

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JULIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA DE BAURU - FEB
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

HELEN VELOZO VENDRAMETO

AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA
CONSIDERANDO ASPECTOS TÉCNICOS, REGULATÓRIOS E ECONÔMICOS

Bauru
2023

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JULIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA DE BAURU - FEB
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

HELEN VELOZO VENDRAMETO

AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA
CONSIDERANDO ASPECTOS TÉCNICOS, REGULATÓRIOS E ECONÔMICOS

Dissertação apresentada ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia de Bauru (FEB) da Universidade Estadual Paulista (UNESP), para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. André Nunes de Souza

Coorientador: Prof. Dr. Danilo Sinkiti Gastaldello

Bauru
2023

V453a Vendrameto, Helen Velozo
Avaliação do ciclo de vida de transformadores de potência considerando aspectos técnicos, regulatórios e econômicos / Helen Velozo Vendrameto. -- Bauru, 2023
87 p. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista (Unesp), Faculdade de Engenharia, Bauru
Orientador: André Nunes de Souza
Coorientador: Danilo Sinkiti Gastaldello

1. Transformadores de Potência. 2. Gestão de Ativos. 3. Ciclo de Vida. 4. Gestão de Riscos. I. Título.

Sistema de geração automática de fichas catalográficas da Unesp. Biblioteca da Faculdade de Engenharia, Bauru. Dados fornecidos pelo autor(a).

Essa ficha não pode ser modificada.

ATA DA DEFESA PÚBLICA DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO DE HELEN VELOZO VENDRAMETO, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DA FACULDADE DE ENGENHARIA - CÂMPUS DE BAURU.

Aos 24 dias do mês de maio do ano de 2023, às 14:30 horas, por meio de Videoconferência, realizou-se a defesa de DISSERTAÇÃO DE MESTRADO de HELEN VELOZO VENDRAMETO, intitulada **AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA CONSIDERANDO ASPECTOS TÉCNICOS, REGULATÓRIOS E ECONÔMICOS**. A Comissão Examinadora foi constituída pelos seguintes membros: Prof. Dr. ANDRE NUNES DE SOUZA (Orientador(a) - Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Bauru UNESP, Prof. Dr. PEDRO DA COSTA JUNIOR (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Bauru - UNESP, Prof. Dr. SHIGEAKI LEITE DE LIMA (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Federal do Maranhão. Após a exposição pela mestranda e arguição pelos membros da Comissão Examinadora que participaram do ato, de forma presencial e/ou virtual, a discente recebeu o conceito final: _____

APROVADA. Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que após lida e aprovada, foi assinada pelo(a) Presidente(a) da Comissão Examinadora.



Prof. Dr. ANDRE NUNES DE SOUZA

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço ao meu marido Lucas, meus pais Maria Clara e Jair, também minha irmã Letícia, pelo carinho e atenção de sempre e por serem a motivação para superar os desafios da vida.

Aos colegas da CPFL e ISA CTEEP, agradeço pelas experiências compartilhadas e pela parceria nos tantos projetos desenvolvidos.

Ao meu orientador Prof. Dr. André Nunes de Souza e coorientador Prof. Dr. Danilo Sinkiti Gastaldello por terem me aceitado como aluna e pelos incontáveis conhecimentos, conselhos e experiências compartilhados.

Aos colegas do Laboratório de Sistemas de Potência e Técnicas Inteligentes (LSISPOTI) pelo suporte, conhecimentos compartilhados e as construtivas interações. Aos demais professores do programa de pós-graduação da UNESP pelos importantes conhecimentos transmitidos.

RESUMO

Os transformadores de potência, para as empresas do setor elétrico, estão entre os ativos de maior criticidade, tanto por representar um valor individual relativamente alto, quanto pela importância sistêmica, em termos de confiabilidade e qualidade do fornecimento de energia. Portanto, a gestão do ciclo de vida desses ativos é muito impactante na rentabilidade e sustentabilidade do negócio. O ciclo de vida pode ser dividido em macroprocessos, iniciando com a etapa de concepção e aquisição, seguindo para o período de operação e manutenção e finalizando com o processo de desativação e renovação. As estratégias e decisões tomadas em cada etapa repercutem nas demais, seja na longevidade ou qualidade dos resultados. No atual cenário de crescimento da demanda por energia elétrica e infraestrutura atual que requer renovação, a gestão de ativos torna-se vital para garantir o atendimento da demanda futura e adequada gestão dos riscos. A gestão de ativos, para decisões do ciclo de vida, propõe equilibrar os fatores de custo, risco e desempenho. O objetivo deste trabalho é avaliar o ciclo de vida de transformadores de potência sob o ponto de vista técnico, regulatório e econômico e propor aperfeiçoamento da regulamentação vigente e um modelo para gestão desse ativo. Para alcançar este objetivo serão avaliadas e correlacionadas as variáveis regulatórias, técnicas e econômicas com intuito de fomentar uma melhor tomada de decisão no ciclo de vida de transformadores.

Palavras-chave: Transformadores de Potência; Gestão de Ativos; Ciclo de Vida; Gestão de Riscos

ABSTRACT

Power transformers are among the most critical assets for electric utility, as they have high individual value and are important for the system in terms of reliability and quality of power supply. Therefore, managing the lifecycle of these assets has a high impact on the profitability and sustainability of the business. The life cycle can be divided into macro processes, starting with the design and acquisition stage, followed by operation and maintenance, and ending with the decommissioning and renewal process. The strategies and decisions taken at each stage have repercussions on the others, whether in terms of longevity or quality of results. In the current scenario of growing demand for electricity and current infrastructure that requires renovation, asset management becomes vital to ensure future demand will be met and adequate risk management. Asset management, for lifecycle decisions, proposes to balance cost, risk, and performance factors. The objective of this work is to evaluate the life cycle of power transformers from a technical, regulatory, and economic point of view and to propose improvement of current regulations and a model for managing this asset. To achieve this objective, regulatory, technical, and economic variables will be evaluated and correlated to encourage better decision-making in the life cycle of transformers.

Keywords: Power Transformers; Asset Management; Life cycle; Risk management

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Curva da banheira padrão	31
Figura 2 - Processo de gestão de riscos	45
Figura 3 - Representação do ponto ótimo de custos.....	50
Figura 4 - Diagrama cenários para tomada de decisão do ciclo de vida	52
Figura 5 - Ciclo de vida regulatório ativos com ou sem reforma, para contratos renovados...	53
Figura 6 - Ciclo de vida regulatório ativos com ou sem reforma, para contratos renovados, incluindo vigência contrato de concessão	55
Figura 7 - Ciclo de vida regulatório ativos com ou sem reforma, contratos licitados.....	57
Figura 8 - Gráfico de confiabilidade versus vida remanescente.....	62
Figura 9 - Ciclo de vida transformador em operação contínua	66
Figura 10 - Ciclo de vida transformador reformado (contrato renovado)	66
Figura 11 - Ciclo de vida transformador reformado (contrato licitado)	67
Figura 12 - Ciclo de vida transformador substituído (contrato renovado)	67
Figura 13 - Simulação ciclo de vida estudo de caso. a) transformador TR1. b) transformador TR2	70
Figura 14 - Ciclo de vida regulatório ativos, contratos renovados, proposta regulatória.....	72
Figura 15 - Ciclo de vida transformador reforma com otimização dos custos.....	77
Figura 16 - Ciclo de vida transformador proposta regulatória	78

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
FMEA	<i>Failure Mode and Effect Analysis</i>
FMECA	<i>Failure Mode, Effect and Critical Analysis</i>
GA	Gestão de ativos
GP	Grau de Polimerização
LCC	<i>Life Cycle Cost</i>
MCC	Manutenção Centrada em Confiabilidade
MCSE	Manual de Contabilidade do Setor Elétrico
MCPSE	Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
PV	Parcela Variável
PRODIT	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
PRORET	Procedimento de Regulação Tarifária
RAP	Receita Anual Permitida
SGA	Sistema de Gestão de Ativos
TCO	<i>Total Cost of Ownership</i>
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	12
1.1 OBJETIVOS.....	14
1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	15
CAPÍTULO 2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	16
2.1 ESTUDO DE ANTERIORIDADE	16
2.2 VIDA ÚTIL REGULATÓRIA	18
2.2.1 Regulamentação do setor elétrico	18
2.2.2 Manual de controle patrimonial	21
2.2.3 Contabilização das reformas	22
2.3 TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA	22
2.3.1 Definições	22
2.3.2 Ciclo de vida de transformadores	24
2.3.3 Avaliação de risco de transformadores	30
2.3.4 Vida útil técnica remanescente	36
2.4 GESTÃO DE ATIVOS	41
2.4.1 Definições	41
2.4.2 Tomada de decisão	43
2.4.3 Gestão de riscos	44
2.4.4 Custo do ciclo de vida.....	47
CAPÍTULO 3 - DIRETRIZ METODOLÓGICA	52
3.1 VARIÁVEIS REGULATÓRIAS.....	52
3.1.1 Contratos renovados.....	53
3.1.2 Contratos licitados	56
3.2 VARIÁVEIS TÉCNICAS	57

3.2.1	Valor de aquisição.....	57
3.2.2	Custos de manutenção.....	58
3.2.3	Valoração do risco de falha.....	60
3.2.4	Custo de reforma.....	61
3.3	VARIÁVEIS ECONÔMICAS	63
3.4	CORRELAÇÃO DAS VARIÁVEIS	64
3.5	ESTUDO DE CASO	68
CAPÍTULO 4 - ANÁLISE DOS RESULTADOS.....		71
4.1	PROPOSTA DE APRIMORAMENTO REGULATÓRIO	71
4.2	ANÁLISE CICLO DE VIDA.....	73
4.2.1	Contratos licitados	73
4.2.2	Operação contínua.....	74
4.2.3	Reforma.....	75
4.2.4	Substituição por novo equipamento.....	78
4.2.5	Análise do estudo de caso	79
CAPÍTULO 5 - CONCLUSÃO		81
5.1	ASPECTOS GERAIS.....	81
5.2	PUBLICAÇÃO RELACIONADA AO TRABALHO	82
REFERÊNCIAS		83

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

Um serviço público é caracterizado como essencial quando envolve a satisfação de necessidades básicas, relacionadas a dignidade da pessoa humana e adequado funcionamento da sociedade. A constituição brasileira de 1988 prevê o fornecimento de energia elétrica como um dos serviços públicos essenciais e o Estado deve garantir o acesso de todos.

A ocorrência no estado do Amapá, em novembro de 2020, demonstra o impacto social da interrupção no fornecimento de energia. Durante mais de vinte dias de restrição, os serviços de abastecimento de água, serviços de internet e telefonia foram afetados, bem como houve limitação do acesso a rede bancária, disponibilidade de combustíveis em postos e distribuição de alimentos, levando ao decreto de estado de emergência e protestos populares.

Para a prestação do serviço público existe a possibilidade de parceria entre o Estado e a iniciativa privada na forma de concessão. Com isso, por meio de contrato, são estabelecidas as obrigações e responsabilidades, penalidades, prazos e tarifas. A organização responsável pela concessão assume o compromisso com a prestação do serviço público, de forma adequada e eficiente, respeitando os regulamentos estabelecidos pelo Estado.

Para o setor elétrico, por meio da Lei nº 9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997 é criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), cuja atribuição é regulamentar e fiscalizar os serviços de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil.

A ANEEL, na Resolução Normativa nº 1000/2021, define como serviço adequado aquele que atende às condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.

Diante disso, a regulamentação do setor elétrico vincula o desempenho financeiro dos agentes de distribuição e transmissão aos índices de continuidade do fornecimento de energia, a eficiências nos custos de manutenção e a base de ativos imobilizada (equipamentos e linhas de transmissão, por exemplo).

A regulamentação reconhece os investimentos para renovação da base de ativos imobilizada na forma de tarifa, pois isto contribui diretamente com o aumento dos índices de continuidade e confiabilidade do sistema, assim como dos níveis de segurança e de atualização tecnológica de equipamentos e sistemas.

Todavia, como contraponto, a modicidade tarifária também é um pilar do serviço adequado, a qual, conceitualmente, pressupõe a oferta de serviço adequado com o menor custo

possível (tarifa), contribuindo deste modo com a universalidade do acesso e resguarda o interesse econômico do consumidor.

Nesse sentido, a ANEEL, por meio do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE) estabelece a vida útil regulatória dos ativos, a qual representa o tempo de amortização do investimento. Portanto, caso um equipamento seja substituído antes de finalizar esse período, haverá uma perda financeira equivalente ao seu residual contábil atual.

Com isso a ANEEL estabelece um equilíbrio dos fatores de investimento e modicidade tarifária, pois promove os incentivos financeiros para renovação dos ativos, porém de maneira prudente. Ou seja, determina um tempo mínimo, respeitando os limites técnicos de operação confiável e segura, contribuindo com a modicidade tarifária.

Embora o MCPSE estabeleça a vida útil regulatória, não existe obrigação de substituição de ativos. Além disso, até um passado recente, é incomum no setor elétrico, tanto público quanto privado, o estabelecimento de estratégias claras para renovação dos ativos, isto inclui a definição, a longo prazo, de qual ativo será substituído, quando e como deve ser realizado, bem como os critérios de priorização.

A falta de estratégia resulta em uma exploração indeterminada dos ativos e aplicação de investimentos de modo reativo, ou seja, para recomposição do sistema após a falha ou identificação de defeito de alta gravidade no equipamento, bem como investimentos por necessidades de expansão do sistema.

Pelo contexto apresentado, o atual cenário do setor elétrico é de um parque de ativos relativamente envelhecido. Ainda, reverter esta tendência é um grande desafio, considerando as limitações de recursos para a renovação, isto inclui tempo de execução, fornecedores, materiais, mão de obra, tecnologia e flexibilidade de manobra do sistema elétrico.

Além disso, outro fator agravante é a perspectiva de aumento da demanda de energia elétrica no médio e longo prazo, em um contexto de transição energética, pois concorre com os mesmos recursos listados acima. A transição energética vislumbra maior eletrificação, uma matriz energética predominantemente renovável e diminuição de poluentes.

Portanto, para que as empresas do setor elétrico continuem prestando um serviço adequado a longo prazo, apesar da limitação de recursos e do parque de ativos envelhecido, bem como assegurando a rentabilidade e sustentabilidade do negócio, é importante que sejam discutidas e estabelecidas estratégias de renovação, gestão de riscos e otimização dos custos de manutenção.

Um Sistema de Gestão de Ativos (SGA), como estabelecido na série de normas ABNT NBR ISO 55.000, pode auxiliar com essas e outras questões, uma vez que propõe associação e

equilíbrio das variáveis custo, risco e desempenho, ao longo do ciclo de vida do ativo, para atingir os objetivos da organização (ABNT, 2014). A certificação na referida norma é uma tendência nas empresas do setor elétrico e, ainda, em alguns países, os agentes regulamentadores passaram a exigir certificação dos concessionários de energia elétrica.

A estratégia de gestão de ativos é 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 (ASSUNÇÃO, 2007).

Um dos principais conceitos de gestão de ativos e balizador do SGA, são os ativos críticos, ou seja, aqueles que possuem potencial de impactar os objetivos da organização. Um equipamento pode ser crítico devido ao seu valor de aquisição, condição de funcionamento ou segurança, potencial de impacto em um sistema, entre outros.

Para as empresas de transmissão e distribuição, os transformadores de potência das subestações representam os ativos de maior valor financeiro individual e de alto potencial de impacto na confiabilidade do sistema, por esta razão é recomendável que sejam considerados e gerenciados como ativos críticos para o negócio.

Apesar das normas de gestão de ativos oferecerem suporte quanto a ferramentas e metodologias, apenas definem “o que” deve ser realizado, enquanto o “como” aplicar depende do contexto e necessidade de cada empresa ou processo.

Portanto, a proposta deste trabalho é estudar o ciclo de vida de transformadores de potência, pois são ativos críticos, conhecendo os requisitos regulatórios, aspectos técnicos que determinam a condição e capacidade do equipamento, bem como os econômicos, no que tange a comparação entre alternativas de investimentos.

1.1 OBJETIVOS

Objetiva-se com este trabalho realizar uma análise do ciclo de vida dos transformadores de potência, sob os aspectos regulatórios, técnicos e econômicos. Com isso, propor estratégias para otimização dos resultados no longo prazo.

Para alcançar o objetivo geral do trabalho, são propostos alguns objetivos específicos:

- Compreender como os aspectos regulatórios, econômicos e técnicos afetam a gestão do ciclo de vida de um transformador;
- Análise de correlação entre os aspectos regulatórios, econômicos e técnicos; e
- Estudo de caso com aplicação dos conceitos regulatórios, técnicos e econômicos.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho é organizado em cinco capítulos. O Capítulo 2 contempla a revisão bibliográfica, dividida entre o estudo de anterioridade e os conceitos teóricos de suporte para desenvolvimento do estudo proposto. Em seguida, no Capítulo 3 foram relacionadas as diretrizes metodológicas, que consistem no caminho percorrido para se obter os resultados. O Capítulo 4 apresenta a análise dos resultados. Finalmente, no Capítulo 5, encontram-se as conclusões e considerações finais deste trabalho.

CAPÍTULO 2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta os conceitos teóricos que suportam o desenvolvimento deste trabalho, contemplando uma síntese da regulamentação do setor elétrico brasileiro, conceitos sobre transformador de potência e sobre gestão de ativos. Além disso, apresenta um estudo de anterioridade das publicações relacionadas com a proposta desta pesquisa.

2.1 ESTUDO DE ANTERIORIDADE

O ciclo de vida de um transformador de potência inicia com a concepção e fabricação, passando pela instalação e comissionamento, operação e manutenção, até o momento em que é desativado e descartado. Em cada uma dessas etapas, importantes decisões são tomadas e refletem na longevidade do equipamento, bem como na rentabilidade financeira do ativo.

Em relação ao processo de gestão de manutenção, SOUVANNALATH *et al.* (2022) propõe uma matriz tridimensional de riscos para auxiliar na tomada de decisão em manutenção, levando em consideração dados técnicos para determinar a condição do ativo e a importância, bem como aspectos de custos para a dimensão econômica da matriz.

A análise técnica da condição do equipamento é um importante subsídio para uma adequada decisão de substituição de um ativo. DIXON e ROBEY (2022) apresentam um estudo de caso para definir os problemas básicos envolvendo transformadores, avaliando o sistema de isolamento e os critérios usados para determinar se um transformador deve permanecer em serviço ou ser substituído, bem como discutem métodos de monitoramento *online*.

Considerando que uma empresa precisa gerenciar recursos para manutenção e renovação de vários ativos, conhecer a vida útil remanescente auxilia com a priorização. NADERIAN *et al.* (2019) desenvolveu um modelo para estimar a vida útil remanescente, a partir do padrão proposto pelas normas, agregando parâmetros como temperatura do ponto quente, umidade, oxigênio, a proporção de óxidos de carbono, o grau de polimerização e a concentração de furfural ou metanol como marcadores de envelhecimento.

PRASOJO *et al.* (2021), também reforça a importância de prever a vida remanescente de transformadores e, nesse sentido, muitos estudos foram realizados para correlacionar a condição do papel isolante e o envelhecimento, entretanto o autor desenvolve um método multiparâmetros para avaliação, utilizando dados de 49 transformadores para formulação do modelo.

A reforma é um recurso importante para gestão do ciclo de vida, pois oferece alternativa em relação a substituição e pode também estender o tempo de vida útil. QUEIROZ *et al.* (2020) considera aspectos técnicos e de gestão de ativos em um estudo de caso para definição de reforma de autotransformadores com 30 anos de operação, utilizando análise do custo de ciclo de vida como ferramenta de avaliação das alternativas, bem como utiliza o valor presente líquido e riscos anualizados.

O'NEILL, CARPENTER e NOONAN (2020) afirmam que a gestão do ciclo de vida tradicional de transformadores de potência não é mais adequada, pois resulta em descarte de equipamentos antes do fim de vida útil técnica, portanto, o artigo discute os testes, ferramentas e metodologias de gestão de ciclo de vida atuais, que podem acrescentar mais de 30 anos na expectativa de vida, bem como apresenta estudos de caso reais.

Outro recurso técnico para otimizar as decisões de gestão de ativos é a obtenção de informações a partir dos históricos de operação e manutenção dos equipamentos. BECKETT e LAI (2020) relatam a experiência com defeitos simultâneos em transformadores de subestação e as oportunidades identificadas no processo de gestão de riscos. Constataram que algumas falhas podem ser agrupadas a partir de uma causa comum e explora seus antecedentes para modelagem. A partir disso realizam um estudo em dados históricos para quantificar os riscos e discutem as melhorias de custo e confiabilidade.

Realizar a gestão de um portfólio de ativos numeroso é desafiador, pois muitas vezes existe uma variedade de tipos de equipamentos e tecnologias, além de diferentes idades. Um desafio adicional é inserido quando os equipamentos estão envelhecidos, nesse contexto, AZIZ *et al.* (2022) desenvolveram uma sistemática para priorização de atividades de manutenção, combinando o índice de condição de saúde e o índice de riscos, a qual foi aplicada em mais de 100 equipamentos.

Para garantir a rentabilidade e continuidade dos negócios, além do subsídio técnico para as decisões, é necessário analisar os melhores cenários em termos de custos. BAO *et al.* (2022) desenvolveu um método para determinação da vida útil econômica por meio do levantamento dos riscos de operação de ativos antigos e das motivações para substituição do equipamento. XU *et al.* (2021) propõe um método para determinar o ponto ótimo de descomissionamento, associando aspectos técnicos e de custo do ciclo de vida.

RHEIN *et al.* (2017) coloca que a regulação alemã incentiva a otimização de custos. Portanto, propõe um modelo de otimização para alocação de recursos de manutenção ao longo do ciclo de vida e para substituição do ativo, com base na aplicação de algoritmo genético e considerando informações como: idade, condição, risco e importância do equipamento. Ainda,

aplica o modelo em alguns equipamentos e compara os resultados com a estratégia tradicional (manutenção baseada no tempo).

Por fim, especialmente para empresas que atuam em mercados regulados, os aspectos regulatórios precisam ser considerados nas decisões do ciclo de vida dos ativos. NEVES *et al.* (2020) traz contribuições para evolução do modelo regulatório brasileiro, no contexto de ativos envelhecidos do sistema de transmissão brasileiro, na ordem de 100 mil equipamentos com a vida útil regulatória superada até 2022, alto volume de OPEX em relação ao CAPEX das empresas e quantidade de intervenções para aprovação do regulador.

2.2 VIDA ÚTIL REGULATÓRIA

A seguir, será apresentado um contexto geral da regulamentação do setor elétrico, bem como a definição dos dois tipos de contratos de concessão existentes, renovados e licitados, conceito importante para a análise do ciclo de vida regulatório. Também discorre sobre o manual para controle patrimonial do setor elétrico e finaliza apresentando as regras de contabilização de reformas.

2.2.1 Regulamentação do setor elétrico

O fornecimento de energia elétrica ideal, do ponto de vista do consumidor, deve atender a requisitos como: suprir a demanda com um nível de qualidade, continuidade e confiabilidade adequados, com o menor preço possível, bem como garantir a minimização de impactos ambientais e de segurança das pessoas.

A ANEEL tem como desafio promover o equilíbrio entre os interesses dos consumidores e agentes do setor elétrico. Para isso, atua, de modo geral, regulamentando, fiscalizando e definindo medidas que estabelecem os padrões mínimos de qualidade e que estimulam a melhoria contínua do produto e serviço.

As regras de tarifação das distribuidoras e transmissoras são definidas pela ANEEL no PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária). Trata-se de um conjunto de procedimentos regulatórios para estabelecer a tarifa de energia elétrica, incluindo as regras para o cálculo e revisão periódica das tarifas.

Sendo a energia elétrica um insumo essencial para a sociedade, dentre os aspectos mais determinantes do nível de qualidade do serviço de fornecimento estão a continuidade e

estabilidade. Com isso, a regulação estabelece indicadores de continuidade e frequência de interrupção, atrelados a sanções econômicas para os diversos agentes do setor.

