

GRUPO DE ESTUDO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO - GDI

PROPOSTA DE APERFEIÇOAMENTO REGULATÓRIO PARA EFETIVA GESTÃO DO CICLO DE VIDA DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

HELEN VELOZO VENDRAMETO (1); LEONARDO DO NASCIMENTO PEREIRA (1); JOÃO VITOR RAVAGNANI DIAS (1); CHRISTIAN ROBERTO CAMPIONI DA CRUZ (2); ANDRÉ NUNES DE SOUZA (3); GIOVANNI MANASSERO JUNIOR (4); VAGNER VASCONCELLOS (2) CPFL PAULISTA (1); CPFL PIRATININGA (2); UNESP (3); USP (4)

RESUMO

Os transformadores de potência estão entre os ativos com maior valor individual e importância sistêmica, por consequência são relevantes para a rentabilidade e sustentabilidade do negócio, de modo que as tomadas de decisão envolvem avaliação de fatores técnicos, de risco e de custo. A atual regulamentação inviabiliza economicamente algumas intervenções de reforma, impactando nas alternativas de manutenção disponíveis na gestão do ciclo de vida ativo. O objetivo deste trabalho é apresentar uma proposta de revisão e aperfeiçoamento da regulamentação vigente, visando contribuir para a viabilidade de reformas de transformadores.

PALAVRAS-CHAVE: Transformador de potência; gestão de ativos; aspectos regulatórios; manutenção; reforma de transformador.

1.0 INTRODUÇÃO

A regulamentação do setor vincula a performance financeira das distribuidoras de energia elétrica a sua base de ativos imobilizada, a confiabilidade do sistema e as despesas para manutenção (custos e investimentos). Além disso, as empresas do setor dependem diretamente dos ativos físicos para estabelecimento do negócio, isto é, são consideradas ativos intensivas.

Diante deste cenário, a gestão de ativos torna-se de máxima relevância, a qual propõe associação e equilíbrio das variáveis custo, risco e desempenho, ao longo do ciclo de vida do ativo, com o desígnio de atingir os objetivos da organização.

A estratégia de gestão de ativos propõe uma abordagem de longo prazo, para entrega de resultados de modo sustentável e inclui a definição de critérios de tomada de decisão, para otimizar intervenções nos ativos, com base no custo do ciclo de vida e na análise de riscos (1).

Os transformadores de potência das subestações representam os ativos de maior valor financeiro individual e de importância sistêmica, nas subestações das distribuidoras e das transmissoras, por esta razão são usualmente considerados e gerenciados como ativos críticos para o negócio.

A extensão da vida útil técnica dos transformadores, isto é, aumento da expectativa de vida por meio de reparos, reformas, beneficiamentos ou “repotenciação”, custam relativamente menos, em comparação com a substituição por ativo novo, bem como, a utilização do transformador por um período maior, contribui para a redução da taxa de descarte de materiais.

O Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE) determina que os bens que sofrem reparo, reforma ou transformação que resultam na alteração de sua vida útil, devem ter sua contagem de vida útil regulatória reiniciada, como para um ativo novo, ou seja, trinta e cinco anos pela taxa de depreciação vigente, para transformadores de potência, segundo o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE) (2) (3).

A partir do estabelecido, diversos projetos de reparos, reformas, beneficiamentos ou repotenciação de transformadores de potência são inviabilizados ou constrangidos devido à análise de viabilidade econômica, uma vez que estas atividades nem sempre revitalizam o equipamento ao patamar de novo e, ainda, a taxa de retorno do investimento anual decai, devido à diluição no tempo de vida útil regulatório total.

Os transformadores de potência possuem uma relativa alta durabilidade e existem diversas técnicas de manutenção que contribuem com o aumento de sua longevidade, que podem ser aplicadas em campo ou em ambiente fabril, bem como há métodos e procedimentos confiáveis para mensurar a vida útil técnica remanescente do equipamento.

Por efeito deste aspecto regulatório, são favorecidas as estratégias de manutenção que não envolvem extensão de vida útil técnica significativa, buscando sustentar o nível de confiabilidade requerido, até o ponto econômico ótimo, ou esgotamento do valor contábil para então substituir o transformador por outro novo.

