



**XXIII SNPTTE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GCR/28  
18 a 21 de Outubro de 2015  
Foz do Iguaçu - PR

**GRUPO – VI**

**GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR**

**METODOLOGIA PARA CÁLCULO DA VIDA ÚTIL DE ATIVOS DA DISTRIBUIÇÃO PARA A APLICAÇÃO  
REGULATÓRIA**

**Eduardo C. Guardia (\*)**  
Univ. Federal de Itajubá

**José W. Marangon Lima**  
Univ. Federal de Itajubá

**Afonso H. M. Santos**  
Univ. Federal de Itajubá

**Ricardo A. P. da Cruz**  
iX Estudos e Projetos

**RESUMO**

O artigo apresenta metodologia para determinar a vida útil econômica dos ativos elétricos da distribuição de energia para auxiliar na definição da taxa de depreciação regulatória. O método apresentado mostra a abordagem para organizar as baixas do imobilizado em fatores de substituição do ativo, separando aqueles relacionados a falha. O modelo desenvolvido para representar a “Curva da Banheira” é composto pela mistura de duas funções Weibull ajustadas que fornecem seus parâmetros. A partir da taxa de falha anual é construído um modelo econômico que compara pelo Custo Anualizado Equivalente (CAE) alternativas de manter o ativo em uso ou de substituí-lo.

**PALAVRAS-CHAVE**

Curva da Banheira, Gestão de Ativos, Quota de Reintegração Regulatória, Taxa de Depreciação, Vida Útil

**1.0 - INTRODUÇÃO**

A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) representa em média 18% dos custos gerenciáveis da Distribuição e seu montante é definido a partir da taxa de depreciação média da infraestrutura. As taxas anuais de depreciação para os ativos em serviço foram alteradas pelo regulador recentemente através da Resolução Normativa nº 474, de 7 de fevereiro de 2012, alterando o anexo do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE. O resultado desta alteração foi percebido pelo setor como um aumento médio da vida útil dos ativos, o que significa redução da QRR das distribuidoras.

A discussão a respeito da vida útil dos ativos em serviço é então retomada no intuito de apresentar uma metodologia consistente que sinalize qual deve ser o período de aproveitamento econômico do bem considerando a qualidade do serviço e a confiabilidade operacional.

A maioria dos estudos na área de gestão e manutenção de ativos concentram-se na avaliação da confiabilidade e falha de grandes equipamentos, como transformadores de força. Os efeitos da falha destes equipamentos justificam a aplicação de métodos de análises de deterioração física destes equipamentos individualmente. Isso não é feito para os bens de massa, como os transformadores de distribuição, pela imensa quantidade de equipamentos instalados. No entanto, aproximadamente 76% da Base de Remuneração Regulatória (BRR) das empresas de distribuição é formada por cinco bens de massa, os condutores, as estruturas (postes), os medidores, os transformadores de distribuição e as chaves seccionadoras.

A metodologia apresentada é aplicada aos transformadores de distribuição na forma de bens individuais de modo que houvesse rastreabilidade dos equipamentos para identificar as datas de imobilização e falha corretamente.

(\*) Univ. Federal de Itajubá, Av. BPS, nº 1.303 – EXCEN – CEP 37.500-903 Itajubá, MG – Brasil  
Tel: (+55 35) 3629-1505 – Fax: (+55 35) 3629-1411 – Email: eguardia02@gmail.com

### 1.1 Conceitos de Vida Útil

Algumas características comuns a respeito do envelhecimento de equipamentos elétricos na rede referem-se ao aumento da taxa de falha, do custo de manutenção e reparo, à obsolescência e à dificuldade de encontrar peças de reparo antigas [1]. Também é típico da rede ter um espalhamento de equipamentos novos, velhos ou muito velhos em suas áreas com predominância de uns ou de outros. Neste sentido, o desafio da manutenção preventiva é encontrar os equipamentos que irão falhar e que na maioria das vezes não aparentam imperfeição.

O termo vida útil pode ser explicado com base em conceitos de áreas distintas como engenharia, economia e contabilidade. Assim, para equipamentos e instalações são diferentes os termos vida útil física, técnica, econômica contábil e regulatória [2],[3], [4], [5].

### 1.2 Modelos Estatísticos da Vida Útil e os Fatores de Substituição do Ativo

A organização de dados de falha de equipamentos elétricos permitem a construção de modelos estatísticos de vida útil. Estes são mais abrangentes por serem aplicados a quaisquer equipamentos, dependem de bons métodos e da disponibilidade de dados. Como no Reino Unido, por exemplo, os eventos de interrupção de energia podem ser explicados em 55% dos casos devido ao clima, 11% por árvores, 5% por animais e 3% pelo homem [6].