Para a distribuição de energia elétrica, segundo ANEEL (2021) o Módulo 8, denominado qualidade do fornecimento, do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), estabelece os indicadores de continuidade, alguns são:

- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC): indicador coletivo que mede o tempo médio de interrupção de energia elétrica ao longo do ano;
- Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC): indicador coletivo que mede a quantidade média de interrupções de energia elétrica ao longo do ano;
- Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC): indicador individual que mede o tempo das interrupções na unidade consumidora no período, referência para o processo de compensação financeira do consumidor; e
- Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (FIC): indicador individual que mede a quantidade de interrupções na unidade consumidora no período, referência para o processo de compensação financeira do consumidor.

Para as transmissoras de energia elétrica, conforme ONS (2009), o Submódulo 15.12 define a Parcela Variável (PV) descontada da receita, por Funções Transmissão (FT) que compõem as concessões de transmissão, subsidiando o processo mensal de encargos de transmissão.

Existem diferentes tipos de PV, são: por indisponibilidade, restrições operativas temporárias, atraso da entrada em operação, cancelamento de intervenções aprovadas e utilização de equipamento reserva.

A interrupção no fornecimento, além dos prejuízos associados aos indicadores regulatórios, acarreta outros impactos econômicos, diretos ou indiretos, para as transmissoras e distribuidoras, tais como:

- Perda de faturamento decorrente do consumo de energia interrompido;
- Pagamento de compensações aos clientes interrompidos;
- Custos para restabelecimento do sistema em emergência;

- Custos para manutenção, reparo ou substituição de materiais e equipamentos afetados;
- Perda financeira atrelada a materiais e equipamentos não recuperáveis;
- Potencial de multas por transgressão de indicador de continuidade coletivos;
- Potencial de multas por sobrecontratação de energia;
- Ressarcimento de prejuízos aos consumidores, decorrentes da interrupção ou qualidade do fornecimento de energia elétrica;
- Investimento em estratégias para reparo da imagem e reputação da empresa;
- Eventuais pagamentos de franquias de ativos assegurados;
- Eventuais pagamentos de multa por indisponibilidade do sistema, quando há conexão de gerador; e
- Eventuais pagamentos de multas contratuais.

A efetiva identificação de potenciais impactos econômicos decorrentes de interrupções no fornecimento de energia elétrica é importante para definição da criticidade dos ativos e auxilia nas tomadas de decisão estratégicas, tanto de manutenção quanto de investimentos.

De modo geral, a regulamentação promove incentivos para a aumento da continuidade do fornecimento, bem como controle da tarifa para incentivar a modicidade tarifária. Com isso, acaba criando um paradoxo, pois o investimento na infraestrutura que resulta em maior confiabilidade do sistema, também compõe a base tarifária.

Cabe ressaltar que esse fato se aplica somente para os contratos de concessão renovados, na prorrogação regulamentada pela lei nº 12.783 de 2013 (BRASIL, 2013). Todavia, outro paradoxo semelhante ocorre no processo licitatório, no qual o objetivo é a construção de novas instalações e contratação de serviço de transmissão pela menor Receita Anual Permitida (RAP), pelo prazo de 30 (trinta) anos, ao passo que mantém critérios de qualidade do serviço (continuidade) vinculada à receita auferida e, ainda, sem incentivo econômico para reforços e melhorias ao longo do período de concessão.

Nesse sentido, a sustentabilidade e rentabilidade do negócio depende da identificação do ponto ótimo entre esses fatores conflitantes, considerando o contexto organizacional de cada empresa, bem como da assertividade na alocação dos investimentos na infraestrutura atual e no planejamento de expansão do negócio.

Referente aos contratos renovados, a lei nº 9.074 de 8 de julho de 1995 possibilitou a prorrogação de concessões de transmissão por mais 20 anos (BRASIL, 1995b). Mas, no período entre 1995 e 2002, estabeleceu-se legalmente a competitividade por meio de licitação de novos empreendimentos da expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN). Em 2013, a lei 12.783

de janeiro de 2013 regulamentou nova prorrogação das concessões de transmissão e distribuição vigentes, pelo prazo de 30 anos (BRASIL, 2013).

Para os contratos renovados, ou não licitados, existe uma revisão tarifária periódica que considera a base atual de ativos, reconhecendo investimentos de reforços e melhorias na infraestrutura realizados no último ciclo. Nos contratos licitados, o preço do serviço é definido por competição e o ganhador pode explorar a concessão por 30 anos, com a RAP pré-definida no leilão.

2.2.2 Manual de controle patrimonial

O processo de controle patrimonial tem como finalidade gerenciar os ativos e bens patrimoniais de uma empresa, abrangendo atividades de registro, avaliação, movimentação e alienação. As diretrizes e procedimentos deste processo são estabelecidos e documentados em manuais de controle patrimonial.

Segundo SOUZA *et al.* (2012), o controle patrimonial adequado está associado ao nível de desempenho de uma empresa, uma vez que a precisão dos dados e balanços influencia na assertividade das tomadas de decisão administrativas. Além disso, no aspecto fiscal, o controle patrimonial mitiga riscos de sonegação ou pagamento indevido de impostos.

No setor elétrico, a ANEEL estabeleceu o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE) em 2009, a partir da Resolução Normativa ANEEL n.º 367/2009, revisada em 2015 e, conforme ANEEL (2015), é uma norma obrigatória para todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas de energia elétrica.

O MCPSE estabelece especificações gerais para controle patrimonial, requisitos de cadastro de bens e instalações e as instruções para envio periódico de dados de patrimônio, permitindo o controle e fiscalização da agência reguladora (SOUZA *et al.*, 2012).

Além disso, o MCPSE estabelece a vida útil regulatória, por meio de uma taxa linear de depreciação, para cada tipo de bem. Na perspectiva da regulação, essa é a duração máxima de utilização do ativo. O período foi estabelecido com base em estudos e pesquisas realizadas pelo órgão regulador, em parceria com demais agentes do setor, considerando critérios técnicos (condição de uso, obsolescência e manutenção) e econômicos.

É importante ressaltar que a vida útil regulatória é uma referência para o setor regulado, importante para balizar a gestão dos ativos, definição de condições contratuais e investimentos em renovação, mas não coincide necessariamente com a vida útil técnica dos equipamentos, a qual está atrelada aos aspectos físicos da condição e capacidade do ativo.

Como exemplo, um transformador de potência possui vida útil regulatória, pelo MCPSE, de 35 anos, entretanto, sob condições adequadas de utilização e manutenção, poderá operar com segurança e confiabilidade por um tempo maior, sendo esse aspecto relacionado a vida útil técnica do equipamento.

Entretanto, o período em que o ativo operar, além do limite regulatório, não será reconhecido na tarifa, pois estará completamente depreciado, portanto representa uma perda de receita para as empresas e, deste modo, a ANEEL incentiva financeiramente a renovação dos equipamentos.

A vida útil regulatória também fomenta o uso e manutenção adequados dos ativos, uma vez que, caso o equipamento seja desativado antes do limite regulatório, o valor residual contábil será perdido, impactando financeiramente as empresas.

2.2.3 Contabilização das reformas

As reformas realizadas em equipamentos podem ser reconhecidas como investimento pela ANEEL, conforme regras para contabilização e amortização definidas pelos manuais MCPSE e MCSE (Manual de Contabilidade do Setor Elétrico).

Os investimentos são reconhecidos nas tarifas e representam, portanto, uma receita para as empresas, entretanto, caso a reforma não seja reconhecida, os custos são tratados como despesas de manutenção.

O MCSE estabelece que, sempre que um bem sofrer um reparo, reforma ou transformação que resulte na alteração da vida útil, o valor será imobilizado em adição ao valor residual do ativo e a contagem da vida útil regulatória deverá ser reiniciada, de acordo com o MCPSE (ANEEL, 2022).

2.3 TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

A seção 2.3.1 destina-se a apresentação de conceitos associados ao objeto de estudo deste trabalho, os transformadores de potência. Iniciando com a apresentação de definições sobre o equipamento e contextualização no sistema elétrico, na sequência aborda aspectos do ciclo de vida desse ativo, avaliação de riscos e vida útil remanescente.

2.3.1 Definições

O transformador é um dispositivo estático que, por indução magnética, transmite energia elétrica ou potência de um circuito para outro de mesma frequência, usualmente transformando tensões e correntes, ou os valores de impedâncias do circuito (TAMURA, 2022; FRONTIN *et al.*, 2013).

Os transformadores possuem ampla aplicação no sistema elétrico, podendo ser utilizados em subestações de usinas geradoras de energia elétrica, subestações do sistema de transmissão e de distribuição, bem como nas redes de distribuição. Pode ser encontrado com diferentes configurações: trifásico ou monofásico; meio isolante a seco ou a óleo; elevador ou abaixador.

Para este trabalho, considera-se como transformador de potência os equipamentos de subtransmissão e transmissão, isto é, com nível de tensão acima de 34,5 kV até 765 kV, independentemente da potência.

A estrutura básica de um transformador de potência é constituída dos seguintes componentes, conforme FRONTIN *et al.* (2013) e MILASCH (1984):

- Núcleo: estrutura central do transformador, composta de chapas de material ferromagnético, sustentadas por vigas metálicas. Responsável por conduzir o fluxo magnético;
- Enrolamentos: os enrolamentos são formados por bobinas cilíndricas de cobre, dispostas axialmente nas colunas do núcleo do transformador. Os enrolamentos, em conjunto com o núcleo, constituem a parte ativa do transformador;
- Isolação: constituída basicamente por óleo isolante e celulose. Os condutores são envolvidos com papel para isolamento entre as espiras e o óleo tem a função de isolação e refrigeração do equipamento;
- Buchas: elemento de conexão entre os enrolamentos do transformador e os circuitos externos;
- Comutadores de derivação: dispositivo eletromecânico utilizado para ajuste da relação de transformação, permitindo que o transformador seja conectado a diferentes níveis de tensão de entrada ou saída;
- Tanque: trata-se da estrutura física que envolve o transformador, geralmente feito de aço e possui janelas para visualização e inspeção interna; e
- Acessórios: inclui o tanque de expansão, dispositivos do sistema de proteção e controle, radiadores, ventiladores e gaxetas.

2.3.2 Ciclo de vida de transformadores

Nesta subseção serão apresentados os conceitos e considerações relevantes para o entendimento do ciclo de vida dos transformadores de potência no setor elétrico. O ciclo de vida pode ser dividido em quatro macroprocessos, sendo:

- Criar: considera os aspectos desde a especificação técnica do ativo até a entrada em operação;
- Operar: considera os aspectos de utilização e operação do equipamento ao longo do tempo;
- Manter: abrange as atividades realizadas para a conservação do ativo; e
- Renovar: inclui tanto as atividades para o descarte, quanto as eventuais reformas no equipamento.

O início do ciclo de vida pode ocorrer pela substituição ou reforma de uma unidade em operação, motivada pela condição do equipamento atual. Além disso, existem situações em que novas instalações são necessárias para expandir o sistema elétrico e incluem a aquisição de novo transformador.

Na rede básica de transmissão, os estudos desenvolvidos no Planejamento Decenal determinam o acréscimo de potência em subestações novas ou existentes e no Plano de Ampliação e Reforços (PAR) é detalhado o cronograma de implantação com horizonte de três anos (FRONTIN *et al.*, 2013).

Em outras instalações do sistema elétrico, tais como aquelas pertencentes às distribuidoras, o planejamento de expansão é resultado de um estudo que envolve a previsão da evolução da carga, avaliação das condições de operação e intercambialidade entre as instalações já existentes.

As especificações técnicas, que precedem o processo de aquisição de novos equipamentos, detalham os requisitos funcionais do transformador, podendo incluir diretrizes para avaliação técnica dos proponentes, garantias de fornecimento e critérios para comprovação da conformidade do projeto (inspeções das fases de fabricação, ensaios e testes).

A transmissora ou distribuidora é responsável por elaborar a especificação técnica para fabricação da unidade transformadora, de modo a atender os requisitos funcionais e pode levar em conta aspectos como: temperatura ambiente do local de instalação; curva de carga; e carregamento típico em regime permanente da unidade transformadora em questão (FRONTIN *et al.*, 2013).

Para uma adequada gestão do ciclo de vida, é importante considerar que a fabricação de um transformador de potência é relativamente extensa, uma vez que envolve processos manuais para a fabricação dos equipamentos, além de geralmente envolver projetos com requisitos específicos para cada aplicação.

Em projetos de maior risco, está se tornando cada vez mais comum que as empresas explorem outros arranjos, como parcerias público-privadas ou alianças, como forma de transferir parte dos riscos para terceiros, podendo incorrer em custos adicionais (ABNT, 2021).

Em relação a etapa de operação dos transformadores, ABNT (2010) ressalta que os equipamentos podem ser sobrecarregados de acordo com norma ABNT NBR 5416 (aplicação de cargas em transformadores de potência). Segundo ABNT (2017) são previstos critérios para sobrecarga em três situações: carregamento em condição normal, em condição de emergência de curta ou de longa duração.

Os transformadores em operação devem considerar a possibilidade de operação contínua com carregamento de 100% da potência nominal, mas devem também atender a condição de emergência, independente da frequência de ocorrência ao longo de toda a vida útil, sempre que solicitado pelo sistema ou pelo Operador Nacional do Sistema (FRONTIN *et al.*, 2013).

A manutenção compreende atividades destinadas a manter os ativos em serviço e cumprindo seus objetivos funcionais e de desempenho. A falha nesse processo pode: reduzir o desempenho; diminuir a confiabilidade; encurtar a vida útil; aumentar o tempo de inatividade e perda de produção; causar danos de reputação; aumentar os custos gerais; e afetar aspectos de segurança e ambiental (ABNT, 2021).

A manutenção é um conjunto de atividades diretas ou indiretas realizadas no equipamento com a finalidade de assegurar o cumprimento da função planejada na concepção, de modo seguro e eficiente, levando-se em conta as condições operativas e econômicas (MILASCH, 1984).

Dentre as atividades mínimas de manutenção recomendadas por ABNT (2016), destacam-se os ensaios no óleo isolante, considerada uma manutenção preditiva. As análises de óleo fornecem informações importantes que suportam a avaliação da condição do transformador e seu desempenho térmico, fatores esses utilizados para definição de tarefas de manutenção preventiva relevantes e gestão do ativo (CIGRE, 2013c).

Como a análise do óleo isolante permite realizar diagnóstico da condição e saúde do transformador de potência, trata-se de uma informação importante para decisões do ciclo de vida. A análise dos gases dissolvidos no óleo (*Dissolved Gas Analysis* - DGA) é realizada a

partir dos resultados dos ensaios de cromatografia gasosa de amostras de óleo isolante do transformador. Este é um método normatizado para diagnóstico de falhas incipientes, amplamente utilizado pelas concessionárias de energia elétrica como ferramenta de manutenção preditiva.

Os gases dissolvidos no óleo podem ser combustíveis ou não-combustíveis, entre eles tem-se: monóxido e dióxido de carbono, hidrogênio, metano, etano, etileno, acetileno, oxigênio, nitrogênio. Podem ser originados pela deterioração normal, sobreaquecimento, descargas parciais, arco elétrico, hidrólise, contaminação pelo óleo do comutador sob carga, entre outros (MILASCH, 1984).

As normas NBR 7274 (ABNT, 2012), IEC 60599 (IEC, 2007) e IEEE C57.104 (IEEE, 2019) apresentam diversos métodos clássicos de análises dos gases dissolvidos no óleo, os quais envolvem análise de valores relativos individuais, razão entre diferentes gases e a evolução no tempo, com isso identificam falhas incipientes originadas por estresses térmicos e elétricos.

Entre os métodos normatizados de DGA tem-se os seguintes tipos: análise do gás chave; triângulo de Durval; total de gases combustíveis dissolvidos; razão de gases combustíveis; Rogers; Doernenburg; e IEC 60599.

Uma avaliação completa da condição do transformador também deve incluir outras considerações, tanto quanto possível, como resultados de testes elétricos, eventos recentes, histórico de manutenção, histórico de carregamento e inspeção visual, para confirmar ou modificar a avaliação da condição determinada pelo DGA (IEEE, 2019).

A técnica de cromatografia gasosa também pode ser utilizada na determinação do teor de bifenilas policloradas, conhecidas como PCB, no óleo isolante, seguindo o procedimento ABNT NBR 13882:2021. Segundo MILASCH (1984), esse composto é prejudicial à saúde humana e ao meio ambiente.

A portaria Interministerial nº 19/1981 determina a proibição de produção, comércio e utilização de PCB em território nacional. A lei nº 17.432/2021 determina a retirada de operação de equipamentos contaminados, até o prazo de 2025 e destinação dos resíduos até 2028 (SÃO PAULO, 2021).

A análise físico-química compreende um conjunto de ensaios realizados em laboratórios de análises químicas, a partir de amostras de óleo, como o objetivo de verificar a qualidade do óleo isolante, tendo como parâmetro alguns requisitos mínimos normatizados para operação segura do transformador. Os ensaios periódicos permitem a identificação de anomalias, com tempo hábil para correção.

MILASH (1984) recomenda os seguintes ensaios para equipamentos em operação: exame visual e cor (ABNT NBR 14483:2015), teor de umidade (ABNT NBR 10710:2022), densidade (ABNT NBR 7148:2013), rigidez dielétrica (ABNT NBR 6869:1989), tensão interfacial (ABNT NBR 6234:2015), fator de potência (ABNT NBR 12133:1991) e índice de neutralização (ABNT NBR 14248:2009).

Outros ensaios complementares, para um diagnóstico completo, compreendem: ponto de fulgor e combustão (ABNT NBR 11341:2014), teor de DBPC (ABNT NBR 12134:2018), teor de DBDS (ABNT NBR 16412:2015), ponto de fluidez (ABNT NBR 11349:2009) e enxofre corrosivo (ABNT NBR 10505:2017).

O enxofre corrosivo é um composto que reage com metais, como o cobre e a prata e o nível de contaminação pode limitar o carregamento nominal do transformador, bem como reduzir a vida útil do equipamento. Portanto é recomendável avaliar a presença desse elemento no óleo isolante.

Dependendo dos resultados dos ensaios físico-químicos são necessárias ações corretivas para mitigação ou eliminação da anomalia do óleo, entre as opções de tratamentos do óleo isolante existentes tem-se: recondicionamento, regeneração, passivação ou substituição do volume de óleo.

Os custos de operação e manutenção, frequentemente, são representativos e influenciam direta e indiretamente na receita da empresa, nível de serviço, riscos, desempenho, reputação, entre outros aspectos. As áreas financeiras e não financeiras precisam monitorar o equilíbrio apropriado entre o custo de manutenção dos ativos e o capital de investimento para renovação, para assim minimizar o TOTEX ao longo do ciclo de vida. (ABNT, 2021).

Segundo MILASH (1984), se a manutenção e a operação do transformador forem adequadamente conduzidas, a vida útil do equipamento poderá ser estendida até cinquenta anos. Existem estratégias de manutenção que promovem diretamente a extensão da vida útil técnica do ativo. De modo geral, são aquelas que atuam na redução ou eliminação dos fatores que aceleram o envelhecimento, assim como iniciativas de reforma ou revitalização do equipamento.

No caso de transformadores, a vida útil técnica está diretamente ligada à degradação da isolação sólida, constituída, predominantemente, por papel. A degradação da celulose é um processo complexo e a 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 (ASSUNÇÃO, 2007) e (MILASCH, 1984).

Dentre as ações para extensão da vida útil, temos diferentes níveis de intervenções e, consequentemente, com contribuições distintas para a longevidade do equipamento. CIGRE (2013a) exemplifica que desde as ações mais simples, como a troca das vedações, é possível prolongar a vida útil, pois melhora a estanqueidade do equipamento, evitando assim a entrada de umidade e oxigênio.

Existem práticas de manutenção que podem ser realizadas em campo, ou seja, sem a necessidade de desligar o transformador. Cabe ressaltar que retirar esses equipamentos de operação incorre em custos e tempo de planejamento e programação, bem como pode gerar energia não suprida ou pagamento de Parcela Variável (PV), no caso de ativos da rede básica de transmissão.

Os tratamentos de óleo, como recondicionamento e regeneração, usualmente podem ser realizados com o equipamento em operação e essas são ações para melhorar a qualidade do óleo isolante, quando detectado algum desvio nas análises de óleo periódicas. Consequentemente, reduz a deterioração da isolação sólida e outros componentes por fatores associados a qualidade do óleo.

Uma prática que necessita de desligamento, mas pode ser realizada em campo, é a limpeza da parte ativa. A formação de uma borra insolúvel é decorrente da oxidação do óleo e se deposita nas regiões mais frias da parte ativa, dificultando a dissipação do calor local e consequente perda da vida útil (ASSUNÇÃO, 2007). Diferente do tratamento de óleo, a limpeza não é usual em intervenções em campo, mas deve ser considerada caso surja uma oportunidade, em caso de abertura de equipamentos.

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 por MILASCH (1984) e CIGRE (2013a). Cabe análise técnica e de custo-benefício para escolha do melhor procedimento, mas todos promovem redução do nível de umidade da isolação sólida.

Segundo CIGRE (2013a), a secagem de um transformador pode aumentar a expectativa de vida útil, como exemplo, reduzindo a umidade da isolação sólida de um transformador de 3% para 1%, pode-se estender a vida útil em aproximadamente 20 anos.

Por fim, a última fase do ciclo de vida, denominada renovação, pode ser postergada ou antecipada, dependendo da robustez do processo de concepção, das condições de operação do equipamento, bem como da eficiência da manutenção no controle dos fatores que aceleram a degradação e mitigação da probabilidade de falha.

Além disso, a caracterização do final de vida de um transformador pode ser determinada por aspectos técnicos, econômicos ou estratégicos e, com isso, é necessário proceder com a

tomada de decisão quanto a revitalização ou substituição do ativo (FRONTIN *et al.*, 2013). Ou seja, é possível determinar proativamente o momento de substituição de um equipamento ou agir reativamente, após a falha funcional.

Sob o ponto de vista técnico, a falha funcional do transformador pode ocorrer quando a resistência mecânica ou dielétrica é excedida por tensões operacionais, mas também pode acontecer devido ao envelhecimento como: deterioração de componentes, superaquecimento, entrada de água, contaminação por partículas, envelhecimento do óleo, contatos soltos etc. Todavia, como mencionado, o envelhecimento mais crítico é do sistema de isolamento sólida (CIGRE, 2013c).

Uma vez decidido pela substituição do transformador, inicia efetivamente o estágio de renovação, o qual pressupõe primeiramente uma definição entre alienação e descarte do equipamento ou realização de reforma.

O descarte compreende diversas atividades, como: remoção do transformador; recuperação do ambiente; regularização de eventuais obrigações legais; definição da estratégia de venda da sucata; revisão dos estoques de operação e manutenção; alienação contábil; e encerramento do cadastro físico e de manutenção do equipamento no sistema da empresa.

Dependendo da natureza do ativo, existem diferentes abordagens para o descarte, mas é importante incluir os custos projetados de descarte em toda a análise do custo do ciclo de vida, pois alguns ativos incorrem em grandes custos de demolição e correção do local (ABNT, 2021).

As reformas e revitalizações, são consideradas intervenções de grande porte e frequentemente são realizadas em ambiente controlado e especializado para esse serviço. Existe uma diversidade de escopos possíveis, dependendo da necessidade ou estratégia de manutenção, desde a troca completa dos enrolamentos e núcleo, isto significa praticamente a construção de um novo equipamento, até uma revisão simples para revitalização.

A reforma para revitalização de transformadores de potência é uma alternativa importante na gestão do ciclo de vida. Pode ser realizada de forma preventiva ou por oportunidade, isto é, sem nenhum evento de falha associado ou quando o equipamento é substituído em obras de expansão.

