente, 95% da energia transmitida no estado de São Paulo e cerca de 30% de toda a energia no Brasil, atua no desenvolvimento de um Centro de Monitoramento e Análise da Condição dos Ativos (CMA). O desenvolvimento da solução do CMA está sendo realizado no âmbito do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PROPMI) da ANEEL, referência PD-00068-0067/2023.

Este artigo busca apresentar o desenvolvimento do CMA da Companhia, que inclui

a implantação de uma infraestrutura tecnológica que permita uma avaliação mais assertiva e a governança aprimorada dos dados de monitoramento online contínuo dos ativos, além da correlação destes dados com outras informações relacionadas à condição dos ativos.

Perguntas e Respostas

Como os insights gerados pelo CMA já impactaram, na prática, decisões de manutenção ou prevenção de falhas nos ativos monitorados?

O desenvolvimento do CMA foi recentemente concluído e, por isso, ainda não houve impacto nas decisões de manutenção. É importante destacar que a transformação digital é uma jornada que depende da integração de tecnologia, processos e pessoas, e por isso precisa ser conduzida em etapas, permitindo medir avanços de forma estruturada. Concluímos o desenvolvimento da solução que possui as seguintes funcionalidades disponíveis para operação: visualização e homologação de alarmes, bem como a visualização de dashboards com grandezas online e históricas e no âmbito administrativo, estão disponíveis recursos como a criação de perfis e usuários, cadastro de localidades, ativos e sistemas de monitoramento e criação de alarmes. Nossa expectativa é que a partir do momento que o CMA passe a integrar os processos de gestão de ativos, possamos extrair o valor agregado com esta estratégica solução.

Quais estratégias têm sido mais eficazes para superar as dificuldades de comunicação entre as equipes de manutenção e tecnologia durante a implantação do sistema?

As estratégias mais eficazes têm sido a realização de reuniões de alinhamento multidisciplinar com linguagem acessível a ambos os grupos, a definição clara de papéis e interlocutores em cada área, o uso de documentação padronizada para requisitos e fluxos de dados e a execução de pilotos em pequena escala, que permitem validar soluções, reduzir ruídos de comunicação e fortalecer o entendimento mútuo entre manutenção e tecnologia.

Com base nos dados já coletados, houve revisão ou redefinição de planos de manutenção preventiva em alguma subestação piloto? Se sim, quais os resultados observados?

O desenvolvimento do CMA foi recentemente concluído e, por isso, ainda não houve redefinição de planos de manutenção preventiva. No momento, estamos estruturando o processo de tomada de decisão a partir dos dados coletados, uma vez que o objetivo central do CMA é justamente preparar a governança do monitoramento online contínuo da condição dos ativos.

As subestações e sistemas escolhidos como piloto foram selecionados com base em casos de sucesso já observados no mercado e na própria Companhia. Como destaque, tivemos a atuação preventiva em um caso de monitoramento de cubículos e chaves seccionadoras, no qual foi possível realizar uma intervenção antes da ocorrência da falha.

1) Qual a solução que será implantada para esse tráfego de dados na rede, quando houverem mais ativos sendo monitorados ? 2) Todas as análises dos alarmes são puramente manuais : 3) Como realizar a integração de diferentes profissionais e disciplinas ao longo da implantação e melhorias futuras ?

Título - MODELAGEM E ANÁLISE DE DESCARGAS PARCIAIS INTERNAS EM TPC E TC CLASSE 525kV NO SOFTWARE ANSYS

Entidade(s) - Universidade Federal de Santa Maria, COMPANHIA ESTADUAL DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, Universidade Federal do Pará

Autor(es) - Juliano Silva Damiani, Vinicius Signori Rahmeier, Ghendy Cardoso Jr, Aécio de Lima Oliveira, Luiz Fernando Freitas-Gutierrez, Herber Fontoura, Erick Finzi Martins, ANDRÉ MELO DE MORAIS, Kaynan Maresch, Cristian Hans Correa

Resumo

Este trabalho propõe uma abordagem para a análise de descargas parciais internas em transformadores de instrumento de alta tensão, com o objetivo de aprimorar a eficácia da manutenção preditiva. Foram modelados, por meio do software ANSYS, transformadores de potencial capacitivo e transformadores de corrente da classe 525 kV, considerando diferentes condições operacionais. As simulações tridimensionais do campo elétrico incluíram variações na geometria de vazios internos, bem como diferentes níveis de tensão aplicada, permitindo uma compreensão detalhada do comportamento elétrico em diversos cenários. A metodologia emprega o Método dos Elementos Finitos para realizar uma análise precisa sobre como os vazios internos afetam a distribuição do campo elétrico e a integridade do sistema de isolamento. Essa análise é fundamental para identificar pontos críticos que possam evoluir para falhas, possibilitando ações preventivas mais eficazes e seguras. Adicionalmente, foi implementada a técnica de mapeamento de descargas parciais ao longo do ciclo elétrico, conhecida como padrão de descargas parciais resolvido por fase. Com isso, foi possível calcular a carga real das descargas, fornecendo uma visão mais completa do fenômeno. Foram simuladas diferentes configurações geométricas de vazios e níveis de tensão, representando condições reais observadas em transformadores de alta tensão. Os resultados indicam que o modelo desenvolvido é capaz de prever o comportamento das descargas parciais e identificar tendências de falha, contribuindo significativamente para a otimização da manutenção preditiva e para o aumento da confiabilidade dos equipamentos elétricos.

Perguntas e Respostas

Qual o motivo da escolha da simulação da descarga parciais causada por bolha, sendo que existem muitas outros tipos mais relevantes para TPC e TC, tais como eletrodo flutuante, gap, pontas, etc?

A escolha pela modelagem da descarga parcial interna causada por cavidades gasosas, representadas por bolhas, foi fundamentada no fato de que a literatura técnica especializada já dispõe de modelos matemáticos consolidados e validados para esse tipo de fenômeno. Estudos clássicos, como os de Illias, Chen e Lewin (2017) e Borghei et al. (2021), bem como a norma IEC 60270, apresentam a dedução das equações de carga aparente e a caracterização do processo físico de iniciação e extinção de descargas em cavidades preenchidas por ar em condições normais de temperatura e pressão. Dessa forma, a utilização da bolha como caso de estudo viabiliza a aplicação direta dessas formulações dentro do método dos elementos finitos, permitindo a obtenção de resultados coerentes com trabalhos já avaliados e revisados pela comunidade científica. Embora existam outros tipos de descargas parciais igualmente relevantes, como as associadas a eletrodos flutuantes, pontas ou gaps, ainda não há uma base matemática padronizada que

permita sua inserção imediata em simulações computacionais tridimensionais. O presente trabalho, portanto, limitou-se à análise de cavidades gasosas, justamente por existirem equações e fundamentos consolidados, o que assegura consistência aos resultados e possibilita o avanço metodológico da proposta. A metodologia, no entanto, permanece aberta para futuras extensões que possam contemplar outros mecanismos de descarga parcial à medida que a literatura consolidar suas respectivas modelagens.

Há perspectiva do mapeamento em Modelos/fabricantes de outros TC com características nominais semelhantes?

A metodologia proposta é genérica e pode ser aplicada a qualquer modelo de transformador de corrente ou de potencial, desde que seja disponibilizada a geometria mínima do equipamento e as propriedades físicas dos materiais isolantes empregados. Com essas informações, é possível construir o modelo geométrico tridimensional e representar com maior precisão as condições dielétricas do equipamento no ambiente de simulação. A colaboração do fabricante é, portanto, um ponto central, pois a disponibilização de dados internos e de relatórios técnicos permite alcançar resultados que refletem de maneira mais fidedigna a realidade do equipamento em operação. Essa cooperação pode inclusive viabilizar a criação de gêmeos digitais, que abrem espaço para estudos aprofundados de descargas parciais e diferentes condições operacionais, sem que seja necessário expor o equipamento físico a ensaios invasivos ou de difícil execução.

Foi feita alguma medição de DP em fábrica para comparação com o método?

Não foi realizada uma comparação direta com medições de descargas parciais em fábrica neste trabalho. Essa limitação está relacionada principalmente à inviabilidade prática de se introduzir de forma controlada cavidades gasosas em transformadores de instrumentos da classe de 525 kV, bem como à complexidade e ao custo elevado de reproduzir em laboratório as mesmas condições consideradas na modelagem computacional. O modelo desenvolvido teve como base estudos prévios sobre transformadores em operação na Subestação da Usina Termoeletrica Miroel Wolowski (UTE Pampa Sul), sendo complementado por equações e limites de iniciação e extinção de descargas já consolidados na literatura técnica especializada. Dessa forma, a validação do método foi realizada por meio da comparação teórica com resultados já publicados e aceitos pela comunidade científica. A ausência de ensaio laboratorial específico não invalida os resultados obtidos, uma vez que o comportamento previsto pelo modelo está em conformidade com os padrões esperados para descargas parciais internas em cavidades gasosas. Ressalta-se, ainda, que a metodologia proposta pode futuramente ser complementada com medições experimentais em parceria com fabricantes ou laboratórios de alta tensão, servindo não apenas para validar os resultados obtidos, mas também como ferramenta complementar, capaz de simular condições de falha que dificilmente poderiam ser reproduzidas em ambiente de teste físico.

1) Qual o motivo da escolha da simulação da descarga parciais causada por bolha, sendo que existem muitas outros tipos mais relevantes para TPC e TC, tais como eletrodo flutuante, gap, pontas, etc?

- 1) Há perspectiva do mapeamento em Modelos/fabricantes de outros TC com características nominais semelhantes? 2) Foi feita alguma medição de DP em fábrica para comparação com o método?

Título - A Experiência da Eletrobras Chesf no Comissionamento de Dispositivos de Controle de Manobras de Disjuntores de alta cadência – Benefícios e Desafios.

Entidade(s) - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS SA ELETROBRAS

Autor(es) - RENATA ARARIPE DE MACEDO BARROCA, HENRIQUE GOMES MERGULHAO, Marcelo Augusto Bastos da Silva

Resumo

Os dispositivos de controle de manobra são aplicados para reduzir tensões elétricas impostas ao disjuntor, bem como à carga comutada durante as operações de energização e desenergização. A manobra controlada tem por objetivo atuar nos circuitos de comando das bobinas dos disjuntores para que o acionamento ocorra no momento mais favorável, do ponto de vista das sobretensões, constituindo uma poderosa ferramenta para a operação do sistema elétrico, melhorando principalmente o desempenho dos disjuntores e aumentando sua vida útil, principalmente quando são manobrados disjuntores de alta cadência como disjuntores de bancos de capacitores e de reatores.

Ao receber um comando de fechamento ou abertura, o dispositivo de manobra controlada calcula os alvos de comutação ideais para cada polo do disjuntor. Os cálculos são baseados nos parâmetros ajustados e depende da carga a ser comutada, sua conexão e configuração de projeto, considerando variações no tempo de operação do disjuntor. Alguns desses parâmetros são definidos pelo projeto do disjuntor e podem ser fornecidos antecipadamente. Outros são específicos para cada polo e, idealmente, são obtidos no local, durante o comissionamento.