As orientações regulatórias para o tratamento das desativações do ativo imobilizado estão explicadas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico [7], no entanto, o sistema de ordem de desativação (ODD) contábil não identifica se ocorreu a falha do equipamento, apenas que foi retirado da rede.

No processo de revisão das vidas úteis a ANEEL classificou a baixa patrimonial em: condição física dos bens, obsolescência e irrecuperabilidade [8]. Ela observou que das causas citadas, apenas a condição física tem relação com o envelhecimento do ativo e reconheceu ser de difícil padronização a monitoração dos tipos de falhas como isolar os vários motivos de baixas existentes em cada empresa. No entanto, a saída de operação por condição física pode ser considerada de forma geral um conjunto aleatório de falhas reparáveis e não reparáveis de bens que tiveram que ser retirados de operação devido a algum tipo de avaria.

Outro tipo de classificação para motivos de substituição de ativos foi apresentado em estudo no Reino Unido, o qual considerou: Condição do equipamento (confiabilidade, falha, obsolescência); Fatores ambientais (para alguns tipos de óleo isolante, substituição de redes aéreas por subterrâneas); Segurança (baixo desempenho de disjuntores; tipo de rede); Tecnologia do equipamento (aumento de funcionalidades); Custos operacionais (reparo, manutenção e perdas técnicas) [9].

Em equipamentos como transformadores, por exemplo, os mecanismos de envelhecimento físico estão fortemente ligados à degradação por estresse mecânico, térmico ou elétrico oferecido pela carga [10], [11], [12], [13]. A monitoração do grau de degradação pode ser feita através de técnicas de análises ligadas à medição de temperatura crítica interna, análise química do grau de polimezização do óleo isolante [14] ou de gases dissolvidos [15]. Estudos destes tipos são usados como referência para modelos físicos de vida útil.

### 1.3 Conceitos de Confiabilidade para Determinação da Vida Útil

Nos modelos estatísticos, é interessante definir uma função paramétrica para representar a expectativa de vida da população, como a distribuição de Weibull. Em casos em que a população é conhecida ou o tamanho da amostra seja representativo, é desejável que se utilize a distribuição mais próxima possível da real.

A distribuição de Weibull pode ser escrita de uma forma mais ampla com três parâmetros, mas pode ser definida por dois ou por apenas um parâmetro assumindo algumas premissas [16], [17]. As equações gerais para a densidade e a taxa de falha são:

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

$$\lambda(t) = \left( \frac{\beta}{\alpha} \right) \left( \frac{t - \gamma}{\alpha} \right)^{\beta-1} \quad (2)$$

Sendo:

$\alpha$  = parâmetro de escala ou vida característica

$\beta$  = parâmetro de forma ou inclinação

$\gamma$  = parâmetro de localização ou período sem falha

Em análise de vida útil utilizando a função de Weibull também são usados modelos de mistura ou combinação de funções para representar os períodos diferentes da vida de um equipamento. O modelo teórico mais conhecido é o da “Curva da Banheira” que representa os três períodos de falha em função do parâmetro  $\beta$  [17], [3] com as seguintes características (FIGURA 1):

- Período de falhas prematuras ou mortalidade infantil: apresenta taxa de falha decrescente e parâmetro  $\beta < 1$  (característico de componentes eletrônicos e mecânicos);
- Período de vida útil: apresenta taxa de falha aproximadamente constante e parâmetro  $\beta = 1$ . Observam-se falhas aleatórias que podem ser contornadas com práticas de manutenção, ou seja, a função com este parâmetro representa exclusivamente as falhas reparáveis que ocorrem neste período;
- Período de desgaste ou fim de vida: apresenta taxa de falha crescente e parâmetro  $\beta > 1$ . Para  $1 < \beta < 4$  observa-se o início do período de envelhecimento ou envelhecimento prematuro e para  $\beta > 4$  constata-se falhas por desgaste e fim de vida útil. A função com este parâmetro representa exclusivamente as falhas não reparáveis que ocorrem neste período;

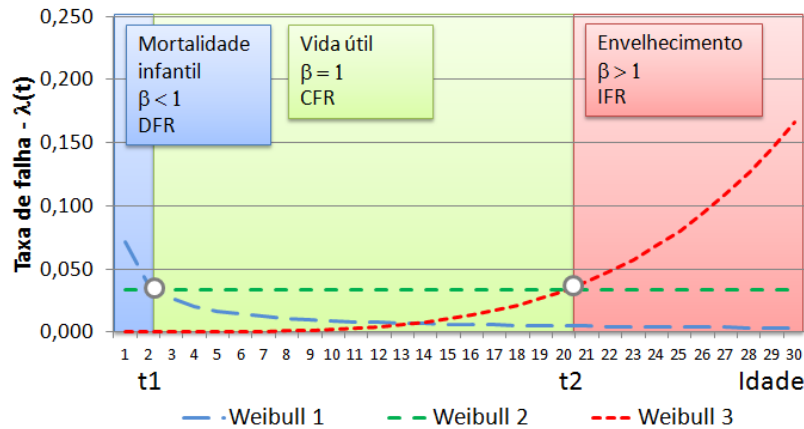


FIGURA 1 – Modelo de curva da banheira [5]

