



## **XIII – GRUPO DE ESTUDO DE TRANSFORMADORES, REATORES, MATERIAIS E TECNOLOGIAS EMERGENTES - GTM**

### **METODOLOGIA PARA PRIORIZAÇÃO DA SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES EM FINAL DE VIDA ÚTIL TÉCNICA E ECONÔMICA**

**LUIS ADRIANO DE MELO CABRAL DOMINGUES (1) (\*); CRISTIANO SANTOS CARVALHO (1); CARLOS  
KLEBER DA COSTA ARRUDA (1); ANDREA PEREIRA LEITE (2); TACIANA VASCONCELOS DE MENEZES  
(2); MANUEL DE ARAÚJO PEDRO NETO (2); ALEX ARTIGIANI NEVES LIMA (2)  
CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA – CEPEL (1); ELETROBRAS (2)**

#### **RESUMO**

Este IT apresenta uma metodologia destinada a auxiliar o processo de tomada de decisão relativa à substituição de transformadores em final de vida útil técnica e econômica. Ela considera as variáveis financeiras típicas do problema (custo de substituição do equipamento em operação, receita anual permitida (RAP), parcela variável (PV), custos de O&M, etc.), e os históricos operacionais, para identificar quando é mais vantajoso economicamente substituir um ativo. Receitas e custos são avaliados pelo método do Valor Anual Uniforme Equivalente (VAUE) para determinar a vida útil econômica do ativo e possibilitar a comparação das alternativas manter vs substituir, dessa forma obtém-se o momento ótimo para substituição, do ponto de vista da empresa.

#### **PALAVRAS-CHAVE**

Gestão de ativos; substituição de transformadores; determinação de vida útil econômica; fim de vida útil física

#### **1 INTRODUÇÃO**

A gestão de ativos é uma área estratégica nas empresas do Setor Elétrico. Os transformadores possuem grande importância, tanto pelo seu elevado custo de aquisição quanto pela sua importância para o funcionamento do sistema, fazendo que a definição do momento ótimo para sua substituição seja crítica. Um problema adicional reside no fato que especificação, encomenda, produção e entrega de um equipamento deste porte leva um tempo considerável, podendo ocorrer um acúmulo de pedidos, dificultando a reposição nos prazos desejáveis, e aumentando a necessidade de dispor de uma ferramenta de planejamento que indique a janela de tempo ideal para a troca. Algumas metodologias propostas utilizam ferramentas de decisão multicritério, para consolidar e agregar as opiniões de diferentes especialistas em termos de notas. A metodologia apresentada neste IT utiliza uma abordagem diferente, colocando todas as variáveis em termos financeiros, sendo as variáveis que envolvem incertezas modeladas em termos de probabilidades, daí decorrendo a expectativa de custos. Ao final, para priorização e tomada de decisão, a comparação é direta, em termos financeiros.

Uma dificuldade adicional, no caso do sistema elétrico brasileiro (SEB), para aplicação de metodologias encontradas na literatura, consiste na peculiaridade do processo de remuneração, com RAP, PV e outras particularidades, ao invés do simples custo da energia fornecida. Por este motivo em especial é necessária uma metodologia adaptada às características do sistema brasileiro.

A metodologia apresentada, desenvolvida por um Grupo de Trabalho da Eletrobras, com apoio do Cepel, foi concebida com características de flexibilidade, de modo a poder ser facilmente adaptada às características e especificidades de cada empresa, e modularidade, de modo a ter uma estrutura geral que contemple a possibilidade de ser detalhada e expandida em seus componentes, ou mesmo incorporar novos métodos, sem prejuízo dessa estrutura geral. O método considera variáveis técnicas (históricos operacionais, paradas programadas e não programadas, dados de monitoramento, históricos de falhas) e variáveis financeiras (custos e condições de financiamento de um equipamento novo, valor residual do equipamento em operação, RAP, PV, custos de operação e manutenção (O&M)) para indicar o melhor momento para substituição de um transformador que está no fim de sua vida útil regulatória. A princípio, a análise será feita aplicando-se o método de Engenharia Econômica conhecido como Método do Valor Anual Uniforme Equivalente (VAUE), que propõe que a vida econômica de um equipamento corresponde ao período em que os custos associados a continuidade de sua operação são mínimos. Para cada transformador analisado serão comparadas alternativas de:

- Manter o equipamento em operação;
- Efetuar a substituição do equipamento, em anos subsequentes.

As alternativas são comparadas por meio do VAUE, considerando receitas e despesas, a cada ano, ao longo de uma janela de 50 anos de operação. O VAUE fornece uma referência comum que permite comparar opções de investimentos com períodos de duração diferentes tornando possível a identificação do momento em que a substituição do transformador oferece o melhor retorno financeiro para a empresa.

(\*) Av. Horácio Macedo, 354, Sala J118, Cidade Universitária, Ilha do Fundão, CEP: 21941-911, Rio de Janeiro – RJ - Brasil.

O exemplo de aplicação da metodologia utiliza informações próximas às de um transformador em operação no SEB.

## 2 METODOLOGIA

A metodologia apresentada neste IT foi estruturada de forma a que as variáveis sejam expressas em termos financeiros, que tem como vantagens clareza e fácil interpretação para tomada de decisão (1). Outras vantagens, em relação a outras metodologias, são a robustez, por não depender de classificações individuais ou avaliações de especialistas específicos e a flexibilidade, pela facilidade de incluir outros fatores na análise. Naturalmente isto é válido desde que a formulação dos diversos componentes, ou parcelas, do modelo seja adequadamente justificada.

Alguns componentes são de caráter financeiro determinado (RAP, PV, custo de substituição, custos de O&M, etc.), porém outros dependem de eventos probabilísticos, como as falhas e eventos não programados. A modelagem desses fatores, que dependem de eventos probabilísticos, visou determinar distribuições de probabilidade para ocorrência e duração desses eventos, de forma que o custo – parcela financeira – desses fatores seja definido pelo tempo esperado do evento interrupção vezes o seu custo por hora.

