

Material Didático

“TÓPICOS SOBRE DIMENSIONAMENTO DE TRANSFORMADORES PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO”



Março 2014

PROCOBRE – Instituto Brasileiro do Cobre

É uma rede de instituições latino americanas cuja missão é a promoção do uso do cobre, impulsionando a investigação e o desenvolvimento de novas aplicações, para a melhoria da qualidade de vida e o progresso da sociedade.

O PROCOBRE faz parte da International Copper Association (ICA), com sede em Nova Iorque, encarregada de liderar a promoção do cobre a nível mundial.

LAT-EFEI – Laboratório de Alta Tensão da Unifei

O Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá foi criado em 1963. Com o objetivo de oferecer aulas práticas, sobre tópicos em alta tensão e atender as concessionárias de energia elétrica e a indústria nacional na realização de ensaios elétricos para sistemas de média tensão.

Atualmente, o LAT-EFEI segue realizando pesquisas para empresas do setor elétrico na área de desempenho de equipamentos e componentes para redes de média tensão. Uma vertente compreende os transformadores distribuição com o foco na eficiência, análise térmica e confiabilidade do produto frente a descargas atmosféricas. O LAT-EFEI é hoje um dos laboratórios autorizados pelo IMETRO para a execução de ensaios em transformadores de distribuição para o Programa Brasileiro de Etiquetagem – PBE de transformadores.

Índice

Apresentação	3
Sistemas de Distribuição – Natureza, Análise das Cargas e Definições	4
A Natureza das Cargas.....	4
Definições	4
Análise da Carga de Consumidores Individuais.....	5
O Carregamento dos Transformadores de Distribuição	7
Carga dos Alimentadores	15
Cálculo de Queda de Tensão Utilizando Cargas Alocadas.....	21
Bibliografia	25
Noções de Engenharia Econômica Aplicada a Análise de Investimentos e sua Aplicação aos Sistemas de Distribuição	26
Introdução	26
Noções de Matemática Financeira.....	28
Análise Financeira de Alternativas de Investimento	34
Sistemas Bancários	37
Comentários	39
Bibliografia	44
Estudos sobre Perdas e Vida Útil de Transformadores de Distribuição	45
Perdas Econômicas Oriundas da Sobrecarga de Transformadores de Distribuição	45
Análise de Perda de Vida Útil Técnica e Econômica dos Transformadores de Distribuição	49
Efeito do Desbalanço de Carga nas Perdas Técnicas de Transformadores de Distribuição.....	57
Bibliografia	62

Apresentação

ICA-PROCOBRE vem trabalhando em ações que fomentam a aplicação de conceitos e recomendações, surgidas a partir de diversas normas tanto locais como internacionais, com a finalidade de elevar a eficiência energética e diminuir o impacto ambiental no planeta.

Derivado de novos desenvolvimentos tecnológicos e analisando as oportunidades que brindam a globalização, ICA-PROCOBRE elabora manuais e documentos para capacitação em diversas áreas de aplicação tecnológica como aporte, neste caso, a Instituições Educativas e Empresas de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil e na América Latina.

Este Material Didático, intitulado **“TÓPICOS SOBRE DIMENSIONAMENTO DE TRANSFORMADORES PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO”** busca agregar conhecimento adicional na capacitação da mão obra de nível técnico”.

Nele são apresentadas definições, análise das cargas presentes no sistema de distribuição, métodos para o dimensionamento de transformadores, ferramentas para a análise e comparação de alternativas de forma econômica, passível de ser aplicável não somente a transformadores, mas a qualquer investimento na rede de distribuição. Por fim, trás uma série de três estudos sobre perdas e vida útil de transformadores de distribuição.

O projeto deste Material Didático foi baseado em competências, que ajudam os leitores a desenvolver habilidades para ser capaz de aplicar os conceitos envolvidos, bem como, para que instituições de ensino facilitem a inclusão dos temas no conteúdo do currículo.



Capítulo 1

SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO – NATUREZA, ANÁLISE DAS CARGAS E DEFINIÇÕES.

1. A NATUREZA DAS CARGAS

A modelagem e análise dos sistemas de potência depende fundamentalmente da carga. No entanto, surge uma pergunta: “O que é carga?” O interessante neste caso é que a resposta para esta pergunta depende de qual é o tipo de análise desejada. Por exemplo, a análise de regime permanente – *Estudo de Fluxo de Potência* – em um sistema de transmissão requer uma definição diferente de carga do que a usada na análise do comportamento de um circuito secundário de um transformador de um alimentador de distribuição.

O principal problema para estas análises é que as cargas conectadas aos sistemas de potência sofrem constante variação e quanto mais próximo do consumidor final se situa o ponto de observação mais pronunciada é a sua flutuação. Em suma é possível afirmar que, no sentido literal da palavra, não existe uma carga em regime permanente. Finalmente, dentro deste contexto, para se ter um bom conhecimento da carga conectada a um sistema elétrico é necessário primeiramente conhecer o comportamento das cargas individuais dos consumidores.