No sentido de melhorar a consistência dos estudos de confiabilidade tradicionais que poderiam levar a uma subestimação dos riscos de operação dos sistemas elétricos, as falhas causadas pela idade no período do fim da vida útil vêm sendo incorporadas nos modelos a partir de 2001 [18].

#### 1.4 Embasamento Econômico

O momento ideal para substituição de um equipamento quando o fator econômico prepondera na decisão pode ser obtido quando existe um equilíbrio entre o investimento associado à substituição do bem (CAPEX) e o dispêndio adicional devido à manutenção mais intensiva (OPEX). A busca deste equilíbrio pode ser feita através da avaliação econômica dos fluxos de caixa das duas situações.

Por se tratar de fluxos de caixa com vidas úteis diferentes, uma forma de auxiliar a análise de decisão é fazer o cálculo do custo da anuidade equivalente (CAE) para as alternativas de substituir ou manter o equipamento em operação. Este cálculo pode ser conduzido simulando substituições para um conjunto de idades plausíveis de um determinado equipamento, buscando economicamente a melhor idade para a substituição. Esta busca do melhor momento leva a uma diminuição da tarifa e provavelmente a uma melhor qualidade de atendimento, em contraposição à noção mais comum de que dilatando o tempo de permanência de um bem em operação levaria a um menor custo global. Através deste tipo de análise é possível se obter o tempo de vida útil econômica do ativo.

A metodologia considera elementos de custos para montar o fluxo de caixa destas alternativas. Entre os custos estão o custo de aquisição do equipamento, os custos operacionais [19] (perdas em carga e em vazio), o custo das penalidades [20] impostas pelo regulador e o custo do reparo. Exceto os custos operacionais das perdas do transformador, relacionadas à sua capacidade, as ocorrências dos outros custos ao longo da vida do equipamento são adotadas como proporcionais à taxa de falha do equipamento.

A variação do custo de reposição do ativo pode ser medida pelo índice  $q$  de Tobin, para a perda do valor e o ganho tecnológico na aquisição do ativo para os equipamentos em uso (*defender*) e novo (*challenger*) [21]. Na sua formulação básica, o  $q$  de Tobin pode ser equacionado como:

$$q = \frac{VMA + VMD}{VRA} \quad (3)$$

Sendo:

VMA representa o valor de mercado das ações, ou capital próprio da firma  
VMD é o valor de mercado das dívidas, ou capital de terceiros empregado  
VRA é o valor de reposição dos ativos da firma

## 2.0 - DESENVOLVIMENTO

O método desenvolvido para obter a vida útil econômica do ativo foi dividido em três etapas: 1 – A preparação dos dados de entrada; 2 – A metodologia para definição da taxa de falha na forma da curva da banheira; e 3 – O cálculo da vida útil econômica através da comparação das alternativas de manter ou substituir o equipamento.

### 2.1 Preparação dos dados de entrada

O método tem como partida a organização dos dados de entrada para identificar o evento de interesse, que é a falha do equipamento. Esta organização consiste na identificação das principais variáveis necessárias para o método:

- Número de identificação do equipamento;
- Data de fabricação (ou primeira imobilização);
- Data de imobilização (sempre que é colocado em serviço);
- Data de baixa física do equipamento (retirada de operação);
- Fator de substituição do ativo (identificação de avaria);

A base de dados utilizada foi obtida junto à Companhia Paranaense de Energia (COPEL) para transformadores baixados no período de 2003 a 2012. Neste período aproximadamente 72 mil transformadores foram baixados e deles quase 55 mil sofreram avarias reparáveis ou não reparáveis. Deste grupo aproximadamente 19 mil foram sucateados. Os transformadores foram agrupados considerando nível de tensão primária, localização e número de fases.

Propõe-se a classificação dos fatores de substituição do ativo em fatores cronológicos, físicos, externos e funcionais, indicando as causas, os efeitos e os vetores da substituição [5]. O objetivo desta classificação é separar os dados dos fatores funcionais que poderiam levar a uma interpretação errada do resultado. A partir desta classificação, recomenda-se adotar tal terminologia para identificar as falhas de equipamentos para auxiliar no aprimoramento dos resultados obtidos com a aplicação da metodologia no futuro.