O impacto das melhorias alcançadas com os ajustes executados, no momento do comissionamento dos equipamentos, pode ser observado nos registros das formas de onda dos transitórios no momento dos ensaios, em que o melhor ajuste otimizou o transitório durante a energização, passando para a ordem de dezenas de ampères, garantindo benefícios das manobras controladas de equipamentos de alta cadência imediatos e duradouros.

Perguntas e Respostas

A Eletrobras Chesf já passou pela situação onde o disjuntor do meio (DJM), não projetado para manobrar reator, passa a fazer essa manobra? Como lidar com essa situação?

Não. Procuramos evitar tal situação.

Contudo, no passado, fomos consultados e participamos de reuniões de discussão com o ONS, que desejava realizar manobras de desenergização de reatores utilizando disjuntores que não possuíam sincronizadores nem tinham sido ensaiados para este tipo de aplicação. Após um longo debate, nosso posicionamento com relação aos pontos de fragilidade da deste tipo de manobra foi acatado e a proposta não seguiu a diante.

Quais ações corretivas são recomendadas quando, durante a energização a quente, são detectadas reignições em manobras de reatores por disjuntores de transferência sem instrumentação a jusante?

De que forma a atuação integrada entre as áreas de projeto e manutenção pode evitar problemas futuros nas manobras controladas?

Qual a periodicidade ideal de manutenção dos disjuntores de alta cadência?

Há alguma implementação/alteração a ser sugerida nos arranjos tradicionais em 500 kV DJM / equipamentos para os procedimentos de rede ou nas normas técnicas que poderiam tornar a manobra controlada mais assertiva?

Toda manobra só é considerada controlada se houver monitoramento mínimo, capaz de a qualquer tempo, constatar o correto funcionamento, dentro de limites aceitáveis.

Monitoramento é possível, desde que tenhamos feedback das leituras de tensão e/ou corrente à jusante do disjuntor para análise do fenômeno elétrico de energização e desenergização da carga.

Deve-se prover ou autorizar instalação de transformadores de instrumentos nos bays à jusante dos disjuntores.

Sugerimos considerar nas normas técnicas, Procedimentos de Rede e Resoluções Autorizativas.

Na percepção da área de manutenção da empresa, a prática da manobra controlada bem executada tem realmente preservado a vida útil dos equipamentos principais?

No passado, já passamos pela experiência de abertura de polos que tinham sido submetidos a manobras não controladas e que apresentavam desgaste severo nos bocais de sopro e contatos principais.

Não temos registros de comprometimento dos equipamentos manobrados pelos disjuntores, tais como reatores, capacitores e transformadores, devido a falta de manobra controlada ou desajuste em relés sincronizadores, uma vez que não temos tolerância com manobras não controladas.

Muitas das vezes, as não conformidades encontradas em manutenções preventivas periódicas ou corretivas podem não ter uma causa raiz identificada, caso os relés sejam deliberadamente desativados ou bypassados sem estudo ou discussão prévia.

Registros oscilográficos de manobras em eventos numa subestação também nos alertam de potenciais problemas. A utilização de ferramentas de aprendizado de máquina pode ser uma aliada quando busca-se uma manobra otimizada e ter o monitoramento do parque instalado na palma da mão.

- 1) A Eletrobras Chesf já passou pela situação onde o disjuntor do meio (DJM), não projetado para manobrar reator, passa a fazer essa manobra? Como lidar com essa situação?
- 2) Quais ações corretivas são recomendadas quando, durante a energização a quente, são detectadas reignições em manobras de reatores por disjuntores de transferência sem instrumentação a jusante?
- 3) De que forma a atuação integrada entre as áreas de projeto e manutenção pode evitar problemas futuros nas manobras controladas?

- 1) Qual a periodicidade ideal de manutenção dos disjuntores de alta cadência?
- 2) Há alguma implementação/alteração a ser sugerida nos arranjos tradicionais em 500 kV DJM / equipamentos para os procedimentos de rede ou nas normas técnicas que poderiam tornar a manobra controlada mais assertiva?
- 3) Na percepção da área de manutenção da Eletrobras a prática da manobra controlada bem executada tem realmente preservado a vida útil dos equipamentos principais?

Título - Diferentes metodologias e tecnologias para testes de TCs: Análise Técnica e Comparação Prática

Entidade(s) - CELESC DISTRIBUICAO SA, OMICRON Energy Solutions do Brasil Ltda.

Autor(es) - João Márcio Jorge, Pablo Meneghini, Vinicius Gasparini Bardini

Resumo

Este trabalho aborda diferentes métodos de testes elétricos em Transformadores de Corrente (TC) comparando-os entre si e apresentando as vantagens e desvantagens de cada um.

São abordados testes elétricos diretos de injeção de corrente primária, que utilizam fontes de alta potência de grande porte e testes de injeção secundária, realizados com instrumentos portáteis de medição em campo ou laboratório. Ainda dentro dos testes de injeção secundária, abordaremos o método indireto, baseado na modelagem elétrica do TC. Este último método trabalha com base na medição dos parâmetros do circuito equivalente do TC e avaliação da classe de exatidão através de funções matemáticas incorporadas, oferecendo uma alternativa eficiente e prática para a execução dos testes elétricos em campo e laboratório.

A comparação entre os métodos visa verificar a precisão e a confiabilidade dos testes realizados em diferentes condições, considerando a simplicidade e a praticidade dos instrumentos portáteis, além de avaliar o impacto de cada abordagem nos resultados obtidos, em termos de precisão, aplicabilidade e praticidade.

Perguntas e Respostas

Quais as razões para as diferenças de relação e fase entre o método direto e o indireto (modelado)?

As diferenças de relação e fase entre o método direto e o indireto são explicadas pelo circuito equivalente do TC, que incorpora a curva de saturação (ou o ramo magnetizante do circuito equivalente) para calcular os erros de relação e fase. Este

método fornece resultados que se alinham estreitamente com o método direto, ao simular diferentes valores de corrente e carga, garantindo precisão e confiabilidade nas medições.

Foram levados em consideração os erros intrínsecos dos instrumentos/cadeia de medição?

Os erros intrínsecos dos instrumentos e da cadeia de medição não foram considerados ou computados neste estudo. A análise detalhada da propagação dos erros e a comparação metrológica rigorosa entre o método tradicional e os demais métodos, incluindo o método indireto não constituem o foco principal deste trabalho, que visa explorar a aplicabilidade prática das metodologias.

Dado que os testes foram feitos em laboratório apenas, em campo não poderiam haver maiores discrepâncias dadas as interferências do meio?

Em campo, não se esperam maiores discrepâncias, pois os instrumentos portáteis utilizados aplicam sinais de frequência variável e possuem funcionalidades de medição seletiva de frequência. Isso permite evitar a frequência de 60 Hz, minimizando assim as interferências externas e assegurando medições precisas e confiáveis mesmo em ambientes com alta indução eletromagnética.

Foram levados em consideração os erros intrínsecos dos instrumentos/cadeia de medição?

1) Qual o método ideal nas medições de comissionamento dos TCs ? 2) Se inserimos o Booster da CPC100 podemos ir além dos 800A como ressalta o relatório, estaria resolvida essa limitação ? 3) A CT analyzer então não seria um instrumento interessante para medir a exatidão do TC, dos casos apresentados, qual seria o melhor instrumento e método ?

Título - Estratégia e desafios de um Plano de Manutenção eficaz do primeiro Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (BESS) de grande escala do Brasil.

Entidade(s) - CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista

Autor(es) - Caio Cesar Vieira de Freitas Almeida da Silva

Resumo

A transformação dos sistemas elétricos que conhecemos já começou, com a entrada das fontes renováveis intermitentes (eólica e fotovoltaica), se faz necessário que geradores, transmissores e distribuidores de energia elétrica estejam preparados para o processo de mudança e modernização de seus sistemas.

É essencial construir redes elétricas flexíveis, confiáveis e acessíveis para fazer frente ao crescimento exponencial dessas novas fontes renováveis e intermitentes. Somente em 2023, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) registrou a entrada de 144 fontes geradoras, das quais 87% são usinas solares e eólicas, já para o futuro, existem projeções ainda mais otimistas, em estudo realizado pela EPE – Empresa de Pesquisas Energéticas, prevê para os próximos anos grande entrada das fontes intermitentes, sendo 21 GW de fontes Eólicas e 7 GW de fontes Fotovoltaicas. Além de aspectos econômicos e previsões que justifique o uso de

Sistemas de Armazenamento de Energia em Bateria (BESS) como solução, devemos levantar também as vantagens técnicas, destacando:

- Alta densidade de energia, alta eficiência e baixíssimo tempo de resposta em operação;
- Flexibilidade e capacidade de instalação de forma modular e customizado;
- Necessidade de menor espaço para instalação, minimizando impactos ambientais, além da ausência de emissão de poluentes na operação;
- Versatilidade de aplicações possíveis, com respostas instantâneas e de alta potência, como também aplicações de maior duração;
- Rápida instalação, além da portabilidade dos sistemas quando instalados em contêineres.

Essas vantagens mostram o grande potencial de uso futuro de BESS. Novos desafios trarão mais oportunidades de crescimento dos negócios com o avanço do mercado.

Com o sucesso da implantação do primeiro BESS de grande escala do Brasil com capacidade de 30MW/60MWh, a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (ISA ENERGIA BRASIL) se destaca no cenário nacional, como Pioneira no desenvolvimento deste projeto tão marcante para o setor elétrico.

A fim de manter sua posição de destaque e excelência na OPERAÇÃO e MANUTENÇÃO de ativos, a ISA ENERGIA BRASIL em parceria com o CPQD e a USP-IEE, está conduzindo um projeto de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) financiado pela ANEEL, referência PD-00068-0063/2023, para identificar causas de falhas do BESS e propor recomendações de O&M, mitigar os riscos de segurança associados e desenvolver competências em tecnologias emergentes do setor elétrico, impulsionando a evolução dos sistemas inteligentes de energia no Brasil e na América Latina.

Perguntas e Respostas

Quais as conclusões sobre a viabilidade de monitoramento online, conforme avaliado no P&D?

Qual a periodicidade adequada para a medição de impedância nas baterias? Já obtiveram algum resultado prático de identificação de defeito/falha em células?

As medições estão sendo realizadas com uma periodicidade semestral, baseado nas quantidade de ciclos utilizados pelo nosso sistema não vemos a necessidade de uma periodicidade inferior.

Quanto aos resultados, sim. Já temos dados suficientes para avaliar a degradação dos módulos de Baterias. Serão apresentados os resultados.

A termografia infravermelha é mencionada como possível técnica preditiva. Houve implementação de alguma rotina de inspeção? Se sim, qual a periodicidade e em qual condição a bateria é avaliada?

