



Otimização da Gestão da Manutenção na Alta Tensão por meio da Aplicação de Solução EAM de Mobilidade Integrada

Tema: Gestão Ativos e Manutenção

Autores: Lucas Nascimento Mendonça, Gilson Mario Vieira Machado

Co-Autores: Nayara Rocha Ribeiro, Wesley Rodrigues de Menezes, Paulo Ricardo Sousa Silva, Arthur Victor Costa Martins, Andre Landulfo Jorge de Oliveira, Caio Cezar Neiva Huais

Empresa: Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A

Resumo

Este trabalho apresenta a experiência do Grupo Equatorial Energia no desenvolvimento e implementação de um sistema de gestão para a manutenção no segmento da Alta Tensão. São abordados conceitos gerais da gestão da manutenção com foco nas estratégias de manutenção aplicadas a gestão de ativos e o uso de softwares especializados para suporte estratégico. A análise detalha o cenário específico da manutenção de alta tensão, destacando desafios como a atualização do cadastro de equipamentos, o registro preciso de anomalias, o tempo necessário para correções e a priorização de ações com base na condição dos ativos. O sistema implantado, integrado ao módulo de priorização Argos, trouxe melhorias significativas no monitoramento e gestão das operações, além de estabelecer critérios claros para priorização de manutenções e investimentos. Os resultados demonstram avanços importantes, como o aumento no número de ativos cadastrados, maior produtividade da equipe, crescimento no volume de defeitos identificados e resolvidos, e melhoria nos indicadores de qualidade do fornecimento. A implantação do sistema evidencia como soluções tecnológicas podem transformar a gestão de manutenção, promovendo eficiência, segurança e excelência no setor elétrico.

1. Introdução

O principal objetivo do sistema elétrico é entregar energia aos consumidores de maneira economicamente viável, seguindo as restrições estabelecidas pela legislação. (WETZER, 2005) No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão responsável pela regulação do setor elétrico, estabelece as normas que regem a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Por meio de normas técnicas, a ANEEL define os padrões mínimos de qualidade, medidos e monitorados por indicadores como DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). As concessionárias de energia buscam investir em métodos e ferramentas de gestão da manutenção para atender aos limites regulatórios e evitar penalidades financeiras. Esses investimentos são indispensáveis para garantir a confiabilidade e a continuidade do fornecimento de energia, prevenindo falhas que comprometam o atendimento aos consumidores. Além disso, a implementação de tecnologias como sistemas de gestão de ativos e monitoramento remoto, alinhada a estratégias preditivas, permite otimizar recursos e reduzir custos operacionais. A gestão da manutenção

no setor elétrico, em especial no segmento da alta tensão, apresenta desafios peculiares como a complexidade no mapeamento dos ativos em parques descentralizados, complexidade técnica dos equipamentos, dificuldade de monitoramento em tempo real, escassez de mão de obra qualificada, além da gestão de recursos e priorização das anomalias críticas. Portanto, faz-se necessário a adoção de tecnologias que permitam mobilidade e contemplem a realização de atividades de maneira offline, uma vez que os ativos se encontram em localidades remotas e com baixa infraestrutura de comunicação.

Este trabalho apresenta a experiência do Grupo Equatorial Energia no desenvolvimento e implementação de um sistema de gestão para a manutenção no segmento da Alta Tensão. São apresentados ainda as principais oportunidades encontradas durante a implantação do sistema e as soluções de integração, especialmente correlacionadas a conexão com dispositivos móveis, cadastro de ativos e módulo de priorização de anomalias por meio da gestão de risco. As soluções aplicadas ao planejamento, controle e execução de atividades preventivas e corretivas foram implementadas ao longo dos anos de 2023 e 2024, agregando melhorias significativas no monitoramento e gestão das operações, além de estabelecer critérios claros para priorização de manutenções e investimentos. Os resultados demonstram avanços importantes, como o aumento no número de ativos cadastrados, maior produtividade da equipe, crescimento no volume de defeitos identificados e resolvidos, e melhoria nos indicadores de qualidade do fornecimento.