### 2.2 Definição da Curva da Banheira

A curva da banheira é obtida através de uma aproximação de engenharia (FIGURA 2) considerando a mistura de duas curvas Weibull (M2W): a taxa de falha estimada é descrita pela Equação (4), na qual estão representadas as taxas de falha de duas fases da vida dos equipamentos, excluindo a fase de mortalidade infantil. Para cada uma destas fases há um par de parâmetros  $\alpha$  e  $\beta$  que serão estimados pelo ajuste simultâneo da equação sobre a taxa de falha não paramétrica calculada.

$$\hat{\lambda}_m(t) = \left(\frac{1}{\alpha_2}\right) + \left(\frac{\beta_3}{\alpha_3}\right)\left(\frac{t}{\alpha_3}\right)^{\beta_3-1} \quad (4)$$

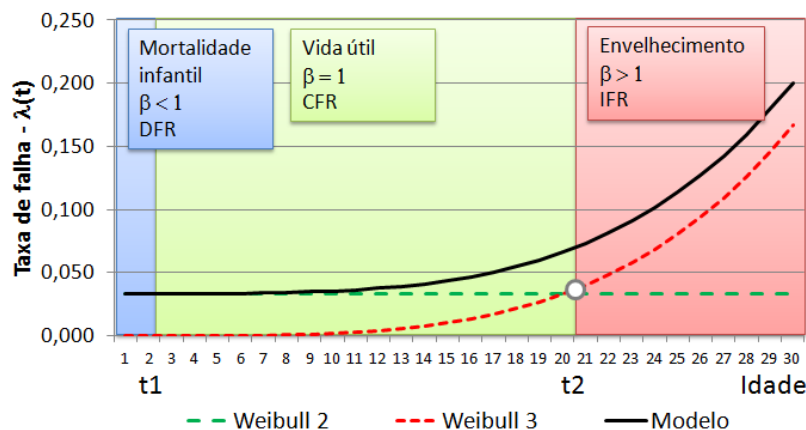


FIGURA 2 – Curva de taxa de falha paramétrica (M2W) [5]

### 2.3 Definição da Vida Útil Econômica

As premissas adotadas para a aplicação do método econômico consideram elementos de custos existentes sobre um equipamento. O custo das penalidades é calculado conforme descrito no Prodist para a perda de qualidade através dos indicadores de continuidade.

$$C_P(k) = \text{Compensação}_{\text{média}} \times \hat{\lambda}(k) = 193,58 \times \hat{\lambda}(k) \quad (5)$$

Sendo:

$C_P(k)$  é o custo anual das penalidades devido à interrupção no ano (k)  
 Compensação<sub>média</sub> é o custo médio da interrupção  
 $\hat{\lambda}(k)$  é a taxa de falha anual do transformador no ano (k)

No cálculo do custo operacional de um transformador de 45 kVA é considerado que a energia perdida na operação tem o custo da energia comprada pela empresa. Para transformadores de distribuição em baixa tensão, não é considerado o custo da demanda na operação. A Equação (6) apresenta o cálculo do custo operacional.

$$C_O(k) = ((L_{NL} + L_L * LF^2) * 8760 * GE\$) = 600 \quad (6)$$

Sendo:

$C_O(k)$  é o custo operacional no ano (k)  
 $L_{NL}$  é a perda em vazio do transformador (260 W)  
 $L_L$  é a perda em carga do transformador (780 W)  
 LF é o fator de carga do transformador (adotado 0,8)  
 GE\$ é o custo da energia comprada pela distribuidora (90 R\$/MWh)

O custo anual do reparo leva em consideração o tamanho da equipe técnica que faz a substituição do transformador para reparar a falta, o tempo médio do serviço de substituição em campo, o material e o transporte envolvidos. Dependendo do tipo de defeito do equipamento, o custo máximo de material usado na reforma pode chegar a 40% do custo do equipamento novo, uma vez que o tanque e as placas de silício são reaproveitadas.

$$C_R(k) = (NT * T\$ * TMS + T + M) \times \hat{\lambda}(k) = 1915 \times \hat{\lambda}(k) \quad (7)$$

Sendo:

$C_R(k)$  é o custo anual de reparo  
 NT é o número de técnicos na equipe (3)  
 T\$ é o custo unitário da hora do técnico (50 R\$/h)  
 TMS é o tempo médio do serviço de substituição do equipamento (3 h)  
 T é o custo médio do transporte (65 R\$)  
 M é o custo médio do material (0,4 x 3.500 R\$)  
 $\hat{\lambda}(k)$  é a taxa de falha anual do transformador no ano (k)