Segundo (4), unir o fundamento técnico com os conhecimentos financeiro e do negócio da empresa em um processo de tomada de decisão sólido é uma contribuição essencial da gestão de ativos para a rentabilidade da organização. Por outro lado, (5) apresenta a importância da avaliação conjunta técnica e financeira na escolha da estratégia de manutenção, possibilitando o aumento da confiabilidade do equipamento, mas com custos compatíveis com o ativo.

O objetivo desse trabalho é apresentar uma proposta de revisão e aperfeiçoamento da atual regulamentação, estabelecida no MCSE, de modo a contribuir para equalização das alternativas relacionadas com a reforma ou com a substituição, possibilitando uma gestão otimizada do ciclo de vida dos transformadores de potência.

Como subsídio da proposta e conclusões, primeiramente serão apresentados os aspectos regulatórios relacionados ao tema e, na sequência, têm-se os aspectos técnicos: tomada da decisão entre reforma e desativação, vida útil dos transformadores de potência e considerações sobre aumento da vida útil de transformadores.

2.0 ASPECTOS REGULATÓRIOS

2.1 Regulamentação processos de reforma

O MCPSE regulamenta os procedimentos para cadastro, valoração de bens e controle patrimonial do ativo imobilizado das outorgadas de energia elétrica, possibilitando com isso a fiscalização destas atividades pela ANEEL (3). Além disso, define a vida útil regulatória e a forma de depreciação dos ativos imobilizados.

O transformador de força, por exemplo, tem vida útil regulatória estabelecida de 35 anos, com taxa linear de depreciação anual de 3,7%. Isto é, ao final do período, o valor investido na aquisição é recuperado em sua totalidade pela empresa. Caso o ativo seja desativado e alienado antes do prazo, o valor residual contábil representará uma perda financeira.

Importante destacar que o tempo vida útil regulatório não necessariamente corresponde à expectativa de vida útil técnica de um equipamento, assim como não equivale a vida útil econômica. Segundo (6) as empresas possuem uma visão ambígua sobre o conceito de vida útil e a definição não é conclusiva. A seguir é apresentado o entendimento sobre a questão:

- Vida útil técnica: inicia com a aprovação dos testes em fábrica, antes da entrega para a operação e manutenção (5) e termina com a desativação e sucateamento devido à impossibilidade de atender função requerida. Ainda, segundo (7) é o intervalo de tempo em que o item desempenha sua função com a taxa de falha especificada ou até a ocorrência de uma falha não reparável;
- Vida útil econômica: é o período de aplicação econômica do bem (6). Em complemento, segundo (4) a vida econômica é datada pelo momento que, sob o ponto de vista de custos, não compensa manter o item em operação. Todavia trata-se de um conceito idealizado, pois muitos fatores podem influenciar na tomada de decisão para substituir; e
- Vida útil regulatória: período estabelecido em normas ou regulamentos, no caso do setor elétrico, pelo manual MCPSE.

O MCSE, conforme descrito em (2), tem entre seus objetivos a padronização de procedimentos e práticas contábeis regulatórias nas outorgadas do serviço público de energia elétrica, abrangendo as atividades de geração, transmissão e distribuição.

Em relação às reformas, reparos, melhorias ou transformação em ativos, segundo (2) o MCSE estabelece que, caso a atividade resulte em alteração da vida útil técnica, o valor gasto poderá ser imobilizado em adição ao residual do ativo e, ainda, a contagem de vida útil econômica deverá ser reiniciada, de acordo com o estabelecido no MCPSE.

Por exemplo, um transformador de força submetido a uma reforma, independentemente de sua idade, será imobilizado sob as mesmas condições de um ativo novo, depreciação em 35 anos, porém com valor inicial igual ao residual mais o custo efetivamente gasto na reforma, como ilustra a Figura 1 abaixo.

