

Adequação das Taxas de Depreciação Contábil à Depreciação Técnica de Equipamentos do Sistema de Transmissão

M. Marques, CTEEP; J. A. Jardini; R. P. Casolari; J. O. Silva; T. Souza, EPUSP/PEA/GAGTD¹

Resumo – As taxas de depreciação de ativos são de extrema importância para uma concessionária de energia uma vez que esses valores são utilizados no cálculo da determinação da receita da concessionária, que é obtida através da remuneração de seus ativos. Essas taxas devem ser avaliadas com base no estado de conservação física e tecnológica dos equipamentos, estando assim relacionadas diretamente com a vida útil real dos bens. Este artigo trata da estimativa da vida útil técnica de alguns componentes e equipamentos de um sistema de transmissão e também de aspectos relacionados à depreciação de ativos, levando em consideração também o ponto de vista do órgão regulador (ANEEL).

Palavras-chave – Depreciação de Ativos, Vida Útil de Equipamentos, Receita Anual Permitida.

I. INTRODUÇÃO

A vida útil dos equipamentos de um sistema de transmissão está relacionada a aspectos técnicos, envolvendo confiabilidade, políticas de manutenção, substituição de equipamentos, programas de gestão, etc. e aspectos econômico-financeiros, envolvendo as taxas de depreciação desses equipamentos com influência direta na receita da empresa.

O desempenho de um equipamento elétrico, na maioria das vezes, pode ser dividido em três períodos: período de maturação, no qual a taxa de falhas é baixa; período intermediário ou de taxa de falhas constante e período de desgaste, onde o equipamento apresenta taxa de falha crescente.

O período de vida útil dos equipamentos pode ser estimado com base em: pesquisa em literatura especializada, informação dos fabricantes e histórico do desempenho do equipamento dentro da empresa.

Com a análise mais detalhada dos equipamentos (inovações tecnológicas utilizadas pelos fabricantes, identificação das partes passíveis de controle durante as manutenções) e análise das políticas de manutenção adotadas pela Empresa, pode ser estimada a vida útil dos equipamentos, tanto para os novos a serem incorporados a empresa quanto para os já existentes em operação, permitindo adicionalmente, minimizar incertezas em um processo de tomada de decisão (por exemplo, substituição ou reparo), otimizar políticas de manuten-

ção, determinar o número de equipamentos em estoque para reposição, antecipar-se ao defeito evitando a paralisação dos sistemas por períodos prolongados, comparar equipamentos de fabricantes e determinar as taxas de depreciação de ativos.

As taxas de depreciação dos ativos devem ser avaliadas considerando o estado de conservação física e tecnológica dos equipamentos, refletindo, desta forma, a vida útil real dos bens.

A melhor estimativa possível dessas taxas é de extrema importância para a CTEEP, uma vez que as mesmas são utilizadas no cálculo da determinação da receita da empresa obtida através da remuneração de seus ativos (linhas de transmissão e subestações).

O trabalho analisou os seguintes equipamentos e componentes: transformadores de potência, reatores, disjuntores, chaves seccionadoras, cabos condutores e estruturas de linhas de transmissão.

II. METODOLOGIA PARA ESTIMATIVA DA VIDA ÚTIL DOS EQUIPAMENTOS

a) Transformadores de Potência e Reatores

O papel impregnado em óleo é amplamente utilizado como isolamento dos enrolamentos de transformadores e reatores e é considerada a ligação mais fraca no isolamento de equipamentos.

O processo de envelhecimento do isolamento celulósico de transformadores ou reatores está diretamente associado com a resistência mecânica do seu papel isolante, que tem a característica de se depreciar progressivamente com o tempo de operação do equipamento. No final de vida, a isolação se apresentará frágil e quebradiça, apesar de ainda manter boas condições dielétricas.