A análise econômica tem como base o cálculo do custo anual equivalente (CAE) para o fluxo de caixa dos custos de operação do transformador *defender* e do transformador *challenger* para cada ano que o equipamento for mantido em serviço ao longo da sua expectativa de vida útil. A comparação do custo mínimo anual de operação do *challenger* com o custo mínimo anual do *defender* fornecerá o melhor ano de substituição do equipamento em termos de mínimo custo da soma do gasto de capital e O&M. O CAE do primeiro ano é o custo anual de manter por um ano. No segundo ano é o custo anual de manter por dois anos, e assim por diante, até a expectativa de vida

O valor presente do fluxo de caixa inclui o custo de capital (investimento), os custos operacionais anuais e o valor presente do ativo depreciado no ano de decisão (d). O valor anual do equipamento é calculado pelo método de depreciação linear, com valor de depreciação constante ao longo da vida útil regulatória, definida de acordo com a resolução normativa [22]. O valor do ativo depreciado (DV<sub>k</sub>) representa na equação o valor recuperado pela venda do ativo (salvado). Para o *defender* esse valor é calculado referente ao valor de compra na época. Para o *challenger* é calculado em relação ao valor do velho, corrigido pelo q de Tobin, indicando a variação do custo de aquisição dos dois equipamentos.

Esse procedimento de cálculo [23] é o mesmo para o *challenger* e o *defender*, levando em conta que o ano zero para o *challenger* é o próprio ano 0 do fluxo e o ano zero para o *defender* é o ano (d). Assim, o horizonte do fluxo de caixa do *challenger* (m) é igual ao tempo da vida útil esperada, e o horizonte do fluxo de caixa do *defender* (m-d) é igual ao tempo de vida útil remanescente. Logo, como os dois fluxos ocorrem em momentos diferentes, é importante que os valores de compra do *challenger* (C<sub>0</sub>) e o valor do ativo depreciado *defender* (DV<sub>k</sub>) representem corretamente as duas situações. Considera-se também que o custo passado do *defender* seja desprezado, chamada de visão do não proprietário (*non owner point of view*). Para isso tem-se as relações de custo de aquisição na data zero como:

$$C_{0(\text{challenger})} = q * C_{0(\text{defender})} \quad (8)$$

$$C_{0(\text{defender})} = DV_{k-1} \quad (9)$$

O valor do ativo depreciado (VD) é obtido pela equação (10) onde seu valor é calculado a partir do custo do capital (C<sub>0</sub>).

$$VD(k) = C_0 \left( 1 - k * \frac{1}{Vida \text{ Útil Regulatória do Equipamento}} \right) \quad (10)$$

Para o *challenger* o CAE na data zero, equação (12), é obtido pelo cálculo do valor presente de todos os custos até o ano (k). O valor presente líquido, equação (11), é o gasto de capital menos o valor presente do ativo depreciado no mesmo ano (k), mais o custo operacional acumulado até o ano (k), convertido para a data zero.

Já para o *defender* o CAE é calculado para o período de vida remanescente, ou seja, do ano de decisão (d) até o final do período da expectativa de vida (m).

$$PV_k = C_0 - DV_k + \sum_{k=1}^m (C_{Ok} + C_{Rk} + C_{Pk})(P/F, i, k) \quad (11)$$

Sendo:

k	é o ano no fluxo de caixa, de 1 até (m) para o challenger (sua idade) e de 1 até (m-d) para o defender (seu tempo remanescente)
d	é o ano de decisão para o defender
m	é a expectativa de vida do transformador
PV <sub>k</sub>	é o valor presente líquido para todos os custos operacionais até a idade (k), o custo de capital, menos o valor do ativo depreciado (salvado)
C <sub>0</sub>	é o gasto de capital (investimento) do equipamento na data zero
DV <sub>k</sub>	é o valor do ativo depreciado na idade (k)
Σ	é o custo operacional acumulado até a idade (k)
(P/F,i,k)	é o fator de valor presente para a taxa de juros (i) e período igual a (k) anos
C <sub>Ok</sub>	é o custo operacional no fluxo de caixa
C <sub>Rk</sub>	é o custo de reparo no fluxo de caixa
C <sub>Pk</sub>	é o custo de Penalidades da interrupção no fluxo de caixa

Particularmente, no equacionamento do valor presente do *defender*, o custo de capital (C<sub>0</sub>) deve ser substituído pelo valor do ativo depreciado no ano anterior (k-1). Uma vez obtido o valor presente, o próximo cálculo é a conversão deste valor em anuidades iguais (CAE), para os custos acumulados até o ano (k).

$$CAE_k = PV_k * (A/P, i, k) \quad (12)$$

Sendo:

CAE <sub>k</sub>	é o custo anual equivalente por manter o equipamento até o ano (k)
PV <sub>k</sub>	é o valor presente líquido para todos os custos operacionais até a idade (k), o custo de capital, menos o valor do ativo depreciado (salvado)
(A/P,i,k)	é o fator de recuperação de capital para a taxa de juros (i) e período igual a (k) anos

Os fluxos de caixa das alternativas comparadas incluem o custo de capital e o valor do ativo depreciado, os custos anuais de reparo, operação e penalidade, conforme ilustrado na FIGURA 3. A linha tracejada do DV no fluxo de caixa é usada apenas para indicar o valor inicial (C<sub>0</sub>) para o fluxo de caixa do *defender*.