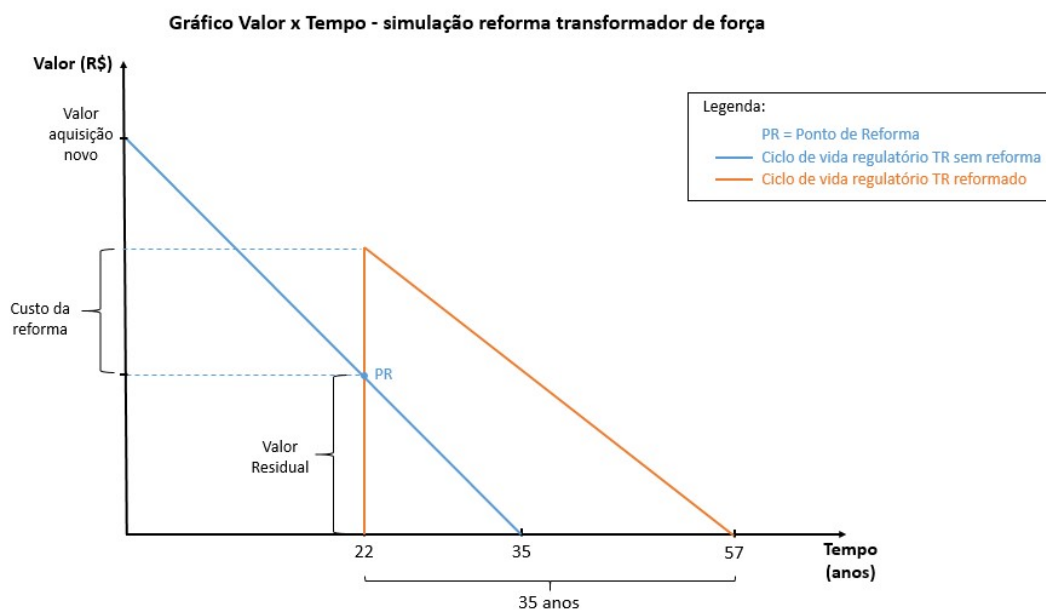


FIGURA 1 - Simulação Reforma

Analizando a Figura 1 é possível observar que, reiniciando a vida econômica do transformador após a reforma e sendo o valor inicial menor do que da aquisição (residual mais custo reforma), implica em parcelas anuais menores. Além disso, a vida útil regulatória é estendida até 57 anos e, caso o equipamento não ofereça condições técnicas para operar até essa idade, a empresa irá perder o valor residual remanescente.

2.2 Modicidade tarifária

Conforme (8), a resolução normativa da ANEEL n° 414/2010 estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica e, dentre as responsabilidades da distribuidora, está a prestação de serviço adequado, o qual é definido como aquele que “satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas” (Lei 8.987/95, art. 6°, §1°).

A modicidade tarifária refere-se a um custo global mais baixo para o consumidor, colaborando com a universalidade do acesso ao serviço público. Entretanto, este aspecto não deve comprometer a confiabilidade, segurança e qualidade do serviço prestado.

O atendimento desta diretriz na prática pelas empresas do setor elétrico, sem inviabilizar o negócio, apresenta-se como um desafio relevante a ser trabalhado. Por essa razão, as concessionárias estão em constante busca de melhoria contínua e de soluções que otimizam os processos.

Neste cenário, a prática de reparo e de reformas nos ativos existentes, realizadas de modo a postergar o sucateamento, corrobora com a modicidade tarifária, visto que geralmente representam custos menores em relação à aquisição de novos ativos e, ainda, não compromete os demais requisitos serviço adequado descrito.

3.0 ASPECTOS TÉCNICOS

3.1 Tomada de decisão: reforma ou desativação

Nas empresas do setor elétrico, usualmente, existem várias frentes de investimento CAPEX, com objetivos distintos, dentre as principais estão a de expansão e manutenção. O investimento em expansão tem como foco avaliação das tendências futuras de crescimento da demanda e obras de flexibilização do sistema. A frente de investimento em manutenção busca oportunidades de melhoramentos, reformas e substituições de equipamentos.

O processo de tomada de decisão entre reforma ou desativação de um ativo engloba a análise de cenários variados, tais como: valor presente do equipamento, histórico de manutenção e operação, condição física do equipamento, custos de reforma, tempo de reforma ou aquisição de item novo, necessidade do sistema e análise de risco.

O transformador de potência é um ativo de grande importância nas subestações, devido ao seu valor financeiro relativamente elevado, assim como por representar risco, em caso de falha, para a confiabilidade do sistema, segurança, meio ambiente e imagem da empresa.

O fim do ciclo de vida de um transformador pode ser marcado por questões técnicas, depreciação regulatória total ou devido ao alto custo de manutenção. Neste estágio dois destinos são possíveis, desativação e alienação do ativo ou reforma para recuperação e revitalização.