No projeto de revitalização é possível incluir itens como:

- Teste e revisão de todos os componentes do transformador;
- Secagem da parte ativa, reduzindo com isso a taxa de envelhecimento da isolamento sólida;
- Substituição do óleo isolante, eliminando todos os riscos associados ao envelhecimento do óleo;

- Limpeza geral da parte ativa e componentes, removendo borras e materiais impregnados, otimizando o sistema de troca de calor;
- Reparo de eventuais danos na isolação, pontos de possível formação de gases combustíveis;
- Avaliação da prensagem dos enrolamentos e, caso necessário, refazer a prensagem;
- Substituição de todas as vedações;
- Atualização tecnológica com a substituição de itens obsoletos, instalação de bolsas em transformadores que utilizam sistema de preservação de óleo aberto (evitando ingresso de umidade) e, ainda, instalação ou substituição de comutadores sob carga;
- Substituição de buchas;
- Repotenciação do transformador, ou seja, aumento da capacidade potência, por meio de reengenharia do projeto, substituição dos enrolamentos ou maior capacidade de resfriamento; e
- Reparos no tanque e pintura externa.

Alguns desses itens podem ser realizados em campo e outros em ambiente controlado por equipe especializada. Existe a possibilidade de realizá-los isoladamente, porém seriam caracterizados como despesa OPEX, enquanto de forma coletiva caracterizariam um investimento CAPEX, tal como estabelecido no MCSE.

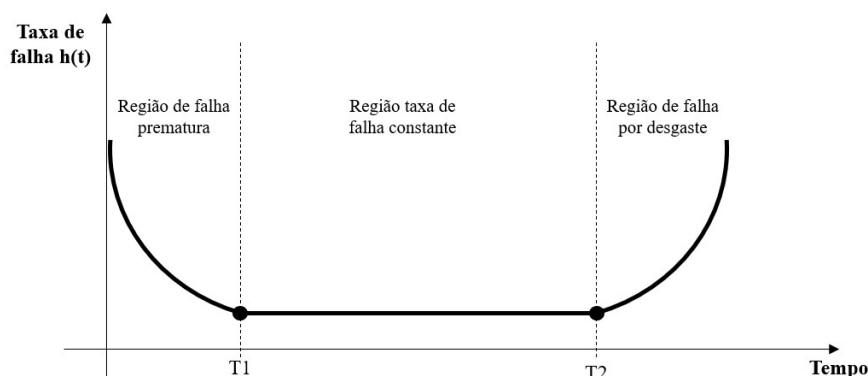
2.3.3 Avaliação de risco de transformadores

Segundo FLOGLIATTO e RIBEIRO (2009), o termo taxa de falha é conhecido na confiabilidade como função de risco, a qual representa a quantidade de risco associada a uma unidade (componente ou sistema) no tempo. Existem algumas classificações básicas de função de risco: crescente, decrescente; constante ou uma combinação destas. A forma da função de risco é um indicativo de como o envelhecimento acontece.

A função de risco para transformadores de potência pode ser representada pelo padrão denominado como “curva da banheira”, como afirmam LIANG e PARLIKAD (2018) e TENBOHLEN, JAGERS e VAHIDI (2017).

A Figura 1 ilustra a típica curva da banheira. Existem três regiões importantes na curva, sendo a primeira até T1, que representa as falhas prematuras; a segunda parte, entre T1 e T2 é a região com taxa de falha constante; e a terceira parte, depois de T2, inicia o trecho com falhas crescentes devido ao desgaste.

Figura 1 - Curva da banheira padrão



Fonte: elaborado pelo autor

O estágio inicial, de falhas prematuras, apresenta alta taxa de falha, porém decrescente. Nesse momento, as falhas, usualmente, são decorrentes de defeitos relacionados a matérias-primas e as atividades de manufatura, podem ser entendidas como falhas que ocorrem antes do período de estabilização dos materiais e componentes do transformador.

Esse estágio pode ser reduzido por meio de especificações e projetos mais robustos dos produtos, bem como adoção de práticas de gestão da qualidade na fabricação. Outra opção para mitigar riscos de falha é ter um período de teste das unidades em condições normais de operação, sob monitoramento, por tempo suficiente para que os defeitos sejam detectados e corrigidos.

Como são defeitos relacionados ao processo de manufatura, as análises devem ser feitas por fabricante e por lote de fabricação. Importante manter registros das ações realizadas nos históricos de manutenção do equipamento, bem como avaliar os termos de garantia buscando negociar um tempo razoável para as duas partes.

O segundo estágio é o período estável do equipamento, traz o menor nível de taxa de falha e é aproximadamente constante. Além disso, as falhas nesse período de vida são significativamente compostas por eventos aleatórios, os quais estão presentes também nas outras etapas do ciclo de vida.

Os eventos aleatórios estão relacionados as causas externas aos equipamentos, como por exemplo sobrecargas, impactos, aumento da temperatura e descargas atmosféricas. Apesar de, em alguns casos, as causas não serem gerenciáveis, a robustez do projeto colabora para maior resiliência do transformador.

Ainda, vale ressaltar que este estágio intermediário pode ser aumentado ou diminuído, dependendo das condições de operação do ativo e das estratégias de manutenção aplicadas.

Ações de manutenção preventiva, eliminação de defeitos, reformas ou revitalizações e controle de fatores de envelhecimento, são exemplos de iniciativas de manutenção que contribuem para a extensão deste estágio.

O último estágio da curva é uma região com taxa de falha crescente, predominantemente causada por desgastes naturais dos componentes. Os custos de reparo tendem a aumentar exponencialmente nessa fase também. Como os riscos de falha aumentam, ações de mitigação são aplicadas, gerando, conseqüentemente, custos adicionais.

Uma vez caracterizados os estágios da curva da banheira, seguimos com considerações a respeito das fronteiras, ou seja, os pontos T1 e T2 para transformadores de potência. A assertividade desta estimativa depende da análise e dos dados de frequência de falha funcional por idade.

Vale ressaltar que, para determinação de T1 e T2 é necessário expurgar falhas causadas por eventos aleatórios externos, pois representam uma distorção quanto a caracterização dos estágios, isto é, T1 para falhas causadas relacionadas a manufatura e de T2 em diante, falhas causadas por envelhecimento.

Em relação a T1, um indicativo que pode ser considerado é o tempo médio de garantia estabelecido nos contratos de aquisição de novos equipamentos, pois em teoria representa o tempo de estabilização dos materiais e de manifestação de vícios ocultos do processo de fabricação. Esse tempo pode variar de acordo com o contrato, mas em média fica entre 2 e 5 anos.

Segundo levantamento realizado com concessionárias brasileiras por CIGRE (2013b), em uma amostra de 138 transformadores que apresentaram falha, registrados entre 2004 e 2009, 15% possuem idade entre 0 e 5 anos, 14% possuem idade entre 6 e 10 anos e 71% possuem idade acima de 10 anos. O estudo apresenta um histograma das causas, mas não correlacionada com as idades, de modo a permitir expurgo das causas externas.

CIGRE (2015) também conduziu um levantamento de 87 falhas de transformadores, ocorridas entre os anos 2000 e 2010, em empresas da Europa, Canadá e Nova Zelândia. Foram registradas duas falhas antes dos 10 anos de idade e observou-se aumento da taxa de falha entre 30 e 40 anos.

Em relação a definição de T2, existe uma complexidade relativamente maior envolvida na estimativa de um ponto médio de fronteira, pois pode variar muito de um equipamento para outro, dependendo da robustez do projeto, condições de operação e estratégias de manutenção ao longo da vida útil. Existem equipamentos que apresentam sinais de envelhecimento aos 30 anos e outros operando em condições seguras aos 50 anos.

Visto que no Brasil e em outros países, como apresenta CIGRE (2015), existe uma prática recorrente de substituição de equipamentos antes de uma falha funcional – realizada por motivos diversos, desde econômicos associados aos incentivos regulatórios até aqueles envolvendo renovação tecnológica – a base histórica de dados de falha fica comprometida para equipamentos mais antigos, pelo simples fato que não é comum deixá-los operar até a falha por envelhecimento.

Para uma definição mais assertiva do T2 é recomendável utilizar técnicas de estimativa da vida útil remanescente, baseada em dados de manutenção e avaliação da condição do equipamento. A Seção 2.3.4 apresenta os recursos disponíveis para esta estimativa.

A curva da banheira representa a distribuição típica de taxa de falha ao longo do ciclo de vida, para o transformador de potência, entretanto esse é um equipamento composto de vários elementos e sistemas, como descrito na Subseção 2.3.1. Portanto, para entendimento de como o risco é composto, recomenda-se uma análise técnica dos modos de falha por elemento, tal como proposto pela ferramenta denominada FMECA (*Failure Mode Effects and Criticality Analysis*, em português Análise de Criticidade, Modo de Falha e Efeito).

Segundo CIGRE (2013b), 19,5% das falhas ocorrem nos enrolamentos; 14% nas buchas; 11,9% no comutador sob carga; e 15,9% em outros acessórios. Demais causas foram mapeadas com porcentagens menores que 8%, são elas: isolamento entre enrolamentos, isolamento entre enrolamento e terra, saídas e conexões, núcleo, tanque, sistema de resfriamento e comutador a vazio.

O FMECA é o resultado de duas análises distintas, que inicia com a realização de um FMEA (*Failure Mode and Effects*, em português Análise de Modo de Falha e Efeito) e o produto é utilizado na Análise de Criticidade (CA). Segundo BARAN e TROJAN (2016), o FMEA mapeia os modos de falha e efeitos, já o CA prioriza cada modo de falha em função do nível de importância, avaliando parâmetros como a taxa e gravidade do efeito de falha.

A *Military Standard* (MIL-STD 1629A) de 1980, descreve o FMEA como um procedimento pelo qual cada modo de falha potencial é analisado para determinar os resultados ou efeitos no sistema. Eyüboğlu (2020) detalha a aplicação do FMEA como ferramenta de avaliação de risco. E FOGLIATTO e RIBEIRO (2009) propõe o seguinte fluxo para aplicação do FMEA:

- Definição do item: a etapa inicial consiste na determinação dos itens e componentes que serão escopo da análise;
- Definição da função: identificação da função do item analisado;

- Modos de falha: identificação de todos os modos de falha possíveis, por componentes;
- Efeito de falha: determinar o efeito da falha para cada modo de falha do item ou componente;
- Severidade: avaliação qualitativa da severidade do efeito da falha identificado;
- Causa raiz: estudo para identificar a causa raiz dos modos de falha;
- Ocorrência: probabilidade de uma causa de modo de falha ocorrer;
- Detecção: estimativa da possibilidade de os controles atuais detectarem as causas dos modos de falha potenciais; e
- Risco: o risco é calculado para priorizar ações de correção ou melhoria, o cálculo consiste na multiplicação simples dos fatores de severidade, ocorrência e detecção.

Um fator importante para o sucesso na aplicação da metodologia está na temporalidade dos estudos. Quando possível, é recomendável realizar estudos dos eventos de falha no equipamento ou projeto, pois permite que mudanças sejam implementadas com facilidade (FOGLIATTO e RIBEIRO, 2009).

Além da obtenção risco de falha do equipamento, o conhecimento dos modos de falha possibilita que sejam tomadas providências efetivas pontuais ao longo do ciclo de vida, como definição da estratégia de manutenção, evitando a ocorrência de falhas e otimização dos custos de manutenção, bem como garantindo maior disponibilidade do sistema.

Até este ponto, tanto a curva da banheira quanto o produto do FMECA definem a probabilidade da falha do equipamento, de acordo com o conceito de gestão de riscos detalhado na Seção 2.4.3 deste trabalho. A valoração do risco é o produto entre a probabilidade, consequência e capacidade de detecção, portanto, ainda restam definir duas variáveis.

A consequência corresponde ao impacto estimado com a materialização de um determinado risco. No caso do risco de falha de um transformador de potência, em uma subestação, é possível considerar diferentes aspectos para determinar as consequências, alguns são atenuantes e outros agravantes, como:

- Perdas materiais;
- Custos para recomposição do sistema;
- Multas e sanções regulatórias;
- Energia não suprida;
- Existência ou não de equipamento reserva;
- Existência ou não de seguro;

- Potencial de dano reputacional (tipos e volume de cargas); e
- Resiliência do sistema (capacidade de manobra de carga).

Em MEDINA (2017) foi realizado um levantamento bibliográfico de indicadores recomendados para avaliação do impacto ou consequência de uma falha, divididos em sete categorias, são:

- i. Estabilidade do sistema: inclui custos do ciclo de vida, consequências econômicas da substituição da unidade, perdas de produção (energia não suprida), estabilidade do sistema e impacto na confiabilidade do fornecimento;
- ii. Impactos financeiros: inclui avaliação da confiabilidade do sistema, clientes críticos e fatores financeiros;
- iii. Segurança do sistema;
- iv. Impacto ambiental;
- v. Segurança: inclui segurança das pessoas e propriedades, bem como segurança pública; e
- vi. Imagem empresarial.

Em relação a capacidade de detecção, refere-se à probabilidade de um sistema ou processo identificar a presença ou ausência de um evento em um ambiente específico. No contexto de gestão de riscos, trata-se da capacidade de detectar falhas em desenvolvimento no transformador de potência, com tempo suficiente para intervenção.

Um fator relevante que pode contribuir efetivamente com a detecção de falha em equipamentos é o monitoramento por sensores. O transformador de potência está sujeito a falhas e defeitos com desenvolvimento lento, rápido ou instantâneo. No caso do desenvolvimento lento, os planos de manutenção preditivos e as análises de óleo periódicas são capazes de detectar, com tempo hábil para correção.

Os tipos rápido e instantâneo podem ser oriundos de causas não gerenciáveis, usualmente de origem externa, como também de origem interna, com possibilidade de monitoramento e emissão de alertas para as equipes de manutenção e operação.

Um sistema de monitoramento pode envolver aspectos e decisões como:

- Tecnologia de sensoriamento: pode explorar desde dispositivos tradicionais (por exemplo medição de temperatura, nível de óleo e equipamentos de proteção), até tecnologias como monitoramento de bucha, sensores de gases e monitoramento de vibração;

- Estratégia de sensoriamento: definição de quais equipamentos necessitam de monitoramento, quais modos de falha serão monitorados, quais fatores de envelhecimento precisam de controle; quais parâmetros de capacidade ou desempenho são indicativos importantes para o negócio; e definição de alarme local ou acompanhados em centros de monitoramento;
- Infraestrutura: envolve a adaptação da infraestrutura para instalação dos sensores, avaliação das soluções para armazenamento de dados e definição da estratégia de agregação de dados. Também passa pela definição de recursos para monitoramento, incluindo recurso humano;
- Comunicação: considera avaliação do Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA), da infraestrutura de telecomunicações e dos requisitos de *Cyber Security*, além da definição de protocolos de comunicação;
- Análise de dados: considera a interpretação dos dados e extração das informações. Necessário definir os critérios para classificação e avaliação de ativos, criação de modelos matemáticos analíticos e estatísticos, bem como aplicação de *Data Science* e inteligência artificial;
- Controle: refere-se à possibilidade de atuação direta sobre os ativos, local ou remota, de modo manual ou automatizado. Por exemplo, se identificada tendência de crescimento no carregamento, enviar comando para acionamento do sistema de refrigeração do transformador afetado; e
- *Enterprise Asset Management* (EAM): trata-se de uma combinação dos diversos sistemas para manter e controlar os ativos, compila e trata as informações sobre os ativos para obtenção de *insights* de gestão de ativos.

2.3.4 Vida útil técnica remanescente

De modo geral, a vida útil técnica é o período entre a aprovação nos testes de fábrica (antes da entrega para a operação) e a desativação pela impossibilidade de atender a função requerida. Ainda, segundo LAFRAIA (2015), é o intervalo de tempo em que o item desempenha sua função com a taxa de falha específica ou até a ocorrência de uma falha não reparável.

Para muitos ativos de vida extensa, o fim de vida útil é determinado por fatores como obsolescência, falta de recursos para a manutenção, diminuição da confiabilidade ou

disponibilidade, degradação da capacidade de desempenho, disponibilidade operacional e viabilidade econômica de substituição (ABNT, 2021).

A determinação da vida útil remanescente de um transformador demanda uma avaliação da condição do equipamento. Existe um conjunto de ensaios e métodos de diagnóstico disponíveis, como os detalhados em CIGRE (2013a), FRONTIN *et al.* (2013) e MILASCH (1984), para obtenção da condição do transformador, de modo direto ou indireto.

A análise da condição deve ter como resultado as seguintes informações, para transformadores de potência:

- Condição do óleo isolante: a partir do resultado da análise físico-química e análise de gás dissolvido no óleo;
- Condição do envelhecimento do sistema de isolamento sólida: por meio da estimativa do grau de polimerização;
- Condição das buchas: a partir da idade do componente e ensaios elétricos;
- Condição do comutador sob carga, quando existir: avaliação da manutenção preventiva periódica realizada; e
- Estimativa da capacidade de carregamento: análise geral do equipamento para constatar eventuais restrições para operação com potência nominal.

Vale ressaltar que o fim da vida útil técnica de transformadores é determinado pela degradação da isolamento sólida. A isolamento sólida é constituída principalmente de papel e, portanto, de natureza celulósica (MILASCH, 1984). O papel isolante é o fator determinante, pois não pode ser substituído sem desmontar completamente os enrolamentos, elevando assim significativamente os custos (CIGRE, 2013a). Além disso, o processo de envelhecimento da celulose é totalmente irreversível (UPADHYAY, 2011).

É possível estimar a degradação da isolamento sólida, como descrito acima, por meio da determinação do Grau de Polimerização (GP) do papel, processo esse considerado confiável e que exige instrumentos comuns de laboratório (ASSUNÇÃO, 2007). Ainda, segundo CIGRE (2013a) 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 desenergizado – preferencialmente transportado para local controlado, como uma oficina especializada – ter o óleo drenado, para realizar abertura do equipamento para inspeção interna e coleta da amostra.

Ainda, a 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 (VENDRAMETO *et al.*, 2022).

Em MARQUES (2018) foi recomendada a coleta da amostra de papel em pontos do enrolamento que tenham sido submetidos às temperaturas mais altas, usualmente na região superior do enrolamento, pois são as regiões com maior envelhecimento.

Deste modo, para transformadores em operação, como alternativa ao ensaio de GP, é possível aplicar outras técnicas mais práticas, menos invasivas e viáveis economicamente para equipamentos em operação, que indiretamente estimam o GP da isolamento sólida.

A degradação do papel resulta, entre outras substâncias, os furanos, os quais podem ser medidos por meio da cromatografia líquida, utilizando amostras de óleo isolante do transformador, obtidas sem a necessidade de desligamento do equipamento.

Segundo IEEE (2007), a degradação do óleo isolante não produz esses compostos furânicos, sendo originados exclusivamente da degradação da isolamento sólida, portanto sua análise pode ser utilizada no monitoramento da integridade do papel de modo assertivo, por meio de métodos que correlacionam com o GP, porém com uma precisão um pouco menor do que a obtida no ensaio de GP com amostras do papel.

Todavia, ressalta-se que, em casos de substituição parcial ou total do óleo do transformador, retira-se com isso a maior parte do conteúdo furânico, invalidando amostras recentes (IEEE, 2007). Além disso, intervenções no óleo isolante como regeneração ou processo de secagem da parte ativa, também afetam o ensaio, portanto, recomenda-se nesses casos a amostragem depois de alguns anos, para correta apuração do GP (CIGRE, 2013a).

Visto a importância do transformador de potência, em termos de valor e potencial de risco no sistema elétrico, muitos estudos são feitos para avaliação da vida útil remanescente. Por exemplo, ASSUNÇÃO (2007) propõe uma metodologia para monitoramento e avaliação da vida útil do transformador de potência e BIANCHI (2000) compara os métodos de avaliação do estado de degradação de transformadores de potência.

Conforme mencionado anteriormente, a vida útil do transformador está diretamente associada a condição do papel que envolve os enrolamentos da parte ativa do transformador, assim como a determinação do GP permite aferir o estado atual da isolamento e estimar a expectativa de vida útil.

O GP é o melhor indicador para avaliação da condição do papel isolante e o valor diminui ao longo do tempo, à medida que avança o processo de envelhecimento irreversível do papel, sob a combinação de tensões térmicas, elétricas e químicas (HUANG *et al.*, 2023).

Segundo MARQUES (2018), após o processo de secagem do transformador e ensaios finais de fabricação, espera-se um GP maior que 1000, ou seja, que o polímero da celulose seja composto por mais de 1000 monômeros.

Um critério de fim de vida para transformadores de distribuição geralmente é quando o GP atinge 200 (HUANG *et al.*, 2023). LUNDGAARD *et al.* (2007) confirma que o valor de 200 é recomendado muitas vezes, mas reforça que é um critério a ser definido pelo proprietário do equipamento, pois envolve riscos de falha.

Já UPADHYAY (2011) afirma que quando o GP atinge cerca de 300 é considerado como fim da vida útil, pois nesse ponto o papel já está fraco e quebradiço e, apesar de não afetar a rigidez dielétrica, compromete a resistência mecânica.

Quando a resistência mecânica do papel está comprometida, não pode suportar as tensões de cisalhamento, comuns da operação do sistema, e os condutores se moverão e, ainda que não cause uma quebra instantânea, a mudança na geometria aumentará as tensões futuras e o risco de falha (LUNDGAARD *et al.*, 2007).

MARQUES (2018) propõe os seguintes critérios para classificação da integridade da isolamento sólida a partir do GP:

- Excelente: GP acima de 900;
- Bom: GP entre 600 e 900 ;
- Marginal: GP entre 450 e 600;
- Ruim: GP entre 330 e 450; e
- Péssimo: GP menor que 330.

Segundo UPADHYAY (2011), em condições normais de operação, o GP diminui 40 unidades em 2 anos. MUTHANNA (2006) propõe um cálculo do fator de aceleração do envelhecimento a partir do carregamento e temperatura.

Já MILASCH (1984) aponta que o envelhecimento do papel é acelerado pelo teor de umidade do papel, nível de acidez do óleo e a temperatura de serviço. MHARAKURWA *et al.* (2019) recomenda medição periódica dos seguintes agentes aceleradores: umidade, temperatura e oxigênio, contaminantes (acidez).

Em LUNDGAARD *et al.* (2007) foi proposto um modelo geral para estimativa da degradação do papel, o qual será apresentado a seguir. O peso molecular e o GP reduzem à medida que as cadeias de celulose são rompidas. A relação entre as cisões da cadeia (η) e o GP é apresentada em:

$$\eta = \frac{GP_0}{GP_t} - 1 \quad (1)$$

Sendo que o GP_0 representa o valor inicial, está na faixa entre 1000 e 1250 para novos equipamentos e GP_t corresponde ao valor de GP medido após o envelhecimento no período t em anos. A Equação 2 apresenta a relação direta entre o GP e o tempo que, combinada com a equação de Arrhenius, inclui a dependência com a temperatura.

$$\frac{1}{GP_t} - \frac{1}{GP_0} = A \times e^{\frac{-E}{R \times T}} \times t \quad (2)$$

Reordenando a Equação 2, obtêm-se:

$$\frac{1}{GP_0} - \left[\frac{GP_0}{GP_t} - 1 \right] = A \times e^{\frac{-E}{R \times T}} \times t \quad (3)$$

Em que E é a energia de ativação em *kilojoule* por mol, R a constante molar do gás (8,314 J/mol/K), T a temperatura de *hotspot* (especificação de projeto) em Kelvin e A um coeficiente que depende da composição química. LUNDGAARD *et al.* (2007) demonstra como a energia de ativação está relacionada ao aumento de temperatura e como A influencia no resultado.

Reorganizando a Equação 3 é possível obter a expectativa de vida remanescente, resultando em:

$$Expectativa\ de\ vida = \frac{\frac{1}{GP_t} - \frac{1}{GP_0}}{A \times 24 \times 365} \times e^{\frac{E}{R \times T}} \text{ [anos]} \quad (4)$$

É válido ressaltar que o GP_0 corresponde ao valor inicial, o qual pode ser equivalente ao GP de novos equipamentos ou outra medição de GP realizada ao longo do ciclo de vida. O GP_t é definido pelo usuário a partir de uma margem preferencial de segurança para o transformador.