### 2.1 MODELAGEM DO RISCO DE FALHA

A modelagem de falhas tem dois propósitos diferentes, a definição da probabilidade de ocorrência de falhas em um determinado período, e a identificação da evolução do equipamento na curva da banheira, caminhando para um final de vida útil física. A modelagem da probabilidade de falha de um equipamento depende da disponibilidade e exatidão de uma memória operacional: histórico de falhas, tempo de ocorrência, tipo, duração etc. Como nem sempre existe um histórico adequado, a abordagem simplificada consiste em utilizar taxas típicas, geralmente de literatura, referentes a equipamentos similares, de mesma classe de tensão e potência.

Existindo o histórico operacional há um conjunto de metodologias e ferramentas computacionais para tratar esses dados e definir uma distribuição probabilística que permita quantificar a expectativa de risco de falha no período em análise. Duas situações distintas são abordadas:

- Falhas operativas sujeitas a processo de reparo e subsequente retorno a operação normal; neste caso pode-se utilizar, opcionalmente, o modelo de Weibull ou um processo de Poisson;
- Falha crítica, ou terminal, na qual o equipamento é danificado além de possibilidade de reparo; este tipo de falha merece atenção destacada, pois seu custo é muito superior ao de uma falha reparável.

### 2.2 MODELOS DE WEIBULL E POISSON

Falhas rotineiras podem ser modeladas alternativamente por um modelo de Weibull ou um Processo de Poisson, dependendo da natureza da falha e das características do histórico operacional disponível. Ambos os modelos permitem quantificar uma taxa de falha esperada, que pode ser expressa em termos de probabilidade, alimentando o modelo geral de tomada de decisão.

#### 2.2.1 MODELO DE WEIBULL

A modelagem de Weibull é adequada ao estudo de falhas não reparáveis (para-raios, transformadores de corrente, fusíveis, etc.) (2). Normalmente este não é caso em análise aqui, de falhas em transformadores, que são equipamentos reparáveis. Pode-se, contudo, estudar alguns modos de falha específicos, que sejam mais relevantes e que impliquem na troca do subsistema falhado. Os dados necessários para alimentar um modelo de Weibull são simplesmente os tempos em operação, para um conjunto de equipamentos similares, até a ocorrência de falha ou, caso não tenha ocorrido a falha, até o último momento observado (suspensão). O modelo de Weibull está expresso nas Equações (1-3) a seguir:

$$f(t) = \left(\frac{\beta}{\eta}\right) \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta}} \quad (1)$$

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta}} \quad (2)$$

$$MTTF = \eta \Gamma \left(1 + \frac{1}{\beta}\right) \quad (3)$$

Onde  $f(t)$  é a função densidade de probabilidade;  $F(t)$  é a função de probabilidade acumulada (CDF);  $MTTF$  é o tempo médio para a falha;  $t$  é o tempo de operação, a variável independente e  $\beta$  e  $\eta$ , os parâmetros do modelo, calculados a partir dos dados por um método como o de máxima verossimilhança, por exemplo.

O ajuste de Weibull é um modelo de previsão, o que pode ser visto na distribuição de probabilidade acumulada, Figura 1, que permite, entre outros, obter a previsão do número esperado de falhas em um período futuro (1 ano, por exemplo). Na medida que o tempo passa e os dados são atualizados o ajuste muda, refletido nos valores de  $\beta$  e  $\eta$ . Uma das informações importantes que são obtidas deste modelo é a análise dos valores de  $\beta$  ao longo do tempo, que indica o seguinte:

- $\beta < 1$ , a taxa de falha diminui ao longo do tempo e o conjunto se encontra na fase de “mortalidade infantil”;
- $\beta = 1$ , a taxa de falha permanece constante, indicando falhas aleatórias, a fase dita como “vida útil”;
- $\beta > 1$ , a taxa de falha é crescente, indicando falhas por desgaste, fase conhecida como “aposentadoria”; esta informação é essencial análise feita neste IT, pois indica o final de vida útil física, independentemente da vida útil econômica.

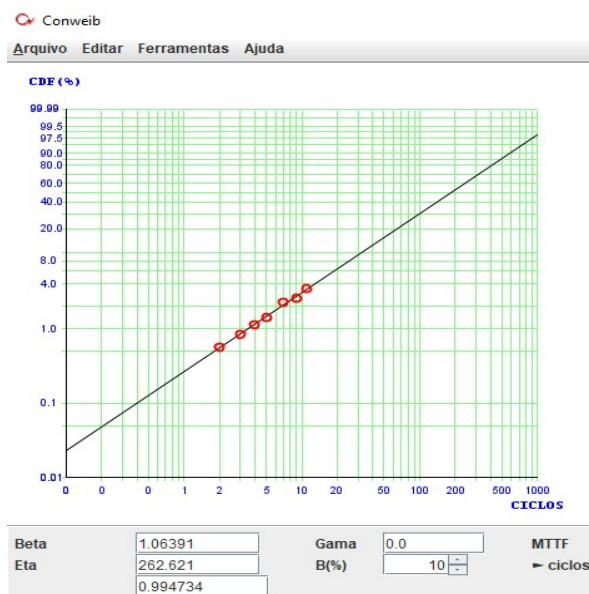


Figura 1 - Modelo de Weibull - CDF

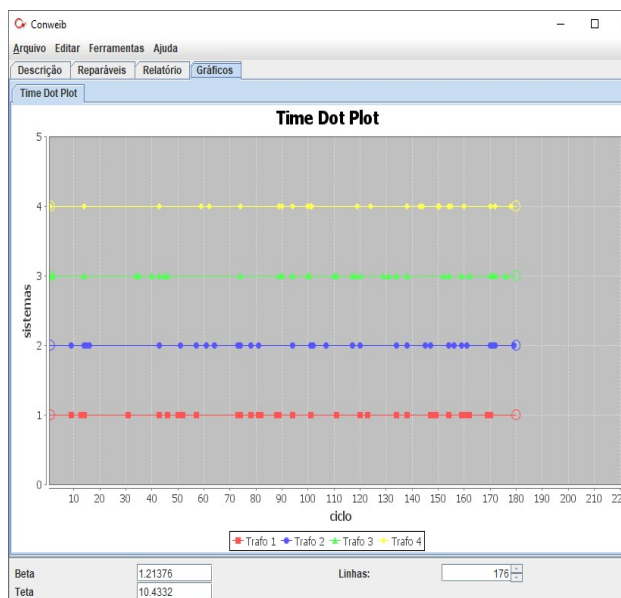


Figura 2 - time dot plot de um conjunto de transformadores

### 2.2.2 PROCESSO DE POISSON

Falhas reparáveis, como as que geralmente estamos analisando, podem ser modeladas por um Processo de Poisson homogêneo ou não-homogêneo (3). Os dados necessários são as ocorrências de processos de reparo, ao longo do tempo, para um ou vários equipamentos similares. O modelo retorna a previsão de tempo médio entre falhas e tempo médio até a falha (MTBF, MTTF). Pode-se também calcular uma taxa de falha que permite definir, como no caso anterior, uma probabilidade de falha em um período. A visualização mais usual deste modelo é o chamado *time dot plot*, como exemplificado na Figura 2. O processo de Poisson não-homogêneo, mais flexível, é descrito pelas equações (4 – 5) a seguir:

$$M(t) = \alpha t^\beta, \quad [\alpha, \beta > 0] \quad (4)$$

$$\lambda(t) = \left(\frac{\beta}{\theta}\right) \left(\frac{t}{\theta}\right)^{\beta-1} \quad (5)$$

Onde  $M(t)$  é a média esperada das falhas ou reparos, que segue a Lei de Potência;  $\lambda(t)$  é a função intensidade, ou Taxa de Reparo, ROCOF. A interpretação do parâmetro  $\beta$  é similar à do modelo Weibull:

- $\beta < 1$ , taxa de reparos decrescente;
- $\beta > 1$ , taxa de reparos crescente;
- $\beta = 1$ , taxa de reparos constante, o processo se reduz ao Processo de Poisson Homogêneo (PPH), com taxa de reparos constante.

## 3 DIAGNÓSTICO DE FALHAS TERMINAIS UTILIZANDO DADOS DE MONITORAMENTO

Os modelos de Weibull e Poisson, resumidamente descritos anteriormente, são utilizados – alternativamente, ou adequadamente combinados – na metodologia, para quantificar a probabilidade de falhas através do custo esperado por falha, que é soma dos custos de reparo com eventuais pagamentos de parcela variável. Contudo, estas falhas

são as ditas falhas reparáveis, sendo necessário considerar separadamente a possibilidade de ocorrência de falhas nas quais o transformador é danificado sem possibilidade de reparo (aqui designadas por falhas terminais); este tipo de falha, embora só possa ocorrer uma única vez na vida do equipamento, merece consideração específica pois seu custo é muito superior ao de uma falha comum. Esta consideração é particularmente pertinente quando se está analisando o final de vida útil econômica, que teoricamente pode ocorrer próximo ao fim da vida útil física. Como há muitos equipamentos operando no sistema que já ultrapassaram a vida útil econômica, é importante que o modelo indicativo de troca possa contemplar a possibilidade de falha terminal.

Os estudos desenvolvidos, tanto na literatura quanto nas bases de dados disponíveis, indicaram que a possibilidade de falha terminal não pode ser correlacionada com tempo de serviço, sendo decorrente de um processo de desgaste que envolve fabricante, época de fabricação, classe de tensão, potência, histórico operacional (sobrecarga, temperatura, etc.) e em alguns casos é inerente a um equipamento específico. O que indica a necessidade de considerar também métodos tradicionais de monitoramento de desgaste como o 2-furfuraldeído (2-FAL), grau de polimerização (GP), análise de gases dissolvidos (AGD) e outros na priorização da substituição. Neste estágio, trabalhou-se com o monitoramento de GP e 2-FAL, que são indicadores direto e indireto da deterioração do papel isolante, causa principal de falhas críticas por ruptura do isolamento-descargas localizadas-curto-circuito. A análise é conduzida de forma paralela a avaliação da vida útil econômica do ativo.

A dificuldade de obtenção de dados consistentes e confiáveis de monitoramento foi superada pelo uso do Sistema de Análise e Diagnóstico de Equipamentos (DianE), desenvolvido pelo Cepel e adotado por diversas empresas do setor. O DianE registra os históricos operacionais, dados de monitoramento, dados sistêmicos (por integração ao Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE)), sendo ferramenta essencial para o tipo de análise proposto neste IT.

### 3 VIDA ECONÔMICA

A vida útil de determinado equipamento é definida como o máximo tempo de uso em condições seguras para as instalações. No caso do SEB tem-se a definição de vida útil regulatória, que corresponde ao valor médio da vida útil física para cada tipo de equipamento. A vida regulatória dos transformadores de potência é de 35 anos, conforme estabelecido no anexo da resolução normativa N° 474/2012 da ANEEL.

Uma outra definição importante é a de vida econômica, que corresponde ao período em que os custos de operação e de manutenção do ativo são mínimos sendo, após esse intervalo de tempo, mais vantajoso economicamente substituir o equipamento por um novo. Quando o ativo é gerador de receita a vida econômica é indicada pelo ano em que ocorre o ponto de máximo na curva do valor anual uniforme equivalente (VAUE) (4,5,6,7,8). O VAUE é calculado a partir do Valor Presente Líquido (VPL), como mostrado na Equação (6).

$$VAUE = VPL \left( \frac{(1+i)^n i}{(1+i)^n - 1} \right) \quad (6)$$

O VPL é definido pela Equação (7).

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (7)$$

Nas equações acima  $I_0$  é o investimento inicial;  $FC_t$  é o fluxo de caixa no período  $t$ ;  $i$  é a taxa de desconto em cada período  $t$ ;  $t$  é o  $n$ ésimo período de análise; e  $n$  é o número de períodos analisados.

O efeito da aplicação do termo que multiplica o VPL na Equação (6) é a uniformização deste ao longo do período de duração de cada alternativa de investimento. Dessa forma, opções de investimento com durações distintas podem ser devidamente comparadas.

#### 3.1 COMPOSIÇÃO DO FLUXO DE CAIXA

O ponto central para aplicação do VAUE na determinação da vida econômica é a montagem do fluxo de caixa esperado para cada equipamento ao longo de sua vida útil física. Na presente metodologia, para o caso de transformadores de potência, considera-se os seguintes componentes no fluxo de caixa:

- Perfil da receita anual permitida (RAP);
- Parcela variável esperada;
- Custo de substituição do ativo em operação;
- Valor residual do equipamento em operação;

- Custo de reparo esperado.