Por mais que exista a ideia da utilização da termografia para uma eventual medição preditiva sobre o BESS, os equipamentos que compõe o BESS não permitem acesso aos pontos que sofrem algum tipo de calor por questão de segurança. A

termografia aplicada em momentos onde o sistema não está em operação não apresenta um resultado satisfatório.

Existe alguma perspectiva de sensibilizar a atualização da(s) norma(s) técnica(s) com esses números obtidos e lições apreendidas?

Estamos com a estratégia de ampliar a amostragem das medições de impedância, para trazer de forma mais consistente insights valiosos para esta sensibilização das normas relacionadas a estratégia de manutenção sobre as baterias de um sistema BESS.

Já existe grupo do Cigre Brasil que acompanhe os dados nacionais ou é uma ação/sugestão futura?

1) Existe alguma perspectiva de sensibilizar a atualização da(s) norma(s) técnica(s) com esses números obtidos e lições apreendidas?

2) Já existe grupo do Cigre Brasil que acompanhe os dados nacionais ou é uma ação/sugestão futura?

1) Quais as conclusões sobre a viabilidade de monitoramento online, conforme avaliado no P&D?

2) Qual a periodicidade adequada para a medição de impedância nas baterias? Já obtiveram algum resultado prático de identificação de defeito/falha em células?

3) A termografia infravermelha é mencionada como possível técnica preditiva. Houve implementação de alguma rotina de inspeção? Se sim, qual a periodicidade e em qual condição a bateria é avaliada?

Título - Nova metodologia para a detecção de DPs em equipamentos energizados através de transformada Wavelet e IA

Entidade(s) - High Voltage Equipment S.A.

Autor(es) - Guilherme Martinez Figueiredo Ferraz, Marina Júnia Vilela Caldeira

Resumo

O artigo propõe uma metodologia inovadora para o diagnóstico de descargas parciais (DPs) em equipamentos de subestações de alta tensão, utilizando filtragem Wavelet em tempo real e inteligência artificial para análise e classificação automática dos sinais. DPs são fenômenos dielétricos localizados que indicam deterioração incipiente em sistemas isolantes, podendo evoluir para falhas graves. O estudo parte da necessidade de realizar diagnósticos em campo com precisão, mesmo em ambientes com altos níveis de ruído e interferência eletromagnética.

A metodologia desenvolvida combina algoritmos de decomposição esparsa (FISTA) com a transformada Wavelet para a filtragem dos sinais capturados por sensores HFCT. Após a filtragem, os sinais são integrados em carga elétrica conforme a norma IEC 60270, e utilizados para a formação de diagramas PRPD (Phase Resolved Partial Discharge). Esses diagramas representam a distribuição de pulsos

de descarga ao longo do ciclo de tensão e servem de base para o processo de clusterização.

A segmentação dos dados em grupos de comportamento similar é realizada pelo algoritmo DBSCAN, e cada cluster é envolvido por uma forma convexa (shapeificação), posteriormente convertida em imagem vetorial. Essas imagens são utilizadas como entrada para redes neurais convolucionais (CNNs), permitindo a classificação automática dos tipos de DP (corona, glow, streamers). A abordagem foi validada em laboratório, com tempo médio de processamento de 0,4 s por ciclo, e acurácia de classificação superior a 90%.

Do ponto de vista prático, dois kits portáteis foram desenvolvidos com interface touch, estrutura robusta e sistema embarcado, permitindo medições em campo com ergonomia e confiabilidade. Os resultados obtidos confirmam a eficácia da metodologia para aplicações em manutenção preditiva, com potencial de integração a sistemas SCADA e gestão de ativos. A solução proposta oferece um caminho promissor para a modernização do diagnóstico de isolamento em redes elétricas de alta tensão.

Perguntas e Respostas

Qual foi o propósito da aquisição de sinais em TC's nas subestações? Não está claro no artigo se eram sinais de descargas que foram aquisitados e como foram usados.

O foco em TC's se deu por se tratar do elemento com maior taxa de falha e histórico, dados provenientes da ISA Energia, bem como o evento recente da ONS recomendar a retirada de todas as unidades de CTH 550 por falha prematura e inesperada. Foram aquisitados sinais da corrente de fuga através de HFCTs e com esses sinais a desagregação para a medição de descargas parciais. Se trata de um método qualitativo, uma vez que o ativo estava energizado e não pode-se calibrar a medição. Obrigado pela pergunta e o texto foi corrigido incluindo a motivação e foco, logo acima da tabela 1.

Nos ensaios em laboratório, como as descargas foram criadas? E qual a relação delas com os tipos de descargas fisicamente reais, mencionadas em literatura (void, gap, eletrodo flutuante, partículas, etc)?

Nos ensaios em laboratório, como as descargas foram criadas?

Qual a relação das descargas criadas com os tipos de descargas fisicamente reais, mencionadas em literatura (void, gap, eletrodo flutuante, partículas, etc)?

Em laboratório reproduziu-se o efeito corona (efeito de ponta de potencial em direção a terra) sob uma unidade com descargas internas promovida por void, vide figura 6. Afim de validar se o software reconheceria cada tipo de evento. Por questões de simplificação do artigo, não foi demonstrado, mas foram feitos testes em laboratório com injeção de ruído por fonte chaveada na proximidade das medições. Ademais, foram inseridos em peças sem descargas parciais, com elementos como gaps e bolhas em isolamento sólido para treinar a IA na identificação de cada tipo de PRPD. Para cada perfil de PRPD fez-se uma nomenclatura e probabilidade de correlação com o evento físico. Grato pela pergunta e o texto foi corrigido no item 4.5. para contemplar a pergunta.

1) Quais foram os maiores desafios para filtragem dos ruídos nas medições ?
2) Já foi possível utilizar as medições de campo para tomada de decisões e previsão de falhar de algum ativo ? **3) Já existem vários equipamentos em campo sendo monitorados ? se sim, há previsão de ampliação no parque da ISA Energia?**

1 - Maior desafio foi encontrar o HFCT que tivesse desempenho satisfatório em campo, pois aqueles com resposta ótima em laboratório se mostraram muito ruidosos (amplificavam sinais de ruído) em campo. Soma-se a isto ao fato das estruturas de suporte estarem multi aterradas causando circulação de corrente parasita, portanto, alguns elementos como transformadores de potencia e reatores isolados a óleo não foram contemplados por conta de estarem multi aterrados.

2 - Sim, foram! Inclusive resultou na retirada de 2 TCs de campo, sendo um CTH550, pois após apontamento da medição fez-se cromatografia gasosa e apresentou traços de acetileno, sendo que das fases adjacentes não foram retirados e ainda estão em operação! O outro foi um TC antigo que pós abertura foi verificada presença de agua/umidade. por ressecamento de membrana.

3 - Não é um sistema de monitoramento e sim um sistema de medição portátil. Foram fabricados 2 unidades e com elas foram feitas as campanhas de medição conforme tabela 1. Será expandido para mais 10 subestações entre os meses de julho e setembro de 2025. A partir dos resultados será possível expandir para todo o parque como ferramenta de inspeção (análogo a aplicação da técnica de termovisão).

Excelentes perguntas!

Título - Análise Dinâmica para Fundação de Compensador Síncrono: Estudo de Caso em Subestação Elétrica.

Entidade(s) - Marte Engenharia LTDA

Autor(es) - JOANA CAMPOS RODRIGUES

Resumo

Com o crescimento das energias renováveis e a maior rigidez nas regulamentações ambientais, a demanda por compensadores síncronos aumentou, exigindo estudos detalhados sobre a máquina e suas estruturas de suporte. Esse equipamento, em particular, gera vibrações sobre a fundação que precisam ser consideradas no dimensionamento. Assim, esta instrução técnica (IT) apresenta uma breve exposição dos conceitos fundamentais da dinâmica de estruturas aplicadas ao estudo de fundação de máquinas. Aborda um método de obtenção dos parâmetros representativos do conjunto estaca-solo considerando o efeito de grupo atuante pela proximidade das estacas. Além disso, este trabalho se dedicou a apresentar um estudo de caso sobre o projeto de análise dinâmica da fundação do compensador síncrono instalado e comissionado na subestação de Medeiros Neto 2, realizado com auxílio do Robot Structural®, software baseado em elementos finitos, a fim de determinar os valores de deslocamento e velocidades desenvolvidas pelo elemento de fundação. Estes resultados foram avaliados segundo os critérios normativos nos quesitos de severidade das vibrações permitindo atestar a capacidade da fundação

adotada em resistir aos carregamentos dinâmicos provocados pela operação da máquina.

Perguntas e Respostas

De que forma a análise dinâmica contribui para aumentar a confiabilidade e a vida útil da estrutura de fundação do compensador síncrono?

A análise dinâmica tem como objetivo realizar duas verificações fundamentais: (i) a ocorrência de ressonância e (ii) a severidade das vibrações. Essas análises asseguram que as dimensões da fundação propostas sejam adequadas para resistir aos carregamentos impostos pelo compensador síncrono.

Após a instalação da máquina, a fundação passa a atuar em conjunto com ela como uma estrutura única. Dessa forma, caso não sejam atendidas as verificações mencionadas, os danos não se restringem apenas à base, mas também podem comprometer a própria máquina. O excesso de vibrações leva a uma operação inadequada, podendo resultar na paralisação do equipamento para ajustes. Em situações mais críticas, quando a falha está associada à fundação, a correção torna-se significativamente mais dispendiosa e, em alguns casos, pode ser necessário conviver permanentemente com a deficiência.

Quais os principais desafios enfrentados durante a modelagem e execução de fundações para equipamentos que operam com vibrações constantes, como o compensador síncrono?

O principal desafio enfrentado durante a modelagem consiste em garantir que os parâmetros do solo utilizados nos cálculos sejam representativos da realidade. Atualmente, observa-se que, em projetos que envolvem compensadores síncronos, profissionais menos experientes solicitam apenas a investigação por sondagem à percussão (SPT), em detrimento de ensaios mais adequados, como Crosshole ou Downhole. Essa limitação aumenta o nível de incerteza e obriga a realização de estudos parametrizados do solo, considerando variações de até $\pm 50\%$ nas propriedades. Naturalmente, isso pode levar a um superdimensionamento da fundação, motivado unicamente pela falta de confiança nos resultados obtidos a partir do ensaio de solo disponível.

No que se refere à execução, destacam-se diversos desafios. Entre os principais estão: a necessidade de direcionar materiais específicos para locais de obra frequentemente remotos, o que acarreta dificuldades logísticas; a execução de concretagens noturnas, imposta pelo elevado calor de hidratação gerado devido ao grande volume de concreto; e a elevada precisão exigida no posicionamento dos chumbadores, etapa que demanda assertividade absoluta. Além disso, é imprescindível que todas as dimensões de projeto sejam rigorosamente respeitadas, de modo a assegurar a integridade dos materiais e da estrutura como um todo.