2.4 GESTÃO DE ATIVOS

A Gestão de ativos (GA) é um tema relevante para empresas ativo-intensivas, como são as distribuidoras e transmissoras de energia elétrica. A presente seção dedica-se a apresentar os conceitos básicos que definem gestão de ativos e, na sequência, apresenta alguns conceitos e ferramentas relevantes propostas pelo sistema de gestão de ativos, tais como: tomada de decisão; gestão de riscos e custo do ciclo de vida.

2.4.1 Definições

Gestão de ativos é um conjunto de atividades práticas, sistemáticas e coordenadas para gerenciar ativos e o Sistema de Gestão de Ativos (SGA), de modo otimizado e sustentável, associando desempenho, risco e custo ao longo do ciclo de vida, com o propósito de atingir o plano estratégico organizacional (IAM, 2008).

Alguns termos da definição de gestão de ativos podem ser esclarecidos. A expressão "atividades sistemáticas" refere-se a um método padronizado, repetível e auditável. A gestão de ativos deve ser baseada em risco, uma vez que não é possível gerenciar ativos sem considerar os riscos associados à operação, manutenção e decisões de investimento. Além disso, a sustentabilidade é um aspecto importante da gestão de ativos, envolvendo a economicidade, a preservação do meio ambiente e aspectos sociais (LAFRAIA, 2020).

A gestão de ativos não é um assunto novo, pois as organizações fazem gestão dos ativos há muito tempo, todavia o termo só passou a ser utilizado a partir de 1980 (IAM, 2015). Em 2004, o Instituto de Gestão de Ativos (IAM – *Institute of Asset Management*) publicou a primeira norma, denominada PAS-55:2004, revisada em 2008 com participação de 49 organizações, pertencentes a 15 setores industriais e 10 países diferentes (LAFRAIA, 2020).

O processo de gestão de ativos passou por três fases de evolução, conforme a seguir (KARDEC *et al.*, 2014):

- Etapa 1: foco na capacitação dos colaboradores e na capacitação tecnológica dos ativos;
- Etapa 2: foco na gestão dos processos da organização; e
- Etapa 3: combinação das etapas anteriores, visando agregar nos resultados estratégicos organizacionais.

Existem dois documentos que podem auxiliar as organizações a entender e implementar as boas práticas são: a ISO 55.001, que define os requisitos para um SGA adequado e o denominado *Asset Management Landscape* do GFMAM (*Global Forum on Maintenance and*

Asset Management) com as 39 áreas que cobrem aspectos de desempenho e capacidade da gestão de ativos (IAM, 2021).

Um SGA é um conjunto de elementos interrelacionados que fornece direção, alinhamento e controle das atividades de gestão de ativos, pode proporcionar melhoria no controle de riscos e garante que os objetivos serão alcançados por meio de uma base consistente (ABNT, 2014).

Entretanto, o SGA não cobre todos os aspectos do conceito de gestão de ativos, pois considera os itens obrigatórios, sem abordar o grau de refinamento dos métodos empregados ou potencial para exceder os requisitos mínimos (IAM, 2021). E ainda, ABNT (2014) exemplifica que aspectos como liderança, cultura, motivação e comportamento, podem ter significativa influência no alcance dos objetivos, mas são gerenciados pela organização fora do SGA.

É válido ressaltar que a gestão de ativos possui uma abordagem mais ampla e desafiadora do que apenas a manutenção de equipamentos físicos ou a maximização do rendimento financeiro, pois abrange todos os tipos de ativos (tangíveis ou intangíveis) e todas as atividades do ciclo de vida do ativo, considera, portanto, uma visão holística e não apenas as contribuições individuais (GFMAM, 2014).

Em complemento, de acordo com ABNT (2014), a gestão de ativos apoia a adoção de valores ao passo que equilibra os custos financeiros, ambientais, sociais, riscos, qualidade de serviço e desempenho relacionados aos ativos. As organizações têm reconhecido cada vez mais a relevância da gestão de ativos e seu potencial de otimizar o desempenho (IAM, 2021).

Na América Latina, existe inclusive uma tendência de implementação do SGA nas empresas de energia, impulsionada pela integração dos sistemas de gestão, surgimento de redes inteligentes e, principalmente, devido a crescente obrigatoriedade ou incentivos regulatórios relacionados a gestão de ativos (ICA, 2014).

De acordo com a ABNT (2014), a gestão de ativos apresenta os seguintes benefícios: melhoria no desempenho financeiro; otimização da tomada de decisão de investimentos em ativos; riscos gerenciados; melhor produto ou serviço sob a perspectiva do cliente; demonstração de responsabilidade social e conformidade; melhora na imagem e na sustentabilidade organizacional de longo prazo; e melhoria na eficiência e eficácia da organização permitindo o alcance dos objetivos.

Alguns benefícios podem ser apurados e quantificados diretamente como, por exemplo, a redução de custos de manutenção, aumento da disponibilidade dos ativos e redução da

exposição aos riscos, entretanto outros benefícios são mais difíceis de medir, como melhora na reputação ou satisfação dos clientes (IAM, 2015).

A norma ABNT NBR ISO 55.001 pode ser aplicada em todas as organizações, independentemente do tipo ou tamanho (ABNT, 2014). Todavia possui maior impacto em empresas ativo-intensivas, que, segundo ICA (2018), são aquelas cujo negócio está fundamentado na operação de ativos físicos.

As empresas do setor elétrico (geração, transmissão e distribuição) são exemplos de empresas ativo-intensivas, pois os ativos físicos são vitais para um fornecimento confiável e com qualidade, além disso, a regulação do setor associa a rentabilidade da empresa ao desempenho, adicionando assim motivação extra para o uso otimizado dos ativos (ICA, 2014).

2.4.2 Tomada de decisão

Uma efetiva tomada de decisão é vital para maximização dos resultados da gestão de ativos, para isso é importante gerenciar interesses concorrentes, como entre a utilização dos ativos (produção) e a manutenção, ou entre os benefícios de curto prazo e aspectos de continuidade do negócio (longo prazo) (IAM, 2015).

As decisões tomadas em um estágio do ciclo de vida impactam diretamente nos seguintes, por exemplo, uma escolha feita no processo de aquisição influencia o desempenho, risco e manutenção requerida durante a etapa de operação, bem como nos custos de descomissionamento (IAM, 2008).

Como as tomadas de decisão em gestão de ativos variam muito em complexidade e criticidade, não é apropriado ter a mesma abordagem em todos os casos, portanto, simples decisões podem ser balizadas pela cultura, enquanto decisões de alto impacto requerem um processo de tomada de decisão sistemático, multidisciplinar e auditável (IAM, 2015).

Segundo GFMAM (2014) o tema de tomada de decisão envolve:

- Tomada de decisão de investimento de capital: compreende a análise de cenários para decisão no processo de substituição de ativos ou aquisição de novos;
- Tomada de decisão em manutenção e operação: determinação dos requisitos de operação e manutenção que suportem os objetivos de gestão de ativos;
- Realização do ciclo de vida: atividades para balancear o custo-benefício entre renovar, manter, revisar ou descartar um ativo;
- Estratégia de recurso: decisões voltadas a gestão de pessoas, infraestrutura, ferramentas e materiais como suporte aos objetivos da gestão de ativos; e

- Estratégias de interrupções: atividades empreendidas pela empresa para desenvolver estratégias de paradas e interrupções.

Em complemento, destaca-se o processo de tomada de decisão de operações e manutenção, que segundo GFMAM (2014) geralmente considera:

- Criticidade de ativos e requisitos de desempenho;
- Condição e capacidade de ativos atuais;
- Condições operacionais de projeto e uso, incluindo tolerância a condições anormais;
- Uso de técnicas FMEA, FMECA ou MCC (Manutenção Centrada em Confiabilidade), entre outras, para determinar as atividades de manutenção apropriadas;
- Métodos de otimização do trinômio: custo, risco e desempenho, para determinar os intervalos de atividade apropriados;
- Documentação de requisitos de operação e de manutenção, especificações e padrões; e
- Oportunidades para projetos de investimento de capital (modificações ou substituições) para reduzir os custos operacionais ou a necessidade de manutenção.

2.4.3 Gestão de riscos

Este tópico é dedicado ao esclarecimento dos principais aspectos de gestão de riscos, baseado nas diretrizes e processo proposto na ABNT NBR ISO 31.000:2018, bem como do guia de implementação das técnicas de gestão de riscos, denominado ABNT ISO/TR 31004:2015.

A norma ABNT NBR ISO 31000:2018 fornece diretrizes sobre o gerenciamento de qualquer tipo de risco e a aplicação pode ser personalizada para qualquer organização (ABNT, 2018). O propósito da gestão de riscos é a criação e proteção de valor, obtendo com isso melhora no desempenho, encorajamento para inovação e apoio para alcance de objetivos (ABNT, 2018).

Dentre os princípios da gestão de riscos, salienta-se a questão das informações disponíveis, pois esse fator é a matéria prima para mensuração de riscos e o ativo informacional representa um desafio relativamente grande para empresas do setor elétrico, em função do volume de ativos.

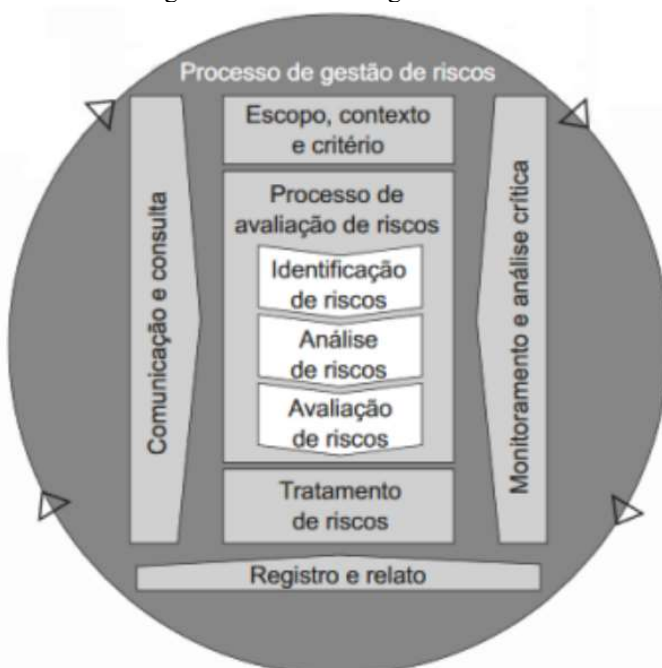
As entradas para a gestão de riscos devem considerar a melhor informação disponível, baseadas em dados históricos e atuais, bem como em tendências futuras e, ainda, a gestão de riscos explicitamente leva em consideração quaisquer limitações e incertezas associadas a estas informações e expectativas (ABNT, 2018).

A estrutura da gestão de riscos tem como propósito apoiar a organização na integração com os processos e funções significativas, para a análise de riscos. A eficácia da gestão de riscos depende da integração de diferentes áreas da empresa e requer apoio da liderança (ABNT, 2018).

O processo de gestão de riscos, ilustrado na Figura 2, envolve a aplicação sistemática de políticas, procedimentos e práticas para a atividade de comunicação e consulta, estabelecimento do contexto e avaliação, tratamento, monitoramento, análise crítica, registro e relato de riscos.

A gestão de riscos é uma abordagem estruturada e cíclica que inicia com o estabelecimento do contexto e escopo, o qual orienta o processo de avaliação de riscos, desde a identificação do risco até os critérios de análise e avaliação, bem como na definição das estratégias de tratamento dos riscos. O processo considera ainda a análise crítica de todas as etapas e a interação com as partes interessadas.

Figura 2 - Processo de gestão de riscos



Fonte: retirado de ABNT (2018).

Segundo CIGRE (2010), a gestão de riscos é a organização das etapas em um ciclo de melhoria contínua. Para avaliar e priorizar os riscos, bem como para auxiliar nas tomadas de decisão, comumente é utilizada uma matriz de risco, que correlaciona a probabilidade e a consequência do risco. Portanto, o valor do risco é obtido a partir da multiplicação da probabilidade pela consequência.

Dentre as opções de tratamento de riscos estão: eliminação, mitigação, aceite e transferência. A alternativa de eliminação considera completa anulação do risco; a mitigação são ações para diminuir o risco; a aceitação não envolve nenhuma ação direta; e a transferência consiste em contratação de seguros ou repasse para outros envolvidos.

Como ação de mitigação, pode-se pensar em alternativas de prevenção, ou seja, formas de diminuir a probabilidade de o risco ocorrer, bem como alternativas de proteção, as quais atuam na minimização da magnitude das consequências.

A norma ABNT NBR ISO/TR 31004 é um guia para implementação da gestão de riscos de acordo com as diretrizes estabelecidas na ABNT NBR ISO 31000. Deste modo, fornece orientações técnicas para a padronização de processos de gestão de riscos existentes e integração com demais processos da organização, além de auxiliar no entendimento dos conceitos e princípios propostos.

Segundo ABNT (2015), todas as organizações gerenciam riscos em alguma extensão. Antes da implementação das diretrizes da ABNT NBR ISO 31.000, convém que a organização entenda como o processo de gestão de riscos funciona, para então definir quais são as mudanças internas necessárias.

O desafio da gestão de ativos é vincular os riscos do negócio (estratégicos) aos riscos dos ativos físicos (operacionais), para efetivas tomadas de decisão, nesse sentido as organizações podem estabelecer critérios objetivos de aceitabilidade de risco, bem como indicadores de desempenho táticos.

O alinhamento entre funções financeiras e não financeiras relacionadas aos ativos e a gestão de ativos, tem como benefício uma melhor expressão da criticidade e do risco do ativo em termos financeiros, auxiliando na implementação de controles de riscos mais robustos (ABNT, 2021).

Segundo GFMAM (2014) as atividades de gestão de riscos são, mas não limitas a:

- Coordenação do gerenciamento dos riscos de múltiplas fontes;
- Inclusão dos níveis estratégicos, táticos e operacionais relacionados ao ciclo de vida ativos e à gestão de ativos;
- Geração de políticas de gerenciamento de riscos.;

- Definição de diretrizes para a gestão de riscos;
- Desenvolvimento dos processos de gerenciamento de riscos;
- Execução dos processos de gestão de riscos;
- Alinhamento dos riscos estratégicos, táticos e operacionais; e
- Adequado registro e tratamento dos riscos.

2.4.4 Custo do ciclo de vida

Para auxiliar na conceituação do tema custo do ciclo de vida, primeiramente, serão apresentadas as definições e considerações sobre o ciclo de vida de um ativo, sob a perspectiva da gestão de ativos.

No contexto de gestão de ativos, segundo AMBOK (2014), ciclo de vida é a evolução de fases de um sistema, ativo, serviço ou projeto, na seguinte sequência:

- i. **Concepção:** primeiro estágio, inicia com a identificação da necessidade de aquisição de algo novo ou substituição, por exemplo;
- ii. **Especificação:** documento que traduz e descreve os requisitos funcionais e de desempenho, de interfaces e integração. A saída dessa etapa oferece suporte para o processo de aquisição;
- iii. **Design:** trata-se tanto do processo quanto do produto, traduz os requisitos em soluções representadas em forma de dados estruturados (desenhos ou descrição de processos);
- iv. **Aquisição:** processo comercial que avalia e define o fornecedor, com base na especificação, bem como acompanha o processo de fabricação;
- v. **Integração:** após a entrega do produto, a integração consiste na avaliação e conferência dos requisitos da especificação, em campo, para aceitação. Também inclui atividades realizadas antes da entrega à operação, como: definição do plano de manutenção, definição do estoque de operação e manutenção, cadastro dos dados técnicos no sistema da empresa e treinamentos para capacitação das pessoas envolvidas na utilização e manutenção do ativo;
- vi. **Operação e manutenção:** etapa mais duradoura, inicia com a aceitação do ativo e termina com a decisão por descarte. O propósito é utilizar o ativo conforme a função definida no projeto e garantir a capacidade de atender a demanda planejada, com segurança e confiabilidade; e

- vii. Descarte: representa a desativação e disposição final do ativo e encerramento das responsabilidades sociais e legais, inclui também encerramento contábil, remoção do cadastro no sistema e planos de manutenção, bem como revisão e readequação dos itens de estoque.

Existem muitas variações no número de estágios, descrições e atividades do ciclo de vida, de acordo com o segmento da empresa, mas o princípio comum é incluir aspectos de gerenciamento de ativos desde a concepção até o descarte (IAM, 2015).

Segundo ICA (2014), apesar da análise do ciclo de vida ser essencial, na pesquisa feita em 2011, grande parte das empresas não conhecia ou atuava no ciclo de vida, por essa razão é difícil de determinar objetivamente qual seria o impacto de uma redução de 10% nos investimentos ou nas despesas, por exemplo.

A gestão do ciclo de vida torna-se mais desafiadora quando são considerados sistemas de ativos mais complexos, em diferentes estágios do ciclo de vida, com diferentes estratégias de manutenção, substituição de componentes, modificações ou reformas realizadas, que apresentam obsolescência ou mudança na demanda funcional. Outro fator que aumenta a complexidade é quando o ativo passou por uma série de proprietários, com diferentes objetivos, critérios de valor e horizontes de planejamento (IAM, 2015).

Ainda, a gestão de ativos tem como requisito a integração das atividades do ciclo de vida, impactando com isso, principalmente, a etapa de aquisição, uma vez que pode determinar cerca de 80% do custo total do ciclo de vida de um ativo, bem como uma grande parte do impacto social e ambiental (IAM, 2015).

Na aquisição do ativo é mais importante considerar o custo do ciclo de vida (LCC – *Life Cycle Costs*) do que o valor inicial de investimento. O LCC é aquele necessário para manter o ativo em operação ao longo do ciclo de vida, pode levar em conta custos como: os custos de manutenção, operação, descarte, treinamentos, atualizações, consumo de energia, materiais consumíveis, valor de aquisição e instalação (ICA, 2018).

Dentre os custos que compõem o ciclo de vida de um ativo há uma diferenciação entre investimento e despesas. Segundo ABNT (2021) o termo investimento geralmente está associado a despesas de capital (CAPEX – *Capital Expenditure*), pois é destinado a aquisições ou para melhorias de ativos; despesas recorrentes, necessárias para fornecer um serviço ou produto são denominadas despesas operacionais (OPEX – *Operational Expenditure*); e o TOTEX (*Total Expenditure*) é o somatório do CAPEX e OPEX por um período determinado.

Segundo CIGRE (2011), o LCC é uma combinação do cálculo do Custo Total de Propriedade (TCO – *Total Cost of Ownership*) e do VPL (Valor Presente Líquido) e, ainda, é

possível adicionar os riscos na forma de custos anuais. O período considerado para apuração do LCC deve ser longo o suficiente para que todos os componentes sejam substituídos, em média entre 20 e 40 anos, ou seja, uma representação do ciclo de vida completo.

Dentre os fatores determinantes do custo do ciclo de vida estão, principalmente, a confiabilidade, manutenibilidade e capacidade de apoio (disponibilidade de peças sobressalentes, ferramentas e instalações) (LAFRAIA, 2021).

Uma expansão do conceito de LCC é representada pelo LCA (*Life Cycle Assessment Approach*), o qual é definido com é uma abordagem holística que contabiliza adicionalmente todos os impactos ambientais ao longo do ciclo de vida, considerando, portanto, os riscos ambientais como parte do risco geral (CIGRE, 2010).

Associado ao ciclo de vida do ativo físico, composto por processo de especificação, aquisição, operação, manutenção e descarte, tem-se o ciclo de vida econômico, cujas etapas principais são: previsão orçamentária plurianual, orçamento preliminar, custo de aquisição, custos de operação e manutenção, custos de reforma ou descarte.

Como mencionado, o LCC é uma combinação entre o TCO e o VLP. O TCO é obtido em:

$$TCO = \frac{\sum_{t=1}^{t=n} C_0 + C_t}{n} \quad (5)$$

No qual:

t : período do fluxo de caixa

n : tempo total do projeto

C_t : fluxo de caixa líquido (quantidade em caixa) no tempo t

C_0 : capital de investimento ($t = 0$)

E o VLP pode ser como:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_0 \quad (6)$$

Em que:

t : período do fluxo de caixa

n : tempo total do projeto

r : taxa de desconto

C_t : fluxo de caixa líquido (quantidade em caixa) no tempo t (benefícios positivos e custos negativos)

C_t : capital de investimento ($t = 0$)

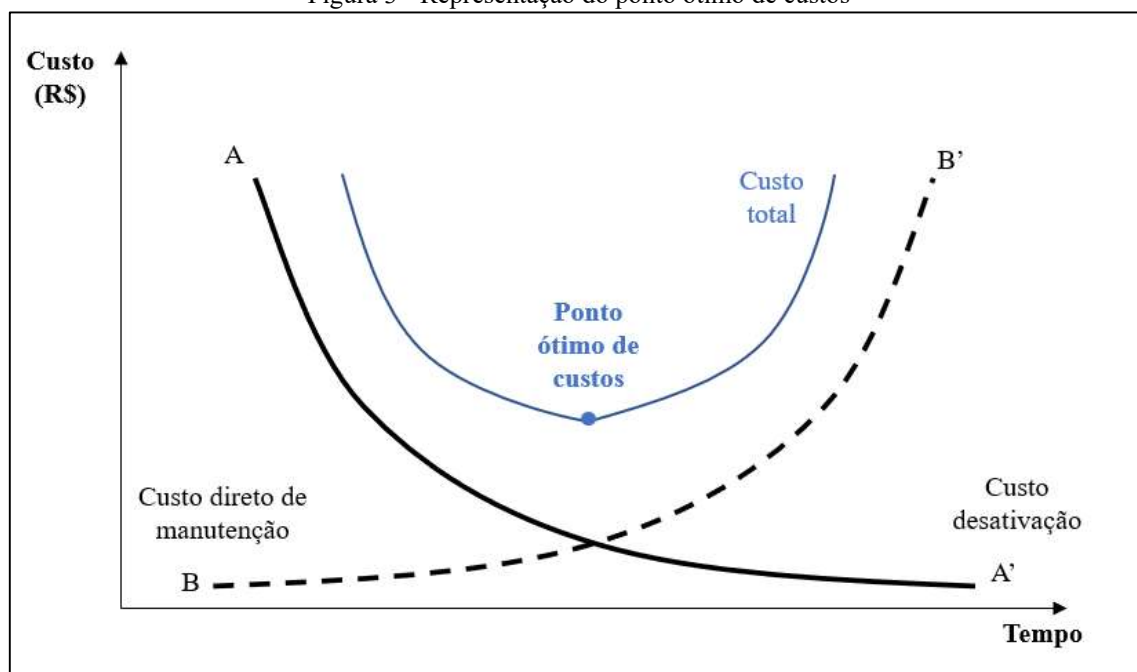
A apuração do LCC pode ser utilizada para comparação entre alternativas, para uma decisão mais assertiva considerando todos os custos do ciclo de vida. Por exemplo, pode auxiliar na identificação da melhor decisão entre as alternativas a seguir:

- Alternativa 1: operação contínua;
- Alternativa 2: reforma ou revitalização; e
- Alternativa 3: substituição por equipamento equivalente.

A melhor solução entre as alternativas é aquela representa maior retorno financeiro. Eventualmente as opções oferecem níveis variados de benefícios, aumentando a complexidade da decisão, portanto, é importante ter critérios objetivos, padrão de avaliação e considerar uma avaliação de longo prazo, alinhada aos objetivos da empresa.

A Figura 3 apresenta, de forma gráfica, um possível entendimento do ponto ótimo em termos de custos.