Em complemento, a análise de viabilidade de reforma pode ter início em situações como:

- Após falha do equipamento;
- Após de identificação defeitos;
- Identificada necessidade de modernização ou atualização tecnológica;
- Necessidade de revisão preventiva e substituição de componentes menores; e
- Oportunidades de beneficiamentos para adaptação, repotenciação ou revitalização do equipamento.

Além dos itens listados acima, podem ser aplicados modelos baseados em estatística, análise de riscos ou na avaliação de condição do equipamento, como proposto em (9), que servem como ferramenta para cálculo da viabilidade de reforma, suportando a tomada de decisão.

A reforma é uma alternativa muito importante para a gestão de ativos e, ainda, trata-se de um processo relativamente mais barato e com tempo de retorno ao sistema reduzido. Como reforça (5), a opção de se reparar ao invés de adquirir equipamento novo pode ser atraente e vantajosa principalmente se feita com planejamento adequado.

Segundo (4), dentre os fatores mais relevantes envolvidos na tomada de decisão para reforma, estão: custo de aquisição do item novo; valor de venda do antigo; custo e tempo de reforma; custo total de manutenção de ambos; confiabilidade e disponibilidade de ambos; garantia item novo; e possíveis melhorias no equipamento antigo.

Em complemento, quando o equipamento sofre dano severo ou quando a confiabilidade já não é satisfatória, uma avaliação técnica e econômica tem que ser feita para decidir destino, substituir ou reformar, nesse processo usualmente são levadas em consideração questões como o tempo de indisponibilidade, existência de equipamento reserva, o custo da indisponibilidade, o transporte e a condição do equipamento (5).

3.2 Vida útil técnica de transformadores

A vida útil técnica de um equipamento é influenciada por diversos fatores, alguns atrelados à etapa de concepção do ativo (projeto, qualidade dos materiais e serviço empregados), outros relacionados ao modo de utilização e conservação, bem como por aqueles pertinentes às estratégias da organização.

Como exemplo, (10) cita algumas medidas que podem contribuir com a extensão da vida útil, são elas: evitar funcionamento acima da potência nominal; realizar renovação do equipamento; reduzir a corrente de curto-circuito a que o transformador poderá ser submetido; e aplicar melhorias na proteção elétrica.

Segundo (11), entre os modos de falha de transformadores de potência tem-se a umidade excessiva e oxigênio no óleo isolante e no papel, bem como fadiga, corrosão, erosão, desgaste mecânico e ruptura térmica e dielétrica.

Diferentemente da vida útil regulatória, a vida útil técnica de um equipamento não é estabelecida em manuais ou normatizada. Para mensurá-la é necessária avaliação técnica da condição física, utilização de metodologias para estimativa da degradação e realização de ensaios.

A vida útil remanescente do transformador é determinada pela degradação da isolamento sólida (1). A maior parte da isolamento sólida dos transformadores é constituída de papel e, portanto, de natureza celulósica (12). O papel isolante do transformador é o ponto chave, pois não pode ser substituído sem que se tenha que desmontar completamente os enrolamentos, elevando os custos significativamente (5).

Em outros termos, a necessidade de substituição completa da isolamento sólida em um transformador de potência possui valor elevado para execução, o que, em uma analogia com veículos automotores, representaria perda total, isto é, quando os prejuízos constatados em um sinistro superam um valor percentual limite pré-determinada do valor do bem.

A degradação da celulose é um processo complexo e sua taxa de envelhecimento depende do carregamento do transformador e da composição do papel, ainda, é acelerada pelo efeito da temperatura, teor de umidade, teor de oxigênio e do nível de acidez do óleo (1) (12).

Esses fatores citados provocam a destruição das ligações internas entre as fibras de celulose, diminuindo a resistência mecânica do papel, aumentando assim o risco de falhas internas, apesar de não alterar, significativamente, a rigidez dielétrica (5). Por exemplo, se o teor de água dobra no papel, a vida útil em termos de resistência mecânica cai pela metade (1).

A vida da isolamento pode ser medida através do grau de polimerização (GP) do papel, este método é considerado confiável e exigindo somente instrumentos normalmente disponíveis em laboratórios (1). Segundo (5), o ensaio de GP é o método mais preciso para diagnosticar o envelhecimento do equipamento.

Todavia, existe uma dificuldade para obtenção de amostras do papel para realizar o ensaio de GP, pois o transformador precisa ser isolado, ter o óleo drenado e aberto para inspeção interna. Ainda, a técnica e escolha do local da bobina pode influenciar na representatividade da amostra. Dada a complexidade, algumas empresas realizam o ensaio de GP somente em equipamentos que serão reformados ou reparados, em ambiente controlado, nas fábricas ou reformadoras.