2. DEFINIÇÕES

Conforme discutido, a carga que um consumidor individual ou um grupo de consumidores apresenta para um sistema de distribuição está em constante variação uma vez que uma lâmpada ou um dispositivo elétrico é ligado ou desligado, a carga vista pelo sistema muda. Deste modo, para facilitar a descrição do comportamento variável das cargas definem-se os seguintes termos:

✓ Demanda

Carga média durante um período específico.

- A carga pode ser expressa em kW, kVAR, kVA ou A.
- Deve incluir o intervalo de tempo

Exemplo: A demanda a cada 15 minutos em kW é de 100 kW

✓ Demanda Máxima

Maior de todas as demandas que ocorrem durante um período de tempo específico

- Deve incluir intervalo de medição da demanda, período específico e unidades

Exemplo: A demanda máxima a cada 15 minutos em kW da semana foi de 150 kW

✓ Demanda Média

A média das demandas durante um período de tempo específico (Dia, Semana, Mês, etc.)

- Deve incluir intervalo de medição da demanda, período específico e unidades

Exemplo: A demanda média a cada 15 minutos em kW do mês foi de 350 kW.

✓ Demanda Diversificada

Soma das demandas impostas por um grupo de cargas durante um período específico de tempo.

- Deve incluir intervalo de medição da demanda, período específico e unidades

Exemplo: A demanda diversificada a cada 15 minutos em kW no período que se encerrou as 9:30 Horas foi de 200 kW.

✓ Demanda Máxima Diversificada

Valor máximo da soma das demandas impostas por um grupo de cargas durante um período específico de tempo.

- Deve incluir intervalo de medição da demanda, período específico e unidades

Exemplo: A demanda máxima diversificada a cada 15 minutos em kW da semana foi de 500 kW.

✓ **Demanda Máxima Não Coincidente**

Para um grupo de cargas é a soma das demandas individuais máximas sem nenhuma restrição ocorrência simultânea no tempo

- Deve incluir intervalo de medição da demanda, período específico e unidades

Exemplo: A demanda máxima não coincidente a cada 15 minutos em kW da semana foi de 700 kW.

✓ **Fator de Demanda**

Razão entre demanda máxima e carga conectada.

✓ **Fator de Utilização**

Razão entre demanda máxima e a potência máxima instalada.

✓ **Fator de Carga**

Razão entre a demanda média de um consumidor individual ou grupo de consumidores durante um período de tempo e a sua demanda máxima.

✓ **Fator de Diversidade**

Razão entre a demanda máxima não coincidente e a demanda máxima diversificada.

✓ **Diversidade de Carga**

Diferença entre demanda máxima não coincidente e a máxima demanda diversificada.

3. ANÁLISE DA CARGA DE CONSUMIDORES INDIVIDUAIS

A *Figura 1* mostra como a carga instantânea em kW de um consumidor varia durante dois intervalos consecutivos de tempo de 15 minutos.

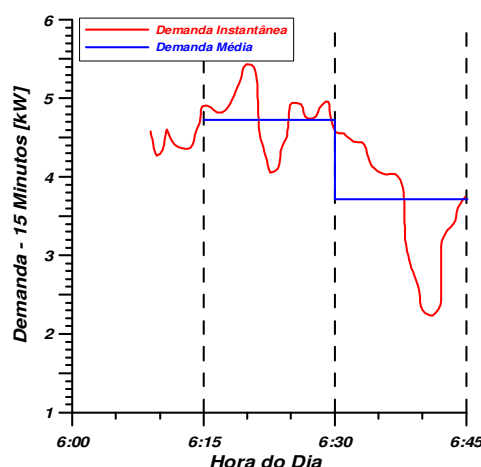


Figura 1 – Curva de Demanda de um Consumidor

3.1 DEMANDA

De modo a definir a carga, a curva de demanda é dividida em intervalos de tempo iguais. Na *Figura 1* foi escolhido o intervalo de tempo de 15 minutos. Para cada intervalo de tempo foi determinado o valor médio da demanda. Na *Figura 1* as linhas retas representam a carga média no intervalo de tempo de 15 minutos. Quanto mais curto for o intervalo de tempo, mais exato é o modelo para a carga representada. Esse processo é similar a um procedimento de integração numérica. O valor médio da carga no intervalo de tempo definido é a *Demanda* em kW a cada 15 minutos.

Nota:- É possível discretizar a carga a níveis de minuto a minuto, ou em suma, a qualquer intervalo de tempo. O ponto em questão é que existem limites para isto. Primeiro, existem os limites técnicos da armazenagem e do tratamento de dados. Segundo é necessário observar que os modelos de carga são associados a outros modelos, por exemplo mecânicos de cunho térmico. Logo, é conveniente verificar a coerência entre as constantes de tempo. Finalmente, é razoável e conveniente usar o bom senso.

A *Figura 2* mostra a *Curva de Demanda* em kW a cada 15 minutos no período de 24 horas de um

consumidor genérico. Esta curva é desenvolvida a partir de uma planilha que fornece a demanda em *kW* para cada 15 minutos para um período de 24 horas.