Figura 3 - Representação do ponto ótimo de custos



Fonte: elaborado pelo autor

Observa-se na Figura 3 que os custos de manutenção tendem a crescer exponencialmente com o tempo, devido ao desgaste natural dos materiais, ao passo que o custo de desativação diminui no mesmo período, pois o valor do ativo é depreciado. Deste modo, o

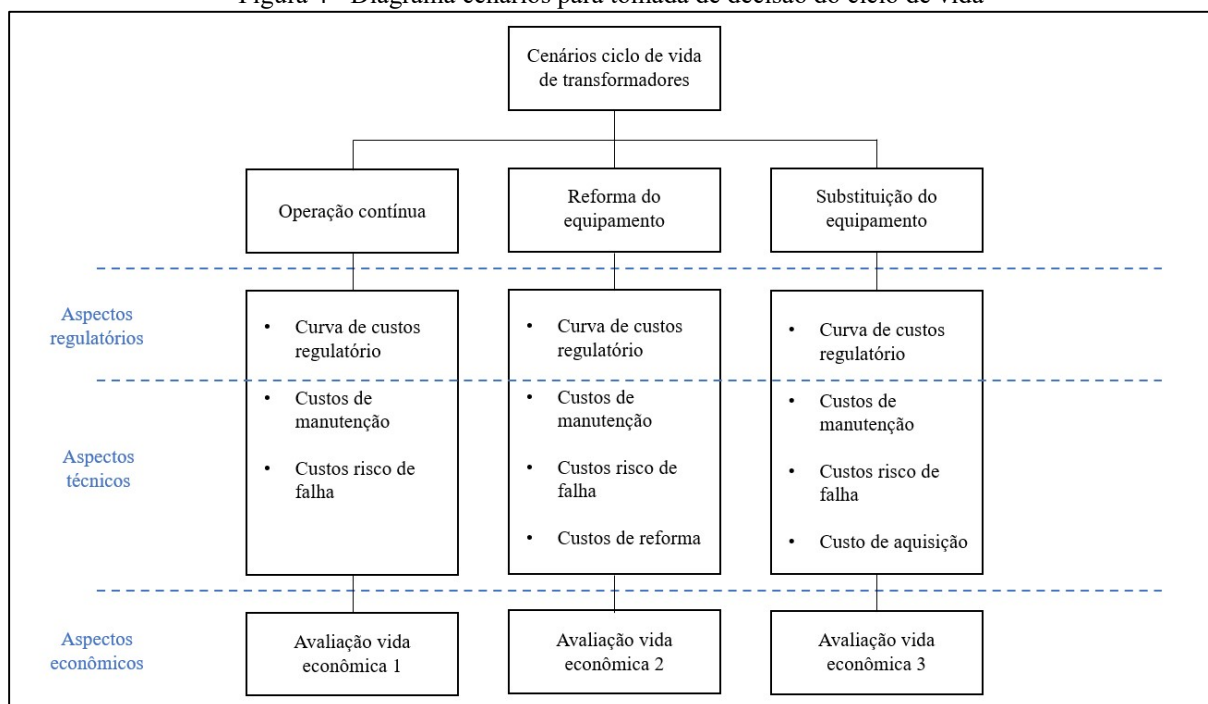
custo total, representado pela soma das curvas de custo de manutenção e de desativação, apresenta um ponto ótimo correspondente ao custo mínimo total.

CAPÍTULO 3 - DIRETRIZ METODOLÓGICA

Neste capítulo serão apresentadas as diretrizes metodológicas para alcançar o objetivo proposto neste trabalho, isto é, realizar uma análise do ciclo de vida dos transformadores de potência sob diferentes perspectivas (regulatória, técnica e econômica) para, com isso, propor estratégias para otimização dos resultados no longo prazo.

A seguir, as seções apresentam as contribuições de cada um dos aspectos em relação ao ciclo de vida de transformadores e, ao final, será realizada uma correlação para posterior análise quanto as oportunidades de otimização e possíveis cenários para tomada de decisão. A Figura 4 ilustra os cenários possíveis e as variáveis necessárias para uma avaliação econômica.

Figura 4 - Diagrama cenários para tomada de decisão do ciclo de vida



Fonte: elaborado pelo autor

Neste capítulo é apresentado um estudo de caso, realizado com dados reais de dois transformadores de potência em operação, para simulação do ciclo de vida, considerando os dados e informações regulatórias, técnicas e econômicas obtidas.

3.1 VARIÁVEIS REGULATÓRIAS

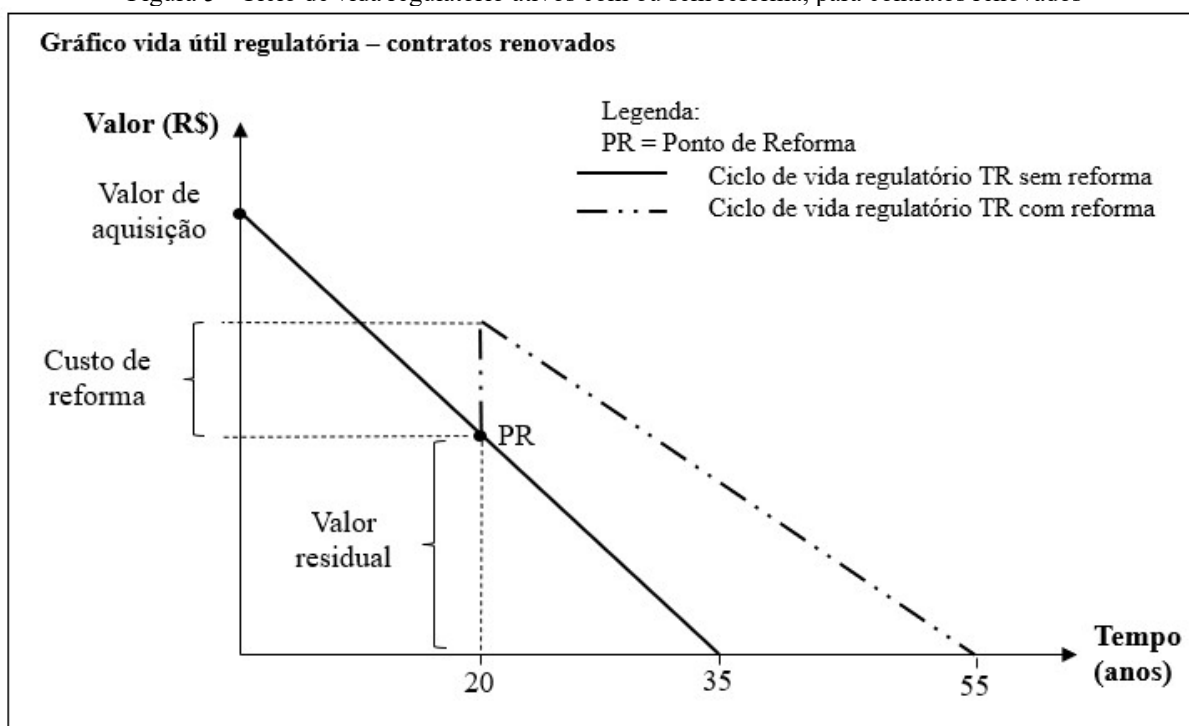
Nesta seção serão apresentadas as curvas de custo regulatório, considerando ativos pertencentes aos contratos renovados, com e sem reforma e, na sequência a mesma análise para ativos dos contratos licitados.

3.1.1 Contratos renovados

A Figura 5 ilustra uma simulação do ciclo de vida regulatório, para ativos de contrato renovado, em duas situações: com e sem reforma. Os equipamentos que não passaram por reforma, o valor contábil decresce linearmente ao longo dos 35 anos. O ponto de reforma representa um momento hipotético do ciclo de vida em que se decide pela reforma, seja preventiva para revitalização ou para recuperação do ativo a partir de uma falha ou defeito detectado.

Tal como apresentado na Seção 2.2.3, uma vez que o ativo é reformado, o custo de reforma é somado ao valor residual contábil naquele instante e o resultado da soma representa o novo valor do ativo reimplantado, além disso, a vida útil regulatória de 35 anos é reinicializada. Portanto, cronologicamente, o ativo deverá operar até 55 anos para amortização completa dos investimentos com a reforma.

Figura 5 - Ciclo de vida regulatório ativos com ou sem reforma, para contratos renovados



Fonte: elaborado pelo autor

Observa-se que a inclinação das duas curvas é distinta, pois o valor inicial é diferente, apesar da taxa anual de amortização ser a mesma. Com isso, na simulação, o ativo reformado, por iniciar o ciclo com um valor menor, terá uma amortização anual menor, em comparação com a curva do ativo sem reforma.

Cabe ressaltar que o valor de reforma pode variar substancialmente, de acordo com o escopo do serviço, podendo conter itens para revitalização do ativo ou uma reforma completa, na qual o custo usualmente se aproxima do valor de aquisição de novo.

Uma reforma preventiva para revitalização aos 20 anos apresenta uma complexidade diferente daquela realizada aos 35 anos. Assim como uma reforma para recuperação do ativo após falha é diferente da preventiva, em termos de custos, pois envolve recuperação de materiais e, além disso, incorre em riscos maiores, uma vez que depende de ampla e efetiva avaliação da extensão dos danos.

Em ambos os casos, ativos reformados ou não, uma desativação prematura gera perdas financeiras, todavia no ciclo de vida regulatório do equipamento reformado esse risco é maior, tanto pela inclinação da curva ser menos acentuada, quanto pelo tempo de operação do ativo ser maior. Nesse sentido, a qualidade da reforma realizada é vital para mitigação do risco.

Com isso, a decisão pela reforma de um ativo, preventiva ou reativa, necessita de uma avaliação ampla e multidisciplinar, envolvendo aspectos econômicos para projeção dos valores ao longo do tempo e aspectos técnicos para garantia da avaliação efetiva das necessidades do equipamento, no detalhe de componentes e materiais e sob uma perspectiva de longo prazo.

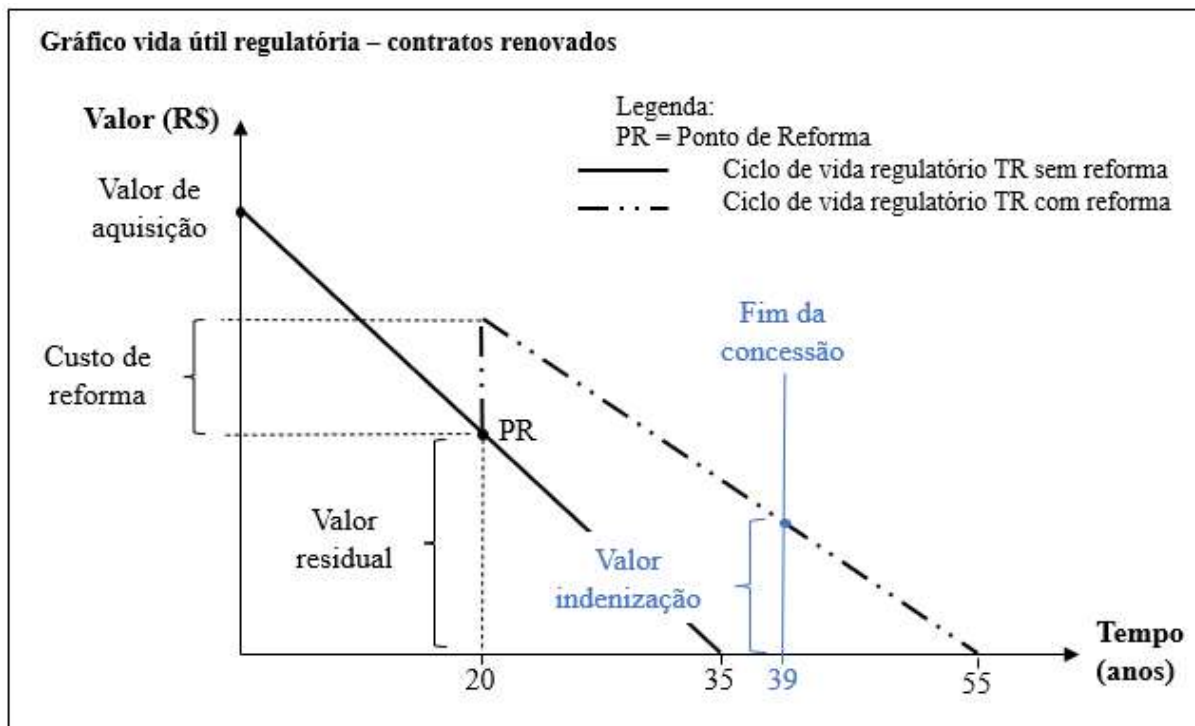
Outro fator que pode influenciar na tomada de decisão por reforma de um ativo é a data de vencimento do contrato de concessão. Como descrito na Seção 2.2.1 deste trabalho, as concessões de transmissão e distribuição existentes foram renovadas duas vezes, sendo a última em 2013, com vigência até 2042.

Até o momento não foi divulgada uma definição regulatória entre a realização de uma nova renovação dos contratos, mantendo os termos e condições atuais, ou então a migração para o modelo de licitação, tal como hoje aplicado para os novos ativos de transmissão de energia elétrica.

Considerando o cenário de mudança regulatória para um modelo de licitação, caso a empresa detentora dos ativos não ganhe no processo de concorrência, o valor residual contábil seria indenizado, de acordo com o definido no Artigo 36 da lei nº 8.987/1995 (BRASIL, 1995a). A Figura 6 ilustra uma simulação de ciclo de vida regulatório de ativos com ou sem reforma, uma data de vigência do contrato.

Nessa simulação, um ativo que não foi reformado, mas continua operando até o vencimento da concessão, não será indenizado, pois não possui valor residual contábil. Em contrapartida, aquele reformado aos 20 anos terá valor residual contábil para indenização. Além disso, destaca-se que o risco operacional do ativo, a partir dos 39 anos, torna-se responsabilidade do agente que assumirá a concessão.

Figura 6 - Ciclo de vida regulatório ativos com ou sem reforma, para contratos renovados, incluindo vigência contrato de concessão



Fonte: elaborado pelo autor

É um pressuposto lógico que as licitações, por promover a disputa entre os agentes do setor, estimula a eficiência nos projetos e consequente menor valor inicial para os empreendimentos, contribuindo assim com a modicidade tarifária. Quando a licitação é realizada para projetos novos, os riscos são mais previsíveis e controláveis, em relação a uma licitação para renovação de ativos existentes, pois o ganhador possui amplo conhecimento e controle sobre a infraestrutura que está concebendo.

No caso de licitação de ativos existentes, o novo agente que assume o serviço, não terá amplo conhecimento dos ativos existentes, ainda que tenha acesso às informações técnicas importantes, como manuais, desenhos, histórico de operação, histórico de manutenção e descrição de reformas realizadas, isto porque não terá acesso ao conhecimento tácito sob o ativo, obtido na forma de experiência e vivência ao longo do ciclo de vida, tal como o agente original.

Deste modo, o novo agente irá estimar os riscos de operação dos ativos existentes, incorrendo em incertezas proporcionais ao nível de conhecimento acessível. Os riscos são de responsabilidade do agente e, em uma eventual materialização de um risco, na forma de interrupção do fornecimento de energia, por exemplo, a empresa irá arcar com prejuízos diversos, inclusive risco de penalização com a perda da concessão.

Entretanto, a sociedade, independente do que ocorrer com a empresa, sofrerá os efeitos da falta de energia elétrica, a qual é um insumo essencial e, portanto, de prejuízos incalculáveis, a exemplo do que ocorreu no estado do Amapá em novembro de 2020, citado na introdução deste trabalho.

Outro ponto desfavorável para a licitação de ativos existentes é que as consequências das decisões tomadas sobre os ativos serão assumidas pelo agente que assumir o novo contrato. Em contratos renovados a empresa é afetada diretamente pelas decisões tomadas ao longo do ciclo de vida, e, conseqüentemente, há maior cautela nessas decisões, que abrangem desde os requisitos dos projetos de aquisição, até a definição das condições de operação e atividades de manutenção.

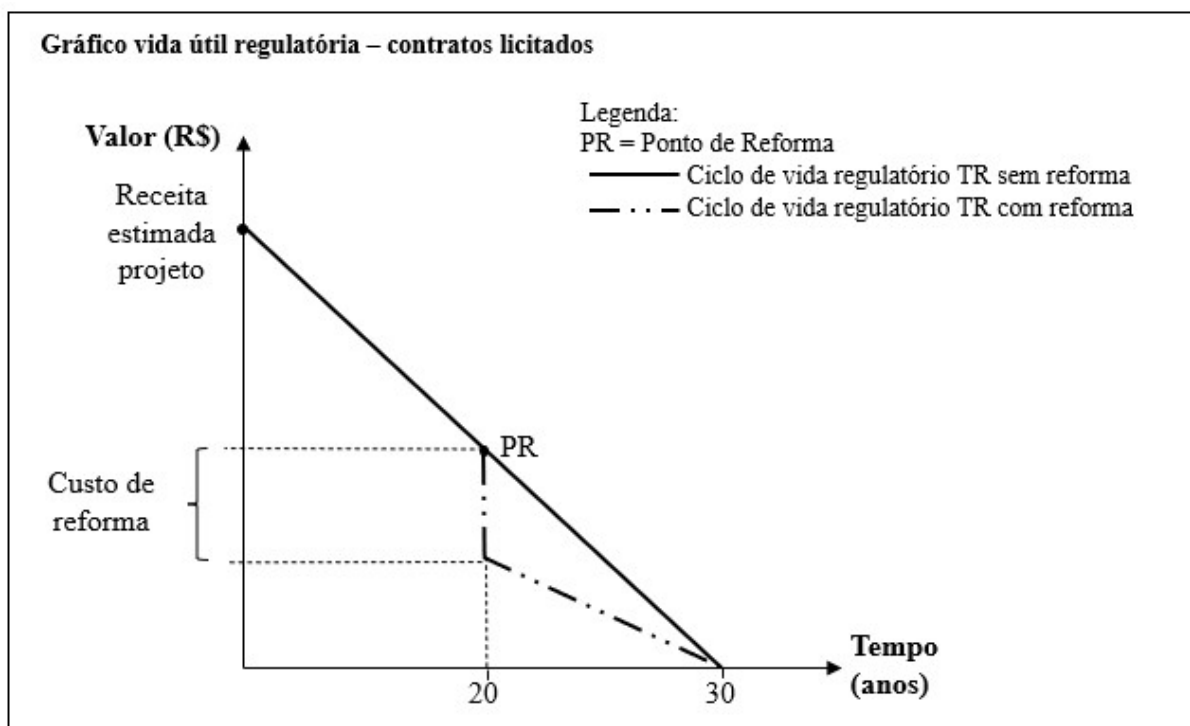
Por fim, é um desafio para a agência reguladora encontrar um equilíbrio entre a modicidade tarifária proporcionada pela licitação e a maior garantia de confiabilidade do sistema intrínseca aos contratos renovados. Assim como, cabe aos agentes do setor, acompanharem os movimentos regulatórios para garantir a rentabilidade e sustentabilidade do negócio.

3.1.2 Contratos licitados

Avançando na análise regulatória do ciclo de vida, a Figura 7 ilustra uma simulação, para os contratos licitados, considerando ativos com ou sem reforma. Esse modelo de concessão não incentiva financeiramente reforços ou melhorias nos ativos, portanto, uma eventual reforma do ativo será contabilizada como despesa, reduzindo com isso a receita planejada na concepção do projeto.

Nesse cenário, as reformas preventivas para revitalização dos ativos, supondo que os riscos de operação sejam aceitáveis, acabam sendo inviabilizadas economicamente. Somente em caso de falha do ativo, ou existência de defeito de alta gravidade, dependendo do escopo da reforma, será possível viabilizar economicamente esta alternativa.

Figura 7 - Ciclo de vida regulatório ativos com ou sem reforma, contratos licitados



Fonte: elaborado pelo autor

A Figura 7 ilustra o ciclo de vida de um ativo reformado no ponto PR, cujo custo de reforma é considerado como despesa, comprometendo deste modo a receita estimada do projeto. O tempo de vida útil regulatório não é modificado após a reforma, mantendo os 30 anos iniciais.

3.2 VARIÁVEIS TÉCNICAS

A seção a seguir apresenta os dados para obtenção das informações técnicas do ciclo de vida dos transformadores de potência, bem como as considerações realizadas neste estudo. Os temas abordados são: valor de aquisição, custos de manutenção, valoração de risco de falha e custos de reforma.

3.2.1 Valor de aquisição

Os ativos das empresas transmissora e distribuidora possuem diferentes tipos de valorações, entre os quais:

- Fiscal: este é o valor atribuído a um ativo para fins de cálculo de impostos, reflete o custo de aquisição;

- Societária: no contexto societário o ativo imobilizado é dividido em valor intangível, o qual corresponde ao direito de explorar a concessão e o financeiro indenizável, composto pela parcela estimada dos investimentos não amortizados até o final da concessão (ROCHA, 2018); e
- Regulatória: trata-se do valor atribuído a um ativo de acordo com as regulamentações específicas, no caso do setor elétrico a contabilidade regulatória segue o estabelecido no MCSE. Os autores ROCHA (2018) e HOPPE (2012) apresentam detalhes e comparações entre os diferentes tipos de valoração.

Para a análise de ciclo de vida proposta neste trabalho, considera-se como valor de novo do ativo o correspondente ao valor fiscal. O valor de aquisição de um ativo pode variar ao longo do tempo e sua previsão é complexa, pois depende de diversos fatores, como a oferta e demanda do mercado, inflação e a evolução tecnológica. Fatores externos também podem impactar, como foi o exemplo da pandemia entre 2020 e 2021, a qual elevou significativamente o preço de transformadores.

Portanto, como simplificação para o estudo do ciclo de vida, será adotado o mesmo valor de aquisição ao longo do tempo, bem como considera-se sempre a substituição de um ativo por outro equivalente, sem alterações significativas, como nível de tensão, potência ou tecnologia.

3.2.2 Custos de manutenção

Os custos de manutenção de um transformador de potência podem variar dependendo de aspectos intrínsecos do equipamento, como por exemplo, o tipo, potência, condição atual e idade, bem como fatores externos como condição do ambiente e estratégia de manutenção da empresa.

Entretanto, para a rede básica, o Módulo 4 das regras de transmissão, aprovadas pela Resolução Normativa nº 905/2020, descreve os requisitos mínimos de manutenção, visando garantir a realização de manutenções preventivas e preditivas mínimas. O cumprimento desta condição é monitorado regularmente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e a ANEEL.

A NBR 5356-9:2016 estabelece que cada empresa pode adotar uma estratégia para os planos de manutenção, mas deve considerar no mínimo: inspeção visual e termográfica, análise

cromatográfica e físico-química do óleo isolante, ensaios elétricos periódicos, monitoramento de componentes e registro da quantidade de comutações (ABNT, 2016).

Algumas atividades de manutenção em transformadores são detalhadas, considerando tanto preventiva e preditivas, quanto corretivas programadas, sendo:

- Inspeção sem desligamento: inclui a inspeção visual e termográfica dos equipamentos e instalações. A inspeção visual destina-se a verificação e acompanhamento do estado geral de conservação e a termográfica detecta pontos quentes nos equipamentos e conexões;
- Análise de óleo: ensaios periódicos no óleo isolante, minimamente de gases dissolvidos e físico-químico, analisados conforme normas técnicas específicas, para acompanhamento da saúde e condição do equipamento;
- Ensaos elétricos: realizados para atestar a integridade do transformador e componentes, incluindo fator de potência, resistência de isolamento e resistência ôhmica dos enrolamentos. A frequência pode variar conforme estratégia da empresa e recomendação do fabricante;
- Manutenção preventiva comutador sob carga: verificações e ensaios realizados neste componente, conforme recomendação do fabricante, em geral balizada pela quantidade de comutações no período; e
- Manutenção corretiva programada: pode incluir substituição de algumas peças desgastadas ou danificadas, reposição de material consumível, limpeza ou tratamento anticorrosivo e tratamento do óleo (regeneração e recondicionamento). Não existe frequência definida e os custos podem variar substancialmente.

A manutenção preventiva e preditiva é uma prática comum em muitas empresas do setor elétrico, mas existem outras estratégias, como a Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC) que otimizam os custos de manutenção. Para análise do ciclo de vida de transformadores neste trabalho será considerado um custo fixo periódico, de preventivas e preditivas.