2. Desenvolvimento

2.1 Gestão da Manutenção na Alta Tensão no Grupo Equatorial;

A empresa a qual esse estudo se remete, possui concessão para distribuição e comercialização de energia elétrica em 7 estados brasileiros, contando com mais de 900 subestações de alta tensão e cerca de 24.000 km de linhas de transmissão este parque de ativos conta com uma ampla gama de equipamentos para transmitir grandes volumes de energia das fontes supridoras até os consumidores finais, garantindo continuidade e qualidade na energia fornecida.

O parque de ativos do segmento da alta tensão caracteriza-se primariamente por subestações de 230 kV a 13,8 kV e linhas de transmissão de 138 kV e 69 kV. Sendo composto por linhas de transmissão aéreas, majoritariamente alocadas em áreas rurais (85% do total de ativos). Mais de 95% das subestações deste parque são externas, i.e., possuem seus equipamentos dispostos ao ar livre. Uma vez que os ativos estão expostos a diferentes condições climáticas, ambientais e intempéries, como água, sol e tempestades, é necessário o estabelecimento de estratégias de manutenção adequadas ao monitoramento da condição dos equipamentos, mapeamento anomalias com potencial de falhas catastróficas e a coordenação de recursos para execução e controle das atividades realizadas.

2.1.1 Fluxo da manutenção na Alta tensão

O estabelecimento de um fluxo para o Planejamento e Controle da Manutenção é uma estratégia adotada por grandes empresas no intuito de assegurar a confiabilidade e disponibilidade de seus equipamentos, garantindo assim o aumento da eficiência de seus processos, redução de custos com falhas catastróficas e ineficiências. Portanto, o principal desafio da engenharia de confiabilidade no setor elétrico é assegurar o estabelecimento de um processo estruturado de gestão da manutenção que assegure os níveis de qualidade e disponibilidade do fornecimento de energia elétrica. O macrofluxo da gestão da manutenção implementado na distribuidora alvo deste estudo é mostrado na Figura 01.

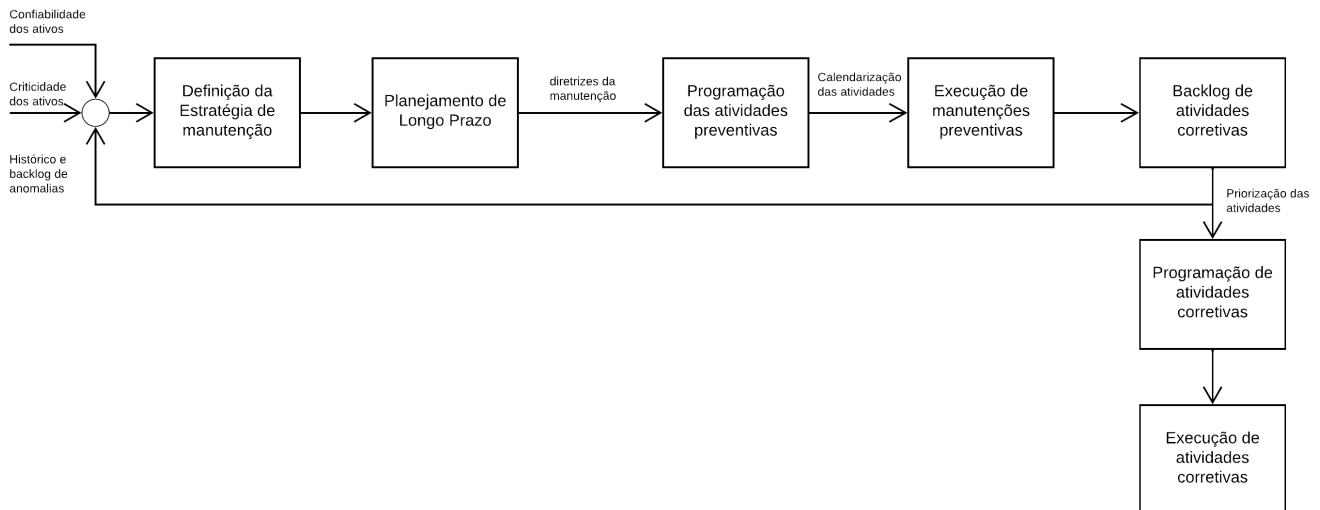


Figura 01: Macrofluxo da gestão da manutenção da Alta Tensão.