A RAP que é a remuneração recebida pelas empresas pela prestação do serviço de transmissão de energia elétrica, cujo valor é definido em contrato, que sofre uma redução significativa após o fim da vida útil regulatória do ativo. Essa redução é parâmetro de entrada da metodologia.

A parcela variável é calculada conforme as regras da resolução normativa N° 729/2016 da ANEEL. A estimativa do tempo interrupção esperado para cada ano da vida útil do transformador é realizado por simulação de Monte Carlo, conforme detalhado na Seção 3.2.

O custo total de substituição do ativo em operação é composto da soma valor de aquisição do equipamento novo com todos os demais custos envolvidos troca (obras civis, projetos, etc.). Essa estimativa é obtida do Banco de Preços de Referência (BPR) da ANEEL.

O valor residual do equipamento em operação é calculado pelo método de amortização linear, adotado no SEB.

Assim como a parcela variável, o custo de reparo esperado é calculado a partir da estimativa do tempo interrupção esperado resultado da simulação de Monte Carlo e de uma parcela de custos fixos por parada para manutenção. Isso será mostrado na Seção 3.3.

### 3.2 SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

A distribuição de probabilidade do tempo interrupção esperado para cada ano da vida útil de um equipamento é realizada por simulação de Monte Carlo, que permite a aplicação do modelo de interrupção de quatro estágios, mostrado na Figura 3, em que a operação do transformador é descrita por variáveis aleatórias que modelam as paradas programadas e não programadas. O período de indisponibilidade é utilizado para calcular o custo de interrupção e a PV esperada para cada ativo analisado.

O modelo de interrupção considerado nesta versão da metodologia é o de quatro estágios e foi implementado com base nas referências (9,10,11). O processo de quatro estágio é apresentado na Figura 3 e resumidamente pode ser descrito da seguinte forma: no estágio 1 o transformador está funcionando em operação normal; em caso de desligamento por falha ele é levado para o estágio de 2, chamado de estágio de interrupção; para em seguida ir ao estágio 3, em que ocorre a manutenção corretiva; no estágio 4 o transformador é desligado para uma manutenção programada de tempo definido. Portanto, tem-se duas histórias artificiais na primeira é simulado um desligamento forçado, ou seja, por falha no equipamento. Já na segunda, simula-se o desligamento programado. Dessas duas series encontra-se a história resultante que alimenta a simulação de Monte Carlo, como pode ser visto na Figura 4.

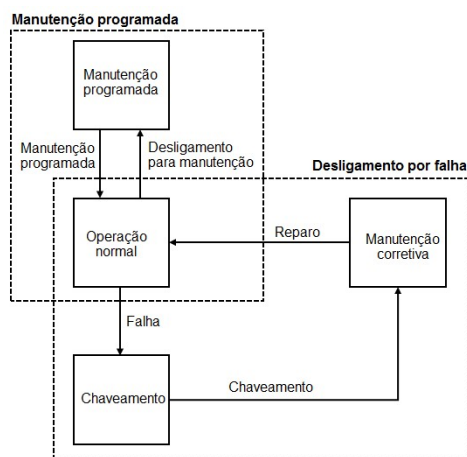


Figura 3 - Modelo de interrupção (11).

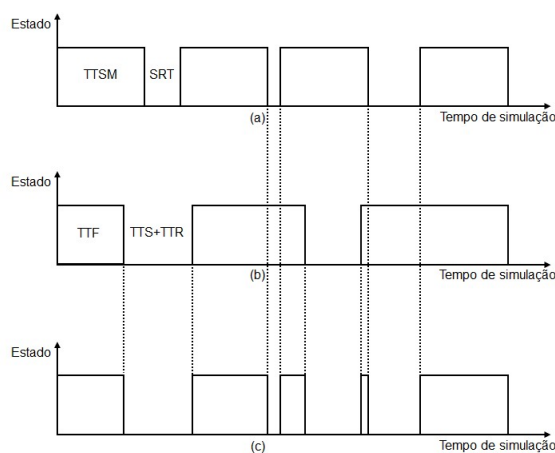


Figura 4 – História artificial do transformador (11).

A história artificial da manutenção programada, Figura 4 (a), inicia-se com a contagem do *time to scheduled maintenance* (TTSM), em seguida ocorre a manutenção propriamente dita e acrescenta-se a história do *scheduled repair time* (SRT), que é uma variável aleatória com distribuição log-normal e modela a duração da manutenção programada. O processo se repete pela adição de um novo TTSM acompanhado de um novo SRT de forma sequencial.

Na Figura 4 (b) tem-se a história artificial do desligamento por falha. O processo começa com o equipamento em operação normal por um período definido pelo *time to failure* (TTF), que é uma variável aleatória de distribuição exponencial com taxa de falha anual,  $\lambda$ , definida pela curva da banheira da família a qual o transformador pertence. Na sequência, adiciona-se o *time to switch* (TTS) e o *time to repair* (TTR), que são variáveis aleatórias com distribuição log-normal que definem a tempo de manobra após a falha e o período de reparo, respectivamente.

A soma das histórias artificiais resulta na história artificial do transformador, exibida na Figura 4 (c), que é aplicada a simulação de Monte Carlo para encontrar o tempo médio de interrupção por falha (TMF) para cada ano de operação do transformador. O TMF é calculado durante a simulação pela Equação (8).

$$TMF = \frac{\sum_{j=1}^{TF} TMF_j}{j} \quad (8)$$

Em que  $TMF_j$  é a duração da falha  $j$  e  $TF$  é o número total de falhas até a convergência (11).

### 3.3 CUSTO DE REPARO ESPERADO

O custo de reparo esperado modela os gastos relacionados as manutenções corretivas e programadas em cada ano de operação do transformador. O modelo adotado aqui é o mesmo de (11), e assume um custo fixo para cada manutenção somado a um custo variável diretamente proporcional ao TMF, como pode ser visto na Equação (9).

$$CRE = (a \cdot TMF + b) \cdot \lambda \quad (9)$$

Onde, CRE é o custo de reparo esperado;  $a$  é o gasto médio por hora de reparo,  $b$  é o custo fixo por parada e  $\lambda$  é taxa de falha por ano definida pela curva da banheira.