Um índice utilizado para análise da resistência mecânica do papel isolante é a medição do grau de polimerização (GP). Ao usar valores de GP como critério de final de vida, diferentes investigadores usam valores distintos, entre 200 e 250, se bem que existe na literatura uma tendência para um valor de 200.

O pesquisador inglês P. Burton [1] realizou experiências obtendo a curva de correlação laboratorial “teor de furfural x grau de polimerização do papel”, apresentada na figura 1.

¹ M. Marques (Gerente do Projeto) trabalha na CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (mmarques@ctEEP.com.br)

J. A. Jardini (Coordenador do Projeto), Prof. Dr. Titular da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo – Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da USP (jardini@pea.usp.br)

R. P. Casolari, J. O. Silva e T. Souza (Pesquisadores) trabalham na EPUSP/PEA/GAGTD – Grupo de Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia (casolari@pea.usp.br).

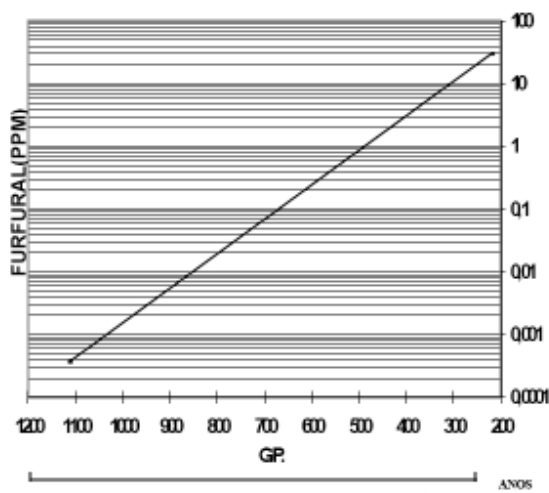


Figura 1 - Correlação entre Teor de Furfural e Grau de Polimerização (Idade Esperada)

Com base nessa correlação foi possível estimar a idade esperada de um equipamento baseada nas condições de carregamento do mesmo.

A CTEEP há 14 anos realiza a análise do “teor furfural” dissolvido no óleo isolante desses equipamentos, de maneira rotineira, utilizando a técnica de cromatografia líquida de alto desempenho.

Portanto, o teor de furfural passou a ser o principal indicador de envelhecimento dos transformadores e reatores da CTEEP que, em conjunto com outras análises rotineiras, permite a obtenção de condições de diagnósticos aceitáveis, para indicação dos casos mais críticos.

A vida útil esperada para os transformadores de potência e os reatores da CTEEP foi estimada com base nos valores fornecidos do “teor de furfural” dissolvido no óleo isolante desses equipamentos.

b) Disjuntores

A vida útil dos disjuntores foi estimada com base em aspectos econômicos, identificando o ponto de equilíbrio onde os custos referentes às atividades de manutenção dos disjuntores superariam a parcela de lucro contida na RAP (Receita Anual Permitida) do equipamento, recebida pela disponibilização do mesmo.

Os custos das atividades de manutenção foram assumidos como compostos de 2 parcelas: uma parcela relativa aos custos de material e mão de obra para a realização da manutenção e outra parcela relativa à perda de receita decorrente da indisponibilidade do equipamento (parcela variável da RAP).

Adicionalmente foi assumido que durante a vida útil prevista para o equipamento, as atividades de manutenção tenham um custo praticamente constante e a partir dessa data, acréscimos seriam considerados nos custos das atividades de manutenção, com uma taxa de evolução anual fixa.

A remuneração recebida da RAP pela disponibilização do equipamento foi assumida composta de 2 parcelas: uma primeira parcela correspondente à recuperação do capital investido (FRC – Fator de Recuperação do Capital), que deve amortizar o equipamento durante a sua vida útil e

remunerar o capital investido, e uma segunda parcela correspondente ao lucro auferido pela prestação do serviço, ou seja, pela disponibilização do equipamento.