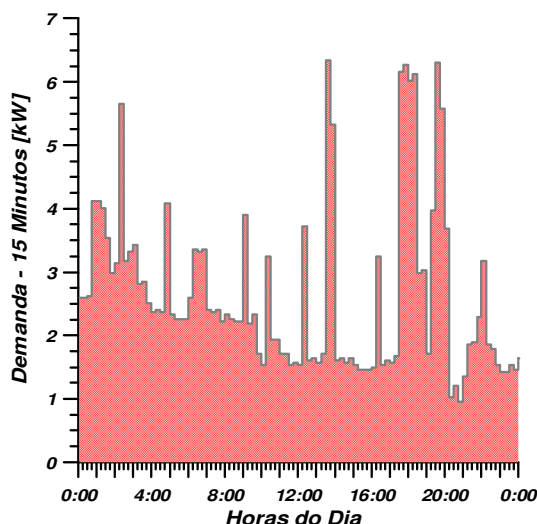


Figura 2 – Curva de Demanda em *kW* a cada 15 minutos para o período de 24 Horas do Consumidor – 1

3.2 DEMANDA MÁXIMA

A curva de demanda mostrada na Figura 2 representa um consumidor residencial típico. Cada barra fornece a demanda em *kW* a cada 15 minutos. Neste caso é conveniente notar que durante o período de 24 horas ocorre uma grande variação da demanda. Este consumidor em particular apresenta 3 períodos em que a demanda em *kW* excede o valor de 6 *kW*. O maior deles é a demanda máxima em *kW* a cada 15 minutos. Para este consumidor a demanda máxima em *kW* a cada 15 minutos ocorre às 13:15 e tem o valor de 6.34 *kW*.

3.3 DEMANDA MÉDIA

A energia em *kWh* consumida durante um dia é calculada conforme a Equação 1.

$$kWh = \frac{\sum_{i=1}^{96} D[kW]_{15\text{-Minutos } i}}{4} \quad (1)$$

Durante o período de 24 horas o consumidor da Figura 2 consome energia – *kWh*. A energia total consumida durante o dia é o somatório de todos os consumos nos intervalos de 15 minutos.

Na Figura 2 a energia total consumida durante 24 horas pelo **Consumidor #1** é 63,18 *kWh*.

Finalmente, a demanda média em *kW* a cada 15 minutos é calculada pela Equação 2:

$$D_{\text{Média } 15\text{-Minutos}} = \frac{E_{\text{Total}}}{\text{Horas}} \quad (2)$$

onde:

E_{Total} - Energia Total [*kWh*]

$$D_{\text{Média } 15\text{-Minutos}} = \frac{63,18}{24}$$

Logo:

$$D_{\text{Média } 15\text{-Minutos}} = 2,63 \text{ kW}$$

3.4 FATOR DE CARGA

“Fator de Carga” é um termo freqüentemente utilizado quando se descreve uma carga. Ele é definido como a razão entre a demanda média e a demanda máxima. Em muitos casos o fator de carga fornece uma indicação de como os recursos do serviço público estão sendo utilizados. Do ponto de vista das concessionárias de serviço público, o fator de carga ótimo deve ser 1,0 uma vez que os sistemas são projetados para fornecer a demanda máxima. Deste modo, algumas vezes as concessionárias encorajam vários

consumidores a aumentarem seus fatores de carga. Um dos métodos utilizados é apenas os consumidores que têm um baixo fator de carga nas suas contas de energia.

Para o **Consumidor #1**, conforme mostra a Figura 2 o fator de carga é computado pela Equação 3, onde o fator de potência é constante.

$$F_C = \frac{D_{Média15-Minutos}}{D_{Máxima15-Minutos}} \quad (3)$$

Logo:

$$F_C = \frac{2,63}{6,34} = 0,415$$

4. O CARREGAMENTO DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

De modo geral, um transformador de distribuição fornece energia para mais de um consumidor. Cada consumidor apresenta uma curva de demanda similar à mostrada na Figura 2. No entanto, os picos, os vales e as demandas máximas são diferentes para cada consumidor. As Figuras 3, 4 e 5 mostram curvas de demanda para três consumidores adicionais conectados ao transformador de distribuição que alimenta o **Consumidor #1**. As curvas de carga para os quatro consumidores mostram que cada um apresenta uma característica própria de carregamento e independente, função de seus hábitos de consumo. A demanda máxima individual em kW dos consumidores ocorrem em momentos diferentes do dia. O **Consumidor #3** é o único que possui um fator de carga alto. Um resumo das cargas individuais é mostrado na Tabela 1 e, conforme escolhidos,

estes consumidores demonstram que pode existir uma grande diversidade entre as cargas individuais conectadas a um transformador.