Deste modo, para avaliação da vida residual remanescente de transformadores em operação, ao invés de realizar o ensaio de GP, são mais práticas e viáveis as técnicas indiretas e menos invasivas que estimam o grau de polimerização da isolação sólida.

Dentre as substâncias resultantes da degradação do papel tem-se os furanos, cuja mensuração pode ser feita através da cromatografia líquida, utilizando amostras de óleo do transformador, obtidas sem a necessidade de desligamento do equipamento.

Segundo (11) a degradação do óleo não produz esses compostos furânicos, sendo originado exclusivamente da degradação da isolação sólida, portanto sua análise pode ser utilizada no monitoramento da integridade do papel, por meio de métodos que correlacionam com o GP, porém com uma precisão um pouco menor do que a obtida no ensaio de GP.

Todavia, ressalta-se o fato que a troca de óleo retira a maior parte do conteúdo furânico de um transformador, invalidando amostras recentes (11). Isto é, está sujeito às variações decorrentes de intervenções no óleo, como é o caso da regeneração, mas também pode ser influenciado pela secagem da parte ativa, nesses casos recomenda-se a amostragem depois de alguns anos, para correta apuração do GP (5).

Por fim, visto a importância do transformador de força, em termos de valor e potencial de risco no sistema elétrico, muitos estudos são feitos para avaliação da vida útil remanescente, por exemplo, (1) propõe uma metodologia para monitoramento e avaliação da vida útil do transformador de potência e (10) compara os métodos de avaliação do estado de degradação de transformadores de potência.

3.3 Aumento da vida útil técnica de transformadores

As manutenções preventivas e preditivas, como as recomendadas em (12) e (5), por exemplo, são importantes para evitar o envelhecimento precoce, assim como em relação à operação adequada, respeitando os limites nominais do equipamento e com proteções ajustadas.

Entretanto, existem ações de manutenção que efetivamente contribuem para o aumento da vida útil técnica do transformador. De modo geral, são aquelas que minimizam os fatores que aceleram o envelhecimento, como os citados no item anterior: temperatura, teor de umidade, teor de oxigênio e do nível de acidez do óleo.

Segundo (12) se a manutenção e a operação do transformador forem adequadamente conduzidas, sua vida útil poderá se estender até cinquenta anos. As intervenções de manutenção possuem graus de complexidade e abrangência, de acordo com o nível de intervenção (5).

Em intervenções maiores de reforma, realizadas em ambiente controlado e local especializado, pode-se ter escopos diversos, desde a troca completa dos enrolamentos e núcleo, isto significa praticamente a construção de um novo equipamento com poucos aproveitamentos, até uma revisão simples para revitalização com pequenos reparos e atualizações, trocas de vedações, revisão geral de todos os itens, carga de óleo novo e secagem da parte ativa.

Ambas as intervenções citadas contribuem positivamente com o aumento da longevidade do equipamento, porém em graus diferentes. Por exemplo, dentre as ações mais simples, a troca de vedações, cuja função é promover a estanqueidade evitando o acesso de umidade e oxigênio, por si só já prolonga a vida útil (5).

Existem ainda, outras ações de manutenção, que podem ser realizadas em campo, com ou sem desenergizar o transformador, que também contribuem com a longevidade.

Os tratamentos de óleo, como recondicionamento e regeneração, usualmente podem ser realizados em campo e com o equipamento operando. Ambos são recursos que melhoram a qualidade do óleo isolante quando detectado algum desvio nas análises de óleo periódicas. Deste modo, minimiza a deterioração da isolação sólida e outros componentes, por esse fator de qualidade do óleo.

A oxidação do óleo ocasiona a formação de uma borra insolúvel, a qual se deposita nas regiões mais frias da parte ativa do transformador, causando uma perda na capacidade de transferência de calor e consequente perda de vida útil (1). Portanto, uma intervenção que envolva limpeza da parte ativa também promove aumento na expectativa de vida.

Outro recurso de manutenção que pode ser aplicado, em campo ou ambiente controlado, é a secagem da parte ativa. Existem vários métodos de secagem, como demonstrado em (12) e (5), cabe análise técnica e de custo-benefício na escolha do melhor procedimento, mas todos eles promovem redução do nível de umidade da isolação sólida.