Na análise das atividades de manutenção, foram considerados os índices de indisponibilidade e os custos horários das atividades de manutenção geral e parcial.

Na análise do lucro contido na receita advinda pela disponibilização do equipamento, foram considerados os seguintes itens: custo de um disjuntor novo (baseado nos custos modulares da Eletrobrás), e fatores multiplicativos dos desligamentos forçados e dos desligamentos programados, que compõem a PV (Parcela Variável), conforme resolução ANEEL.

No confronto entre os custos de manutenção e indisponibilidade e o lucro pela disponibilização do equipamento, foi considerado que durante a vida útil do equipamento, até o ano n , o disjuntor não necessitaria de manutenção adicional. A partir do ano $(n+1)$, haveria necessidade de manutenção adicional e foi determinado o instante em que os custos de manutenção e de indisponibilidade superariam o lucro pelo aluguel do equipamento. Durante a vida que um disjuntor não necessitaria de manutenção adicional foi assumido como sendo o intervalo de tempo até a necessidade de um “overhaul” (revisão geral com abertura do equipamento e troca de peças). Sobre esse valor, foi adicionado o tempo calculado conforme descrito acima e assim, estimado o tempo de vida dos disjuntores.

c) Chaves Seccionadoras

De acordo com a literatura especializada [2], a maioria dos defeitos em chaves seccionadoras é causada por problemas decorrentes dos elevados tempos decorridos entre consecutivas operações de manobras (“stand-still problems”), podendo ser negligenciado o envelhecimento devido aos esforços mecânicos quando do acionamento da chave. As informações obtidas quanto ao desempenho das chaves seccionadoras e que balizaram o trabalho foram obtidas de um sistema de transmissão da Suíça e levaram em consideração as considerações citadas no parágrafo anterior.

d) Cabos Condutores

A vida útil remanescente de condutores foi avaliada com base na medição da perda mecânica decorrente da deterioração dos condutores. Para avaliar a condição de envelhecimento dos condutores foi utilizado o índice de corrosão da alma de aço, que mede a espessura média do revestimento de zinco remanescente na alma de aço do condutor. A vida remanescente do condutor foi estimada a partir da perda de 80 a 100% do revestimento de zinco da alma de aço [3].

e) Estruturas de Linhas de Transmissão

A estimativa da vida útil das estruturas das linhas de transmissão foi feita com base nas análises realizadas pelos integrantes do WG 15 do CIGRÉ [4] referentes às inspeções visuais para avaliação das estruturas-suporte, da extensão da corrosão do aço e do apropriado tratamento para remediar a corrosão.

As informações do CIGRÉ contemplaram o desempenho de sistemas de transmissão de vários países da Europa, da África do Sul, Austrália, Brasil, Canadá, Coréia e Japão, cobrindo assim um grande leque de estruturas quanto às condições climáticas, condições de projeto, construção, manutenção, etc.

III. METODOLOGIA PARA DEPRECIÇÃO DE ATIVOS

O cálculo da depreciação está estritamente relacionado com o método de formação da base de remuneração sendo, portanto, um elemento significativo no processo de revisão tarifária periódica. O agente regulador deve definir um valor anual da depreciação ou Quota de Reintegração Regulatória (QRR).

A taxa de depreciação é o instrumento utilizado para definir o período em que os ativos estarão gerando receitas e benefícios para a empresa regulada. Uma vez que as taxas de depreciação atualmente em vigor refletem efetivamente a vida útil real dos bens, tais taxas devem ser utilizadas para fins de revisão tarifária periódica, a partir das datas de entrada em operação dos ativos.