1) Com essa análise numérica na base do equipamento, foi tido algum ganho de otimização? se sim, qual percentual? 2) Qual foi a corrente de curto-circuito que foi analisado os efeitos dinâmicos ? O software consegue avaliar tal situação ? 3) Há possibilidade de utilizar várias SPT por profundidade e não o pior caso, utilizando os métodos numéricos ?

1) A possibilidade de otimização está diretamente vinculada ao conjunto solo-modelo, ou seja, não depende exclusivamente de um modelo bem estruturado. O

fator determinante é, sobretudo, a qualidade do solo. Quanto mais competente for o terreno e mais sofisticada a investigação geotécnica realizada, maior será a acurácia dos parâmetros adotados, possibilitando, assim, a redução das dimensões da fundação. Por outro lado, em solos de baixa capacidade, a tendência é que a fundação seja ampliada em relação à proposta inicial.

2) Este dado é fornecido pelo fabricante, sendo que cada um apresenta seus próprios valores. Contudo, as forças repassadas a projetista já vêm em seus valores finais, ou seja, considerando todas as condicionantes que possam gerar incremento nos carregamentos. Dessa forma, a tabela recebida apresenta apenas os carregamentos normais e máximos, sem detalhamento intermediário. A análise de vibrações é realizada considerando exclusivamente o desbalanceamento. Já os efeitos de curto-circuito, assim como outros esforços adicionais, são contemplados no dimensionamento estrutural da fundação.

3) Devido à imprecisão desse tipo de investigação, em casos como este, o ideal é não combinar diferentes sondagens, pois isso não refletiria a realidade do subsolo. Uma alternativa mais adequada é substituir o ensaio, de modo que ele seja suficientemente acurado e possa ser utilizado em sua totalidade. Com base em experiências anteriores, ensaios específicos têm apresentado bons resultados, geralmente fornecendo valores de velocidade de cisalhamento mais elevados do que os estimados pelo SPT. Assim, a substituição do SPT por métodos mais apropriados, como Crosshole ou Downhole, configura-se como a solução mais eficiente para aprimorar os dados de entrada e garantir a confiabilidade do estudo.

1) Com essa análise numérica na base do equipamento, foi tido algum ganho de otimização? se sim, qual percentual? 2) Qual foi a corrente de curto-circuito que foi analisado os efeitos dinâmicos ? O software consegue avaliar tal situação ? 3) Há possibilidade de utilizar várias SPT por profundidade e não o pior caso, utilizando os métodos numéricos ?

Título - IMPLANTAÇÃO DE SUBESTAÇÃO EM LAJE DE CONCRETO SUSPensa POR ESTACAS METÁLICAS HELICOIDAIS – ESTUDO DE CASO SE AFUÁ – ILHA DO MARAJÓ - PARÁ

Entidade(s) - Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia

Autor(es) - CRYSTHIAN PURCINO BERNARDES AZEVEDO, GABRIEL FELIZARDO COSTA, Christiano Rodrigues Valadares Meireles, Alexandro Gontijo Tofani Filho

Resumo

Este artigo apresenta a solução de engenharia para execução de uma subestação em laje de concreto armado suspensa apoiada totalmente em estacas metálicas helicoidais executada na cidade de Afuá na Ilha do Marajó no Pará. O projeto envolveu um grande desafio geotécnico associado a logística de construção devido ao acesso hidroviário ao local da obra. Portanto, a solução apresentada deveria levar em consideração uma camada média de 50 metros de solo mole bem como a dificuldade logística de acesso a cidade de Afuá via rio. O presente artigo aborda as soluções encontradas para o projeto civil desta obra.

Perguntas e Respostas

De que maneira o uso de estacas metálicas helicoidais contribuiu para a viabilidade técnica, ambiental e econômica da construção da subestação em um terreno com solo mole e difícil acesso?

As estacas helicoidais metálicas viabilizaram a construção da subestação em solo mole e de difícil acesso porque ofereceram execução rápida, limpa e com equipamentos leves, garantindo a segurança estrutural exigida, reduzindo impactos ambientais e proporcionando economia significativa no cronograma e nos custos totais da obra.

Como a modelagem computacional auxiliou no dimensionamento da estrutura da subestação?

Qual o percentual do orçamento de fundações na disciplina civil, e no empreendimento como um todo?

Em terrenos com solos ruins (argilas moles como este caso), esse percentual chega de 35% a 40%, pois a solução de fundação exige estacas profundas, blocos maiores e técnicas construtivas desafiadoras.

Existiu algum entrave ambiental para autorização do projeto? Se positivo como foi contornado?

Sim, houve entraves ambientais relacionados a APPs, risco de contaminação do lençol freático e controle de ruídos/vibrações. Eles foram contornados com a adoção de estacas metálicas helicoidais, que reduziram drasticamente o impacto ambiental da obra, permitindo a obtenção da licença sem comprometer prazo ou custo.

1) De que maneira o uso de estacas metálicas helicoidais contribuiu para a viabilidade técnica, ambiental e econômica da construção da subestação em um terreno com solo mole e difícil acesso?

2) Como a modelagem computacional auxiliou no dimensionamento da estrutura da subestação?

1) Qual o percentual do orçamento de fundações na disciplina civil, e no empreendimento como um todo?

2) Existiu algum entrave ambiental para autorização do projeto? Se positivo como foi contornado?

Título - TRT na manobra de reatores em derivação aterrados por reatores de neutro

Entidade(s) - Ativa

Autor(es) - Antonio Carlos C. de Carvalho

Resumo

A expansão das redes de transmissão, particularmente em países cujos recursos de geração encontram-se distantes dos principais centros de carga, a adoção de linhas longas tornou-se uma realidade. Como consequência, a adoção de reatores em derivação para compensação dos reativos gerados por uma malha de transmissão

de grande extensão passou a ser necessária.

No caso do Brasil, reatores em derivação são largamente adotados há mais de 50 anos, sendo que nas últimas duas décadas a ampliação da frota de reatores na Rede Básica encontra-se em rápida expansão. De acordo com a base de dados do ONS, acessada através do aplicativo SINDAT, o número total de reatores em derivação em operação na Rede Básica em fevereiro de 2025 é de 1.053 bancos, para tensões de 230 kV a 765 kV.

Reatores de linha são por definição reatores fixos, pois sua existência é justificada pela necessidade de controle de sobretensões nos terminais e ao longo das linhas de transmissão, particularmente em linhas longas, nas quais o efeito Ferranti tende a elevar as sobretensões na linha quando em vazio, ou durante a sua manobra. Além da limitação do efeito Ferranti, os reatores de linha também podem ser utilizados para viabilizar o religamento monopolar, particularmente quando aterrados por intermédio de um reator de neutro. Este age de forma a compensar o acoplamento capacitivo entre fases da linha, ou de linhas paralelas na mesma faixa de servidão e, sobretudo, de linhas em torres de circuito-duplo.

Nos últimos anos, entretanto, observa-se um número crescente de reatores de linha que têm sido manobrados, seja por decisão do operador do sistema (ONS), como último recurso para viabilizar o controle de tensão em algumas áreas da Rede Básica, ou pelo planejamento de sistema (EPE). Tal tipo de manobra, na maioria das vezes, é extremamente crítico para os disjuntores que manobram os reatores, podendo facilmente ultrapassar os limites de suportabilidade dielétrica destes equipamentos.

Tal fato foi o motivador para a realização das análises que constam deste informe técnico. São analisadas as situações práticas de manobra de banco de reatores conectados diretamente aos terminais de linhas de transmissão e aterrados por reatores de neutro. São enfatizadas as solicitações e riscos a que ficam submetidos os disjuntores neste tipo de manobra, particularmente as solicitações devido a tensão de restabelecimento transitória (TRT). Sugestão é também apresentada para a mitigação destes efeitos indesejáveis.

Perguntas e Respostas

É possível implementar um sistema automático para aterrar neutro do reator, by-passando o reator de neutro, na manobra de abertura?

Em princípio sim. Basta que o reator de neutro possua um disjuntor em paralelo para curto-circuitá-lo quando uma manobra de abertura do disjuntor de reator for comandada.

Para manobras manuais de abertura do reator, a alteração do circuito de comando do disjuntor do reator deve inserir um comando para fechamento do disjuntor de by-pass do reator de neutro, temporizando a abertura do disjuntor do reator para que o mesmo somente abra após o fechamento do disjuntor de by-pass.

Para manobras de proteção, este esquema automático provocará retardo adicional na abertura do disjuntor de reator. O tempo de eliminação de falta deve ser analisado para verificação da viabilidade desta manobra composta em condições de falta no reator.

Em caso de falta interna no reator com reator de neutro, o fenômeno é naturalmente mitigado na abertura da corrente de curto-circuito?

O curto-circuito interno em reatores em derivação, sejam eles solidamente aterrados, ou aterrados por reator de neutro, envolverá com certeza a terra através do núcleo ferromagnético ou do tanque do reator. Esta hipótese é tanto válida para banco de reatores monofásicos, quanto para reatores trifásicos.

No caso de bancos monofásicos aterrados por reator de neutro, a falta em uma das fases do reator criará um ponto de terra neste reator. Dessa forma, a corrente de curto-circuito circulará apenas na fase com defeito e as correntes das fases sãs serão desde o início da abertura do reator correntes de carga indutiva, sendo que o reator de neutro estará curto-circuitado pelo defeito à terra em uma das fases. Em resumo, para o disjuntor de reator a fase com defeito interromperá uma corrente de curto-circuito e as fases sem defeito interromperão a corrente de carga do reator, cuja TRT será reduzida, pois o neutro do naco de reatores estará à terra devido ao curto-circuito em uma das fases.

Para reator trifásico, a falta interna em uma das fases se iniciará como uma falta fase-terra. Devido às características construtivas deste tipo de equipamento a falta fase-terra tem possibilidade de evoluir e envolver duas ou três fases, mantendo a conexão à terra estabelecida no início da falta. Logo, uma ou mais fases interromperão curto-circuito envolvendo a terra e a(s) fase(s) sã(s) interromperão corrente de carga do reator, estando o reator de neutro by-passado pelo curto-circuito à terra.

Como lidar com casos de seccionamento de linhas com reatores aterrados por reatores de neutro?

O seccionamento de linhas que possuam reatores em seus terminais deve ser analisado com muita cautela no que tange ao grau de compensação dos 2 novos trechos de linha decorrentes do seccionamento. Esta observação é válida tanto para reatores de linha solidamente aterrados, quanto para reatores aterrados por reatores de neutro.

Para reatores solidamente aterrados o novo grau de compensação deve ser verificado com foco em possível sobrecompensação dos 2 novos trechos de linha, o que pode levar a ressonâncias indesejáveis entre a linha e os reatores, podendo gerar sobretensões inadmissíveis para os equipamentos terminais e para a própria linha. Em muitos casos, os reatores da linha seccionada necessitam ser substituídos por outros que proporcionem o grau de compensação adequado, ou simplesmente eliminados, pois comprimentos das novas seções de linha podem, eventualmente, não requerer compensação em derivação. Há que se estudar.