No sistema de gestão implementado, o fluxo da manutenção inicia-se na definição e avaliação de indicadores chave que buscam representar a condição (e.g. histórico de defeitos, análise dos principais modos e causa das falhas, confiabilidade) e a criticidade dos ativos (quantidade de clientes atendidos, possibilidade de remanejamento de carga). Nesta primeira etapa são estabelecidas as diretrizes gerais para a manutenção, incluindo o tipo de abordagem a ser adotada (manutenção preventiva, preditiva, troca obrigatória, manutenção autônoma ou intervenção baseada na condição). Posteriormente, elabora-se um plano abrangente e de longo prazo, contendo quais atividades de manutenção preventiva serão realizadas ao longo do período, considerando a disponibilidade de recursos, orçamentos e metas. A seguir, é realizada a programação das atividades a partir da definição de cronogramas específicos e recursos necessários (mão de obra, ferramentas e peças). As atividades preventivas programadas auxiliam no mapeamento de anomalias que, quando não resolvidas de imediato, alimentam a lista de atividades corretivas pendentes que devem ser priorizadas e programadas. O desempenho das atividades executadas retroalimenta a estratégia de manutenção, promovendo a melhoria contínua do ciclo de PCM.

A implantação de um software de Gestão Empresarial de Ativos (EAM) foi concebida para permitir a operacionalização do fluxo de PCM na empresa alvo deste estudo. Dada a dimensão e diversidade de equipamentos do parque de ativos, além das peculiaridades de cada concessão, precisou-se desenvolver customizações que otimizem os softwares de gestão disponíveis na indústria e integrem soluções de cadastro e monitoramento dos ativos físicos, gestão do planejamento e programação das atividades de manutenção, gestão de equipes, ferramentas e recursos físicos.

2. 2 Experiência da distribuidora na implantação do sistema de gestão de ativos

2.2.1 Atualização do cadastro de equipamentos

A NBR ISO 55001:2014 estabelece os requisitos para um sistema de gestão de ativos, incluindo a abordagem sistemática e contínua para gerenciar ativos ao longo de seu ciclo de vida. A estrutura apresentada na norma segue a metodologia de gestão PDCA, correlacionando cada componente do ciclo às etapas de implantação de um sistema de gestão de ativos, como mostrado na Figura 02.

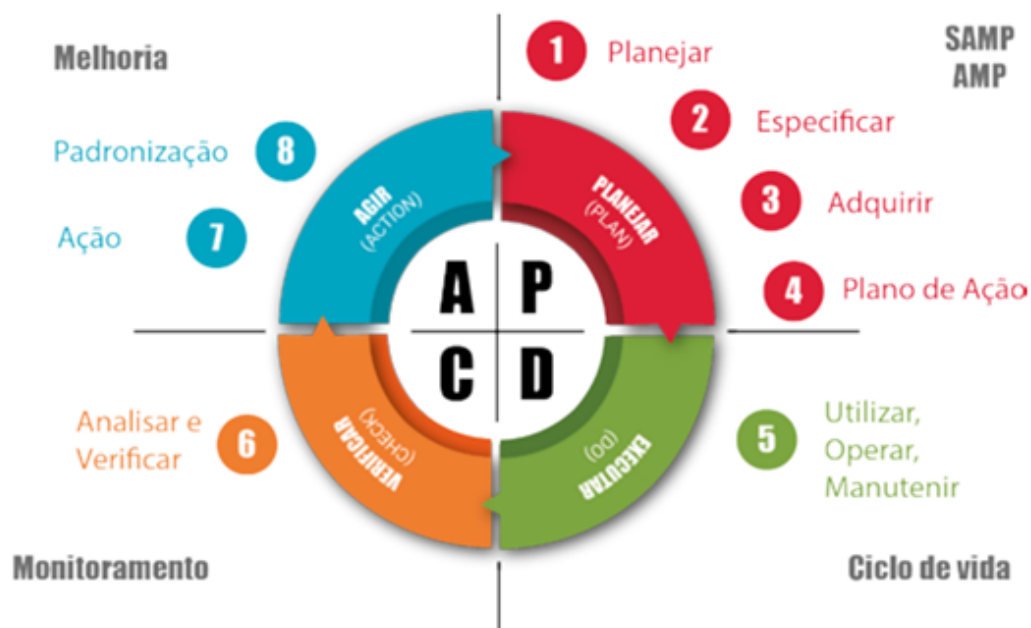


Figura 02: Ciclo PDCA e Gestão de Ativos (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DO COBRE, 2019)