Os principais problemas na determinação da depreciação decorrem dos seguintes aspectos: definição do método de depreciação (linear, anuidade – “sinking fund”, saldo decrescente, depreciação acelerada, soma dos algarismos dos anos, débito imediato e troca entre o método de saldo decrescente e linear), critério de avaliação da vida útil (definição de um período de tempo apropriado e compatível com o potencial econômico do ativo. Além das causas físicas devidas ao desgaste natural pelo uso e pela ação de elementos da natureza, a vida útil é afetada por fatores funcionais, tais como a inadequação e o obsoleto, resultantes do surgimento de substitutos mais aperfeiçoados) e escolha da base de cálculo (custo histórico, custo histórico corrigido, custo de reposição pelo valor referencial de mercado, etc.).

Uma observação importante é que os três problemas precisam ser resolvidos todos ao mesmo tempo, sob pena de todo o esquema de depreciação ficar prejudicado na hipótese de um ou dois dos problemas não ter a solução adequada.

IV. ESTIMATIVA DA VIDA ÚTIL DOS EQUIPAMENTOS

a) Transformadores de Potência e Reatores

A avaliação da vida útil esperada para os transformadores e reatores foi feita com base nos valores medidos do teor de furfural dissolvido no óleo isolante dos equipamentos instalados no sistema, de acordo com informações fornecidas pela CTEEP.

Os valores fornecidos correspondem aos valores máximos obtidos nas análises de cada transformador e reator. Foram fornecidas também as datas da medição desses valores máximos e da instalação do equipamento.

Cada equipamento teve a sua idade esperada, devido às condições de carregamento, baseada na curva de correlação laboratorial “furfural x grau de polimerização (idade esperada)” [1], que pode ser representada pela seguinte equação:

$$Idade = \frac{\log(\text{Furfural}) + 3,9301}{0,1739} \quad (1)$$

onde:

Idade : Idade esperada devido às condições de carregamento do equipamento (anos);

Furfural : Teor de furfural medido do equipamento (ppm).

A experiência prática da CTEEP mostra que quando a isolamento sólida está bem comprometida e próxima ao final de vida útil, o teor furfural cresce desproporcionalmente entre períodos de análise, com evoluções abruptas na sua concentração. Para valores acima de 4 ppm já é bem provável que o equipamento possua partes de sua isolamento celulósica com grau de polimerização abaixo de 200.

Com base no exposto no parágrafo anterior, adotou-se como premissa que a vida útil do equipamento (transformador e reator) seja de 30 anos (valor de Norma), correspondente a um Grau de Polimerização de 250, conforme figura 1.

Assim, a vida útil estimada para cada equipamento será dada pela expressão:

$$Vida = 30 + (T_{\text{operação}} - Idade)$$

onde:

Vida : Vida útil estimada para o equipamento (anos);

$T_{\text{operação}}$: Intervalo de tempo entre as datas de instalação do equipamento e de medição do teor de furfural (anos);

Idade : Valor obtido da equação (1).

As análises foram feitas para o conjunto de transformadores e por classe de tensão. Em cada análise foram calculados: o valor médio e desvio-padrão e o valor da mediana.

Os resultados obtidos mostraram proximidade entre os valores da média e da mediana. Assim, o trabalho considerou o valor da média para representar a vida útil do equipamento.

As figuras 2 e 3 apresentam a distribuição estatística da faixa de vida útil, respectivamente para o universo dos transformadores de potência e dos reatores

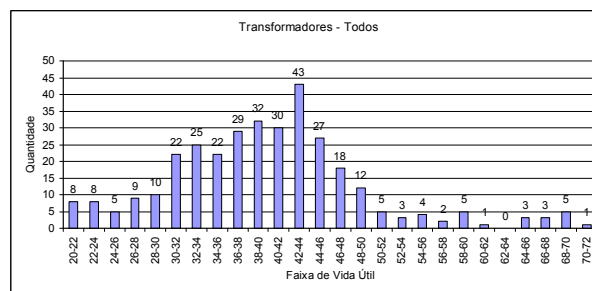


Figura 2 - Distribuição Estatística da Vida Útil dos Transformadores

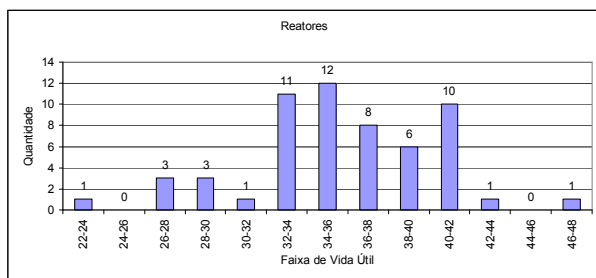


Figura 3 - Distribuição Estatística da Vida Útil dos Disjuntores

Os resultados obtidos para a vida útil média foram:

- Transformadores: 40 anos.
- Reatores: 36,6 anos.

b) Disjuntores

As atividades de manutenção consideradas no projeto foram: MPPG (Manutenção Geral); MPPP, MPAD e MPAO (Manutenções Parciais); e MF (Manutenção Forçada).

Foi assumido que durante boa parte da vida útil dos disjuntores, esses índices de indisponibilidade se manteriam constantes e de acordo com informações da CTEEP, foram assumidos os seguintes valores médios para esses índices de indisponibilidade (horas de manutenção em relação às horas no período considerado): MPPG: 0,05 %; MPPP: 0,08 %; MPAD: 0,02 %; MF: 0,01 % e MPAO: 0,01 %.

Ainda, de acordo com informações da CTEEP, foram considerados os seguintes custos horários por atividade de manutenção: MF: R\$ 500,00; MPPG: R\$ 310,00; MPPP: R\$ 260,00; MPAD: R\$ 260,00 e MPAO: R\$ 260,00.

Finalmente, os seguintes valores foram assumidos:

- Custo de um disjuntor novo: R\$ 1.038.800,00 (valor de um disjuntor 500 kV);
- Taxa anual de juros de amortização do capital investido (j): 10%;
- Tempo de amortização do capital (n): 30 anos;
- Fator multiplicativo para desligamentos programados (FDP): 10;
- Fator multiplicativo para outros desligamentos – forçados (FDF): 150;
- Fator anual de lucro do investimento (FL): 15%;
- Taxa anual de evolução da necessidade adicional de manutenção: 10%.

Com base nesses valores, tem-se:

Fator de recuperação anual do capital investido:

$$FRC = \frac{j}{1 - (1 + j)^{-n}} = \frac{0,1}{1 - (1 + 0,1)^{-30}} = 0,106079$$

Valor da receita horária necessária para recuperar o capital investido:

$$VRh = \frac{(\text{Custo_Disjuntor}) \times FRC}{8.766} = \frac{1.038.800 \times 0,106079}{8.766} = 12,57 \text{ (R\$/h)}$$

Valor da receita anual do equipamento considerando o lucro sobre o investimento:

$$RAP = (1 + \frac{FL}{100}) \times VRh \times 8.766 = (1 + \frac{15}{100}) \times 12,57 \times 8.766 = 126.716,90 \text{ (R\$/ano)}$$

Custo horário pela indisponibilidade de desligamentos

programados:

$$CDPh = VRh \times (1 + \frac{FL}{100}) \times FDP = 12,57 \times (1 + \frac{15}{100}) \times 10 = 144,55 \text{ (R\$/h)}$$

Custo horário pela indisponibilidade de desligamentos forçados:

$$CDFh = VRh \times (1 + \frac{FL}{100}) \times FDF = 12,57 \times (1 + \frac{15}{100}) \times 150 = 2.168,32 \text{ (R\$/h)}$$

Custo Anual das Manutenções (CAM):

$$\text{Custo_Anual_Manut} = \sum (li \times \text{Ativ_Manut}) \times \frac{8.766}{100}$$