Para reatores aterrados por reator de neutro, além da verificação anterior, é necessário verificar se o comprimento dos novos trechos de linha ainda requer a sua utilização para a eliminação de arco secundário em manobras de religamento monopolar. Há que se verificar através de estudos de transitórios eletromagnéticos se as condições de eliminação de arco secundário são atendidas com os reatores de neutro originais, ou se estes necessitam ser substituídos, ou não são mais necessários.

1) É possível implementar um sistema automático para aterrar neutro do reator, by-passando o reator de neutro, na manobra de abertura?

2) Em caso de falta interna no reator com reator de neutro, o fenômeno é naturalmente mitigado na abertura da corrente de curto-circuito?

3) Como lidar com casos de secionamento de linhas com reatores aterrados por reatores de neutro?

Título - SUBESTAÇÃO DO GRAJAÚ (FURNAS) - SOLUÇÕES TECNOLÓGICAS E ESTRATÉGIAS ADOTADAS PARA MODERNIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES GIS DE 138 e 500kV

Entidade(s) - CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA ELETROBRAS

Autor(es) - Luciano Roberto Barbosa, NEY FABIANO JOSE ALBANO DA SILVA

Resumo

As subestações de energia elétrica são componentes essenciais do Sistema Elétrico de Potência (SEP), desempenhando funções cruciais como a modulação de níveis de tensão e a supervisão, controle e proteção da energia transmitida. Com a crescente demanda por energia, o envelhecimento das subestações, restrições de espaço para construção e maior consciência ambiental, as obras de reforço e melhoria de empreendimentos existentes se tornam cada vez mais relevantes e vantajosas, especialmente em grandes centros urbanos.

Destinada à substituição de equipamentos obsoletos, a modernização dos pátios GIS de 138kV e 500kV da subestação Grajaú enfrenta diversos desafios tecnológicos ao integrar novos ativos em sistemas e instalações antigas. A área reduzida e otimizada da instalação impede a construção de uma nova subestação, tornando a substituição modular e planejada se mostra a única opção viável para não impactar a prestação de serviço de fornecimento de energia.

O objetivo deste trabalho é apresentar as soluções e etapas adotadas para as modernizações dos setores de 138 kV e 500 kV desta subestação, que exerce papel essencial para o suprimento de aproximadamente 60% da energia elétrica para a região metropolitana do Rio de Janeiro.

Este processo traz um desafio significativo, devido à limitação da área das obras e à necessidade de substituição modular, integração constante com o ONS e a distribuidora de energia, mantendo a operação eficaz e garantindo a confiabilidade e disponibilidade operacional dos ativos durante a modernização.

Perguntas e Respostas

Foi mencionado no texto a incorporação de monitoramentos online no projeto. Poderia falar um pouco mais sobre estes monitoramentos?

O sistema de monitoramento da GIS 500kV é uma solução tecnológica que coleta, analisa e exibe dados em tempo real do funcionamento e do estado do equipamento. Ele é composto por diversos sensores, softwares de análise, interfaces de visualização e sistemas de alerta.

Esse conjunto de elementos tem como objetivo garantir o bom funcionamento e a segurança do equipamento, sendo capaz de prever tendências, necessidades de manutenção, desempenho geral ou específico, envelhecimento, comportamento em regime transitório e dinâmico.

Feito o processamento das leituras, o sistema apresenta nas telas de monitoramento o boletim de estado do equipamento. Este boletim é constituído de um conjunto de avisos e alarmes sobre eventos ocorridos e das falhas detectadas nos equipamentos, além do histórico de valores das grandezas monitoradas que permitam a avaliação de sua evolução, inclusive em forma de gráficos. Ademais, na ocorrência de um evento, ou seja, sempre que for identificada uma variável fora de

sua faixa dos valores normais, o sistema realiza o processamento de informações para gerar:

a) Diagnóstico: Identificação da causa provável de uma falha ou defeito que o equipamento/componente estiver apresentando baseada nos dados obtidos e processados pelo sistema de monitoramento, isto é, baseado na avaliação da análise e no sistema inteligente – baseado em conhecimento. É importante ressaltar que em algumas situações, variáveis podem estar fora de sua faixa normal de operação, sem que traduza defeito no equipamento. Neste caso, não existirá um diagnóstico. O sistema verificará todas as possíveis fontes de defeitos antes de confirmar esta hipótese. Como mencionado, existem conjuntos de variáveis monitoradas para alguns equipamentos/componentes. Assim, um defeito num determinado equipamento/componente é facilmente identificado pela observação das variáveis monitoradas neste equipamento/componente. No entanto, dependendo da falha ocorrida, pode haver flutuações nos valores de outras grandezas monitoradas, dado que os equipamentos/componentes operam conjuntamente. Assim, para fornecer um diagnóstico mais preciso na ocorrência de um evento, o sistema verifica variáveis relativas a outros equipamentos/componentes. A influência de uma variável externa sobre a grandeza monitorada é chamada de condição externa (correlação de outras variáveis com a que está sendo analisada). Na maioria dos casos, não existe uma relação sistemática entre grandezas monitoradas durante uma falha. Desse modo, o diagnóstico é feito analisando-se somente a variável relativa ao equipamento em foco. A variação da grandeza monitorada sem influência de variáveis externas ao evento é chamada de condição interna (neste caso analisa-se somente o efeito interno na variável, ou seja, se sua taxa de variação está sendo incrementada ou não. No caso de haver acréscimos (em módulo) no valor desta variável analisada durante um período, haverá uma tendência e, portanto, um Prognóstico).

b) Prognóstico: Estimativa dos efeitos sobre o equipamento caso ele seja mantido em operação com a falha diagnosticada. Em alguns casos, é possível estimar, inclusive, o tempo restante até que se manifestem os efeitos previstos. Quando uma falha num equipamento se manifesta por meio da variação contínua de uma variável monitorada, o sistema informa, pela extrapolação linear da curva de evolução desta grandeza (reta com o coeficiente angular médio dos segmentos que ligam os pontos que marcam a evolução da grandeza monitorada), o tempo necessário para que se atinja um limite de operação. Essa curva estimada informa a tendência da evolução da grandeza monitorada. Normalmente esse limite de operação é a situação mais extrema sob a qual o equipamento pode operar. A partir dele, o equipamento deverá ser indisponibilizado, para que se evitem danos mais severos à sua integridade e redução da sua vida útil. Os limites de operação são definidos pelo fabricante de modo a garantir uma margem de segurança para a operação e a atender às especificações técnicas do cliente.

c) Providências: Recomendações de ações que devem ser tomadas pelo pessoal de manutenção do equipamento no sentido de sanar a falha identificada e restabelecer as condições normais de funcionamento dos equipamentos, para evitar que ocorram os efeitos previstos no prognóstico. As providências, muitas vezes, são realizações de inspeções e/ou manutenções no equipamento, conforme instruções do fabricante contidas no manual de operação e manutenção.

Primeiramente, ele coleta dados por meio de sensores instalados em diversos pontos da GIS, que medem diversas variáveis, entre elas, corrente elétrica, tensão, temperatura, vibração, posição real dos contatos, etc. Esses dados são então

analisados em tempo real por softwares especializados, que identificam padrões, anomalias ou tendências que possam indicar falhas iminentes ou desempenho fora do ideal. Quando os parâmetros monitorados ultrapassam limites pré-definidos, o sistema gera alertas, permitindo uma resposta rápida. Além disso, o sistema registra todo o histórico de dados coletados, o que possibilita análises futuras, auditorias e a otimização de processos. Por fim, ele é integrado ao sistema SAGE ampliando sua utilidade e eficiência dentro de um ambiente da subestação.

Foi considerada a opção de uso de gás alternativo ao SF6 na GIS 138 kV? Se sim, quais os motivos que levaram a não adoção esta solução?

Na época na qual a GIS de 138 kV foi modernizada (2013), as tecnologias alternativas de gás isolante ainda se encontravam em etapa de estudo e regulação, portanto, não havia outra alternativa ao SF6.

1) Quais foram os maiores desafios para implantação dos setores de 138 e 500kV? 2) O setor de 138kV foi compactado em quantos %, visto que havia uma solução monofásica para um trifásica ? 3) A configuração final do 500kV foi disjuntor e meio ?

1.1) Desafio na Implantação do Setor de 138 kV – Reconfiguração das Saídas de Linha

Durante o processo de implantação do novo setor de 138 kV, o principal desafio técnico enfrentado foi a necessidade de alteração da configuração original das saídas das linhas. Essa mudança decorreu da construção de uma nova edificação destinada ao setor de 138 kV, posicionada em uma área com difícil acesso às saídas de linha existentes. O local escolhido para essa instalação foi o único disponível dentro da área da subestação, que se encontra em uma região densamente ocupada, sem possibilidade de expansão física de sua estrutura. A solução adotada para viabilizar essa reconfiguração foi a instalação de cable racks, estruturas metálicas que possibilitam o direcionamento organizado e seguro dos cabos isolados utilizados nesse trecho do sistema. Essa abordagem permitiu não apenas a adequação física das conexões, como também garantiu conformidade técnica com os padrões de segurança elétrica, confiabilidade e manutenção exigidos para instalações de alta tensão.

A implementação dos cable racks foi decisiva para superar as limitações impostas pela nova configuração física da instalação, assegurando a operacionalidade plena do setor de 138 kV e contribuindo para a modernização do sistema elétrico da cidade do Rio de Janeiro.

1.2) Principais Desafios na Execução do Projeto de Modernização do Setor de 500 kV

A execução do projeto de modernização do setor de 500 kV apresenta desafios significativos que exigem soluções técnicas e operacionais cuidadosamente planejadas.

Diferentemente do que foi possível na modernização do setor de 138 kV, onde foi construída uma nova edificação para acomodar os equipamentos atualizados, o projeto do setor de 500 kV não conta com essa alternativa. Devido às restrições físicas da subestação - localizada em uma área densamente ocupada e sem possibilidade de expansão - é necessário utilizar a estrutura existente. Essa limitação impõe desafios adicionais relacionados ao espaço disponível e à necessidade de adaptações complexas para acomodar os novos equipamentos.

Em razão dos prazos estipulados para a conclusão do empreendimento, a obra está sendo executada em etapas sucessivas. A desmontagem dos equipamentos antigos e a instalação dos novos ocorrem de forma gradual, assegurando a continuidade operacional durante todo o processo de modernização.

Adicionalmente, as restrições operacionais impostas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), especialmente quanto à autorização para desligamento de equipamentos, limitam consideravelmente as janelas de intervenção. Isso exige um planejamento meticuloso e uma coordenação rigorosa entre os agentes envolvidos, com o objetivo de garantir a segurança, a confiabilidade e o cumprimento dos prazos estabelecidos.