## 4 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

Nesta seção serão apresentados dois resultados da aplicação da metodologia em que são utilizados dados reais e de literatura. O método está sendo desenvolvido no âmbito do projeto *General Asset Management and Maintenance Architecture (GAMMA)* do Cepel, que é uma arquitetura inteligente de gestão da manutenção baseada em análise de riscos, e será validado com dados de ativos em operação no SEB. A seguir são detalhadas as etapas necessárias para formação do fluxo de caixa e aplicação da metodologia.

**Simulação de Monte Carlo:** para demonstração da metodologia, definiu-se a curva da banheira da Figura 5, em que a taxa anual de falha é considerada variável durante a vida útil do equipamento, sendo constante entre o ano 1 e o 20 e de característica exponencial do ano 20 ao último ano simulado. No intervalo que vai do ano 20 ao 30 a exponencial vai de  $\lambda$  a  $1,5 \lambda$ . A partir do ano 30 considera-se um envelhecimento mais acelerado, de forma que no ano 50 a taxa de falha seja  $3 \lambda$ . Esta curva é baseada em (11) e avaliações preliminares de transformadores do SEB.

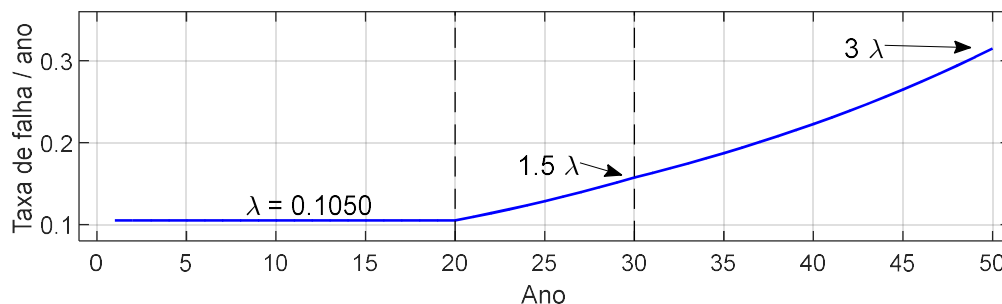


Figura 5 - Curva da banheira

A curva da banheira é parâmetro necessário para definição da distribuição exponencial da variável TTF. O tempo para manutenção programada (TTSM) utilizado nas simulações foi de 6 anos. Na Tabela 1, tem-se as médias e os desvios padrões das variáveis com distribuição log-normal.

Tabela 1 - Médias e desvios padrões das variáveis de distribuição log-normal

Variável	$\mu$ [h]	$\sigma$ [h]
SRT	20	3,33
TTS	1	0,5
TTR	36	18

O critério de convergência da simulação de Monte Carlo é baseado no coeficiente de variação (11) e foi definido em  $10^{-5}$ . Na Figura 6, tem-se o resultado da simulação, ou seja, o tempo médio de interrupção por falha para cada ano de operação de um transformador de determinada família de equipamentos.

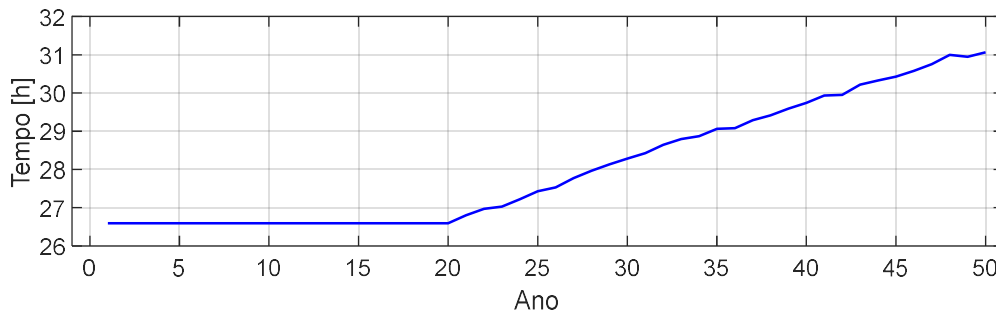


Figura 6 - Tempo médio de interrupção por falha (TMF)

**Custo de interrupção:** o custo de interrupção é composto do somatório do custo de reparo definido na Equação (9) com o eventual pagamento de parcela variável. A definição dos parâmetros do custo de reparo esperado foi realizada de modo teórico, a partir de uma análise simples dos custos para alguns transformadores do SEB, os valores apresentados a seguir são considerados muito conservadores. O custo médio por hora de reparo (a) foi estabelecido em R\$ 7.000,00 e o custo fixo por parada (b) fixado em R\$ 50.000,00, que resulta na curva em azul na Figura 7. Nota-se que até o vigésimo ano de operação que o custo de reparo é de aproximadamente R\$ 25.000,00 por ano. No ano 35 é de cerca de R\$ 50.000,00 e no último ano de operação vale por volta de R\$ 85.000,00.

**Parcela variável:** a parcela variável foi calculada conforme as regras da resolução normativa Nº 729/2016 da ANEEL usando o TMF da simulação de Monte Carlo e está mostrada na curva em preto da Figura 7. Observa-se que até o ano 20 não há pagamento de parcela variável, aumentando em seguida, sendo que no ano 35 ocorre uma redução significativa por causa da redução no valor da RAP do equipamento, que chegou ao fim da vida útil regulatória. A curva de parcela variável também é considerada muito conservadora.