Para um ano base tem-se:

$$\text{CAM} = (0,05 \times 310 + 0,08 \times 260 + 0,02 \times 260 + 0,01 \times 500 + 0,01 \times 260) \times \frac{8.766}{100}$$

$$\text{CAM} = 4.304,10 \text{ (R\$/ano)}$$

Custo Anual das Indisponibilidades (CAI):

$$\text{Custo_Anual_Indisp} = [(MPPG + MPPP + MPAD + MPAO) \times CDPh + (MF \times CDFh)] \times \frac{8.766}{100}$$

Para um ano base tem-se:

$$\text{CAI} = [(0,05 + 0,08 + 0,02 + 0,01) \times 144,55 + (0,01 \times 2.168,32)] \times \frac{8.766}{100}$$

$$\text{CAI} = 3.928,15 \text{ (R\$/ano)}$$

Custo Total (CT):

$$\text{Custo_Total} = \text{CAM} + \text{CAI}$$

Para o ano base em análise tem-se:

$$\text{CT} = 4.304,10 + 3.928,15 = 8.232,25 \text{ (R\$/ano)}$$

Lucro:

$$\text{Lucro} = FL \times VRh \times 8.766$$

Para o ano base em análise tem-se:

$$\text{Lucro} = 0,15 \times 12,57 \times 8.766 = 16.528,29 \text{ (R\$/ano)}$$

Atualizando-se os custos com base numa taxa de 10% ao ano de necessidade adicional de manutenção, tem-se o gráfico da figura 4, onde são mostradas as evoluções dos custos anuais (manutenção, indisponibilidades e total) e do lucro.

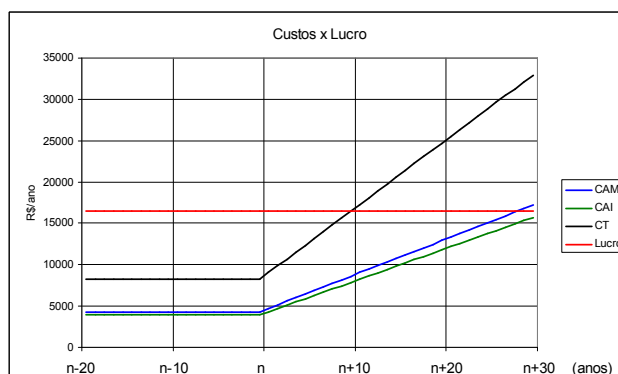


Figura 4 - Evolução Anual dos Custos e do Lucro

No gráfico da figura 4 considerou-se que durante a vida útil do equipamento, até o ano n , o disjuntor não necessitaria de manutenção adicional. A partir do ano $(n+1)$, haveria necessidade de manutenção adicional (taxa adicional de 10% ao ano) e determinou-se o instante em que os custos de manu-

tenção e de indisponibilidade superariam o lucro pelo aluguel do equipamento.

Foi verificado que, com as hipóteses assumidas, o ponto de equilíbrio aconteceria no ano $(n+10)$, ou seja, haveria um acréscimo de 10 anos a partir do ano em que o disjuntor necessitaria de manutenção adicional.

A literatura especializada estima em 25 anos o tempo de vida de um disjuntor sem a necessidade de um “overhaul” (revisão geral com abertura do equipamento e troca de peças).

Assumindo-se esse tempo de 25 anos como sendo o tempo a partir do qual aumentariam os custos das manutenções realizadas nos disjuntores, pode-se assumir que o ponto de equilíbrio entre o lucro e o custo ocorreria quando o disjuntor estivesse com 35 anos $(25 + 10)$ em operação, valor este assumido como vida útil do equipamento.

c) Chaves Seccionadoras

As informações obtidas referiam-se unicamente às chaves seccionadoras de um sistema da Suíça, onde foi considerado razoável estimar em 35 anos a expectativa de vida das chaves.

Assim, para efeito da análise econômica, que é o objeto desse projeto, adotou-se, para a vida útil técnica das chaves seccionadoras, o valor de 35 anos.

d) Cabos Condutores

A estimativa da vida útil técnica dos cabos condutores da CTEEP foi feita a partir de resultados de ensaios realizados em cabos condutores do sistema de transmissão da Ontário Hydro, na região de Ontário, Canadá.