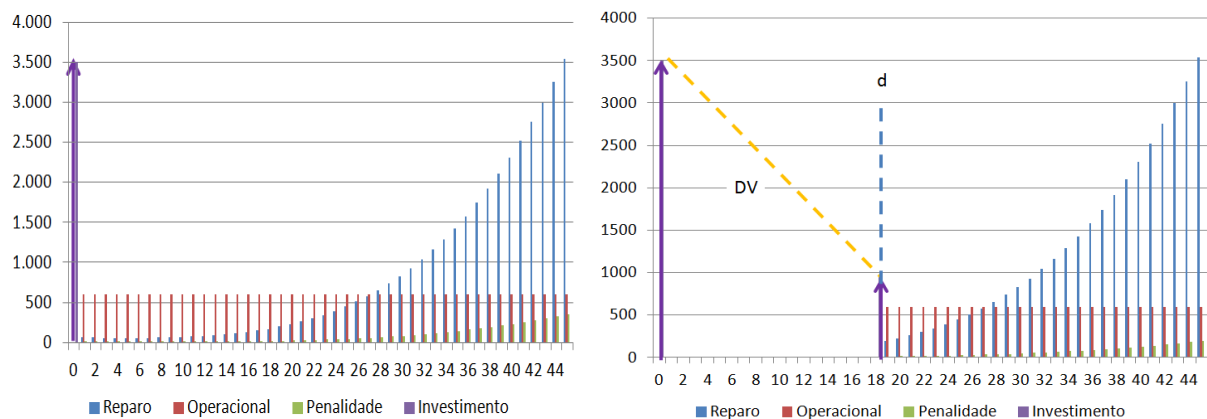


FIGURA 3 – Fluxo de caixa do transformador *challenger* e *defender*

A anualização dos custos acumulados a partir do ano zero para o *challenger* leva ao cálculo do CAE 1. Já a anualização dos custos acumulados a partir do ano d para o *defender*, leva ao cálculo do CAE 2. Ambos custos anualizados são convertidos do valor presente pelo WACC. As premissas adotadas são vida útil regulatória igual a 25 anos, WACC igual a 7%, peso da taxa de falha de envelhecimento igual a 55% e q de Tobin igual a 1. O custo

de reparo é igual a R\$1915,00, o custo operacional igual a R\$600,00 e o custo das penalidades por perda de qualidade igual a R\$193,58. O resultado é ilustrado pela FIGURA 4.

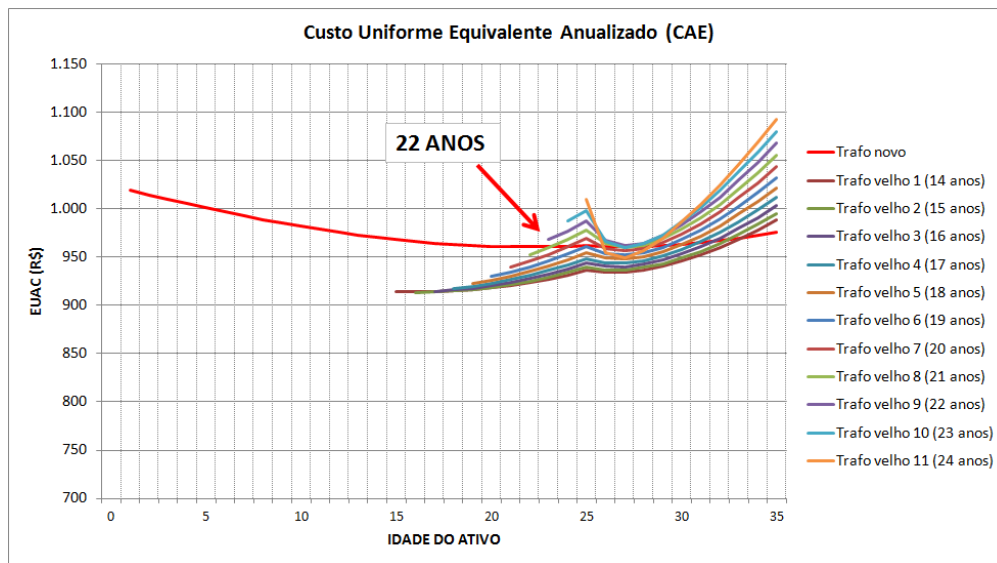


FIGURA 4 – Custos Anualizados Equivalentes das alternativas (*challenger* e *defender*)