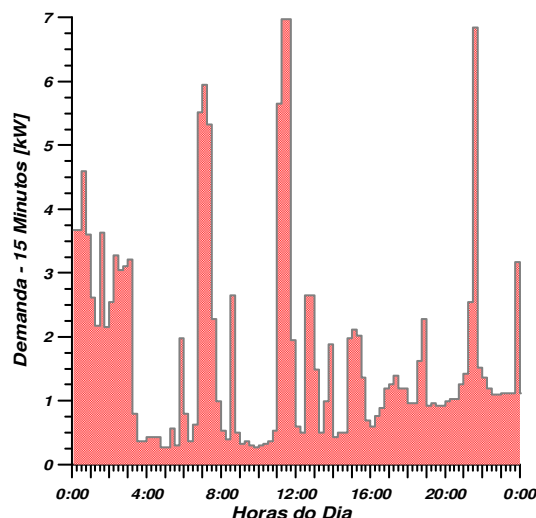


Figura 3 – Curva de Demanda em kW a cada 15 minutos para o período de 24 Horas do Consumidor – 2

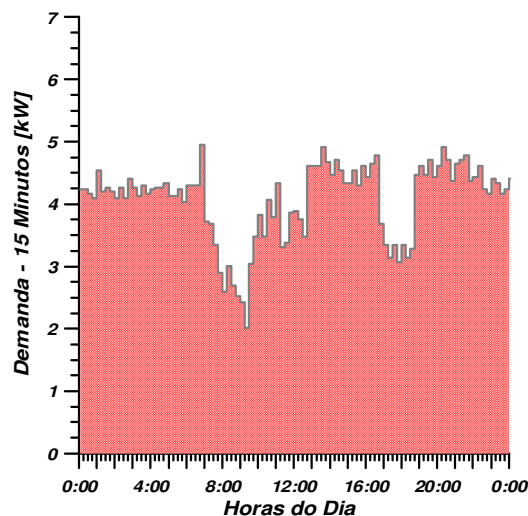


Figura 4 – Curva de Demanda em kW a cada 15 minutos para o período de 24 Horas do Consumidor – 3

	CONSUMIDOR #1	CONSUMIDOR #2	CONSUMIDOR #3	CONSUMIDOR #4
CONSUMO DE ENERGIA [kWh]	63.18	40.46	97.45	43.00
DEMANDA MÁXIMA [kW]	6.34	6.97	4.95	6.96
INSTANTE DA DEMANDA MÁXIMA	13:15	11:30	6:45	20:30
DEMANDA MÉDIA [kW]	2.63	1.68	4.06	1.79
FATOR DE CARGA	0.415	0.240	0.802	0.257

Tabela 1- Características Individuais da Carga dos Consumidores
Exemplo

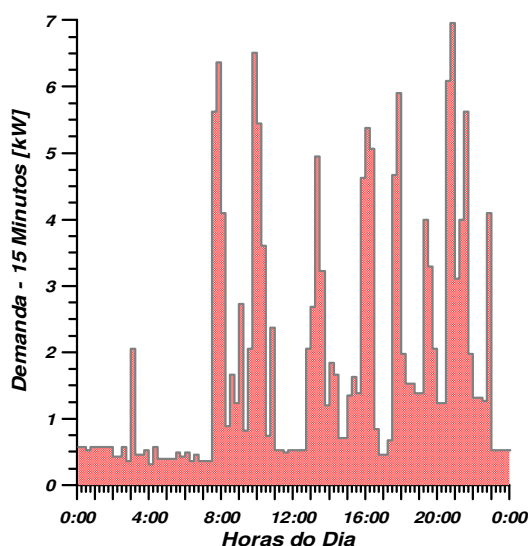


Figura 5 – Curva de Demanda em kW a cada 15 minutos para o período de 24 Horas do Consumidor – 4

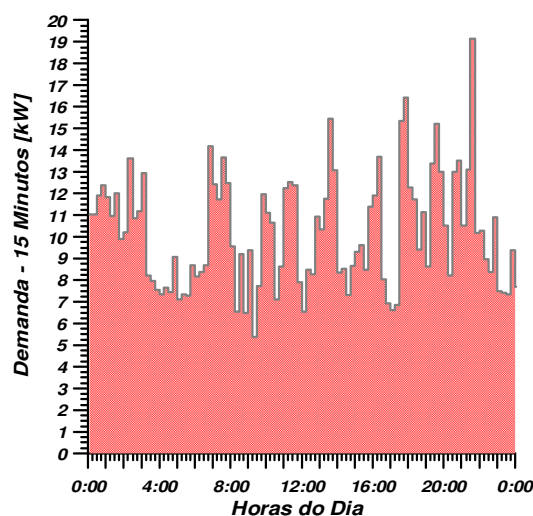


Figura 6 – Curva de Demanda Diversificada em kW a cada 15 minutos para o período de 24 Horas para o Grupo de 4 Consumidores

4.1 DEMANDA DIVERSIFICADA

Assumindo que os 4 consumidores são alimentados por um único transformador de distribuição. A soma, a cada intervalo de tempo, das quatro demandas em kW a cada 15 minutos é a *Demanda Diversificada* para o grupo de consumidores e, neste caso, para o período de 24 Horas, conforme mostrado pela *Figura 6*. Neste caso, é conveniente notar como a curva de demanda se apresenta de forma mais suave, ou seja, já não ocorrem tantas mudanças significativas como as verificadas em algumas das curvas para os consumidores individuais.