Outro fator importante para ser considerado em uma tomada de decisão do ciclo de vida é o grau de obsolescência tecnológica do equipamento, pois afeta diretamente nos custos de manutenção e tempo médio para reparo. A seguir são listados aspectos que podem ser avaliados para determinação do grau de obsolescência:

- O transformador e as peças sobressalentes são fabricados e estão disponíveis no mercado;

- O transformador não é mais fabricado, mas as peças sobressalentes são fabricadas e a disposição no mercado;
- O transformador e as peças sobressalentes não são mais fabricados, mas existem peças sobressalentes similares no mercado; e
- O transformador e as peças sobressalentes não são mais fabricados e não existem peças similares.

As informações quanto ao fornecimento de um determinado transformador e as peças sobressalentes por um fabricante específico, bem como a disponibilidade de itens similares no mercado são obtidos por meio de pesquisas de mercado, consulta de empresas reformadoras especializadas e análise do histórico de manutenção de equipamentos similares.

3.2.3 Valoração do risco de falha

A avaliação e valoração do risco de falha de transformadores de potência é um processo complexo que envolve a análise de fatores como: a idade do equipamento, histórico de manutenção, condição do transformador, ambiente de operação, qualidade da isolação sólida e líquida, entre outros.

Em MEDINA (2017) é proposto um modelo para obtenção do índice de risco como uma composição entre informações da saúde do equipamento e fatores de consequência da falha. Para compor a variável técnica de custo de riscos, neste trabalho, é utilizada uma proposta semelhante, ou seja, risco sendo a multiplicação da probabilidade pela consequência.

Em relação a distribuição de probabilidade de falha, para uma análise de ciclo de vida, é considerada a curva da banheira, a qual representa a taxa de falha ao longo do tempo, conforme detalhado na Subseção 2.3.3 deste trabalho, denominada Avaliação de Risco de Transformadores.

Estimar a consequência financeira da falha de um transformador de potência depende de vários fatores, incluindo a potência do transformador, importância para o sistema elétrico, a duração da falha e o impacto nas operações. A seguir são apresentadas algumas variáveis consideráveis:

- Custo de substituição do transformador: pode incluir o custo de aquisição de um novo transformador, bem como os custos associados à instalação e conexão do novo equipamento;

- Custos de reparo: no caso de falhas reparáveis, pode-se levar em consideração os custos de reparo, incluindo peças de reposição, mão de obra e tempo de inatividade associado à manutenção;
- Custos de inatividade: o tempo de inatividade resulta em perda de produção e receita. No setor elétrico existem penalidades como parcela variável ou multas por superação de indicadores de continuidade;
- Custos energia alternativa: com o desligamento de uma instalação por falha do transformador, podem existir custos para recomposição do sistema, por manobra na rede ou instalação de equipamento móvel de emergência;
- Custos reputacionais: se a falha do transformador afetar o fornecimento de energia para os consumidores, além do impacto na receita, a satisfação do cliente será comprometida, com potencial de penalidades contratuais e danos à imagem e reputação da empresa; e
- Custos de seguro e responsabilidades legais: caso a empresa possua seguro do ativo falhado, deve-se considerar o custo da franquia do equipamento. Se houver, considerar os custos associados a eventuais responsabilidades legais decorrentes dos danos causados pela falta de energia.

O cálculo do custo total de uma falha, que representa a variável denominada consequência na composição do risco, é a soma dos custos estimados de uma falha. Vale ressaltar que alguns custos são difíceis de quantificar e, para isso, é necessário realizar estimativas com base em dados disponíveis.

3.2.4 Custo de reforma

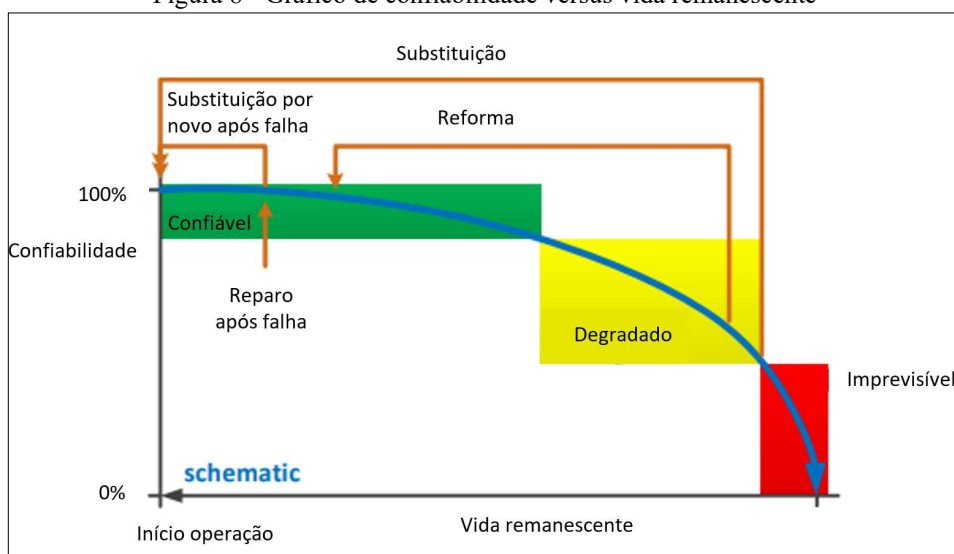
A reforma de um transformador de potência envolve diversos custos, que variam de acordo com o escopo da reforma, características construtivas do equipamento, da condição atual e da localização geográfica. Alguns dos principais custos envolvidos na reforma de um transformador de potência podem incluir:

- Movimentação e transporte: caso a reforma seja realizada em uma oficina, é necessário considerar os custos de movimentação e arraste para retirada do equipamento da base, custos de desmontagem e embalagem, carregamento e transporte e inspeção de recebimento na reformadora;

- Mão de obra: custo da mão de obra envolvida em todas as etapas do processo de reforma;
- Materiais: dependendo do escopo da reforma, podem ser necessárias peças de reposição para substituição de componentes danificados ou obsoletos do transformador;
- Testes e ensaios: tanto antes quanto após a finalização da reforma, o transformador precisa passar por uma série de testes e ensaios para identificação de anomalias, garantir que está funcionando corretamente e em conformidade com as normas e regulamentações aplicáveis. Os custos associados a testes, ensaios e verificações também devem ser considerados; e
- Engenharia e projeto: custos de engenharia e projeto estão relacionados com a análise da condição atual do transformador, definição do escopo da reforma, elaboração de especificações técnicas e a supervisão do processo de reforma. Esses custos podem variar dependendo da complexidade da reforma.

Uma consideração importante em relação aos custos de reforma é que ele pode variar dependendo da condição do equipamento, se é uma reforma preventiva ou corretiva após falha, bem como com a idade do transformador, pois quanto mais antigos, mais itens precisam ser recuperados, substituídos ou atualizados. A Figura 8 ilustra um gráfico que correlaciona a confiabilidade e a vida útil remanescente, bem como indica algumas recomendações.

Figura 8 - Gráfico de confiabilidade versus vida remanescente



Fonte: adaptado de KHUNTIA (2015)

Como é possível observar, a confiabilidade diminui com o tempo, pois o equipamento apresenta uma crescente degradação. No primeiro estágio, representado em verde, a confiabilidade é alta e engloba os anos iniciais de operação e, como o ativo é considerado confiável, em caso de falha, o equipamento pode ser reparado e restabelecer 100% da confiabilidade.

No estágio intermediário de confiabilidade, destacado na cor amarela, o equipamento é considerado degradado, mas ainda é possível reformá-lo para aumento da confiabilidade. É válido destacar que um equipamento degradado reformado chega perto, mas não atinge 100% de confiabilidade.

No estágio final, de menor confiabilidade, é uma região de baixa previsibilidade e o nível de degradação é muito mais avançado. Como ilustra a Figura 8, no início desse estágio recomenda-se a substituição do ativo para evitar os riscos de uma falha funcional. Presumidamente a reforma não é uma opção nesse caso, pois envolveria um escopo completo, cujos custos aproximam-se de um ativo novo.

3.3 VARIÁVEIS ECONÔMICAS

O cálculo do LCC (*Life Cycle Cost*) é uma técnica que envolve a estimativa de todos os custos diretos e indiretos de um projeto ao longo de seu ciclo de vida completo, desde a fase de planejamento até a disposição final, como discutido na Subseção 2.4.4. A seguir, são apresentados os passos para calcular o LCC:

- Identificação do ciclo de vida: determinação do período em que o ativo estará em operação, desde a concepção do projeto até o final da vida útil;
- Lista de todos os custos: identificação de todos os custos associados ao ativo ao longo do ciclo de vida, incluindo custos diretos e indiretos, tais como:
 - Custo de aquisição ou investimento inicial;
 - Custo de construção ou instalação;
 - Custo de operação, manutenção e reparo;
 - Custos de atualização e modernização;
 - Custos de reposição e substituição; e
 - Custo de desmontagem e disposição final.
- Estimativa do valor presente: ajuste nos custos para o valor presente, considerando as taxas de desconto e a inflação;

- Somatório de todos os custos: soma simples dos valores presentes de todos os custos ao longo do ciclo de vida; e
- Comparativo de alternativas: comparar o LCC de diferentes alternativas ou opções de investimento para determinar a melhor opção.

A vida útil econômica de um ativo pode ser definida como o período de aplicação econômica do bem (NEVES *et al.*, 2020). Segundo HASTING (2015), a vida econômica é datada pelo momento que não compensa manter o item em operação, sob o ponto de vista de custos. Entretanto, trata-se de um conceito idealizado, pois muitos fatores podem influenciar na tomada de decisão econômica para substituição do ativo.

Conforme apresentado na Subseção 2.4.4, mais especificamente na Figura 3, o ponto ótimo econômico para substituição de um ativo é aquele de menor custo total. O custo total é dado pela relação entre o custo de desativação, que diminui ao longo do tempo, considerando o modelo regulatório de amortização e, também, a curva de custos acumulado de manutenção e riscos, a qual aumenta ao longo do tempo.

3.4 CORRELAÇÃO DAS VARIÁVEIS

Nesta seção, será realizada uma correlação entre os aspectos regulatórios, técnicos e econômicos para o ciclo de vida de um transformador de potência, tendo como subsídio as variáveis definidas nas demais seções deste capítulo.

Em relação ao aspecto regulatório, serão considerados os diferentes modelos de contratos de transmissão (renovado e licitado), bem como o efeito de uma eventual reforma. O aspecto técnico colabora com uma curva dos custos acumulados de manutenção e uma curva de custo de risco.

O aspecto econômico contribui com a identificação do ponto ótimo de custo, ou seja, quando o custo total é mínimo, conforme ilustrado na Figura 3. Ainda, serão analisados cenários de alternativas para o ciclo de vida: operação contínua, ou seja, o equipamento é mantido em operação sem intervenção de reforma ou substituição preventiva; equipamento revitalizado ou reformado; e, por fim, equipamento substituído por novo.

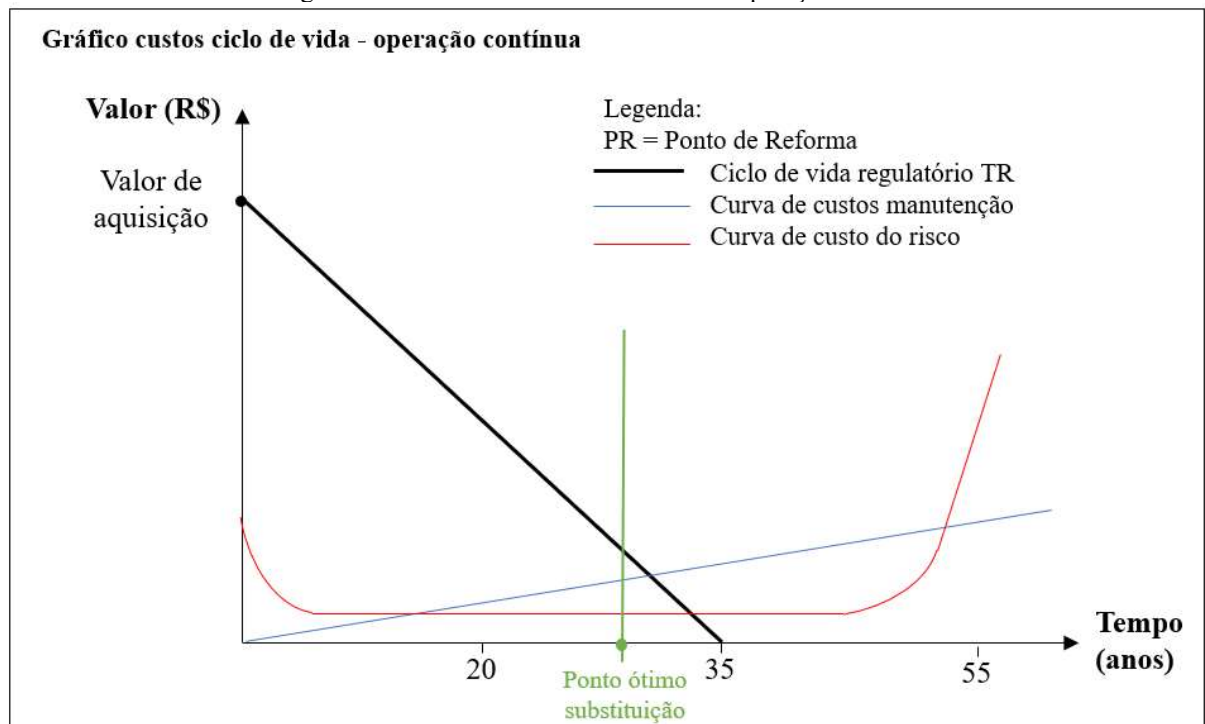
Nesse sentido, para cada um dos cenários mencionados, a seguir serão apresentadas simulações do ciclo de vida, correlacionando os aspectos técnicos, econômicos e regulatórios. A análise e considerações sobre as simulações é realizada no Capítulo 4.

A Figura 9 ilustra o ciclo de vida de um equipamento que opera continuamente. As Figuras 10 e 11 ilustram resultados gráficos de simulações com equipamentos reformados, pertencentes aos contratos renovado e licitado, respectivamente. A Figura 12 ilustra o ciclo de vida de um equipamento substituído por outro novo, antes do fim de vida útil regulatório.

É importante destacar que as simulações visam facilitar a observação da interação de diferentes fatores e, a partir disso analisar o ciclo de vida. A seguir algumas considerações sobre a simulação:

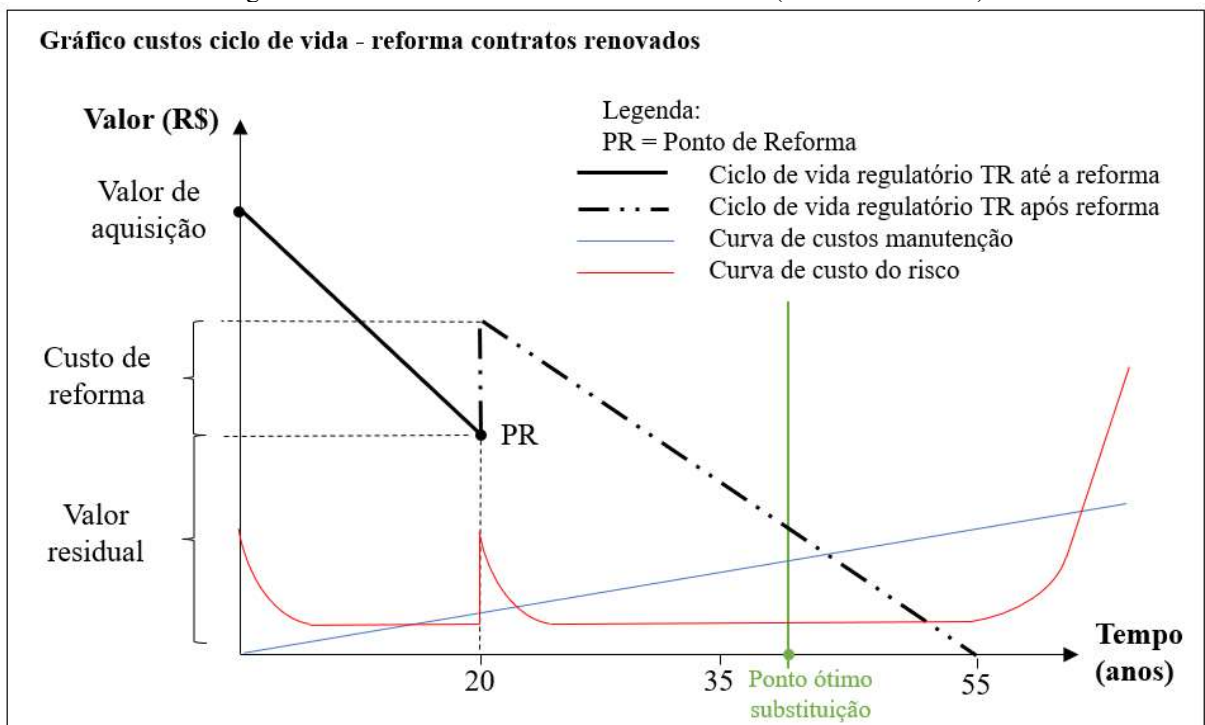
- Valor de aquisição: pode variar amplamente conforme a especificação do transformador (potência, tensão, potência e tecnologia);
- Tempo de vida útil regulatório: não tem variação, pois a norma estabelece 35 anos em contratos renovados e 30 para licitados;
- Custo de reforma: pode variar amplamente conforme a especificação do transformador (potência, tensão, potência e tecnologia), bem como pelo escopo da reforma;
- Custo de manutenção: também pode variar, considera-se uma aproximação linear considerando a manutenção preventiva e preditiva regular acumulada. Não considera custos de corretivas programadas, como para tratamentos de óleo e para substituições de componentes ao longo do tempo, como as buchas, ventiladores, acessórios, entre outros; e
- Curva de custo do risco:
 - Curva da banheira: a distribuição da taxa de falha é representada pela curva da banheira, independentemente, do equipamento, mas os pontos de flexão inicial e final podem variar de acordo com o projeto, tipo de equipamento, condições de operação e manutenção; e
 - Consequência: pode variar amplamente, dependendo das variáveis consideradas, do local de instalação e do tipo de concessão, por exemplo.

Figura 9 - Ciclo de vida transformador em operação contínua



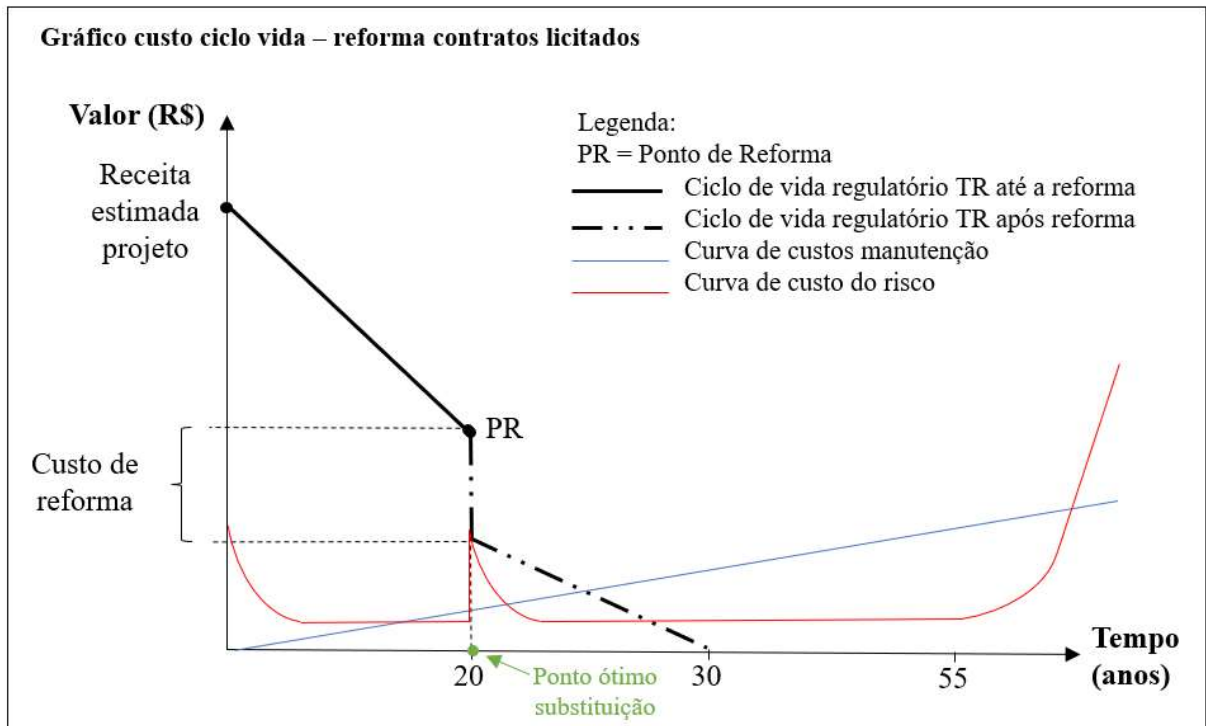
Fonte: elaborado pelo autor

Figura 10 - Ciclo de vida transformador reformado (contrato renovado)



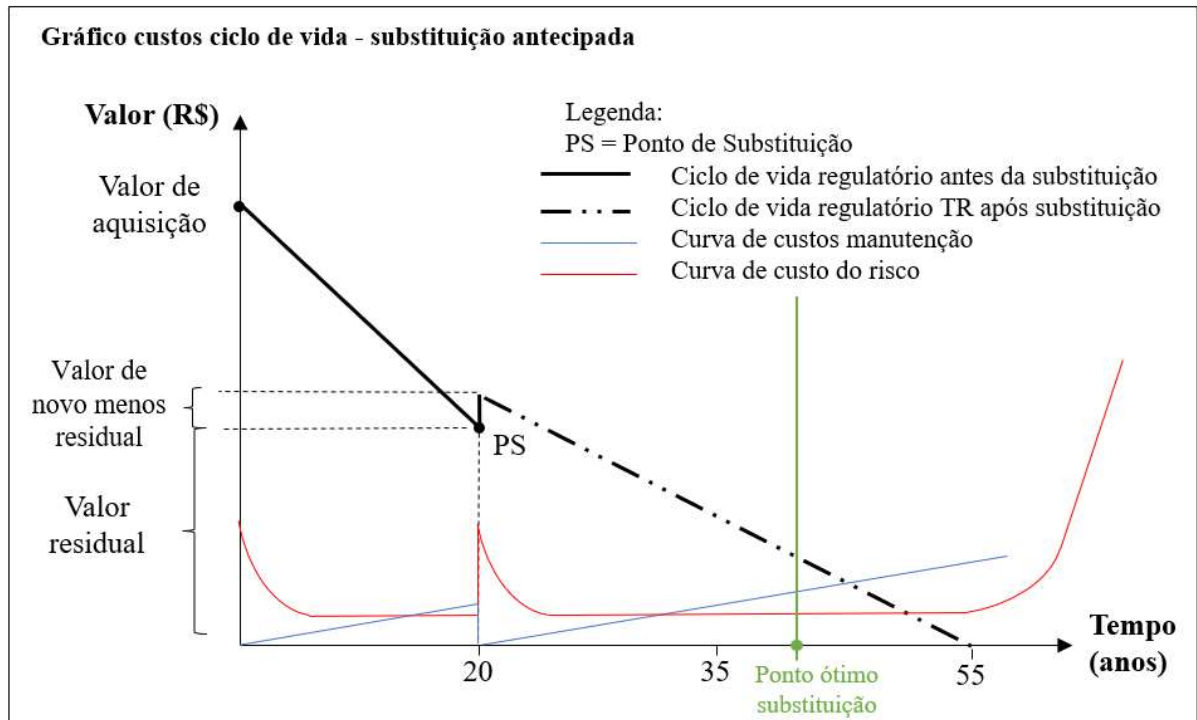
Fonte: elaborado pelo autor

Figura 11 - Ciclo de vida transformador reformado (contrato licitado)



Fonte: elaborado pelo autor

Figura 12 - Ciclo de vida transformador substituído (contrato renovado)



Fonte: elaborado pelo autor

3.5 ESTUDO DE CASO

Para o estudo de caso, foram levantados dados de dois transformadores de potência em operação, apresentados na Tabela 1. O primeiro equipamento opera na rede básica de transmissão por 17 anos (TR1), o segundo com as mesmas características de tensão e potência do primeiro, porém com 35 anos de operação (TR2).