Segundo (5) a secagem de um transformador pode aumentar sua expectativa de vida útil, gerando assim benefícios financeiros, como exemplo, reduzindo a umidade da isolação sólida de um transformador, de 3% para 1%, pode-se estender sua da vida útil em aproximadamente 20 anos.

Por fim, existem muitos tipos de intervenções de manutenção, com diferentes níveis de complexidade e custos, que promovem o aumento da vida útil técnica dos transformadores de potência, em graus distintos. Dependendo do custo, podem ser realizados com OPEX, mas usualmente este tipo de orçamento é bastante limitado e relativamente difícil de justificar o custo-benefício da ação.

4.0 PROPOSTA DE REVISÃO REGULATÓRIA

Visto as diferentes intervenções de manutenção, realizadas em campo ou oficinas, que conferem aumento da vida útil técnica do transformador de potência, em maior ou menor grau dependendo do escopo e complexidade, a proposta de revisão regulatória visa otimizar o reinício da vida útil regulatória, após a intervenção.

Portanto, a sugestão consiste em, caso o ativo seja reparado, reformado ou transformado, este seja imobilizado com valor investido em adição ao residual, tal como a regra atual, mas com a contagem de vida útil regulatória equivalente a expectativa de vida real do equipamento.

A Figura 2 abaixo ilustra graficamente a proposta de revisão. No caso do exemplo, o equipamento foi reformado no mesmo momento e apurou-se uma vida útil técnica remanescente de 20 anos, após a reforma. Com a vida útil regulatória de 20 anos, observa-se uma taxa anual de retorno do investimento maior do que no modelo atual.

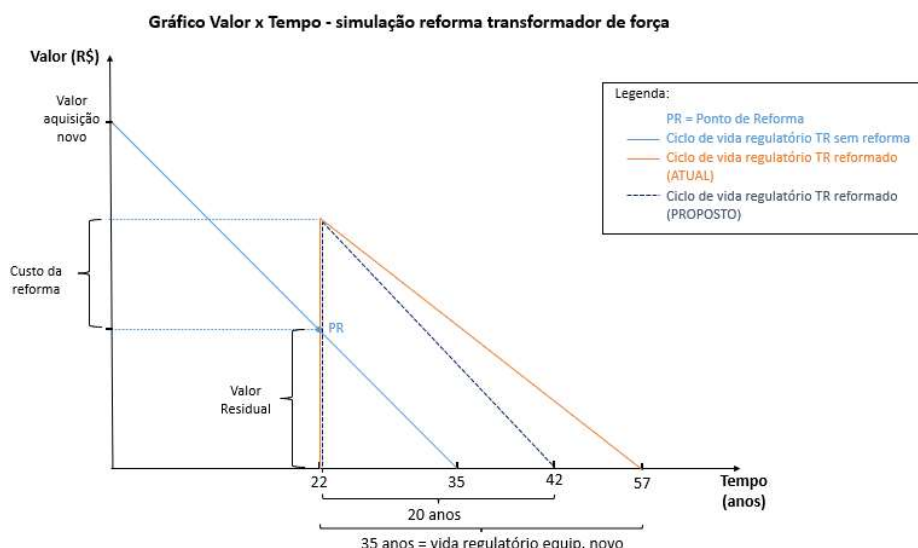


FIGURA 2 - Proposta de Revisão Regulatória

Deste modo, dentro do proposto, os projetos de reparo, reforma ou revitalização terão um retorno do investimento mais aderente à realidade e condição técnica do equipamento, mitigando também o risco de perda financeira devido ao fim de vida técnica antes do fechamento do período regulatório.

Ainda, neste cenário, há um maior equilíbrio entre os fatores para a tomada de decisão entre reforma e aquisição de novo equipamento, cabendo apuração e análise de outras variáveis para a deliberação, tais como risco, oportunidade, custo e desempenho.

Bem como viabiliza a criação de planejamentos de reformas e outras intervenções preventivas nos transformadores de potência, possibilitando a postergação do sucateamento de equipamentos, maior retorno do investimento em manutenção e oportunidades de atuação ao longo do ciclo de vida do ativo.