4.2 MÁXIMA DEMANDA DIVERSIFICADA

A curva de demanda para o transformador de distribuição conforme mostra a *Figura 6* demonstra como as cargas dos consumidores combinadas começam suavizar as mudanças extremas das cargas individuais. Neste caso, a demanda em kW a cada 15 minutos excede 16 kW duas vezes. A maior delas é a *Máxima Demanda Diversificada* em kW a cada 15 minutos – D_{MD} do transformador. No presente exemplo, ela ocorre às 17:30 com o valor de 19.14 kW. É conveniente notar que a *Máxima Demanda Diversificada* não ocorre no

mesmo instante de nenhuma das *Máximas Demandas Individuais* e nem é igual a soma das mesmas.

4.3 CURVA DE PERMANÊNCIA DE CARGA

Uma curva de permanência de carga pode ser desenvolvida para a unidade transformadora que alimenta os quatro consumidores acima. Neste caso, é obtida a característica de permanência de carga mostrada na *Figura 7*. As características de permanência de carga fornecem a demanda em kW a cada 15 minutos versus a porcentagem de tempo em que o transformador opera acima ou na demanda especificada.

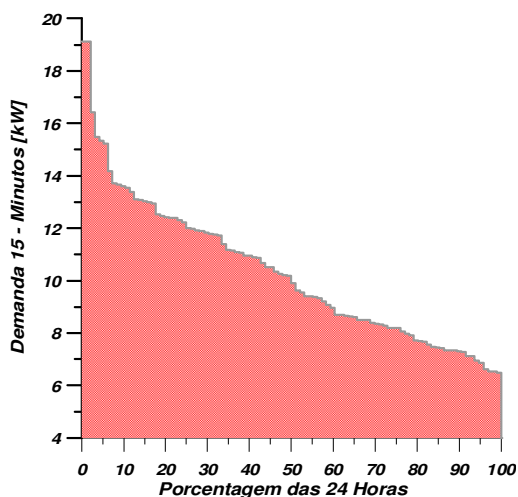


Figura 7 – Curva de Permanência de Carga - Base Demanda em kW a cada 15 minutos para o período de 24 Horas para o Grupo de 4 Consumidores

Por exemplo, a *Característica de Permanência de Carga* mostrada na *Figura 7* indica que o transformador apresenta uma *Demanda em kW a cada 15 minutos* de 12 kW ou mais em 25% do seu tempo de operação. Esta característica pode ser utilizada para determinar se um transformador precisa ser substituído, por exemplo,

devido uma condição de sobre-carga, ou ainda, carregamento superior ao nominal.

Nota:- Neste ponto é interessante estabelecer a diferença entre sobre-cargas (Níveis de carregamento que resultam em perda de vida útil técnica superior ao considerado adequado) e carregamentos superiores ao nominal (Níveis de carregamento que resultam em perda de vida útil até o limite do adequado)

A partir da curva de permanência de carga e de um tempo máximo no qual o nível de carregamento é superior ao nominal, da relação admissível entre a demanda máxima e a potência nominal do transformador, bem como da taxa de crescimento da demanda em um determinado período de tempo e o fator de potência da carga é possível definir valores para a potência nominal do transformador.

Nota:- A definição da relação entre a demanda máxima de um transformador e sua potência nominal leva em conta dois aspectos, ou seja: A perda da vida útil no período de tempo e os custos das perdas ao se suprir esta demanda. Notar que aplicar um carregamento superior ao nominal da ordem de 1.3 p.u. implica em admitir uma perda nos enrolamentos (perdas série) da ordem de 1.69 p.u.

Deste modo, considerando uma relação entre a demanda máxima e a potência nominal do transformador – F_S da ordem de 1.4 seja, escolher a potência nominal do transformador – S_{NTR} para atender a carga modeladas pelas *Figuras 6 e 7*.

$$F_S = \frac{D_{Máxima15-Minutos}}{S_{NTR} \cos \varphi} \quad (4)$$

$$S_{NTR} = \frac{19.14}{1.4 * 0.92} \approx 15kVA$$

A Figura 8 mostra a relação entre a potência nominal e o período de tempo operando sob potência acima da nominal.

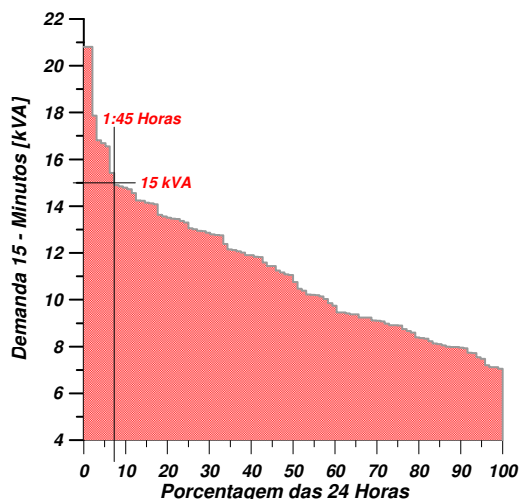


Figura 8 – Curva de Permanência de Carga - Base Demanda em kVA a cada 15 minutos versus Potência Nominal do Transformador