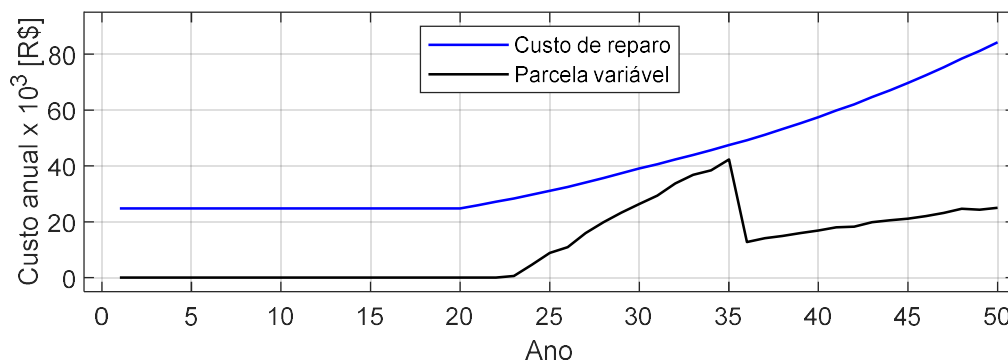


Figura 7 - Parcela variável e custo de reparo esperados

**Demais variáveis de entrada:** O custo total de substituição do ativo em operação é composto da soma valor de aquisição do equipamento novo com todos os demais custos envolvidos troca (obras civis, projetos, etc.) é de R\$ 8.000.000,00. O que corresponde a um transformador trifásico 100 MVA 500 kV - 230 kV. Essa estimativa foi obtida do BPR da ANEEL. A RAP no primeiro de operação desse transformador foi estimada em R\$ 1.200.000,00, com base no custo de substituição.

O valor residual do equipamento em operação é calculado a cada ano pelo método de amortização linear. No ano 35 atribuiu-se valor residual nulo.

A taxa de juros de longo prazo foi assumida em 10 % ao ano.

**Aplicação da definição de vida econômica:** a aplicação do conceito de VAUE permite obter a vida útil econômica de um equipamento novo, cujos dados foram detalhados nessa seção. Na Figura 8, tem-se a curva do VAUE para um equipamento novo, obtida da aplicação dos dados a Equação (6). A vida econômica para esse transformador trifásico 100 MVA 500 kV - 230 kV de valor de substituição estimado em R\$ 8.000.000,00 é de 39 anos, ou seja, ocorre 4 anos após o fim de sua vida útil regulatória, que é definida em 35 anos. A vida útil econômica é definida pelo ano em que ocorre o valor máximo da curva do VAUE.



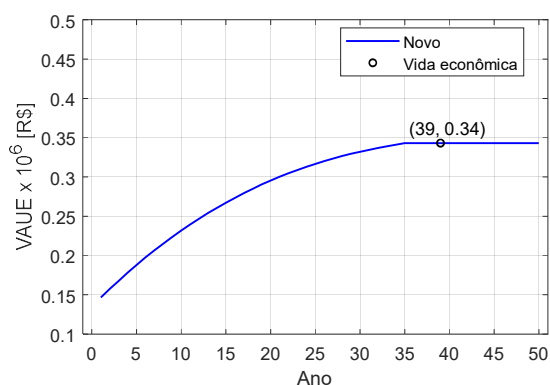


Figura 8 – VAUE do transformador novo

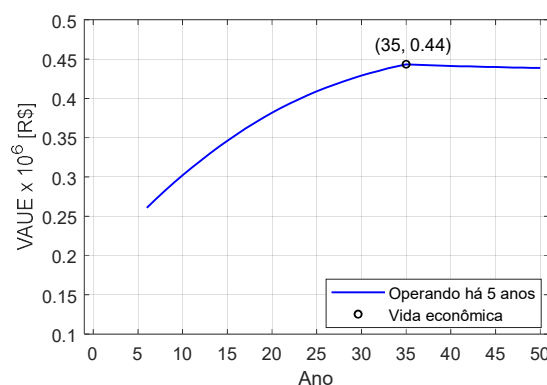


Figura 9 – VAUE do transformador em operação

Na Figura 9, apresenta-se a curva do VAUE para o mesmo transformador da Figura 8, mas considerando que ele está no seu quinto ano de operação. Nota-se que o valor máximo da curva ocorre no ano 35, ou seja, a partir do ano 5 faltam 30 anos para o fim de sua vida útil econômica. A metodologia considera o ponto de vista do não proprietário (11), em que para um equipamento em operação não importam receitas e custos passados. O método está interessado em comparar o desempenho econômico futuro de duas ou mais alternativas de investimento. Por isso, no caso da Figura 8 vida econômica é de 39 anos e no segundo caso, Figura 9, de 35 anos, pois as parcelas de custos e de receitas pagos e recebidos do ano 1 ao 5 ficaram no passado e o objetivo é avaliar, a partir de um determinado ano, até quando é mais vantajoso manter o transformador em operação. Nos dois casos, considerou-se que a RAP a partir do ano 36 é 35 % da RAP vigente durante a vida útil regulatória.

**Resultados:** Na subseção anterior foi demonstrada aplicação do VAUE na identificação da vida útil econômica de transformadores novos e em operação. Na etapa de decisão, após a obtenção da vida econômica de cada alternativa de investimento, compara-se o valor máximo do VAUE do equipamento novo como o do equipamento em operação. No caso das Figura 8 e 9, observa-se que o VAUE máximo do equipamento com 5 anos de uso é maior que o VAUE máximo do equipamento novo, o que indica que a substituição não é vantajosa economicamente.

Do ponto de vista de aplicação do método os ativos avaliados terão pelo menos 30 anos de operação e devem ser avaliados ano a ano considerando o ponto de vista do não proprietário. Por exemplo, para um transformador operando no ano 30, encontra-se a vida econômica restante a partir do ano 31, ou seja, calcula-se o VAUE do ano 31 ao ano máximo desejado e obtém-se o ano em que ocorre o valor máximo. Em seguida, assume-se que o mesmo equipamento está no ano 31 e calcula-se o VAUE a partir do ano 32 e novamente o ano em que o VAUE máximo acontece é salvo. Esse processo segue até o ano máximo desejado na análise.

No gráfico da Figura 10, apresenta-se o gráfico de viabilidade econômica de substituição para uma redução de 65 % da RAP a partir no ano 36. Nele a linha pontilhada vertical indica a vida econômica do transformador novo e a linha pontilhada horizontal mostra o valor do VAUE máximo para o equipamento novo. Nos pontos pretos, tem-se os VAUE máximos do transformador em operação do ano 36 ao ano 50. O primeiro o ponto corresponde ao VAUE máximo entre o ano 36 e o 50 calculado do ano 35. Já o segundo ponto indica o VAUE máximo entre o ano 37 e o 50 calculado do ano 36, e assim por diante.