5.0 CONCLUSÕES

As empresas do setor elétrico atuam em um mercado regulado, dependem diretamente dos ativos físicos para estabelecerem os negócios e ainda, prestam um serviço público essencial. Portanto, a gestão de ativos é uma disciplina fundamental para assegurar os resultados no curto, médio e longo prazo, bem como para atingir os objetivos do planejamento estratégico.

Os transformadores de potência apresentam um alto valor agregado e a gestão do ciclo de vida desses ativos é considerada crítica na organização. Deste modo, as tomadas de decisão de manutenção, reforma ou substituição passam por avaliação multidisciplinar, buscando mitigar perdas financeiras e manter o nível de confiabilidade e segurança do sistema.

Pois, no contexto de gestão de ativos, os fundamentos técnicos e financeiros nas tomadas de decisão devem ser avaliados e ponderados de acordo com o modelo de negócio, respeitando as regulamentações, mas em busca do melhor retorno global para a organização, contribuindo com sua sustentabilidade.

A utilização de transformadores remonta as primeiras décadas do século XIX, portanto trata-se de um ativo amplamente estudado e consolidado, quando comparado a outros equipamentos do sistema elétrico. Por consequência, existem muitas técnicas de avaliação da condição do equipamento, bem como técnicas de manutenção diversas, desde as preventivas até as que contribuem para a extensão da vida útil técnica.

No entanto, cabe a cada empresa decidir as técnicas de manutenção que serão aplicadas. Neste aspecto, é um pressuposto lógico que, para maximização dos resultados financeiros, o ideal seria que a empresa adquira ativos com qualidade compatível e aplique técnicas de manutenção de modo a igualar o tempo de vida útil técnico, regulatório e econômico.

No que tange a reformas e outras intervenções de manutenção, a atual regulamentação estabelecida no MCSE não contribui para o referido ideal, uma vez que aumenta o tempo de retorno do investimento e representa risco de perda financeira caso a intervenção de reforma não seja completa.

Considera-se que revisão regulatória, proposta neste trabalho, promove maior aderência entre a vida útil técnica e regulatória e contribui para a viabilização de diversas ações de manutenção, importantes recursos na gestão do ciclo de vida dos transformadores de potência.

6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ASSUNÇÃO, Teresa Cristina Bessa Nogueira. Contribuição à Modelagem e Análise do Envelhecimento de Transformadores de Potência. 2007. 148 f. Tese (Doutorado) - Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, São João Del-Rei, 2007.
- (2) Agência Nacional de Energia Elétrica. MCSE: Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. Brasília, 2015.
- (3) Agência Nacional de Energia Elétrica. MCPSE: Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico. Brasília, 2015.
- (4) HASTING, N. A. J. Physical Asset Management: With an Introduction to ISO55000. Second Edition, Springer, 2015.
- (5) CIGRE Brasil. BT15: Guia de manutenção para transformadores de potência.
- (6) NEVES, E., et al. Evolution of Regulatory Framework on Reinforcements, Improvements and End of Useful Life of the Electric Power Transmission Assets in Brazil. 2020.
- (7) LAFRAIA, J. R. B. Manual de Confiabilidade, Manutenibilidade e Disponibilidade. Rio de Janeiro: Qualitymark Editora: Petrobras, 2014.
- (8) Agência Nacional de Energia Elétrica. RN 414/2010: Resolução normativa 414. Brasília, 2010.
- (9) Ji, Hong-xia, et al. Optimal Maintenance Decision of Power Transformers. IEEE, 2010, <https://doi.org/DOI.10.1109/ICECE.2010.960>.
- (10) BIANCHI, Paulo Roberto. Caracterização do Envelhecimento de Transformador de Potência: Análise Comparativa. 2000. 84 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2000.
- (11) IEEE Guide for the Evaluation and Reconditioning of Liquid Immersed Power Transformers.
- (12) MILASCH, M. Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante. São Paulo: Edgard Blucher LTDA, 1984.

DADOS BIOGRÁFICOS



- (1) HELEN VELOZO VENDRAMETO. Cursando mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual Paulista - UNESP (2021-2023). MBA em Gestão de Ativos e Engenharia de Manutenção (2020). Bacharel em Engenharia Elétrica, pela UNESP (2016). Atuação profissional como Engenheira Eletricista no Departamento de Gestão de Ativos na CPFL Paulista, desde 2016. Experiência na área de Gestão de Ativos, Gestão de Manutenção, Sistemas de Distribuição e Subtransmissão, Investimentos do Sistema Elétrico, Qualidade de Energia e Luminotécnica.