Segundo a Equação 3 o Fator de Carga – F_C deste transformador é:

$$F_C = \frac{10,17}{19,4} = 0,531$$

Considerando uma taxa de crescimento de carga anual – k e um período de tempo de análise – n anos obtém-se:

$$F_S = \frac{D_{Max15-Minutos}}{S_{NTR} \cos \phi} (1 + k)^n \quad (5)$$

Logo, para uma taxa de crescimento de carga anual – $k = 4\%$ ao ano e um período de tempo de análise – $n = 10$ anos vem:

$$S_{NTR} = \frac{19,14}{1,4 * 0,92} (1 + 0,04)^{10}$$

$$S_{NTR} \approx 25kVA$$

Neste caso o transformador de 25 kVA opera com um “Fator de Carregamento Máximo” – F_{CMax} inicial conforme a Equação 6.

$$F_{CMax} = \frac{D_{Max15-Minutos}}{S_{NTR} \cos \phi} \quad (6)$$

Ou seja:

$$F_{CMax} = \frac{19,4}{25 * 0,92} \approx 0,84$$

Considerando um período de tempo de análise – $n = 20$ anos e uma taxa de crescimento de carga anual – $k = 4\%$ ao ano vem:

$$S_{NTR} = \frac{19,14}{1,4 * 0,92} (1 + 0,04)^{20}$$

$$S_{NTR} \approx 37,5kVA$$

Neste caso o transformador de 37.5 kVA opera com um “Fator de Carregamento Máximo” – F_{CMax} inicial de:

$$F_{CMax} = \frac{19,4}{37,5 * 0,92} \approx 0,56$$

Assumindo uma solução com base em transformadores de 50 kVA é obtido um “Fator de Carregamento Máximo” – F_{CMax} inicial de:

$$F_{CMax} = \frac{19,4}{50 * 0,92} \approx 0,42$$

A relação entre a demanda máxima e a potência nominal deste transformador – F_S , no fim do seu

período de vida útil de 20 anos, segundo a Equação 5 é da ordem de:

$$F_S = \frac{19.14}{50 * 0.92} (1 + 0.04)^{20}$$

$$F_S \approx 0,91$$

Como observado este transformador “Não entra em carregamento superior ao nominal”.

Para a solução com base nos transformadores de 37,5 kVA a relação entre a demanda máxima e a potência nominal no fim do seu período de vida útil de 20 anos, da ordem de:

$$F_S \approx 1,21$$

Os transformadores de 37,5 e 50 kVA consideram um período de vida útil de 20 anos que corresponde a uma taxa de depreciação de 5%. Caso estes sejam os parâmetros pode-se afirmar que: “As vidas úteis técnica e econômica deste transformador são equivalentes”.

A Tabela 2 mostra uma comparação das características dos transformadores com período de vida útil de 20 anos abordados anteriormente.

POTÊNCIA DO TRANSFORMADOR [kVA]	F _C MAX	F _S
25	0,84	1,82
37,5	0,56	1,21
50	0,42	0,91

Tabela 2- Características dos Transformadores Exemplo

Nota:- Um valor elevado para a relação entre a demanda máxima e a potência nominal de um transformador – F_S possui pelo menos duas implicações negativas. A primeira é sem sombra de dúvida a perda de vida útil por operação em condições de temperatura

superiores ao admissível para os materiais isolantes utilizados. A segunda é o custo das perdas nos enrolamentos associada com a circulação de correntes de carga eleva, uma vez que as perdas dependem do quadrado da corrente, ou seja, da potência. Neste caso, o custo das perdas série para um valor de F_S = 1,82 é da ordem de 3,31 vezes o custo destas perdas para um carregamento nominal. Deste modo, existem limites técnicos e econômicos que definem o período de vida útil de um transformador. Logo, mesmo que existam condições técnicas capazes de permitir que um transformador opere sob condições de carregamento superior ao nominal podem existir restrições econômicas ligadas aos custos das perdas, assim estes aspectos devem ser cuidadosamente verificados.

Um dos pontos que devem ser verificados quando da escolha da potência nominal de um transformador é o seu desempenho térmico. Esta verificação pode ser realizada de modo simplificado considerando modelos térmicos reduzidos ou de forma mais sofisticada através de modelos mais detalhados com o auxílio de programas para o cálculo de transitórios. Utilizam-se nestes casos *Analogias Eletro – Térmicas*. Estes procedimentos consideram as semelhanças existentes entre o equacionamento integro-diferencial dos circuitos elétricos e os mecanismos de fluxo de calor.

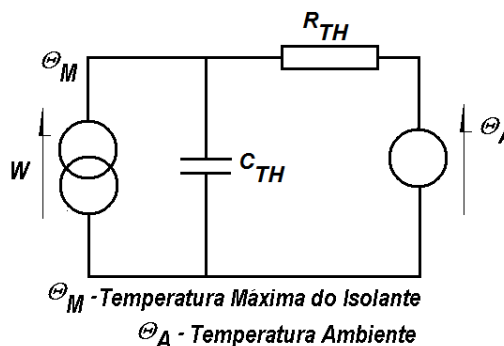


Figura 9 – Equivalente Térmico Simplificado de um Transformador

A *Figura 9* mostra o circuito elétrico simplificado capaz de representar de forma equivalente o processo de aquecimento de um transformador.