Tabela 1 - Dados levantados de transformadores de potência

	Item	Descrição variável	Dados TR1	Dados TR2
Dados gerais	1	Valor aquisição equipamento novo	R\$ 3,0 milhões	R\$ 3,0 milhões
	2	Vida útil regulatória	35 anos	35 anos
	3	Valor residual contábil	R\$ 1,5 milhões	R\$ 86 mil
	4	Ano de fabricação	2006	1988
Valoração do risco operativo	5	Histórico análise cromatográfica	Normal	Normal
	6	Histórico análise físico-químico	Normal	Normal
	7	Diagnóstico última cromatografia	Normal	Normal
	8	Diagnóstico último físico-químico	Normal	Normal
	9	Possui PCB ou enxofre corrosivo	Não	Não
	10	Expectativa estimada isolamento sólido	30 anos	20 anos
	11	Grau de obsolescência tecnológica	Baixo	Médio
	12	Consequência falha (custo estimado)	Médio	Baixo
Custos manutenção	13	Histórico de manutenção	Preventiva e corretiva programada	Preventiva e corretiva programada
	14	Custo acumulado de manutenção	R\$ 89 mil	R\$ 233 mil
	15	Tipo de reforma (revitalização / reparo)	Revitalização	Revitalização
	16	Valor de reforma (estimado)	R\$ 1 milhão	R\$ 1,5 milhões

Fonte: elaborado pelo autor

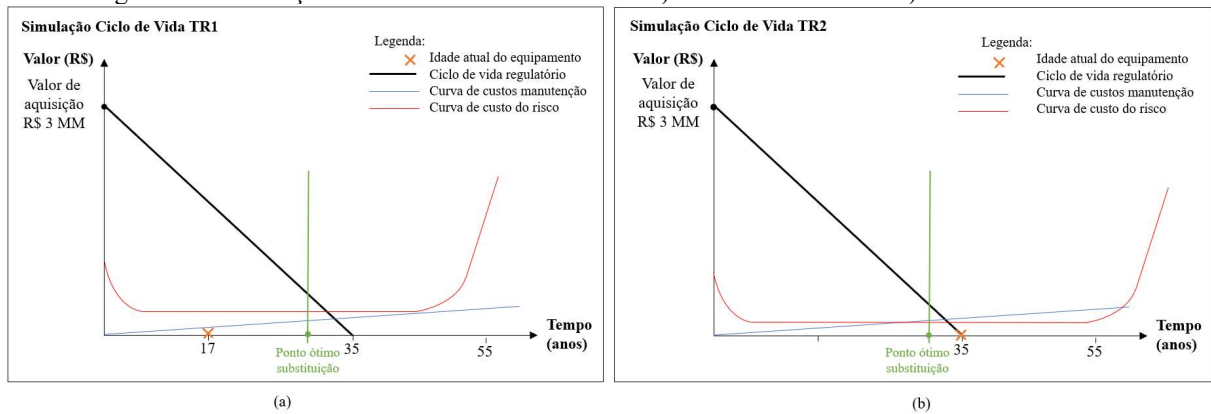
A seguir algumas considerações sobre os itens:

- Valor de aquisição: considerou-se somente o valor atual de um novo equipamento com as mesmas características técnicas, ou seja, não estão inclusos custos com serviços para instalação e destinação do equipamento substituído;
- Vida útil regulatória: de acordo com o MCPSE;

- Valor residual contábil: valor residual contábil fiscal atual;
- Ano de fabricação: dado de placa;
- Histórico cromatografia: análise de DGA dos resultados das cromatografias gasosas dos últimos três anos;
- Histórico físico-químico: análise dos resultados dos ensaios de físico-químico dos últimos três anos;
- Diagnóstico da última cromatografia: análise de DGA do último ensaio;
- Diagnóstico último físico-químico: análise do último ensaio;
- Presença de PCB ou enxofre corrosivo: dado obtido a partir de ensaios específicos no óleo;
- Expectativa estimada isolamento sólido: estimado a partir do último laudo de cromatografia líquida (2-FAL);
- Grau de obsolescência tecnológica: avaliação geral da disponibilidade de peças sobressalentes e existência de acessórios desatualizados;
- Consequência financeira em caso de falha (custo estimado): avaliação qualitativa em relação ao portfólio de ativos em operação;
- Histórico de manutenção: levantamento registros disponíveis de manutenção preditiva, preventivas e corretivas programadas atribuídos aos ativos estudados;
- Custo acumulado de manutenção: estimativa de custos totais de manutenção com base nos registros de manutenção disponíveis e requisitos mínimos de periodicidade para manutenções preditivas e preventivas;
- Tipo de reforma (revitalização ou reparo): considerada intervenção para reparo somente em equipamentos que apresentaram falha funcional ou defeito; e
- Valor de reforma (estimado): custo estimado (serviço e materiais) com base na condição do equipamento.

As Figuras 13 (a) e (b) apresentam graficamente o ciclo de vida dos transformadores TR1 e TR2, respectivamente. As curvas de ciclo de vida regulatório, de custos de manutenção e custos de riscos foram baseadas nas informações levantadas para o estudo de caso.

Figura 13 - Simulação ciclo de vida estudo de caso. a) transformador TR1. b) transformador TR2



Fonte: elaborado pelo autor

Este estudo de caso atendeu ao propósito de obter curvas do ciclo de vida, como apresentado na Figura 13, a partir de dados reais de transformadores de potência em operação. A análise dos resultados do estudo de caso será apresentada no Capítulo 4, Subseção 4.2.5.

CAPÍTULO 4 - ANÁLISE DOS RESULTADOS

Este capítulo é destinado as análises e considerações obtidas a partir das diretrizes metodológicas deste trabalho. A seguir, será apresentada uma proposta de aprimoramento regulatório do MCSE, originada das observações do ciclo de vida regulatório de equipamentos reformados. Na sequência são feitas as análises do ciclo de vida, a partir dos cenários simulados correlacionando os aspectos regulatório, técnico e econômico.

4.1 PROPOSTA DE APRIMORAMENTO REGULATÓRIO

O ciclo de vida regulatório, em comparação com o técnico e econômico, é mais simples, pois as regras e diretrizes são estabelecidas de forma objetiva nos manuais MCPSE e MCSE. Contudo há oportunidades de melhorias que possibilitam equilibrar os aspectos técnicos e econômicos na gestão do ciclo de vida dos ativos.

O final da vida útil regulatória, quando o ativo está totalmente depreciado, é um estímulo financeiro significativo para as empresas renovarem seus ativos, seja por meio de reforma ou aquisição de um novo equipamento, teoricamente mais confiável e capaz de atender a demanda futura do sistema elétrico.

Os planos de cuidados com o ativo, isto é, programas de manutenção preventiva, rotina de inspeções visuais e termográficas, manutenções preditivas, sistemas de monitoramento, padrões de operação, reparos e substituição de componentes, entre outros, definem a extensão da vida útil técnica do equipamento, bem como representam despesas para a organização.

Para evitar perdas financeiras, na forma de desativação prematura do equipamento ou com gastos de manutenção além do necessário, o ideal seria ter uma estratégia de cuidado com o ativo proporcional à vida útil regulatória, ou seja, ajustar a vida útil técnica o mais próximo possível da regulatória.

Entretanto, essa estratégia não é recomendável, caso a empresa não garanta a renovação do equipamento quando necessário, ao final da vida útil regulatória. De modo geral, no cenário atual, as empresas possuem um parque instalado relativamente depreciado, competindo pelos mesmos recursos (capital, humano, serviços, fornecedores etc.).

Com isso, é importante ter um plano de cuidado com o ativo mais conservador, possibilitando tempo suficiente para a organização priorizar os investimentos de renovação, mantendo a qualidade do serviço prestado e segurança operacional.

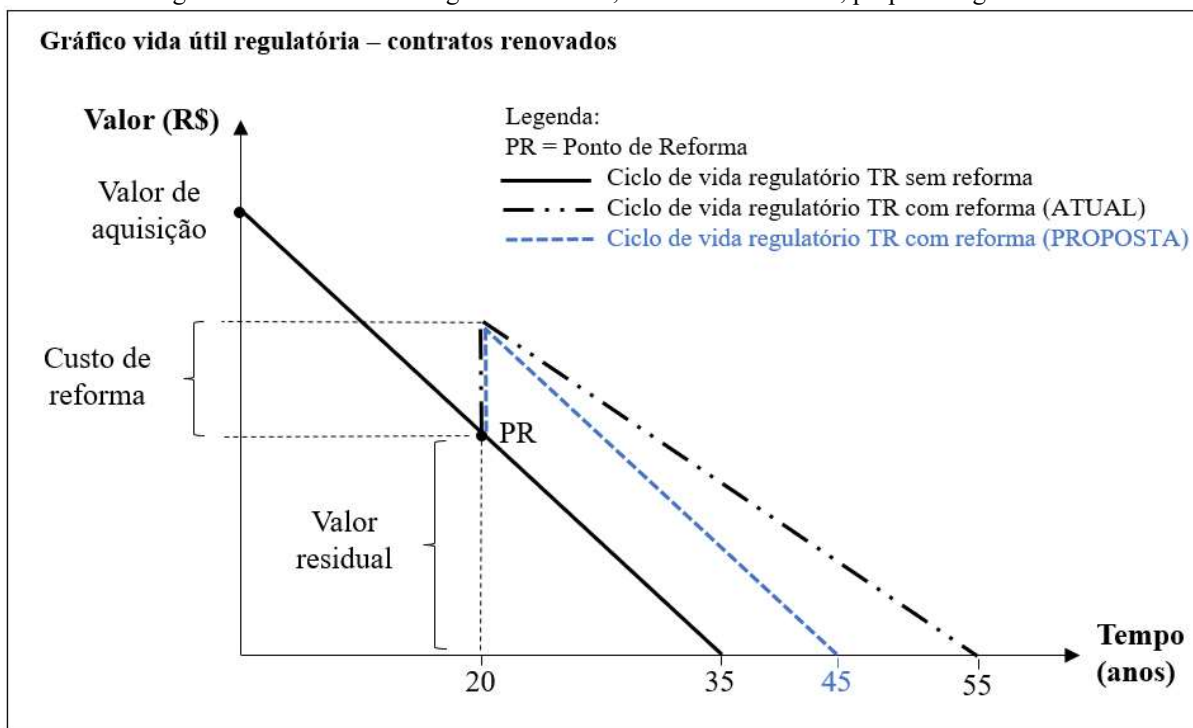
Portanto, seria de interesse da sociedade, favorecer a modicidade tarifária e dos agentes do setor elétrico, se a regulamentação previsse compensação financeira de alguma natureza para aqueles ativos que permanecem operando com qualidade, além da vida útil regulatória.

Outro ponto relevante observado na análise regulatória é em relação as reformas. Para transformadores existem diversos tipos de intervenções de manutenção, realizadas em campo ou oficinas, que em maior ou menor grau contribuem para o aumento da vida útil técnica do equipamento.

Como a regulação atual do MCSE define reiniciar a vida útil regulatória, de 35 anos para transformadores, após a intervenção de reforma, acaba com isso inviabilizando economicamente uma série de intervenções de reformas, preventivas ou para recuperação de equipamentos.

Nesse sentido, uma proposta de melhoria da atual regulamentação seria: no caso do ativo ser reparado, reformado ou transformado, este seja imobilizado com valor gasto 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 (VENDRAMETO *et al.*, 2022). A Figura 14 ilustra graficamente a proposta de revisão.

Figura 14 - Ciclo de vida regulatório ativos, contratos renovados, proposta regulatória



Fonte: elaborado pelo autor

Na simulação ilustrada na Figura 14, o equipamento foi reformado aos vinte anos e apurou-se uma vida útil técnica remanescente real de 25 anos, após a reforma. Com a vida útil

regulatória de 25 anos, observa-se uma taxa anual de retorno do investimento maior do que no modelo atual.

A operacionalização dessa proposta regulatória depende do estabelecimento de critérios objetivos para determinação da vida útil remanescente real, a partir dos componentes substituídos, serviços realizados, como o de limpeza e secagem da parte ativa, bem como da aprovação em ensaios pré-definidos.

4.2 ANÁLISE CICLO DE VIDA

A seguir serão analisados os cenários simulados e apresentados na Seção 3.4, os quais correlacionam o ciclo de vida regulatório, técnico e econômico. Iniciando com a análise geral do ciclo de vida em contratos licitados, na sequência avança para os três cenários, sendo: operação contínua, reforma e substituição por novo equipamento, para ativos do contrato renovado. Por fim, são apresentadas as análise e considerações sobre o estudo de caso.

4.2.1 Contratos licitados

Para ativos do contrato licitado, como ilustra a Figura 11, as reformas preventivas não compensam financeiramente, em qualquer momento do ciclo de vida, pois o custo de reforma não é reconhecido como investimento. Do mesmo modo, eventuais substituições antecipadas dos ativos são desfavoráveis economicamente.

Caso o transformador falhe ou apresente defeito de alta gravidade, que impeça a operação segura, fora do período de garantia de fabricação, entre as alternativas de substituição por novo ou reforma, caberia análise de custo-benefício das alternativas e avaliação dos riscos associados.

De todo modo, as falhas em equipamentos precisam ser evitadas em decorrência do impacto financeiro. Pode-se presumir que a aquisição de equipamentos mais robustos seja uma opção viável, entretanto o preço deve ser competitivo para obter resultado nos leilões. Ou seja, é necessário encontrar um equilíbrio técnico-econômico nos projetos de equipamentos e sistemas.

Nesse contexto, torna-se muito relevante o acompanhamento das etapas iniciais do ciclo de vida, desde a especificação técnica eficaz, até os testes de aceitação em fábrica e processo de comissionamento em campo, mitigando riscos com causas relacionadas ao processo

produtivo. Especial atenção deve ser dedicada às proteções intrínsecas e do sistema em que o transformador opera.

A manutenção precisa ser eficiente no controle dos modos de falha, bem como na conservação do ativo, garantindo condições de operação segura e confiável pelo período de 30 anos. Considerando que a vida útil média de transformadores de potência é de 35 e 40 anos, a manutenção deve postergar proporcionalmente a degradação do ativo.

Técnicas de manutenção preditiva, como análise de óleo completa, medições de vibração e termográficas, por exemplo, possuem grande valor pela possibilidade de identificação de falhas incipientes. Tais técnicas além da eficiência, não necessitam de desligamentos, fator este relevante em cenários com incidência de parcela variável para manutenções preventivas

Os dados de manutenção e operação, bem como estudos de confiabilidade, são particularmente importantes para desenvolvimento de fornecedores, bem como para elaboração de especificações técnicas mais robustas, evitando reincidência de problemas nas novas aquisições.

Atualmente existem muitas tecnologias para sensoriamento e monitoramento de transformadores, como apresenta FRONTIN *et al.* (2013). A aplicação desse recurso nos ativos de contratos licitados é justificável para controle do risco de falha, ainda que envolva custos adicionais nos projetos.

Os riscos de falhas por causas aleatórias, de origem externa aos transformadores, que permeiam todas as etapas do ciclo de vida, mesmo aqueles com causas não gerenciáveis, precisam ser amplamente mapeados, analisados e tratados em um processo de gestão de riscos contínuo e robusto.

4.2.2 Operação contínua

Em relação ao cenário de operação contínua do transformador, ilustrado na Figura 9, dependendo do custo de manutenção acumulado, o ponto ótimo econômico para substituição pode ocorrer antes do fim de vida regulatório, portanto, estratégias de renovação somente após os 35 anos podem ser economicamente inviáveis.

A redução dos custos de manutenção para controle do ponto ótimo econômico não é recomendável, pois pode implicar em uma redução da vida útil técnica, ou seja, o custo de riscos pode ser aumentado com a antecipação da degradação do equipamento.

A operação contínua de modo indeterminado, isto é, até a ocorrência de falha funcional do transformador não é vantajosa sob o ponto de vista de custos, visto que existe uma tendência de aumento exponencial.

Entretanto, se não for possível realizar a substituição do equipamento após os 35 anos, por limitação de recursos para investimento, é necessário controlar os riscos por meio da manutenção ou investir em técnicas de sensoriamento e monitoramento dos modos de falha.

Sob a perspectiva de melhor modicidade tarifária, mantendo os padrões mínimos de confiabilidade, é interessante que a vida útil técnica dos equipamentos seja extensa, de modo que evite substituições antecipadas.

Nesse sentido, seria oportuno existir recursos regulatórios para incentivo financeiro aos agentes que conseguem manter os transformadores operando além dos 35 anos, de modo adequado, por meio de manutenção e revitalização dos equipamentos.

4.2.3 Reforma

A Figura 10 ilustra a simulação do ciclo de vida de transformadores do contrato renovado. É uma prática comum considerar a realização de reforma após a ocorrência de falhas, as quais, em teoria, acontecem mais frequentemente ao final do ciclo de vida útil técnica, entre 30 e 40 anos, em função do desgaste.

Nestes casos, envolvendo equipamento antigo e falhado, o escopo de reforma tende a ser amplo e, conseqüentemente, o custo de reforma aproxima-se de um equipamento novo. Além disso, o ativo será contabilizado como novo, conforme estabelecido no MCSE, portanto, torna-se inviável economicamente.

Entretanto, é importante reforçar que o critério econômico não é o único viés considerado, a decisão entre reforma e sucateamento deve levar a avaliar a necessidade do sistema, disponibilidade de reservas para substituição, características construtivas de interesse técnico, bem como os prazos para recomposição do sistema se reformado ou para aquisição de novo.

A reforma de um equipamento mais novo, entre 20 e 30 anos, tende a apresentar custos relativamente menores, especialmente quando não envolvem sinistros ou falhas do transformador. Todavia, conforme relatado acima, não é uma prática comum realizar reformas preventivas em transformadores.

Além disso, como é possível observar na Figura 10, reformas em equipamentos mais novos auxiliam no equilíbrio do ponto ótimo de custos, em comparação com a Figura 9 que considera uma operação contínua e os custos indicam substituição antes dos 35 anos.

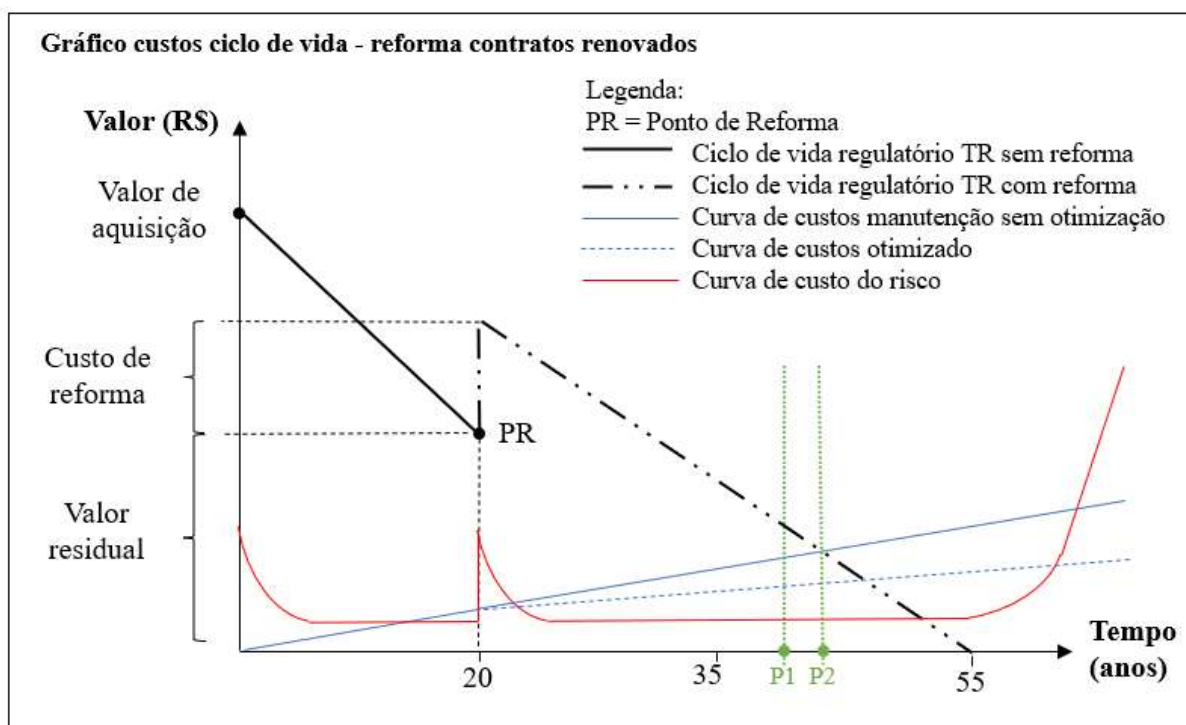
A reforma preventiva para revitalização do equipamento representa também uma oportunidade de otimização dos custos de manutenção. Por exemplo, um transformador com necessidade de tratamento do óleo, se realizada a atividade pontualmente em campo, será considerada como custo OPEX, porém se inclusa no escopo de reforma torna-se um investimento CAPEX com reconhecimento tarifário.

Algumas atividades de manutenção, como o tratamento de óleo, podem apresentar custos relativamente altos, em comparação com os custos médios para as preventivas periódicas de transformadores. Portanto, em termos gerais, seria interessante reunir as diversas necessidades corretivas de manutenção para saneamento em conjunto, em uma reforma.

De acordo com o MCPSE, os componentes de um transformador de potência caracterizados como UAR (Unidade de Adição e Retirada), como é o caso de um conjunto de buchas, podem ser substituídos como investimento, agregando valor ao equipamento de modo proporcional. Entretanto, esta é uma alternativa válida para necessidades pontuais ou emergências, pois em uma reforma muitos outros itens podem ser contemplados.

A otimização dos custos de manutenção, ou seja, realizar as manutenções em conjunto em um processo de reforma CAPEX, irá acentuar a curva linear de custos, conforme ilustra a Figura 15 e, conseqüentemente, o ponto ótimo de custos será deslocado para a direita (de P1 para P2), ou seja, estenderia a vida útil econômica do transformador.

Figura 15 - Ciclo de vida transformador reforma com otimização dos custos



Fonte: elaborado pelo autor

Em termos de riscos, as reformas podem postergar o fim de vida útil, representado pela etapa de riscos crescentes na curva da banheira, contribuindo da mesma forma para a postergação do ponto ótimo de custos.

Entretanto, assim como para equipamentos novos, existe um pico de riscos no início da vida útil técnica, pois o equipamento passou por uma grande intervenção, envolvendo por exemplo tratamentos, limpezas, prensagem, manipulações, secagem e substituição de componentes.

Um fator importante relacionado às reformas e que pode influenciar na magnitude da curva de riscos do ativo, é que a reforma nem sempre é realizada pelo fabricante do equipamento, portanto requer estudos de reengenharia e avaliações precisas da condição e capacidade do equipamento e seus componentes.