(2) LEONARDO DO NASCIMENTO PEREIRA. Cursando mestrado em engenharia elétrica com ênfase em sistemas de potência pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (POLI-USP) (2020-2022). Bacharel em engenharia elétrica com ênfase em sistemas de potência pela POLI-USP (2014-2019) com intercâmbio acadêmico na Huazhong University of Science and Technology (HUST) em Wuhan, China (2017-2018). É também técnico em eletrotécnica concomitante ao ensino médio pelo Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de São Paulo - Câmpus: São Paulo (IFSP-SP) (2010-2013). Ingressou no Grupo CPFL Energia em 2019 como estagiário e, desde então, atuou em diversas áreas de geração, distribuição e subtransmissão.

(3) JOÃO VITOR RAVAGNANI DIAS. MBA em Gerenciamento de Projetos pela UNISAL (2021). Licenciado em Matemática, pela R2 Formação Pedagógica (2020). Bacharel em Engenharia Elétrica, pela UFG (2018). Experiência internacional através de disciplinas de graduação e mestrado na UWA (University of Western Australia) (2016). Atuação profissional como Engenheira Eletricista no Departamento de Gestão de Ativos na CPFL Paulista, desde 2019. Experiência em Sistemas de Distribuição e Subtransmissão, Energia Solar Fotovoltaica e Qualidade de Energia.

(4) CHRISTIAN ROBERTO CAMPIONI DA CRUZ. Graduação em Engenharia Elétrica Faculdade Anhanguera Sorocaba (2012). Atuação profissional - Companhia Piratininga de Força e Luz - CPFL - Atual Engenheiro de Gestão de Ativos - Gestão em processos de manutenção do sistema da Subtransmissão; Investimentos em melhoramentos; Operação otimizada do sistema com rentabilidade econômica; Gerir contratos e projetos de obras de subestações e linhas de subtransmissão; Reserva técnica de equipamentos em recomposição e utilizações; Reformas de trafos de potência de subestações; Plano de manutenção de subestações e linhas de subtransmissão; Controles internos e baixas de ativos; Analisar taxa de falha; Manutenir a base sistema de dados; Seguros e sinistros.

(5) ANDRÉ NUNES DE SOUZA. Professor Titular da UNESP - 2014, Professor Adjunto (UNESP - 2005), Professor Doutor (UNESP - 1999), Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo EPUSP (1995-1999). Engenheiro Eletricista pela Universidade Presbiteriana Mackenzie (1991), Engenheiro de Segurança do Trabalho (UNESP-2000), Líder do Grupo de Pesquisa da FEB-LSISPOTI, Coordenador de Laboratório de Pesquisa LSISPOTI (2006). Áreas: Alta Tensão, Transmissão de Energia Elétrica, Distribuição de Energia Elétrica, Eficiência Energética, Nanotecnologia e Inteligência Artificial. Temas: Classificação e Identificação de Padrões, Transformadores, Equipamentos de Alta Tensão, Sistemas Subterrâneos, Microrredes e Sistemas Inteligentes. Coordenador do Curso de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da FEB (2021-2025).

(6) GIOVANNI MANASSERO JUNIOR. Possui graduação (1999), mestrado (2001) e doutorado (2006) em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (EPUSP), com ênfase em sistemas de potência. É professor da EPUSP desde 2009 onde coordena o Laboratório de Pesquisa em Proteção e Automação de Sistemas Elétricos. Desenvolve pesquisa na área de proteção, controle e automação de sistemas elétricos, participou de mais de vinte projetos financiados por agências de fomento e pelo programa de P&D da ANEEL, é autor

de mais de quarenta artigos publicados em periódicos e em congressos nacionais e internacionais e possui duas patentes depositadas no INPI.

(7) VAGNER VASCONCELLOS. Vagner Vasconcellos. Nascido em 1973 em Sorocaba, SP possui graduação em Engenharia Elétrica pela Faculdade de Engenharia de Sorocaba FACENS (1998), Mestrado (2007) e Doutorado (2016), ambos em Sistemas de Potência pela Escola Politécnica da USP, e MBA em Gerenciamento de Projetos FGV Campinas (2019). Experiência de 25 anos no Setor elétrico e desde 2016 atua como Engenheiro da Área de Normas e Padrões do Grupo CPFL Energia.