Os parâmetros para o modelo equivalente mostrado na *Figura 9* são retirados dos resultados dos ensaios a vazio, sob curto e de aquecimento dos transformadores.

A *Equação 7* fornece o valor da máxima temperatura em regime permanente para o transformador em função de θ_A – Temperatura Ambiente, W_0 – Perdas a Vazio Nominais, W_{cc} – Perdas sob Carga Nominais, S_{NTR} – Potência Nominal do Transformador e S_T – Potência Suprida pelo Transformador.

$$\theta_{Max} = \theta_A + R_{TH} (W_0 + W_{CC} (\frac{S_T}{S_{NTR}})^2) \quad (7)$$

A *Figura 10* mostra o circuito elétrico simplificado capaz de representar de forma equivalente o processo de aquecimento de um transformador na sua forma para equacionamento transitório, aonde por questões de simplicidade as perdas, responsáveis pelo aquecimento foram representadas de forma concentrada – W .

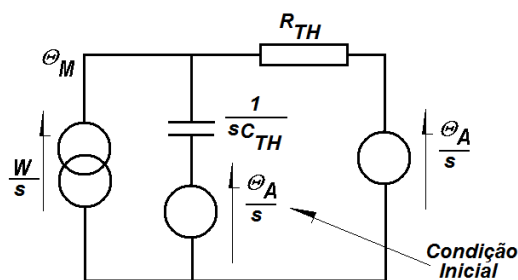


Figura 10 – Circuito Equivalente Térmico Simplificado de um Transformador para Estudos Transitórios

Deste modo:

$$\frac{W}{s} = (\theta_M - \frac{\theta_A}{s}) s C_{TH} + \frac{\theta_M - \frac{\theta_A}{s}}{R_{TH}}$$

Logo:

$$\theta_M = \frac{w + (s C_{TH} + \frac{1}{R_{TH}}) \theta_A}{s (s C_{TH} + \frac{1}{R_{TH}})} \quad (8)$$

A *Equação 9* é o resultado da aplicação da Anti – Transformada de Laplace à *Equação 8* e descreve no domínio do tempo o comportamento da temperatura máxima do transformador, conforme mostrado na *Figura 11*.

$$\theta_M(t) = \theta_A + w R_{TH} - w R_{TH} e^{\frac{-t}{C_{TH} R_{TH}}} \quad (9)$$

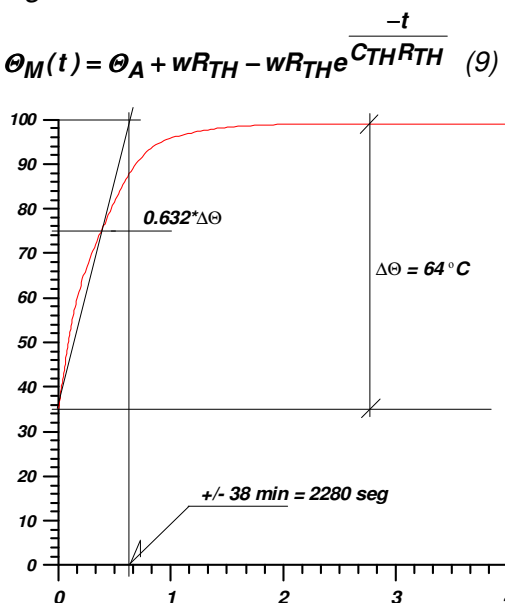


Figura 11 – Comportamento Térmico Transitório de um Transformador

A partir das *Equações 7 e 9* e dos dados de $\Delta\theta$ – Elevação de Temperatura e de $\tau\theta$ – Constante Térmica são obtidos os dados do modelo térmico.

Neste caso, assumindo que $W = 320$ [W]:

$$R_{TH} = \frac{\Delta\theta}{W} = \frac{64}{320} = 0.2 [^{\circ}\text{C} / \text{W}]$$

$$C_{TH} = \frac{W\tau\theta}{\Delta\theta} = \frac{320 \cdot 2280}{64} = 11.400 [sW/^{\circ}C]$$

Estes valores podem ser utilizados em conjunto curva de permanência de carga e de um tempo máximo para determinar de forma conservadora se o transformador atinge ou não sua temperatura máxima de operação.

4.4 DEMANDA MÁXIMA NÃO COINCIDENTE

A *Demanda Máxima Não Coincidente* em kW a cada 15 minutos, para o período de 24 Horas é a soma das demandas máximas em kW a cada 15 minutos individuais dos consumidores. No exemplo em questão, conforme mostra a Tabela 1, este valor é:

$$D_{Máx\tilde{N}-Coincidente} = 25,22kW$$

4.5 FATOR DE DIVERSIDADE

Conforme a Equação 10, o *Fator de Diversidade* – F_{DV} é a razão entre a *Demanda Máxima Não*

Coincidente de um grupo de consumidores pela D_{MD} – *Demanda Máxima Diversificada* do grupo.