2) Redução de Área na Sala de Equipamentos da Subestação GIS 138kV

A modernização da sala de equipamentos GIS 138kV resultou em uma expressiva otimização do espaço físico dentro da subestação. A área anteriormente ocupada pela GIS antiga era de 986,70 m², enquanto a nova configuração ocupa 456,37 m², representando uma redução de aproximadamente 53,7%.

Essa economia de espaço foi essencial, considerando que a subestação apresenta limitações físicas severas para expansão. A nova disposição contribuiu significativamente para a melhoria da organização interna, viabilizando melhor circulação, segurança operacional e possibilidades de futuras instalações complementares

3) Justificativa Técnica para a Manutenção da Configuração em Anel Modificado no Projeto de Modernização do Pátio 500 kV

No âmbito do projeto de modernização do pátio de 500 kV, optou-se por manter a configuração original em anel modificado, em detrimento da adoção do arranjo em disjuntor e meio. Essa decisão técnica foi fundamentada em uma análise criteriosa dos condicionantes físicos, operacionais e de prazo associados ao empreendimento. Apesar da menor área ocupada pela nova instalação, a execução da obra será realizada em etapas sucessivas, com a substituição gradual dos equipamentos existentes. Essa abordagem é essencial para garantir a continuidade operacional durante todo o processo de modernização.

Nesse contexto, a presença simultânea dos equipamentos antigos e dos novos durante a transição inviabiliza a criação de áreas adicionais destinadas a arranjos distintos, como o disjuntor e meio. Além disso, os prazos estipulados para a conclusão do projeto impõem restrições à realização de intervenções estruturais profundas, que demandariam maior tempo e espaço disponível na subestação durante a modernização.

Dessa forma, a manutenção da configuração em anel modificado representa a solução mais viável, conciliando os requisitos técnicos, a segurança operacional e o cumprimento dos prazos estabelecidos para o projeto.

Título - Análise de caso sobre o impacto e a relação custo-benefício da substituição de isoladores de vidro por isoladores poliméricos em subestações de 500 kV em áreas litorâneas de Aracaju-SE

Entidade(s) - INTEREST ENGENHARIA LTDA

Autor(es) - Antônio Roberto Gonçalves de Melo Júnior, JÚNIOR CESAR BARBOSA DOS SANTOS, Isabela Barros de Sena

Resumo

O objetivo deste trabalho é apresentar o estudo de caso de uma subestação, localizada na região costeira da cidade de Aracaju-SE. Nesta instalação houve um equívoco inicial nas definições das características dos isoladores das cadeias dos cabos condutores. O resultado foi a redução da capacidade de isolamento, permitindo o aparecimento de descargas corona nos barramentos.

Com isso, foram analisadas alternativas para substituição dos isoladores presentes nas cadeias. Para isso, foi verificado o dimensionamento dos mesmos e posteriormente foi realizada uma análise comparativa entre isoladores de vidro e poliméricos, no que se refere aos esforços aplicados as estruturas existentes. Além disso, foram estudadas outras possíveis soluções para minimizar os impactos da alta poluição causada pela salinidade em instalações próximas ao litoral.

Partindo disso, foi possível verificar que para altos graus de poluição, torna-se mais favorável o uso de isoladores poliméricos. O estudo também evidencia como o uso de coberturas hidrofóbicas, como é o caso do revestimento vulcanizado à temperatura ambiente (RVT), pode melhorar o desempenho dos isoladores em situações como a descrita.

Perguntas e Respostas

Afinal, qual foi a solução adotada (aplicação de RTV ou troca dos isoladores)? Se RTV, vou realizado um comparativo entre os custos de ambas soluções levando em conta todo o ciclo de vida?

Como o trabalho se propôs a encontrar soluções técnicas eficazes para mitigar os problemas causados pelo excesso de salinidade, foram utilizadas algumas soluções em campo capazes de atender essa demanda. Os isoladores de vidro das cadeias foram trocados por isoladores poliméricos para atender a primeira solução e aumentar distância de escoamento necessária para o nível de poluição. Em paralelo, foi utilizado também o RVT para aumentar a hidrofobicidade dos isoladores de porcelana utilizados na subestação. As soluções tiveram aplicações distintas, mas em contato com o cliente foi analisado que o ciclo de manutenção devido a alta salinidade reduziu muito, passando de manutenções mensais, para manutenções anuais.

Foi analisada a possibilidade de uso de técnicas preditivas, como medições de corrente de fuga ou inspeção corona, para avaliar o intervalo ótimo de lavagem dos isoladores?

O uso de técnicas preditivas são constantemente utilizadas pela equipe de manutenção para que haja o mínimo de interferências possíveis no sistema, aumentando sua confiabilidade. As inspeções visuais do efeito corona no ambiente do pátio foram um dos principais fatores para tornarem possível a redução das paradas no sistema para manutenções corretivas causadas pelo acúmulo de salinidade. Entretanto, não foi identificado ainda, com dados de revisão periódica, intervalos ótimos para lavagem dos isoladores.

Foi realizada alguma comparação orçamentária entre as soluções das cadeias analisadas?

Como estimar a vida útil dos isoladores com involucro polimérico frente às constantes mudanças climáticas?

Os fabricantes de isoladores se usam de diversas técnicas que, em cooperação com a correta especificação na etapa de projeto, são capazes de prever e se adequar as mais diversas situações climáticas que possam surgir. As técnicas utilizadas consistem em entender os elementos que podem levar a falha (acúmulo de salinidade, mudanças climáticas com cenários futuros, poluição), realizar ensaios com diversos tipos de estresses que podem ocorrer de forma simultânea, determinar fatores de aceleração (modelagem matemática das condições estabelecida para os desgastes), relacionar os ensaios realizados do envelhecimento em serviço com indicadores de condicionamento e, por fim, analisar modelos estatísticos de vida útil para tomar medidas mitigatórias que possam compreender a vida esperada dos isoladores. As medidas mitigatórias e práticas de projetos que podem ser aplicadas, como abordado no estudo, são o correto estudo e dimensionamento das condições ambientais necessárias, revestimentos e tratamentos superficiais, lavagens programadas adequadas e plano de monitoramentos contínuos.

1) Afinal, qual foi a solução adotada (aplicação de RTV ou troca dos isoladores)? Se RTV, vou realizado um comparativo entre os custos de ambas soluções levando em conta todo o ciclo de vida?

2) Foi analisada a possibilidade de uso de técnicas preditivas, como medições de corrente de fuga ou inspeção corona, para avaliar o intervalo ótimo de lavagem dos isoladores?

1) Foi realizada alguma comparação orçamentária entre as soluções das cadeias analisadas,? 2) Como estimar a vida útil dos isoladores com involucro polimérico frente às constantes mudanças climáticas?

Título - Estudo de Caso da Implementação de Chaveamento de Reatores Reservas do Banco de Reatores em Linhas de Transmissão de Alta Parcela Variável pertencentes ao Sistema Eletrobras

Entidade(s) - INTEREST ENGENHARIA LTDA,CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA ELETROBRAS

Autor(es) - ANA KAROLLINA SOARES LACERDA,Fabio Nepomuceno Fraga

Resumo

Este trabalho apresenta o estudo de caso das soluções adotadas para viabilidade de reforço de Subestações 500 kV pertencentes ao grupo Eletrobras e integrantes da Rede Básica. O objetivo deste trabalho, focado no projeto básico realizado em Parceria com o setor de Gestão de Valor de Ativos da Eletrobras, se baseia em propor soluções de melhoria da flexibilidade operacional do sistema, fornecendo subsídios valiosos como forma de possível solução de mitigação de riscos para leilões de novos ativos.

No estudo em questão foram selecionadas subestações 500 kV com linhas de transmissão contendo reatores não manobráveis, a saber, SE Teresina II, pertencente ao Sistema de Transmissão Eletrobras - CHESF, SE Presidente Dutra e SE Imperatriz ambas pertencentes ao Sistema de Transmissão Eletrobras – Eletronorte. Visando-se a importância destas instalações ao Sistema Interligado Nacional, quaisquer interrupções acarretariam uma dedução no seu valor de remuneração.

A solução pensada consiste na implementação de chaves seccionadoras para a manobra dos bancos de reatores de linha existentes. Para viabilizar a implementação das soluções, foram elaborados modelos BIM (Building Information Modeling) que elucidam os recursos e possibilitam a análise dos cenários estudados. Os modelos tridimensionais foram desenvolvidos para 2 (duas) das 3 (três) subestações, selecionados especialmente devido à ausência de documentação para implementação da solução, facilitando a visualização da solução proposta para a transmissora, além de auxiliar quanto a identificação de possíveis problemas.

Perguntas e Respostas

Há situações onde os reatores reserva são compartilhados por mais de um banco de reatores, por vezes de transmissoras distintas. Como lidar com esse complexo arranjo?

De fato, o compartilhamento de reatores reserva entre diferentes bancos, inclusive de transmissoras distintas, configura um arranjo complexo. Para maior eficiência operacional, o ideal é que haja automatismo integrado entre os bancos das diversas unidades de reatores, de forma a otimizar o tempo das manobras. A solução proposta já representa um avanço importante nesse sentido, pois a digitalização e o controle remoto não adicionam complexidade ao arranjo, pelo contrário, permitem a implementação de intertravamentos que evitam manobras equivocadas, comuns em processos totalmente manuais. Assim, além de reduzir o risco operacional, a migração para um ambiente digital contribui para diminuir os tempos de manobra, sobretudo quando observado o vão estudado.

Quais benefícios o uso da modelagem BIM trouxe para o desenvolvimento e análise do projeto?

Quais limitações ainda permanecem na integração completa do sistema e como a futura digitalização com barramento de processos e Merging Units poderá superá-las?

A principal limitação do SPCS está na transferência dos circuitos de corrente provenientes dos TCs de bucha do reator reserva. A comutação física desses circuitos envolve o risco de deixar os secundários dos TCs abertos, o que representa uma vulnerabilidade operacional. Com a adoção do barramento de processos, todas as medições de corrente (inclusive das unidades reservas) passam a estar disponíveis na rede, em formato de Sampled Values. Dessa forma, os IEDs de proteção e controle podem realizar a seleção da corrente de maneira totalmente digital, eliminando a necessidade de intervenção física e superando essa dificuldade.

Existe a possibilidade de remuneração da ANEEL para a melhoria proposta?

As obras foram indicadas como Reforço de Pequeno Porte no ciclo 2025 e estão em fase de discussão junto ao ONS. As obras se caracterizam como Reforço de Pequeno Porte atuando no aumento da confiabilidade e flexibilidade operacional do sistema.

Haveria possibilidade de evoluir o projeto no compartilhamento de unidades reserva entre concessionárias?

1) Há situações onde os reatores reserva são compartilhados por mais de um banco de reatores, por vezes de transmissoras distintas. Como lidar com esse complexo arranjo?