Observa-se no gráfico da Figura 10 que substituição do transformador é viável a partir do ano 40 de operação do equipamento antigo, pois o VAUE dele é menor que o VAUE do transformador novo capaz de desempenhar a mesma função.

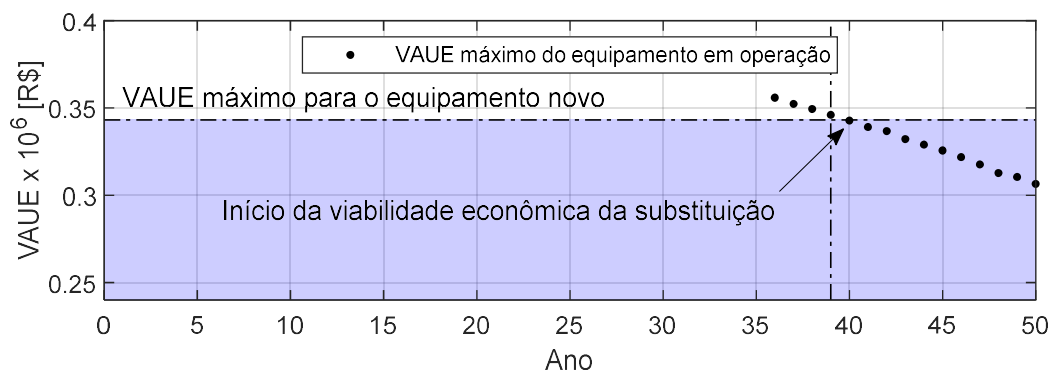


Figura 10 - Gráfico de viabilidade econômica de substituição para uma redução de 65 % da RAP a partir no ano 36



No gráfico da Figura 11 mostra-se o gráfico de viabilidade econômica de substituição para uma redução de 70 % da RAP a partir no ano 36. Nota-se que a substituição é viável a partir do ano 36. Além disso, quanto maior o *gap* entre o VAUE máximo do equipamento novo e do que está em operação mais vantajosa economicamente é a substituição.

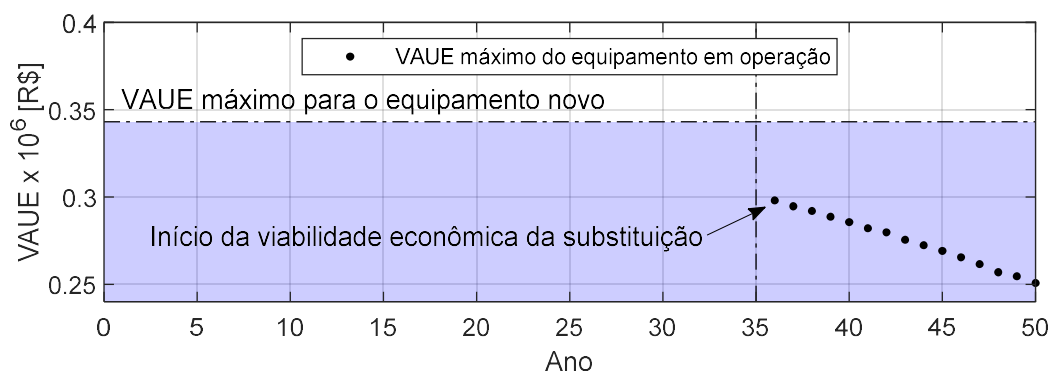


Figura 11 - Gráfico de viabilidade econômica de substituição para uma redução de 70 % da RAP a partir no ano 36

Nas simulações anteriores, assumiu-se o mesmo perfil de RAP para o equipamento novo e para o que está em operação, ou seja, inicialmente a RAP vale R\$ 1.200.000,00 e é reduzida em 65 % e 70 %, respectivamente, após o ano 35. Na aplicação em casos reais essa simplificação não é aplicável e cada equipamento terá o seu perfil de RAP. A RAP do equipamento em operação será a RAP atual e a do novo terá valor definido a partir do investimento inicial. As atualizações monetárias não precisam ser consideradas no modelo, pois incidem igualmente nas remunerações e nos custos de todas as alternativas de investimento, assumindo correção pelo mesmo índice inflacionário. Além disso, a metodologia consegue tratar de condições de receita específicas de um equipamento ou grupo, adicionando diferentes perfis de RAP ou uma nova receita ao fluxo de caixa. Isso se aplica, por exemplo, aos equipamentos com componentes econômico e financeiro da Rede Básica Sistema Existente (RBSE).

A metodologia para definição da viabilidade econômica de substituição de ativos se aplicada aos transformadores de determinada empresa resulta na criação de uma lista de candidatos a substituição nos anos seguintes. Essa lista quando avaliada com os métodos tradicionais de monitoramento de desgaste, citados na seção 3, permite um diagnóstico completo (técnico e econômico) que auxilia a tomada de decisão.

## 5 COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES

A metodologia apresentada possui como características flexibilidade e modularidade, que permitem boa adaptabilidade aos sistemas de cada empresa. O caso apresentado demonstra o potencial do método, que se alimentado com dados reais será uma ferramenta valiosa no auxílio a tomada de decisão. Variáveis como RAP do equipamento em operação, valor residual, custo estimado de reposição e RAP do equipamento novo já possuem boa precisão. As curvas da banheira de algumas famílias de transformadores do SEB estão sendo levantadas com a ferramenta CONWEIB, desenvolvida pelo Cepel, que aplica os modelos das seções 2.1 e 2.2 para análise estatística do risco de falha de equipamentos a partir de seus históricos operacionais. Isso permitirá o cálculo do tempo médio de interrupção de modo mais preciso. Além disso, as médias e os desvios padrões das variáveis SRT, TTS e TTR serão calculados com base em dados do SEB. Avalia-se também o uso de modelos de interrupção mais simples que o modelo de quatro estágios.

O método integra o projeto GAMMA (*General Asset Management and Maintenance Architecture*) que é uma arquitetura inteligente de gestão da manutenção baseada em análise de riscos no âmbito das empresas Eletrobras e com integração ao sistema ERP (*Enterprise Resource Planning*) da SAP.