As regiões do sistema da Ontário Hydro concentram atividades comerciais, industriais, terrenos sem desenvolvimento e algumas fazendas. Deve ser considerado também que as temperaturas ao longo do ano são inferiores às encontradas no Estado de São Paulo.

O método adotado para estimativa da vida útil dos cabos condutores foi o da perda do revestimento de zinco da alma de aço do cabo. Observou-se que cabos condutores em operação durante 63 anos possuíam 50% de probabilidade de terem atingido o final de vida em termos de corrosão, conforme pode ser verificado na figura 5.

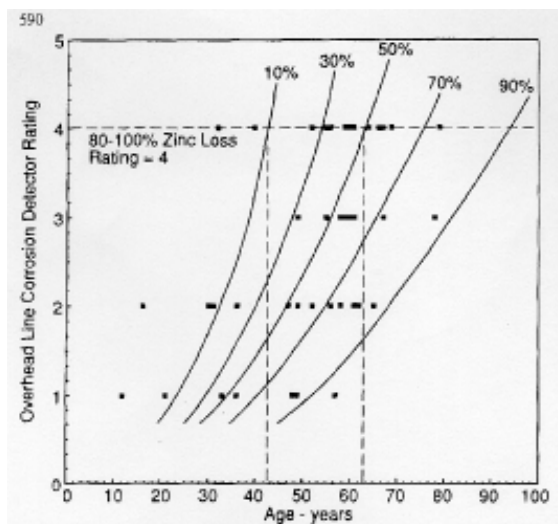


Figura 5 - Classificação do Detector de Corrosão do Condutor em Função da Idade

De acordo com informações fornecidas pela CTEEP verificou-se que:

- Levantamento realizado durante o período 1995-2004, sobre o rompimento de cabos condutores, mostrou que a maior parte dos condutores rompidos estava em operação há mais de 40 anos.
- As linhas de transmissão mais antigas da CTEEP datam da década de 1950, ou sejam estão em operação há pelo menos 55 anos.

Adicionalmente, de acordo literatura especializada, tem-se:

- Sistema de transmissão da Escandinávia: 40 anos;
- Levantamento efetuado entre os membros do WG 15 do CIGRÉ: em torno de 60 anos.

Para efeito da análise econômica, que é o objeto desse projeto, adotou-se para a vida útil técnica dos condutores, conservativamente, o valor de 40 anos (menor valor entre todos os valores citados).

e) Estruturas de Linhas de Transmissão

Das informações obtidas junto à CTEEP, foi identificada uma quantidade acentuada de quedas de estruturas. A maior parte dessas quedas deve ser creditada a velocidades de vento superiores aos valores previstos nos projetos das LTs. Esse fato, inclusive, foi o responsável pelas quedas ocorridas na LT 440 kV CD Jupia-Bauru, que contavam na época com 35 anos de operação.

As demais informações obtidas mostraram:

- Sistema de transmissão da Escandinávia: 40 anos;
- Levantamento efetuado entre os membros do WG 15 do CIGRÉ sobre as vidas estimadas das torres de aço: entre 40 e 100 anos.

Para efeito da análise econômica, que é o objeto desse projeto, foi adotada para a vida útil técnica das estruturas, conservativamente, o valor de 40 anos (menor valor entre os valores citados).

Uma alteração significativa no cálculo das parcelas da receita anual permitida das transmissoras dos novos ativos das instalações de transmissão da rede básica (RBNI) e das conexões (RCDM), diretamente relacionada à taxa de depreciação, proposta pela ANEEL, diz respeito ao período de cálculo da receita, passando do período de concessão (30 anos), utilizado originalmente no método do fluxo de caixa descontado, para o número de anos igual à vida útil dos ativos, ou seja, normalmente, um período além do período de concessão. O que significa, no final do período de concessão, um valor residual ou de reversão dos ativos maior, pois, dessa forma, as receitas não foram estabelecidas para amortização igual ao período de concessão (30 anos).