Uma questão subjacente a implantação de um sistema de gestão de ativos encontrada nas etapas de planejamento e especificação encontra-se na inventariação de todos os ativos existentes. Esta etapa torna-se especialmente desafiadora quando se trata de um conjunto de equipamentos descentralizado, como encontrado no segmento de transmissão e distribuição de energia. Visando superar esta questão, implementou-se uma integração entre os sistemas de georreferenciamento e o sistema da manutenção, permitindo que os técnicos de manutenção tenham acesso facilitado as informações dos equipamentos e possam requisitar atualizações cadastrais dos equipamentos em campo, possibilitando acompanhamento eficaz do ciclo de vida do ativo. A Figura 03 apresenta a tela de edição e cadastro de equipamentos implementado na aplicação móvel utilizada pela equipe de campo na realização das atividades.

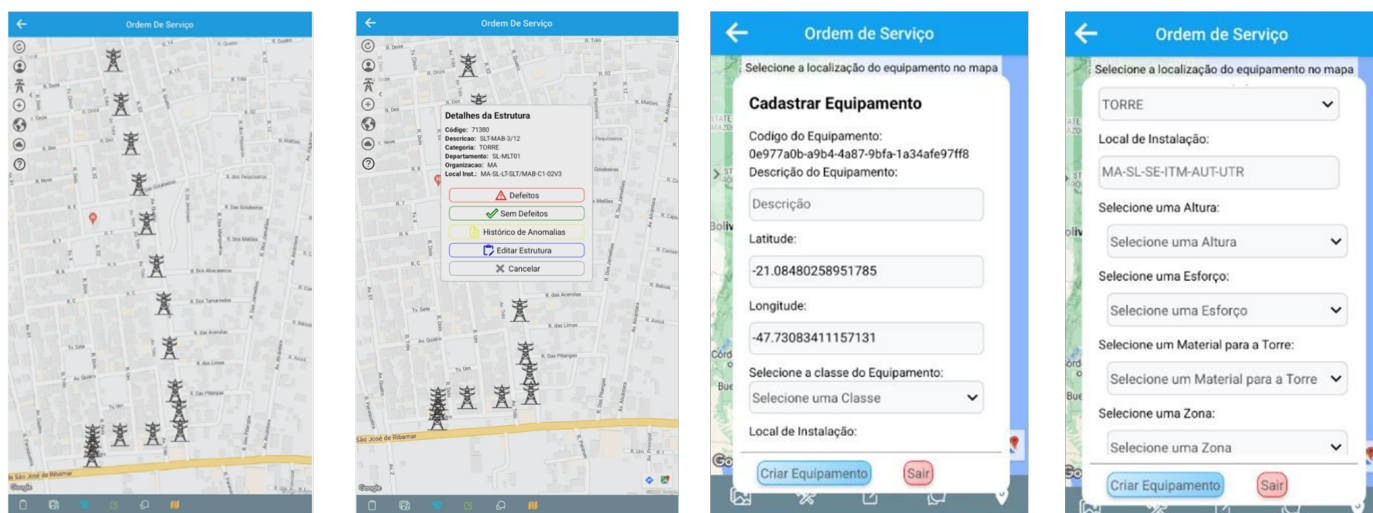


Figura 03: Cadastro de Equipamentos via aplicativo móvel.