2) Quais benefícios o uso da modelagem BIM trouxe para o desenvolvimento e análise do projeto?

3) Quais limitações ainda permanecem na integração completa do sistema e como a futura digitalização com barramento de processos e Merging Units poderá superá-las?

1) Existe a possibilidade de remuneração da ANEEL para a melhoria proposta?

2) Haveria possibilidade de evoluir o projeto no compartilhamento de unidades reserva entre concessionárias?

Título - Análise comparativa de normas técnicas para cálculo de esforços eólicos em barramentos de subestações de alta tensão

Entidade(s) - ESC - ENGENHARIA DE SISTEMAS DE CONTROLE LTDA, CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA ELETROBRAS, Universidade Federal de Pernambuco, Comapnhia Hidro Elétrica do São Francisco

Autor(es) - Maria Larissa Nunes Da Silva, Fernando Vasconcelos Guerra Alvares, Ana Vitória de Almeida Macêdo, Eduarda Mendonça Pinto, LÍGIA VERÔNICA GENÉSIO PESSOA

Resumo

O presente estudo desenvolve uma proposição comparativa entre três normas que foram revisadas no período de 2023-2024, e tem o objetivo de analisar a ação do vento em barramentos de uma subestação, que são: a ABNT NBR 6123:2023, a ABNT NBR 5422:2024 e a IEEE Std 605:2023. Os principais motivadores das revisões das normas mencionadas são os eventos climáticos extremos que vêm se intensificando ao passar dos anos, e impactam diretamente o setor elétrico nacional, especificamente barramentos e cadeias de isoladores em subestações de alta tensão, que são objeto da análise. A partir disso, foi desenvolvido um estudo de caso na subestação Angelim II (Eletrobras Chesf). Foram aplicadas as metodologias de cálculo do esforço de vento das três normas nos condutores e cadeias de isoladores, com o objetivo de identificar qual oferece maior confiabilidade no dimensionamento dos componentes referidos submetidos a esforços eólicos. É esperado que os resultados forneçam um aprimoramento da confiabilidade do barramento de subestações e boas práticas da engenharia, em um cenário de grande variabilidade climática.

Perguntas e Respostas

Diante do aumento da frequência e intensidade dos ventos extremos no Brasil, como os projetistas e operadores de subestações podem utilizar a 5422 de 2024 para garantir maior precisão e resiliência estrutural?

A NBR 5422:2024 permite a adoção de dois tempos de integração distintos para o cálculo da pressão de vento: 10 minutos e 3 segundos. A integração de 10 minutos resulta em valores médios mais baixos de velocidade do vento, sendo, portanto, a opção mais econômica do ponto de vista estrutural. Por outro lado, a integração de 3

segundos considera rajadas de curta duração e maior intensidade, conduzindo a esforços mais elevados. Assim, adotar o tempo de integração de 3 segundos implica no dimensionamento de estruturas mais robustas e resistentes a ventos extremos, refletindo uma abordagem mais conservadora.

Considerando os diferentes níveis de conservadorismo e praticidade apresentados pelas normas analisadas, como um tomador de decisão deve balancear segurança estrutural e viabilidade econômica na escolha da metodologia para projetos de subestações em regiões suscetíveis a ventos extremos?

O tomador de decisão deve avaliar o grau de relevância da subestação no contexto do sistema elétrico, uma vez que as três normas analisadas são tecnicamente capazes de atender aos requisitos do projeto. No entanto, é importante considerar que cada norma apresenta um nível distinto de rigor: a mais flexível tende a proporcionar soluções mais econômicas; a intermediária representa um equilíbrio entre custo e desempenho; e a mais conservadora resulta em estruturas com maior valor agregado, em função da robustez e da confiabilidade obtidas.

1) Por que não foi utilizado os cálculos da IEC para comparativos ? 2) O equacionamento para o cálculo dos esforços foram analítico ou numérico ? 3) A NBR 5422 e 6123, se aplicam diretamente para barramentos de subestações ?

No setor elétrico brasileiro, é reconhecido que as normas da ABNT possuem precedência em relação às normas internacionais. Para o cálculo da pressão de vento, o catálogo da ABNT disponibiliza duas principais referências: a NBR 6123:2023, que trata da ação do vento sobre edificações da construção civil, e a NBR 5422:2024, que aborda os efeitos do vento em linhas de transmissão. Observa-se que, embora ambas contemplem o estudo das forças atuantes em cabos, nenhuma delas é específica para os vãos característicos de subestações. Nesse contexto, destaca-se a norma internacional IEEE 605:2023, que, entre outros temas, trata do efeito do vento em barramentos de subestações, embora apresente a limitação de não possuir reconhecimento nacional. Por sua vez, a IEC 60826:2017 apresenta metodologia com elevado grau de similaridade em relação à NBR 5422:2024, também não sendo direcionada a vãos de subestações e acumulando o ponto negativo de não ter precedência sobre as normas brasileiras. O equacionamento dos esforços foi conduzido de forma numérica, garantindo maior precisão nos resultados.

Título - Aplicação da Metodologia BIM na Transmissão da Energia Elétrica: Estudo de caso na especificação de reatores, transformadores de corrente e barramentos de subestações

Entidade(s) - CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA ELETROBRAS

Autor(es) - ALIN do Amaral Martins, Sérgio Moreira Neves, Paula Vieira Machado, GERSON FLAVIO MENDES MENDES DE LIMA, ANTONIO GABRIEL MARQUES MULLER

Resumo

A crescente demanda por energia no Brasil impulsiona a modernização das infraestruturas de transmissão, essencial para a confiabilidade e eficiência do Sistema Interligado Nacional (SIN). Este artigo explora a aplicação do Building

Information Modeling (BIM) em projetos de subestações de alta tensão, focando na parametrização e especificação técnica de componentes como barramentos, reatores e transformadores de corrente. Através de estudos de caso, demonstra-se como o BIM aumenta a precisão, eficiência, sustentabilidade e colaboração em todas as fases do projeto, desde o planejamento até a operação e manutenção.

A metodologia envolveu a análise de métodos tradicionais de especificação, a criação de modelos BIM detalhados com parâmetros de tipo e instância, e a avaliação dos benefícios da abordagem BIM. Os resultados indicam que o BIM aprimora o desempenho, otimiza a alocação de recursos e promove um fluxo de trabalho mais sustentável. A especificação digitalizada e a integração de dados operacionais minimizam falhas e retrabalhos, contribuindo para uma gestão mais eficiente dos ativos.

Foram desenvolvidos templates BIM com parâmetros detalhados para aplicação em projetos de subestações, incluindo características técnicas, dados de fabricação, instruções de manutenção e informações para a gestão do ciclo de vida dos equipamentos. A implementação do BIM não apenas assegura a conformidade normativa com as diretrizes do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e normas técnicas, mas também promove uma evolução no setor de engenharia elétrica, contribuindo para o desenvolvimento de uma matriz energética mais segura e eficiente no Brasil.

Os desafios enfrentados, como o custo inicial de implementação e a necessidade de capacitação técnica, foram abordados por meio de uma metodologia incremental, evidenciando o potencial do BIM como ferramenta central na infraestrutura energética moderna. Este trabalho oferece uma base metodológica para futuras implementações do BIM em subestações de alta tensão, promovendo uma visão integrada de gestão de ativos e eficiência operacional.

Perguntas e Respostas

Como a adoção de templates BIM parametrizados para componentes de subestações pode influenciar na prática a gestão dos ativos?

Na prática, o uso de templates parametrizados ajudaria, por exemplo, quando precisamos comparar fornecedores ou revisar especificações de equipamentos. Em vez de buscar informações em catálogos diferentes, tudo já estaria no modelo, padronizado. Isso acelera as análises técnicas e reduz erros de interpretação. Além disso, na fase de manutenção, a equipe poderia acessar diretamente no modelo dados como número de série, ensaios ou histórico de intervenções, sem depender de planilhas separadas. Isso significa menos tempo com busca de informação e mais agilidade para restabelecer a operação.

Como superar alto custo inicial e falta de capacitação técnica em BIM?

Considerando a integração futura do BIM com tecnologias como IoT e IA, de que forma essas sinergias podem potencializar a automação, a confiabilidade?

A metodologia possibilitaria um template padrão a ser adotado nas normas técnicas? Isso facilitaria para os usuários e fornecedores?

Hoje o objetivo dos templates é padronizar as especificações dentro da empresa, sempre em conformidade com as normas existentes. As normas técnicas não são

definidas por nós, mas é possível imaginar que, no futuro, entidades como ABNT, IEC ou mesmo o ONS possam incorporar diretrizes de modelagem em BIM, criando um padrão setorial. Isso certamente facilitaria para usuários e fornecedores, pois todos trabalhariam com uma mesma estrutura de dados, mas por enquanto o foco é a padronização interna, que já traz ganhos práticos de eficiência e consistência.

A metodologia facilita a elaboração de Especificação técnica para projetos específicos, como por exemplo para Leilões da transmissão?

Sim. Nos leilões de transmissão, a agilidade e a consistência na elaboração das especificações técnicas são fatores decisivos. Os templates BIM parametrizados permitem que a empresa monte rapidamente documentos que serão utilizados no leilão, com base em normas e requisitos já consolidados, reduzindo o risco de falhas ou retrabalho. Isso dá mais velocidade na preparação das propostas e aumenta a competitividade da empresa no leilão. Além disso, ao vencer o certame, a mesma base de dados pode ser reaproveitada no desenvolvimento do projeto e posteriormente na operação, o que garante continuidade e reduz perdas de informação.

1) Como a adoção de templates BIM parametrizados para componentes de subestações pode influenciar na prática a gestão dos ativos?

2) Como superar alto custo inicial e falta de capacitação técnica em BIM?

3) Considerando a integração futura do BIM com tecnologias como IoT e IA, de que forma essas sinergias podem potencializar a automação, a confiabilidade?

1) A metodologia possibilitaria um template padrão a ser adotado nas normas técnicas, facilitaria para os usuários e fornecedores?

Título - Implantação Prática de um Ambiente Comum de Dados (CDE) em Empresas de Projeto de Engenharia para Obras de Transmissão de Alta Tensão
Entidade(s) -

Autor(es) - Heitor Souza Vilela

Resumo

Com o aumento exponencial da quantidade e da complexidade dos dados gerados em projetos BIM para obras de transmissão de alta tensão, a necessidade de um sistema unificado de gestão informacional tornou-se imperativa. Este artigo apresenta uma análise abrangente dos Ambientes Comuns de Dados (CDE), explorando seu papel estratégico na integração entre as disciplinas e no gerenciamento de informações desde os estudos preliminares até a entrega dos ativos.

O estudo aqui proposto introduz fundamentos conceituais e normativos do CDE, com destaque para a ISO 19650-1 que estabelece as bases para workflows padronizados e auditáveis, faz uma provocação sobre o mapeamento dos fluxos de trabalho usualmente adotado por empresas de projeto, usualmente baseados em e-mails e arquivos descentralizados, propõem uma metodologia simples e prática para escolha e implantação de um CDE com base em um processo estruturado de trabalho determinando as diretrizes que devem ser verificadas.