Outra alteração sugerida pelo órgão regulador, refere-se à aplicação do método da anuidade para a revisão das parcelas das receitas RBNI e RCDM, com base no denominado Custo Anual dos Ativos Elétricos (CAAE), mediante o cálculo da anuidade, considerando o total de capital (BRR – Base de Remuneração Regulatória), a taxa de desconto e a vida útil das instalações. O que implica, também, na aplicação do método da anuidade para cálculo da depreciação econômica, para que haja uniformidade de critérios, uma vez consideradas receitas crescentes e valorização dos ativos.

No entanto, para os ativos existentes remunerados pela parcela RBSE, o órgão regulador manteve a metodologia de avaliação da base histórica ou o valor normativo dos ativos para cálculo da receita requerida, que implica, por sua vez, na utilização do método da depreciação linear.

Portanto, é fundamental que sejam estabelecidos critérios uniformes entre o método utilizado para avaliação dos ativos líquidos e a definição da depreciação, na metodologia de cálculo da remuneração anual do capital (quota de reintegração), considerando que:

- Se o valor do ativo líquido é determinado como valor econômico, deve-se aplicar a depreciação calculada pelo método da anuidade;
- Se, pelo contrário, for utilizado o valor normativo, deve-se aplicar uma depreciação linear.

VI. CONCLUSÕES

No que se refere à vida útil dos equipamentos e componentes das linhas de transmissão, a tabela 1 apresenta uma comparação entre os valores obtidos no projeto com os valores atualmente praticados para efeito de depreciação contábil (Resolução ANEEL Nº 44/99).

Tabela 1 - Comparação entre Valores de Vida Útil das Unidades de Cadastro

| Unidades de Cadastro | Vida Útil (anos) | Resolução ANEEL |
|----------------------|------------------|-----------------|
| Transformadores | 40 | 40 |
| Reatores | 36,6 | 35,7 |
| Disjuntores | 35 | 33,3 |
| Chaves Seccionadoras | 35 | 30,3 |
| Condutores de LT's | 40 | 40 |
| Estruturas de LT's | 40 | 40 |

Conclui-se que os valores atualmente praticados no setor elétrico para efeito de depreciação contábil são iguais ou

inferiores aos valores da vida útil dos equipamentos e linhas de transmissão encontrados no presente trabalho.

No que se refere ao método de depreciação regulatória, o mais aconselhado para concessionárias de serviços de utilidade pública é o método da anuidade, pois permite que a concessionária obtenha uma taxa constante de retorno sobre o seu investimento total quando sua receita é mantida inalterada pelas autoridades que a regulamentam.

Uma variante desse método é utilizada com sucesso nos Estados Unidos pelas empresas de utilidade pública, chamado método “sinking fund”. Esse método supõe que as quantias colocadas de lado todo ano rendam juros, de modo que a depreciação acumulada se converta em um fundo de amortização.

A conclusão aqui apresentada não esgota as possibilidades e necessidades de aperfeiçoamento dos instrumentos regulatórios devendo ainda ser consideradas as contribuições e as experiências dos agentes de transmissão.

VII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] The Analysis of Insulating Oil for Products Specific to the Low Temperature Overheating of Paper Insulating – P. J. Burton – WG 15-01, 1985.
- [2] Life Expectancy of Power System Apparatus and Components – D. Reichelt, A. Frei, M. Schonenberger – CIGRÉ 23-102, 1996.
- [3] Aged ACSR Conductors – Part II – Prediction of Remaining Life – D. G. Havard et all. – IEEE Transactions on Power Delivery, April 1992.
- [4] Life Cycle Assesment (LCA) for Overhead Lines – Working Group B2-15, December 2004.