A integração entre a definição da viabilidade econômica da substituição de ativos e os métodos tradicionais de monitoramento de desgaste resultam em uma boa ferramenta de suporte a tomada de decisão de substituição de transformadores.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem as equipes do DTDR Eletrobras, do ANAFIN do DEA Cepel, do IMA-DP e do DianE do DGA Cepel pelas contribuições no desenvolvimento da metodologia.

## 6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1 DOMINGUES, L. A. M. C. et al. **Metodologia para identificação do final da vida útil de transformadores de transmissão**. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel). [S.l.]. 2021.

2 Metodologia Weibull para Análise de Risco de Falha de Equipamentos Não-Reparáveis. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel). [S.I.].

3 Metodologia para Análise de Risco de Falha de Equipamentos Reparáveis. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel). [S.I.].

4 SAMANEZ, C. P. **Matemática financeira: aplicações a análise de investimentos**. [S.I.]: PRENTICE HALL BRASIL, 2007. ISBN: 9788576050841. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=UTJiPgAACAAJ>>.

5 FÁBIO BATISTA, A. R. E. D. M. **Comparação, Seleção e Priorização de Alternativas de Investimentos**. [S.I.]. 2020. Apresentação da Equipe do ANAFIN.

6 RYBA, A.; KAMINSKI LENZI, M.; KAMINSKI LENZI, E. **Elementos de Engenharia Econômica**. [S.I.]: InterSaberes, 2012. ISBN: 9788582124000.

7 DE OLIVEIRA SILVA, B. A.; NOGUEIRA, S. G.; DOS REIS, E. A. **Determinação do Momento Ótimo para Substituição de Equipamentos sob as Óticas da Gestão Econômica e da Engenharia Econômica**. XXXII Encontro Nacional de Engenharia de Produção. [S.I.]: [s.n.]. 2012.

8 PARK, S.-H. et al. Analysis of economic replacement cycle of power transformer based on LCC considering maintenance effect. **Journal of Electrical Engineering and Technology**, v. 13, p. 1630-1636, July 2018.

9 BILLINTON, W. L. **Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods**. [S.I.]: Springer US, 2013. ISBN: 1489913483. Disponível em: <[https://www.ebook.de/de/product/21743131/billinton\\_w\\_li\\_reliability\\_assessment\\_of\\_electric\\_power\\_systems\\_using\\_monte\\_carlo\\_methods.html](https://www.ebook.de/de/product/21743131/billinton_w_li_reliability_assessment_of_electric_power_systems_using_monte_carlo_methods.html)>.

10 BILLINTON, R.; LIAN, G. Monte Carlo approach to substation reliability evaluation. **IEE Proceedings C Generation, Transmission and Distribution**, v. 140, p. 147, 1993.

11 ABU-ELANIEN, A. E. B.; SALAMA, M. M. A.; BARTNIKAS, R. A. Techno-Economic Method for Replacing Transformers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 26, p. 817-829, 2011.

#### DADOS BIOGRÁFICOS



##### (1) LUIS ADRIANO DE MELO CABRAL DOMINGUES

Engenheiro Eletricista, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1980. M.Sc. PUC (Pontifícia Universidade Católica – Rio de Janeiro) – Aplicação de técnicas de previsão no estudo da temperatura de cabos condutores de Linhas de Transmissão. Principais Atividades de Pesquisa: Pesquisador no Departamento de Eletrotécnica – CEPEL, trabalhando com modelagem e cálculo de campos eletromagnéticos aplicados a Linhas de Transmissão e Equipamentos; estudos do efeito corona e fenômenos de indução; análises de confiabilidade de equipamentos e sistemas. Diversos artigos publicados em Seminários Nacionais e Internacionais, incluindo Sessão Bial Cigré 2010, BEMS e ICNIRP.

##### (2) CRISTIANO SANTOS CARVALHO

Graduado em Engenharia Elétrica - Eletrônica (2011) e em Engenharia Elétrica - Eletrotécnica (2012) pela Universidade Federal de Sergipe (UFS). É mestre em Engenharia Elétrica (2016) pelo Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia (COPPE/UFRJ), onde é aluno de doutorado. Atualmente é pesquisador no Departamento de Gestão de Ativos do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel).

##### (3) CARLOS KLEBER DA COSTA ARRUDA

Formado em Engenharia Industrial Elétrica pelo CEFET-RJ (1999), mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela UFRJ (2003, 2012). Atualmente é pesquisador do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel). Tem experiência em pesquisa de modelos computacionais aplicados em linhas de transmissão e equipamentos, campos eletromagnéticos, aterramento, descargas atmosféricas e confiabilidade aplicada a subestações.

##### (4) ANDREA PEREIRA LEITE

Graduação em Engenharia Elétrica - Eletrotécnica (2001) pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Mestre em Engenharia Elétrica - Sistemas de Potência (2005) pela Escola Politécnica de Engenharia (COPPE/UFRJ), MBA em Economia e Gestão em Energia (2007), pela COPPEAD/UFRJ. Trabalhou na área de Planejamento e Estudos de Expansão da Transmissão de 2003 a 2019 e atualmente é gerente na área de Gestão de O&M e Reforços na Transmissão, na Eletrobras.

##### (5) TACIANA DE VASCONCELOS MENEZES

Taciana Menezes, natural de Recife/PE, nasceu em 1976, é engenheira eletricista formada pela UFPE (1999). Possui mestrado (2002) e doutorado (2005) em sistemas elétricos de potência pela UNICAMP, e especialização em Finanças

pela COPPEAD/UFRJ (2010). Desde 2006 é funcionária da ELETROBRAS onde atuou na área de eficiência energética até 2013, na área de planejamento da transmissão até 2019 e, atualmente, está na área de operação, manutenção e reforço da transmissão dessa empresa.

(6) MANUEL DE ARAUJO PEDRO NETO

Engenheiro Eletricista, formado na Universidade Federal do Rio de Janeiro em 2007 e com MBA em Gerenciamento de Projetos pelo IBMEC em 2014. Trabalhando atualmente na Eletrobras.

(7) ALEX ARTIGIANI NEVES LIMA

Engenheiro Eletricista - Unicamp 2005, Pós-graduação FGV 2017 - Especialista em Gestão de Negócios do Setor Elétrico. Trabalha na Eletrobras desde 2009 (programas de governo - universalização do serviço público de energia elétrica e transmissão de energia elétrica).