A implantação de um CDE deve ser convalidada pela elaboração de projeto piloto e

treinamento exaustivo das equipes que utilizarão o sistema, assim validando todo o processo, procurando gargalos e evidenciando melhorias necessárias ainda por implantar, apenas assim o processo realmente trará os benefícios esperados para a instituição. Por fim, enfatiza-se a necessidade de matrizes de comunicação com clientes e contratados, garantindo transparência e uniformidade nas interações.

Os resultados evidenciam que a implementação de um CDE maduro potencializa eficiência operacional, qualidade técnica e compliance, configurando-se como pilar indispensável para a transformação digital no setor de energia.

Perguntas e Respostas

Embora tenha-se feito um piloto em ambiente simulado, há entendimento claro das dificuldades que serão enfrentadas pelas projetistas/contratadas especialmente quanto aos fluxos de processo e uso dos templates? Está sendo considerada a interação com entes estrangeiros (fora do Brasil)?

O modelo proposto está em funcionamento com vários fornecedores do grupo Eletrobras e em atendimento de estratégias para planejamento dos esforços para os leilões de transmissão. Por enquanto o fluxo não aborda entes estrangeiros, mas sabe-se que empresas com EDP Renováveis, por exemplo, adota diversos processos similares e busca parceiros no Brasil que apresentem profundidade de uso de ambiente comum de dados.

Os templates estão sendo utilizados em todos os novos trabalhos pré leilão, onde é possível aprimorar e verificar as novas dificuldades

1) quanto tempo é estimado para implantação de um CDE efetivo em empresas do setor elétrico?

Armazenar e-mails no ambiente comum de dados, como exemplo para cobrança de demandas tramitadas nas ferramentas do ambiente, seria uma duplicidade de trabalho por falta de treinamento, gestão ineficiente ou processo mal planejado? Como evitar?

Toda e qualquer informação de comunicação e correspondência dentro de plataformas fora do fluxo BIM registrado deve ser incorporado ao ambiente comum de dados em forma de relatório, visando manter a informação concentrada em um ambiente de acesso aos colaboradores atuais e outros que possam um dia entrar na dinâmica.

É importante salientar que o próprio CDE já possui ferramentas para criação e controle dessas cobranças, não sendo necessária a inclusão de pdf de e-mails para este tipo de registro.

Armazenar e-mails no ambiente comum de dados, como exemplo para cobrança de demandas tramitadas nas ferramentas do ambiente, seria uma duplicidade de trabalho por falta de treinamento, gestão ineficiente ou processo mal planejado? Como evitar?

Quanto tempo é estimado para implantação de um CDE efetivo em empresas do setor elétrico?

De nove meses até um ano, dependendo do tamanho da equipe e das áreas de atuação que terão envolvimento dentro da nova metodologia.

Quanto tempo é estimado para implantação de um CDE efetivo em empresas do setor elétrico?

Quanto tempo é estimado para implantação de um CDE efetivo em empresas do setor elétrico?

1) Embora tenha-se feito um piloto em ambiente simulado, há entendimento claro das dificuldades que serão enfrentadas pelas projetistas/contratadas especialmente quanto aos fluxos de processo e uso dos templates? Está sendo considerada a interação com entes estrangeiros (fora do Brasil)?

1) quanto tempo é estimado para implantação de um CDE efetivo em empresas do setor elétrico? 2) Armazenar emails no ambiente comum de dados, como exemplo para cobrança de demandas tramitadas nas ferramentas do ambiente, seria uma duplicidade de trabalho por falta de treinamento, gestão ineficiente ou processo mal planejado? Como identificar?

Título - Análise Experimental e Numérica da Redução da Suportabilidade de Isoladores de Alta Tensão sob Diversos Perfis de Poluição

Entidade(s) - Universidade Federal do Pará

Autor(es) - Robson do Nascimento Silva, ANDRÉ MELO DE MORAIS, ADRIEL BRITO DA SILVA

Resumo

Os isoladores são componentes essenciais na confiabilidade das linhas de transmissão, responsáveis pela separação elétrica entre condutores e estruturas de apoio. A funcionalidade desses elementos é diretamente afetada pela poluição, seja atmosférica ou derivada de outros fenômenos como no caso de poluição salina, que consequentemente compromete a suportabilidade dielétrica e pode causar descargas disruptivas ou parciais, elevando os riscos de falhas e interrupções no sistema elétrico de potência. Diversas técnicas diagnósticas são utilizadas para avaliar a condição de isoladores, desde métodos visuais até análises mais complexas de corrente de fuga (CF) e modelagens computacionais. Estudos recentes destacam o uso de corrente de fuga como indicador prático e eficaz, sendo possível correlacionar com o grau de contaminação consequente perda de suportabilidade. Para análises mais detalhadas, métodos de elementos finitos (MEF) têm sido aplicados para simulação da distribuição de potencial e campo elétrico em isoladores poluídos. Este artigo apresenta uma abordagem experimental e numérica, utilizando o software Ansys Maxwell® 2D, para avaliar o desempenho de uma cadeia de 9 isoladores de vidro submetida a diferentes níveis de poluição, contribuindo com dados relevantes para o aprimoramento dos critérios de projeto e manutenção em sistemas de alta tensão. Como correlação comparativa negativa, foi feita a medição da CF em laboratório e a medição da intensidade de campo elétrico

ao longo da distância de fuga da cadeia de isoladores no modelo de simulação, comprovando-se a forte correlação entre as variáveis.

Perguntas e Respostas

Houve alguma caracterização de espessura da camada salina obtida por aspersão no ensaio, para embasar a adoção de uma camada de 1 mm na simulação?

A espessura da poluição de 1 mm é amplamente utilizada na literatura técnica, conforme as referências citadas no artigo. Vale ressaltar que o importante, neste caso, é a caracterização da poluição, com sua condutividade e permissividade relativa.

Por que, visando criar melhor correspondência entre os ensaios e simulações, não se obteve a CF no Ansys?

Qual o real fim prático do estudo?

Qual a vantagem da utilização do isolador de vidro em locais com poluição severa já que existem isoladores com materiais mais adequados?

Isoladores de vidro ainda são utilizados devido ao custo bastante inferior em relação aos poliméricos. Mas é uma tendência a migração do uso dos isoladores de vidro para poliméricos.

Tendo em vista resultados de acordo com o esperado qual o principal ganho do experimento? Seria interessante a realização com outros tipos ou fabricantes diferentes?

O principal ganho ou contribuição é comprovar o impacto da poluição no isolamento das linhas de transmissão, o que provoca desligamentos e perdas para o setor.

**1) Qual a expectativa de melhoria da acurácia dos dados para acima de 95%?
2) Dos resultados práticos dos alarmes e monitoramentos, já conseguiram ter eventos assertivos e intervenção de manutenção assertiva ? 3) Quais equipamentos mais complicados de análise do algoritmo ?**

1) Houve alguma caracterização de espessura da camada salina obtida por aspersão no ensaio, para embasar a adoção de uma camada de 1 mm na simulação?

2) Por que, visando criar melhor correspondência entre os ensaios e simulações, não se obteve a CF no Ansys?

3) Qual o real fim prático do estudo?

1) Qual a vantagem da utilização do isolador de vidro em locais com poluição conhecida já que existem isoladores com materiais mais adequados e acessíveis

2) Qual o principal ganho do experimento já que os resultados já foram conforme esperado, tendo em vista a realização no mesmo material/fabricante?

Título - Caracterização de Divisor Resistivo de Extra Alta Tensão em Larga Faixa de Frequência

Entidade(s) - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

Autor(es) - FRANCISCO EDUARDO RODRIGUES DE ARAUJO

Resumo

Este trabalho propõe um modelo para simular um extra divisor de alta tensão baseado na modelagem do método de elementos finitos (FEM). Um divisor de tensão resistivo real foi testado em várias topologias possíveis, e esses resultados foram realizados para desenvolver um modelo analítico para avaliar a distribuição de tensão ao longo do dispositivo e sua resposta de frequência.

Perguntas e Respostas

Os resultados obtidos com o modelo em Elementos Finitos podem ser aplicados no redesenho ou retrofit de divisores de tensão existentes em laboratórios de alta tensão?

Sim. O estudo mostra que a inclusão de um eletrodo toroidal no topo melhora a distribuição de potencial ao longo do corpo do divisor e amplia a faixa de linearidade da impedância. Esses efeitos podem ser úteis em retrofit.

Usar o método de elementos finitos para avaliar e então instalar um toroide superior (mantendo dimensões compatíveis com o espaço) é uma via rápida para avaliação de retrofit com ganhos mensuráveis na faixa de MHz e na uniformidade de campo.

Considerando os ganhos de desempenho com o eletrodo toroidal, quais diretrizes de projeto poderiam ser incorporadas em normas técnicas para orientar a fabricação de divisores resistivos mais eficientes para medições de transitórios rápidos?

Com os resultados do estudo, é possível indicar diretrizes técnicas que poderiam migrar para requisitos ou informativos de normas técnicas para projetos de divisores de tensão. Essas diretrizes podem auxiliar uma avaliação teórica da faixa de linearidade da resposta em frequência, de um divisor de referência para impulsos rápidos. Aplicando a metodologia utilizada no trabalho, pode-se manter a impedância aproximadamente constante (ou erro dentro de tolerância definida) até frequências elevadas. Para o caso estudado, a inclusão do toroide elevou a frequência de corte para 570 kHz e topologias otimizadas simuladas alcançaram impedância linear até 3 MHz.

Como essa abordagem pode ser escalada para o desenvolvimento de bancos de teste que otimizem custos e espaço em ambientes de ensaio de EAT e UAT?

Embora o estudo tenha utilizado apenas um toroide, a mesma metodologia pode ser aplicada para determinar posições ótimas de um ou múltiplos toroides, de modo a uniformizar ao máximo o campo elétrico. Essa configuração pode otimizar o uso de espaço e reduzir custos durante os ensaios de EAT e UAT. Nas simulações com múltiplos toroides, é possível, inclusive, avaliar uma solução modular, adaptável a diferentes arranjos e classes de tensão.

- 1) Os resultados obtidos com o modelo em Elementos Finitos podem ser aplicados no redesenho ou retrofit de divisores de tensão existentes em laboratórios de alta tensão?**
- 2) Considerando os ganhos de desempenho com o eletrodo toroidal, quais diretrizes de projeto poderiam ser incorporadas em normas técnicas para orientar a fabricação de divisores resistivos mais eficientes para medições de transitórios rápidos?**
- 3) Como essa abordagem pode ser escalada para o desenvolvimento de bancos de teste que otimizem custos e espaço em ambientes de ensaio de EAT e UAT?**

4.0 – Constatações