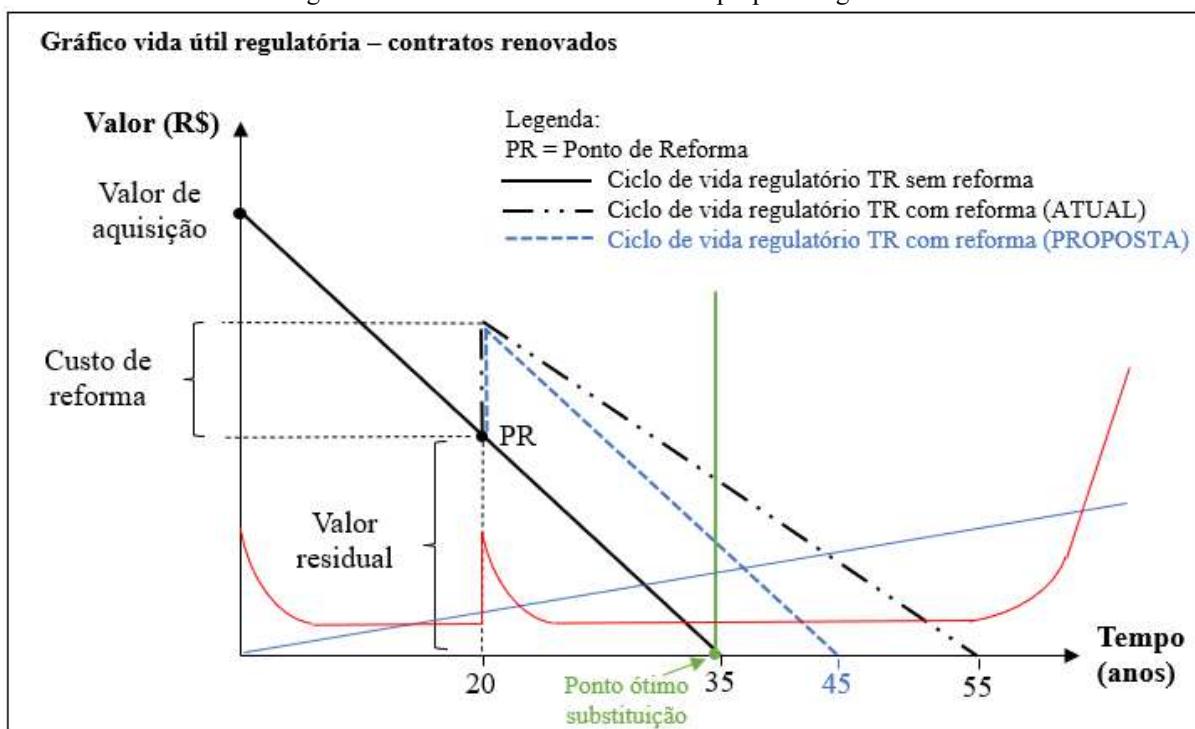
Ainda que a reforma seja realizada com o fabricante do equipamento, o qual detém as informações de projetos e histórico de fabricação, é necessário atenção com as avaliações e, principalmente, conhecimento do histórico de dados de operação e manutenção do transformador.

A possibilidade de realização de reformas preventivas pode ser prejudicada caso não haja equipamento disponível para substituição, ou possibilidade de remanejamento de carga por

um período maior. Ainda assim existem oportunidades quando da substituição prematura de um transformador, por exemplo, o equipamento substituído poderia passar oportunamente por revitalização e ser reaproveitado em outra obra ou reserva técnica.

De todo modo, a reforma é um recurso importante para gestão do ciclo de vida de transformadores e a atual regulamentação torna algumas iniciativas inviáveis economicamente, como discutido na Seção 4.1. A Figura 16 ilustra graficamente uma simulação de ponto ótimo para a proposta de revisão regulatória apresentada na referida seção.

Figura 16 - Ciclo de vida transformador proposta regulatória



Fonte: elaborado pelo autor

Como é possível observar, a adequação da vida útil regulatória desloca o ponto ótimo de custos para a esquerda, ou seja, antecipa a idade ótima para substituição sob a perspectiva de custos.

4.2.4 Substituição por novo equipamento

Em relação ao cenário de substituição por um transformador novo, representado pela Figura 12, o qual pode ser mandatório, como em casos de expansão do sistema elétrico, pois requer uma potência ou nível de tensão diferente, bem como em situações que requerem mudança de tecnologia do equipamento, como por exemplo um transformador com óleo vegetal.

A substituição por novo equipamento é uma das alternativas em caso de falha, em detrimento de reforma. Essa decisão depende da análise de custos de reforma, valor residual contábil e prazo para recomposição do sistema.

Como é possível observar na Figura 12, no momento da substituição por novo equipamento haverá uma perda financeira associada ao valor residual contábil do transformador substituído, comprometendo assim o valor inicial do novo ciclo de vida.

Por tratar-se de um equipamento diferente, os custos de manutenção devem ser zerados, para não comprometer o histórico das manutenções realizadas. A curva de riscos também é reiniciada, pois o novo equipamento está sujeito ao mesmo perfil de riscos.

A substituição preventiva, ou seja, sem envolver falha é interessante, sob o ponto de vista de custos, quando atingir o ponto ótimo de custos do equipamento em operação contínua, deste modo a curva de custo de manutenção é otimizada e o valor residual contábil é relativamente baixo.

4.2.5 Análise do estudo de caso

Os dados levantados para o estudo de caso foram representados graficamente na Figura 13. A curva regulatória é normatizada, portanto não apresenta alteração de um caso para o outro, todavia os custos de manutenção e de riscos são influenciados pelas variáveis apuradas para cada transformador.

O transformador TR1, relativamente mais novo, apresenta uma curva de risco com maior magnitude, pois seu impacto e consequência para o sistema é médio, enquanto para o TR2, o impacto é considerado baixo. Com isso, o ponto ótimo econômico para substituição acontece ligeiramente antes.

As curvas de custos para o TR1 e TR2 apresentaram inclinação semelhante, porém pode variar de um equipamento para outro, dependendo da estratégia de manutenção ou condição do equipamento, pois impacta nas necessidades de manutenções corretivas.

O transformador TR2, aos 35 anos de operação, apresentou uma expectativa de vida remanescente estimada de 30 anos, portanto a curva de risco é mais extensa em comparação ao TR1. Isso pode ocorrer em função de características construtivas mais robustas, condições de operação favoráveis e manutenção adequada.

Além disso, a vida útil remanescente do TR2 favorece a realização de uma revitalização no equipamento, com isso agregaria valor a este equipamento que ainda possui capacidade para operar com segurança e confiabilidade.

Em ambos os casos, o ponto ótimo de substituição poderia ser ajustado a vida útil regulatória de 35 anos por meio da diminuição dos custos de manutenção e de riscos. A curva de custo de riscos é resultado da composição de probabilidade e consequência, o controle sobre esses aspectos é possível, porém complexo.

A probabilidade de falha no início do ciclo de vida pode ser diminuída por meio de especificações técnicas detalhadas e abrangentes, bem como pela gestão de contratos e fornecedores. No fim de vida útil, a probabilidade apresenta um aumento exponencial, relacionada à degradação natural do equipamento, portanto é pouco controlável.

A consequência é composta por diversas variáveis, mas uma parcela significativa está atrelada ao local de instalação. A diminuição da consequência pode ser obtida por meio de obras estruturantes no sistema elétrico, aumentando a flexibilidade e robustez, bem como pela previsão de equipamento reserva.

Existem duas modalidades de equipamento reserva, primeiro o tipo denominado como reserva quente, unidade exclusiva de um determinado local, montado e conectado ao sistema, pronto para receber carga de modo instantâneo e, segundo a reserva ou estoque centralizado de equipamentos para instalação sob demanda.

A diminuição da curva de manutenção, sem comprometer a integridade e confiabilidade do equipamento, pode ser obtida por meio de técnicas de manutenção preditiva, assim como pelo estabelecimento de Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC), a qual visa otimização de custos.

Como parte dos custos de manutenção são corretivas para substituição de componentes ou pequenos reparos, a estratégia de reforma preventiva para revitalização do equipamento poderia auxiliar na redução dos custos de manutenção.

CAPÍTULO 5 - CONCLUSÃO

Este capítulo destina-se a apresentação das conclusões gerais do estudo desenvolvido, bem como citação de artigo publicado relacionado ao trabalho.

5.1 ASPECTOS GERAIS

Os transformadores de potência apresentam um alto valor agregado e a gestão do ciclo de vida desses ativos é considerada crítica na organização. Portanto, justifica uma abordagem criteriosa e multidisciplinar, avaliando as diferentes esferas do ciclo de vida, como as propostas neste trabalho: aspectos regulatórios, técnicos e econômicos.

O objetivo deste trabalho de analisar o ciclo de vida de transformadores de potência sob os aspectos regulatórios, técnicos e econômicos foi realizado por meio da definição das características e como estas influenciam o ciclo de vida de transformadores.

Também foi apresentada uma correlação entre os aspectos, para definição de um ponto ótimo de substituição do equipamento, o qual pode ser utilizado como balizador das decisões de longo prazo em relação ao ciclo de vida dos transformadores de potência.

A partir deste estudo, foi possível observar a importância de considerar os diferentes aspectos, pois uma visão unilateral pode levar a decisões equivocadas, como a substituição tardia sob o ponto de vista econômico ou com níveis de riscos altos.

Outra observação é em relação a relevância de todas as etapas do ciclo de vida de um equipamento, desde a concepção até a destinação final, pois as decisões de projeto e aquisição impactam nos custos de manutenção e operação, assim como as estratégias de manutenção e condições de operação podem antecipar ou postergar a destinação final.

Em uma organização típica do setor elétrico, as etapas do ciclo de vida são tratadas por áreas ou departamentos distintos da empresa, portanto é fundamental um alinhamento interno efetivo entre os processos e definição dos direcionadores estratégicos objetivos, com uma perspectiva de longo prazo, tal como preconiza o conceito de gestão de ativos.

A correlação entre os aspectos permitiu identificar algumas oportunidades de melhoria. No que tange reformas, a atual regulamentação estabelecida no MCSE não contribui para viabilização econômica, uma vez que aumenta o tempo de retorno do investimento e representa risco de perda financeira caso a intervenção de reforma não seja completa.

Além disso, ativos que operam além da expectativa de vida regulatória, com confiabilidade e segurança, como resultado da efetividade da manutenção e gestão do ativo

pelos agentes, não possuem incentivos financeiros pela regulamentação, apesar de ser uma alternativa interessante sob o ponto de vista de modicidade tarifária.

Os ativos de contratos licitados e renovados, devido as diferenças nas regulamentações, demandam estratégias distintas para o ciclo de vida. A principal diferença é a ausência de reconhecimento para renovação de ativos licitados, com isso é imperativa a necessidade de redução da probabilidade de falha.

O estudo de caso permitiu um esboço do ciclo de vida a partir de dados reais de equipamentos em operação. Alguns pontos relevantes para aumentar a assertividade das projeções passam pela qualidade e disponibilidade dos dados, tanto os relacionados aos custos de manutenção, quanto os de gestão de riscos.

Esse é um desafio quando se trata de equipamentos com expectativa de vida longa, como é o caso de transformadores de potência. Portanto, é importante registrar e reter os principais dados de projeto e fabricação, desempenho na operação, resultados detalhados dos ensaios e testes realizados no equipamento e custos completos de todas as intervenções de manutenção.

A efetiva gestão de riscos depende dos dados da manutenção para determinação da condição real do equipamento que, conseqüentemente, afeta a probabilidade de falha do ativo, bem como demandam informações de diversas áreas (financeira, regulatória, suprimentos, relações institucionais, configuração do sistema elétrico, planos de contingência, entre outros) para mensuração das consequências de uma falha.

Por fim, é válido ressaltar que as empresas do setor elétrico possuem um portfólio de ativos físicos relativamente grande, portanto a análise do ciclo de vida de um transformador deve levar em consideração também aspectos do contexto geral, pois os recursos são limitados e eventualmente podem impactar nas decisões pontuais.

5.2 PUBLICAÇÃO RELACIONADA AO TRABALHO

A publicação citada a seguir está relacionada ao trabalho desenvolvido.

VENDRAMETO, H. V.; SOUZA, A. N.; PEREIRA, L. N.; DIAS, J. V. R.; CAMPIONI, C. R.; JUNIOR, G. M.; VASCONCELLOS, V. **Proposta de Aperfeiçoamento Regulatório para Efetiva Gestão do Ciclo de Vida de Transformadores de Potência.** XXVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. XXVI SNPTEE 2022, Rio de Janeiro. Anais de Congresso.

REFERÊNCIAS

- ABNT. **ABNT NBR 5356-1: Transformadores de Potência - Parte 1: Generalidades**. Rio de Janeiro: ABNT, 2010.
- ABNT. **ABNT NBR 5356-7: Transformadores de Potência - Parte 7: Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante**. Rio de Janeiro: ABNT, 2017.
- ABNT. **ABNT NBR 5356-9: Transformadores de potência Parte 9: Recebimento, armazenagem, instalação e manutenção de transformadores e reatores de potência imersos em líquido isolante**. Rio de Janeiro: ABNT, 2016.
- ABNT. **ABNT NBR ISO 31000: Gestão de riscos - Diretrizes**. Rio de Janeiro: ABNT, 2018.
- ABNT. **ABNT NBR ISO/TR 31004: Gestão de riscos — Guia para implementação da ABNT NBR ISO 31000**. Rio de Janeiro: ABNT, 2015.
- ABNT. **ABNT NBR ISO 55000 - Gestão de Ativos - Visão Geral, princípios e terminologia**. Rio de Janeiro: ABNT, 2014.
- ABNT. **ABNT NBR ISO 55010 - Gestão de Ativos – Orientação sobre o alinhamento das funções financeiras e não financeiras na gestão de ativos**. Rio de Janeiro: ABNT, 2021.
- ABNT. **ABNT NBR 7274: Interpretação da análise dos gases em transformadores em serviço**. Rio de Janeiro: ABNT, 2012.
- AMBOK. **Framework for Asset Management**. Segunda edição. Austrália, 2014.
- ANEEL. **Anexo VIII da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf>. Acesso em: 31 de março de 2023.
- ANEEL. **MCSE: Manual de Contabilidade do Setor Elétrico**. Brasília, 2022.
- ANEEL. **MCPSE: Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico**. Brasília, 2015.
- ASSUNÇÃO, T. C. B. N. **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.
- AZIZ, A. *et al.* **Development of Condition Health and Risk Index of Transformer Population**. 2022 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon), 2022, pp. 61-64, doi: 10.1109/PECon54459.2022.9988771.

BAO, L. *et al.* **"Research on Decommissioning Strategy of Old Transformer Based on Economic Life"** 2022 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Applications (ICHVE), 2022, pp. 1-4, doi: 10.1109/ICHVE53725.2022.9961474.

BARAN, L. R.; TROJAN, F. **Uma revisão e análise comparativa das técnicas para determinar a criticidade dos sistemas e equipamentos em plantas industriais.** Revista ESPACIOS| Vol. 37 (Nº 08) Ano 2016, 2016.

BECKETT, C.; LAI, J. **Application of Conditional Probability in Risk Assessments to optimise Transformer.** In: CIGRE SESSION, 48, 2020, Paris. [s.n.]

BIANCHI, P. R. **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.

BRASIL. **Lei nº 8.987, 13 DE FEVEREIRO DE 1995.** Diário Oficial da Nação. seção 1, Brasília, 14 fev. 1995a.

BRASIL. **Lei nº 9.074, 7 DE JULHO DE 1995.** Diário Oficial da União. Brasília, 8 jul. 1995b.

BRASIL. **Lei nº 12.783, 11 DE JANEIRO DE 2013.** Diário Oficial da União. seção Seção 1, Brasília, 14 jan. 2013.

CIGRE. **Guia de manutenção para transformadores de potência.** [s.l.] 2013a.

CIGRE. **Avaliação de Desempenho de Transformadores de Potência e Reatores no Sistema Elétrico Brasileiro.** [s.l.] 2013b.

CIGRE. **Asset Management Decision Making using different Risk Assessment Methodologies for Electricity Transmission.** [s.l.]: Working Group C1.25, 2013c.

CIGRE. **Refurbishment Strategies based on Life Cycle Cost and Technical Constraints.** [s.l.]: Working Group B5.08, 2011.

CIGRE. **Transformer Reability Survey.** [s.l.]: Working Group A2.37, 2015.

CIGRE. **Transmission Asset Risk Management.** [s.l.]: Working Group C1.16, 2010.

DIXON, F. L.; ROBEY, D. **When to Replace Aging Transformers, Part 2: Guidelines to Replace Older Transformers Before Failure.** In IEEE Industry Applications Magazine, 2022, doi: 10.1109/MIAS.2022.3214023.

Eyüboğlu, O. H. *et al.* **Risk Assessment by Using Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) Based on Power Transformer Aging for Maintenance and Replacement Decision.** 2nd Global Power, Energy and Communication Conference (GPECOM), Izmir, Turkey, 2020, pp. 251-255, doi: 10.1109/GPECOM49333.2020.9247887.

FOGLIATTO, F. S.; RIBEIRO, J. L. D. **Confiabilidade e Manutenção Industrial.** Rio de Janeiro: Elsevier, 2009.

FRONTIN, S. *et al.* **Equipamentos de Alta Tensão – Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas**. Primeira edição. Brasília: Goya Editora, 2013.

GFMAM. **The Assset Management Landscape**. Segunda edição. Canadá, 2014.

HASTING, N. A. J. **Physical Asset Management: With an Introduction to ISO55000**. Second Edition, Springer, 2015.

HOPPE, A. A. **Estudo sobre as diferenças de práticas contábeis nas demonstrações contábeis societárias e regulatórias de distribuidoras de energia elétrica no Brasil**. Dissertação mestrado em ciências contábeis. São Paulo, 2012.

HUANG, W. *et al.* **A restoration-clustering-decomposition learning framework for aging-related failure rate estimation of distribution transformers**, *Reliability Engineering & System Safety*. Volume 232, 2023, 109043, ISSN 0951-8320, <https://doi.org/10.1016/j.ress.2022.109043>.

IAM. **PASS 55-1:2008 Gestão de Ativos**. Inglaterra, 2008.

IAM. **The Pathway to Excellence in Asset Management**. Inglaterra, 2021.

IAM. **Asset Management – An Anatomy**. Versão 3. Inglaterra, 2015.

ICA. **Gestão de Ativos no Setor Elétrico da América Latina - melhores práticas e tendências**. Chile, 2014.

ICA. **Gestão de Ativos: guia para aplicação da norma ABNT NBR ISO 55.001**. Segunda edição, 2018.

IEC. **IEC 60599: Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis**. [s.l.]: IEC, Geneva, 2007.

IEEE. **Guide for Evaluation and reconditioning of Liquid Immersed Power Transformers**. In IEEE Std C57.140-2006 , vol., no., pp.1-73, 27 April 2007, doi: 10.1109/IEEESTD.2007.353650.

IEEE. **IEEE C57.104-201: Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers**. [s.l.]: IEEE, 2019.

JIPM. **600 Forms Manual**. Japan, 1995.

KARDEC, A. *et al.* **Gestão de Ativos**. Rio de Janeiro: Qualitymark Editora, 2020.

KHUNTIA, S. R. **Classification, domains and risk assessment in asset management: A literature study**. 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Stoke on Trent, UK, 2015, pp. 1-5, doi: 10.1109/UPEC.2015.7339857.

LAFRAIA, J. R. B. **Manual de Confiabilidade, Manutenibilidade e Disponibilidade**. Rio de Janeiro: Qualitymark Editora: Petrobras, 2014.

LAFRAIA, J. R. B. **Manual de Gestão de Ativos**. Rio de Janeiro, 2020.

LAFRAIA, J. R. B. **Vivendo a Gestão de Ativos**. Rio de Janeiro: Qualitymark Editora, 2015.

LIANG, Z.; PARLIKAD, A. **A Markovian model for power transformer maintenance**. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 99, 2018, Pages 175-182, ISSN 0142-0615, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.12.024>.

LUNDGAARD, L. *et al.* **Ageing of cellulose in mineral-oil insulated transformers: task force D1.01.10**. CIGRE; 2007.

NADERIAN, A. *et al.* **Improving the Assessment of Remaining Life of Service Aged Power Transformers**. 2019 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC), 2019, pp. 330-334, doi: 10.1109/EIC43217.2019.9046610.

NEVES, E. *et al.* **Evolution of Regulatory Framework on Reinforcements, Improvements and End of Useful Life of the Electric Power Transmission Assets in Brazil**. In: CIGRE SESSION, 48, 2020, Paris. [s.n.]

MARQUES, A. **Diagnóstico otimizado de transformadores de potência mediante a integração de técnicas preditivas**. Tese (doutorado em engenharia elétrica e computação). Goiânia, p. 195, 2018.

MEDINA, R. *et al.* **Power transformer risk index assessment for an asset management plan**. CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON), Pucon, Chile, 2017, pp. 1-7, doi: 10.1109/CHILECON.2017.8229535.

MHARAKURWA, E., *et al.* **Transformer Remnant Life Estimation and Asset Management model based on Insulation Stress Assessment**. 2019 IEEE Electrical Insulation Conference, Calgary, AB, Canada, 2019, pp. 325-329, doi: 10.1109/EIC43217.2019.9046526.

MILASCH, M. **Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante**. São Paulo: Edgard Blucher LTDA, 1984.

MUTHANNA, K. *et al.* **Transformer insulation life assessment**. in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 21, no. 1, pp. 150-156, Jan. 2006, doi: 10.1109/TPWRD.2005.855474.

O'NEILL, T.; CARPENTER, J.; NOONAN, T. **Power Transformer Life Extension Rebuilds**. In: CIGRE SESSION, 48, 2020, Paris. [s.n.]

ONS. **Submódulo 15.12 - Apuração mensal das parcelas variáveis referentes à disponibilidade de instalações da Rede Básica**. Rio de Janeiro, 2009.

PRASOJO, R. *et al.* **Development of Power Transformer Remaining Life Model Using Multi-Parameters**. 2021 IEEE International Conference on the Properties and Applications of Dielectric Materials (ICPADM), 2021, pp. 99-102, doi: 10.1109/ICPADM49635.2021.9493928.

QUEIROZ, L. F. *et al.* **Improving transformer reliability through operation, maintenance, repair and asset management for extended life.** In: CIGRE SESSION, 48, 2020, Paris. [s.n.]

RHEIN, A. *et al.* **Asset Individual Optimization of Maintenance and Replacement Strategies in Transmission Systems.** In: 20th International Symposium on High Voltage Engineering, Buenos Aires, 2017.

ROCHA, L. C. N. **Análise comparativa entre as demonstrações contábeis societárias e regulatórias das distribuidoras de energia elétrica brasileiras: efeitos na estrutura de capital.** Dissertação mestrado em ciências contábeis. Dissertação mestrado em ciências contábeis. Brasília, 2018.

SÃO PAULO. **Lei nº 17.432, 18 DE OUTUBRO DE 2021.** Subsecretaria de Gestão Legislativa da Casa Civil. São Paulo, 18 out. 2021.

SOUVANNALATH, P. *et al.* **Determining Power Transformer Maintenance Plan Using Three-Dimensional Risk Matrix.** 2022 IEEE International Conference on Power Systems Technology (POWERCON), 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/POWERCON53406.2022.9929632.

SOUZA, A. A. *et al.* **Controle patrimonial nas empresas do setor elétrico brasileiro: a nova configuração.** Revista de Auditoria Governança e Contabilidade (RAGC), v. 1, n. 1, 2012.

TAMURA, L. F. **Análise de falhas e vida útil de transformadores de potência por meio de estudo de casos.** 2022. 189 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2022.

TENBOHLEN, S.; JAGERS, J.; VAHIDI, F. **Standardized survey of transformer reliability: On behalf of CIGRE WG A2.37.** 2017 International Symposium on Electrical Insulating Materials (ISEIM). Toyohashi, Japan, 2017, pp. 593-596, doi: 10.23919/ISEIM.2017.8166559.

UPADHYAY, C. **A study of life time management of Power Transformers at E. ON's Öresundsverket, Malmö.** Monografia (mestrado em engenharia elétrica). Malmö, p. 74, 2011.

VENDRAMETO, H. V.; SOUZA, A. N.; PEREIRA, L. N.; DIAS, J. V. R.; CAMPIONI, C. R.; JUNIOR, G. M.; VASCONCELLOS, V. **Proposta de Aperfeiçoamento Regulatório para Efetiva Gestão do Ciclo de Vida de Transformadores de Potência.** XXVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. XXVI SNPTEE 2022, Rio de Janeiro. Anais de Congresso.

XU, Y. *et al.* **Comprehensive Method for Determining Transformer Decommissioning Life Considering Economic Life and Physical Life.** 2021 31st Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), 2021, pp. 1-5, doi: 10.1109/AUPEC52110.2021.9597728.