2.2.2. Assertividade no registro e priorização das anomalias

Uma problemática latente a operação e manutenção do sistema elétrico consiste na coordenação eficaz de recursos para o tratamento e correção de anomalias críticas que podem comprometer o abastecimen-

to de grandes conjuntos de clientes. Para isso, é essencial garantir a assertividade na identificação das anomalias. Por meio de inspeções visuais, aliadas ao uso de tecnologias como câmeras termográficas e acústicas, drones e equipamentos para ensaios elétricos é possível realizar o mapeamento de defeitos críticos em linhas de transmissão e subestações. Ademais, a priorização das ações de manutenção e investimento devem ser conduzidos com base no monitoramento da condição dos ativos, quando implementadas soluções preditivas de monitoramento contínuo, e nos princípios da gestão de risco. Visando otimizar a gestão do *backlog* de atividades corretivas, buscou-se desenvolver e integrar ao sistema de gestão da manutenção um módulo de dimensionamento do risco dos defeitos, possibilitando a priorização com base nos princípios da gestão do risco.

A metodologia de priorização desenvolvida e implementada no sistema Argos (módulo integrado ao sistema de gestão da manutenção) baseia-se na avaliação da probabilidade de ocorrência e do impacto potencial da falha. A Figura 04 apresenta o fluxograma da metodologia de priorização utilizada neste estudo.

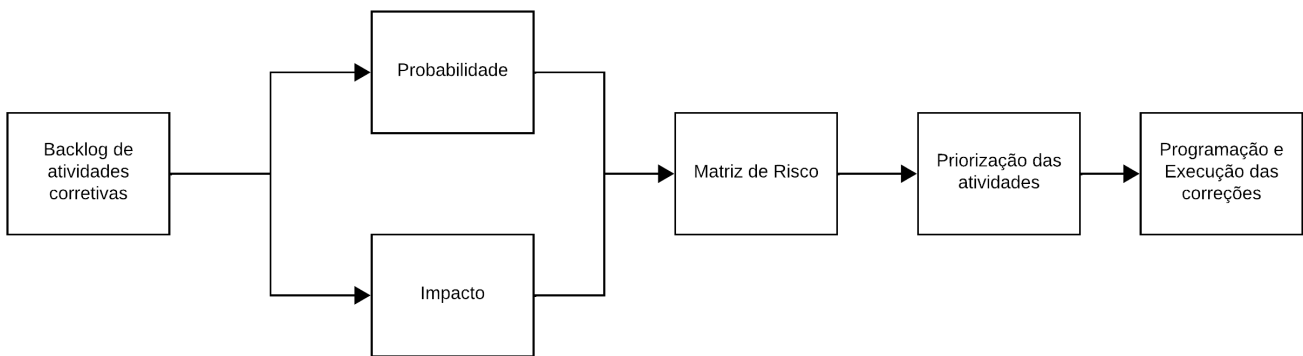


Figura 04: Fluxo de Priorização de Anomalias

A definição de métricas que melhor representem o comportamento do sistema é fundamental para a construção da matriz de risco. Na componente de probabilidade, a condição do ativo é avaliada por meio do grau de severidade e do grupo de anomalias (e.g. isoladores, baixa isolação, aterramento, anomalias térmicas). As anomalias são classificadas em P1, P2 e P3, graduadas pelo seu nível de deterioração física e evidências capturadas por inspeções. Por sua vez, a confiabilidade é analisada com base no histórico de falhas, identificando padrões recorrentes e frequência de ocorrências. No componente de impacto, a relevância da infraestrutura é mensurada pela quantidade de clientes potencialmente impactos e se há possibilidade de remanejamento da carga por meio de circuitos reserva. São avaliados ainda, os custos com reparos emergenciais, prejuízos por interrupção do fornecimento e multas regulatórias. Os critérios e métricas utilizados para o desenvolvimento da matriz de risco são resumidos na Tabela 01.