A comparação dessas curvas de CAE 1 e CAE 2 é realizada a partir do custo equivalente na idade de avaliação. Supondo que será verificada a viabilidade aos 20 anos. Toma-se o CAE 1 de 20 anos com o CAE 2 do 20º ano para frente. Define-se o ano de substituição quando o valor mínimo da curva CAE 1 for menor que o mínimo da curva CAE 2 do ano d. Ou seja, quando o *defender* começar a ter custo anualizado superior ao custo anualizado do *challenger* deve ocorrer a substituição. O modelo do custo anualizado, neste caso, indica que os custos anuais do *defender* superam os custos anuais do *challenger* a partir do 22º ano, quando deve ser substituído. A vida útil obtida da curva da banheira é igual a 15,2 anos e a vida característica igual a 24,7 anos. A partir do modelo econômico esperava-se que o equipamento fosse substituído entre estes dois anos, sendo que, para as condições de WACC e taxa de depreciação regulatória foi obtido custo mínimo anualizado para o ano 22.

### 3.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho apresenta o desenvolvimento de metodologia para o cálculo da vida útil de ativos da distribuição focando na revisão tarifária. A metodologia inclui etapas de cálculos estatísticos a partir dos tempos de falha para obtenção da taxa de falha na forma da curva da banheira. A partir desta curva da taxa de falha do equipamento ao longo da sua vida útil são inferidos elementos econômicos de custos que permitem avaliar o ponto da vida econômica através da comparação dos custos anualizados equivalentes das alternativas de manter o equipamento em uso e de substituí-lo por outro novo. A confiança do modelo desenvolvido para o cálculo da curva da banheira se deve à classificação dos fatores de substituição, os quais permitiram que apenas tempos de falha fossem considerados. A identificação dos fatores funcionais evitou, por exemplo, que melhorias na rede fossem consideradas como falhas, uma vez que a amostra bruta inclui dados dos transformadores baixados, provenientes do balanço contábil. Entretanto, no estudo dos transformadores de distribuição, que são bens de massa, a classificação dos fatores funcionais e motivos da substituição só foi alcançada com a utilização dos dados do sistema de controle da manutenção, onde os equipamentos são controlados como bens individuais. Esta abordagem fez toda a diferença no modelo, uma vez que os tempos de falha e idades de falha pudessem ser calculados.

### 4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Richard E. Brown and H. Lee Willis, "The Economics of Aging Infrastructure," *IEEE Power & Energy Magazine*, pp. 36-43, May / June 2006.
- [2] Sivaji Chakravorti, "Key Issues Pertaining to Aging, Maintenance and Reliability of Electricity Infrastructure".
- [3] Wenyuan Li, Ebrahim Vaahedi, and Paul Choudhury, "Power System Equipment Aging," *IEEE Power & Energy Magazine*, vol. 4, pp. 52-58, May/June 2006.
- [4] Ahmed E. B. Abu-Elanien and M. M. A. Salama, "Asset management techniques for transformers," *Electric Power Systems Research*, vol. 80, pp. 456-464, 2010.
- [5] Eduardo Crestana Guardia, "Desenvolvimento de metodologia para cálculo da vida útil de ativos da

- Distribuição de energia focando a revisão tarifária," in *Tese (Doutorado)*. Itajubá: UNIFEI, 2014, p. 197.
- [6] John Endrenyi and George J. Anders, "Aging, Maintenance, and Reliability," *IEEE Power & Energy Magazine*, pp. 59-67, May/June 2006.
- [7] ANEEL. (2013) Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, Versão 2013.
- [8] ANEEL. (2010a, Dezembro) Vidas úteis de bens e instalações do setor elétrico: Metodologia aplicada aos agentes outorgados de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.
- [9] John Douglas, "Replacement of the ageing asset base - The challenge to regulators," in *19th International Conference on Electricity Distribution*, Vienna, 2007.
- [10] Fred L. Dixon, Dave Steward, and James Hoffmeister, "When to Replace Aging Transformers," *PCIC-2010-08*, August 2010.
- [11] N. S. Beniwal, D. K. Dwivedi, and H. O. Gupta, "Life estimation of distribution transformers considering axial fatigue in loose winding conductors," *Engineering Failure Analysis*, no. 18, pp. 442-449, 2011.
- [12] M. Muhr, "Aging and Degradation, Their Detection and Monitoring & Asset Management," in *International Symposium on Electrical Insulating*, Yokkaichi, 2008, pp. 183-186.
- [13] Daniel Augusto Pagi Ferreira, "Análise de falhas em transformadores de distribuição por metodologia forense," in *Dissertação (Mestrado)*. São Carlos: Universidade de São Paulo, 2013, p. 62f.
- [14] M. Marques, J. A. Jardini, R. P. Casolari, J. O. Silva, and T. Souza, "Adequação das Taxas de Depreciação Contábil à Depreciação Técnica de Equipamentos do Sistema de Transmissão," in *IV CINETEL*, Araxá, 2007.
- [15] Nirmal Singh, "Condition Assessment of Cables and Transformers in an Aging Infrastructure (and Aging Talent Base)," in *IEEE Electrical Insulation Conference*, Annapolis, 2011, pp. 1-9.
- [16] Roy Billinton and Ronald N Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques*. New York and London: Plenum Press, 1983.
- [17] ReliaSoft, *Life Dat Analysis Reference*. Tucson, 2014.
- [18] Wenyuan Li, "Incorporating Aging Failures in Power System Reliability Evaluation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, August 2002.
- [19] Elvio Prado da Silva and Iuri Muniz Pepe, "Estudo de Relações entre Perdas e Custo Total de Propriedade em Transformadores no Contexto da Eficiência Energética," in *VII CONNEPI - Congresso Norte Nordeste de Pesquisa e Inovação*, Palmas, 2012.
- [20] ANEEL. (2010b) Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST.
- [21] Rubens Famá and Lucas Ayres B. de C. Barros, "Q de Tobin e seu uso em finanças: aspectos metodológicos e conceituais," *Caderno de Pesquisas em Administração*, pp. 27-43, outubro/dezembro 2000.
- [22] ANEEL. (2012a, Fevereiro) Estabelece novas txas anuais de depreciação para os ativos em serviço outorgado no setor elétrico, alterando as tabelas I e XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico.
- [23] Ahmed E. B. Abu-Elanien, M. M. A. Salama, and Ray Bartnikas, "A Techno-Economic Method for Replacing Transformers," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, no. 2, pp. 817-829, 2011.
- [24] Eduardo Crestana Guardia, J. W. Marangon Lima, and A. H. Moreira Santos, "A Bathtub Curve from Nonparametric Model," in *International Science Index 90*, Venice, 2014, pp. 859-863.

## 5.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

**Eduardo Crestana Guardia** é natural de Rio Claro / SP – Brasil. Fez graduação em Engenharia Elétrica, mestrado em Engenharia da Energia e doutorado em Engenharia Elétrica pela UNIFEI Itajubá em 1998, 2007 e 2014, respectivamente. Foi pesquisador visitante no grupo Operations Research and Industrial Engineering da University of Texas, Austin em 2009, quando realizou estágio de doutorado. Atua profissionalmente na área de Eficiência Energética e Regulação Tarifária. Outras áreas de interesse são Smart Grid, Fontes Renováveis, Gestão de Ativos, Confiabilidade e Análise de falhas.

**Jose W. Marangon Lima** é natural de Aracaju / SE – Brasil. Graduou-se em Engenharia Elétrica pelo IME, Rio de Janeiro em 1979. Fez mestrado em Engenharia Elétrica na UNIFEI Itajubá em 1991 e doutorado na UFRJ em 1994. Trabalhou na Eletrobrás de 1980 a 1993, quando ingressou como professor no curso de Engenharia Elétrica na UNIFEI Itajubá. Atuou no conselho diretor da ANEEL de 1998 a 1999 e colaborou com o desenvolvimento do Novo Modelo do Setor Elétrico junto ao MME em 2003. Realizou pesquisa durante período sabático no grupo Operations Research and Industrial Engineering na University of Texas de 2005 a 2006.

**Afonso Henriques Moreira Santos** é natural de Itanhandu / MG – Brasil. Fez graduação e mestrado em Engenharia Elétrica na UNIFEI Itajubá em 1978 e 1981. Concluiu doutorado em Engenharia pela UNICAMP em 1987. Realizou pós-doutorado pelo CIRED – Centre International de la Recherche sur L'environnement et le Developement em Paris. É professor da UNIFEI Itajubá onde desenvolve pesquisa nas áreas de PCH e regulação econômica.

**Ricardo A. P. da Cruz** é natural de Itanhandu / MG – Brasil. Fez graduação em Engenharia Elétrica e mestrado em Engenharia da Energia pela UNIFEI Itajubá. Atualmente trabalha na iX Estudos e Projetos.