Tabela 01: Critérios e Métricas da Matriz de Risco

Componente	Crêterios	Métricas Avaliadas
Probabilidade	Condição do ativo	Grau de severidade da anomalia
	Confiabilidade	Histórico de falhas
Impacto Potencial	Relevância da Infraestrutura	Quantidade de clientes impactados e atendimento a regiões estratégicas
	Custos associados	Avaliação dos custos com reparos e prejuízos por interrupção do fornecimento

Com base na classificação de risco, as anomalias identificadas são priorizadas de acordo com sua gravidade e impacto no sistema elétrico, permitindo a definição de prazos específicos para sua resolução. Anomalias críticas, com alta probabilidade de falha e impacto significativo no fornecimento de energia, devem ser tratadas imediatamente, com prazo máximo de 24 horas para intervenção. Já as anomalias de alto risco, que apresentam impacto elevado ou probabilidade significativa, devem ser corrigidas dentro de 1 a 15 dias. Para anomalias classificadas como m dias, com impacto e probabilidade moderados, o prazo máximo de resolução é estipulado em 90 dias. Por fim, anomalias de baixo risco, com impacto limitado e baixa probabilidade de falha, podem ser tratadas em até 180 dias.

2.3 Resultados

Dentre os avanços conquistados com a implementação do sistema, destaca-se o aumento significativo de ativos cadastrados, que apresentou um crescimento de cerca de 180% em comparação ao mesmo período do ano anterior, quando o sistema de gestão ainda não estava em operação. Além disto, houve um aumento de 25% no volume de anomalias corrigidas, com priorização eficiente das ações de manutenção, contribuindo diretamente para a melhoria dos indicadores de qualidade avaliados. O cumprimento do plano de manutenção preventiva nas concessionárias registrou aumento de 3,35%, impactando positivamente na redução de 12% da taxa de falhas para linhas e subestações. Observou-se ainda redução de 31% no DEC e 41% no FEC das distribuidoras. Esses resultados comprovam o impacto positivo da tecnologia na otimização dos processos e no aprimoramento da confiabilidade do sistema elétrico.

3. Conclusão

Em conclusão, a implantação do sistema de gestão de ativos integrado com soluções de mobilidade e ferramentas de priorização de defeitos baseadas em análise de risco no Grupo Equatorial demonstrou resultados notáveis na operação e manutenção da alta tensão. A significativa melhoria no número de ativos cadastrados, o aumento no volume de anomalias corrigidas e a redução dos principais indicadores de qualidade são provas concretas de como a tecnologia pode otimizar a gestão de ativos e aumentar a confiabilidade do sistema elétrico. Além disso, o avanço no cumprimento do plano de manutenção preventiva reflete uma maior eficiência nas operações, com impacto direto na redução de falhas e na melhoria dos indicadores de qualidade. A partir desses resultados, surgem perspectivas promissoras para expandir a integração do sistema com a gestão de materiais e estoque, o que permitirá um controle mais eficaz dos recursos e uma resposta ainda mais ágil às demandas operacionais. Além disso, a implementação de novas métricas de produtividade e custos pode oferecer uma visão mais detalhada da performance operacional,

facilitando a tomada de decisões estratégicas e promovendo um ciclo contínuo de melhorias. Esses avanços evidenciam que a adoção de soluções tecnológicas não só aprimora o gerenciamento de manutenção, mas também contribui substancialmente para a excelência no fornecimento de energia e a sustentabilidade das operações no setor elétrico.

4. Referências bibliográficas

Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 1000, de 7 de dezembro de 2021. Consolida as regras relativas aos direitos e deveres dos consumidores e das distribuidoras de energia elétrica. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 8 dez. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/>. Acesso em: 20 jan. 2025.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS- ABNT. NBR ISO 55001: Gestão de Ativos – Sistemas de Gestão – Requisitos. Rio de Janeiro. 2014.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS- ABNT. NBR ISO 55002: Gestão de Ativos – Sistemas de Gestão – Diretrizes para a aplicação da ABNT NBR ISO 55001. Rio de Janeiro. 2014.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DO COBRE. Guia de Gestão de Ativos: Guia para a aplicação da norma ABNT NBR ISO55001. 2019. 11 p. Disponível em: <https://abccobre.org.br/guia-de-gestao-de-ativos-2019/>. Acesso em: 20 jan. 2025

HARRIS, J. M. *Maintenance Engineering Handbook*. McGraw-Hill, 2008. WETZER, Joseph M. Maintaining future (electrical) power systems. In: 2005 International Conference on Future Power Systems. IEEE, 2005. p. 6 pp.-6.