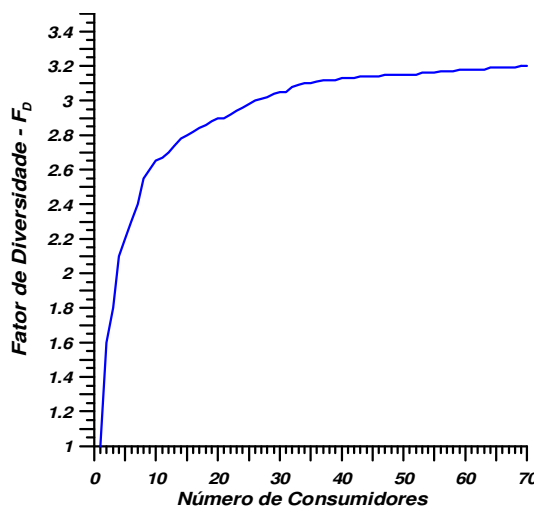
$$F_{DV} = \frac{D_{M\tilde{N}-C.}}{D_{MD}} \quad (10)$$

Para o exemplo em questão, ou seja, o transformador utilizado para suprir os quatro consumidores mostrados nas Figuras 1 a 4 é obtido o seguinte *Fator de Diversidade* - F_{DV} :

$$F_{DV} = \frac{25,22}{19,14} = 1.318$$

O *Fator de Diversidade* permite calcular a *Máxima Demanda Diversificada* de um grupo de consumidores, a partir dos valores das *Demandas Máximas Individuais*. Este conceito considera que o *Fator de Diversidade* – F_{DV} é uma função do número de consumidores. Deste modo, o valor acima se aplica para a condição determinada pela existência de 4 consumidores.

NC	F_{DV}	F_{DV}^{-1}	NC	F_{DV}	F_{DV}^{-1}	NC	F_{DV}	F_{DV}^{-1}	NC	F_{DV}	F_{DV}^{-1}
1	1.00	1.000	21	2.90	0.345	41	3.13	0.319	61	3.18	0.314
2	1.60	0.625	22	2.92	0.342	42	3.13	0.319	62	3.18	0.314
3	1.80	0.556	23	2.94	0.340	43	3.14	0.318	63	3.18	0.314
4	2.10	0.476	24	2.96	0.338	44	3.14	0.318	64	3.19	0.313
5	2.20	0.455	25	2.98	0.336	45	3.14	0.318	65	3.19	0.313
6	2.30	0.434	26	3.00	0.334	46	3.14	0.318	66	3.19	0.313
7	2.40	0.417	27	3.01	0.332	47	3.15	0.317	67	3.19	0.313
8	2.55	0.392	28	3.02	0.331	48	3.15	0.317	68	3.19	0.313
9	2.60	0.385	29	3.04	0.329	49	3.15	0.317	69	3.20	0.312
10	2.65	0.377	30	3.05	0.328	50	3.15	0.317	70	3.20	0.312
11	2.67	0.375	31	3.05	0.328	51	3.15	0.317			
12	2.70	0.370	32	3.08	0.325	52	3.15	0.317			
13	2.74	0.365	33	3.09	0.324	53	3.16	0.316			
14	2.78	0.360	34	3.10	0.323	54	3.16	0.316			
15	2.80	0.357	35	3.10	0.323	55	3.16	0.316			
16	2.82	0.355	36	3.11	0.322	56	3.17	0.315			
17	2.84	0.352	37	3.12	0.320	57	3.17	0.315			
18	2.86	0.350	38	3.12	0.320	58	3.17	0.315			
19	2.88	0.347	39	3.12	0.320	59	3.18	0.314			
20	2.90	0.345	40	3.13	0.319	60	3.18	0.314			

Tabela 3- Fatores de Diversidade - F_{DV} **Figura 12 – Fator de Diversidade F_{DV} para até 70 Consumidores**

Caso existisse um número maior de consumidores um estudo da carga conectada teria que ser executado para determinar o fator de diversidade. Este processo deve ser repetido para todas as quantidades possíveis de consumidores.

A Tabela 3 é um exemplo dos valores que podem assumir o *Fator de Diversidade* quando se considera que o número de consumidores varia entre 1 e 70. Neste ponto é conveniente ressaltar que esta tabela foi construída com dados reais, no entanto, distintos dos anteriormente utilizados e discutidos.

Uma representação gráfica dos *Fatores de Diversidade* é mostrada na *Figura 12*. Conforme se observa na *Tabela 2* e na *Figura 12* o *Fator de Diversidade* se mantém praticamente constante quando o número de consumidores alcança 70. Esta é uma importante observação pois significa, pelo menos para o sistema utilizado como base para os dados, os *Fatores de Diversidade* - F_{DV} permanecem constante após 70

consumidores. Em resumo, tendo como ponto de observação a *Subestação de Distribuição*, a *Máxima Demanda Diversificada* dos de qualquer dos seus alimentadores pode ser calculada com base na *Demanda Máxima Não Coincidente Total* de todos os consumidores conectados dividido por 3.20.

4.6 FATOR DE DEMANDA

Qual o *Fator de Demanda* - F_D para um consumidor individual, como por o *Consumidor #1*? Nesse caso, a *Demanda Máxima em kW* - D_{Max} a cada 15 minutos para o período de 24 Horas é de 6.34 kW. Em seqüência, para se determinar o *Fator de Demanda* - F_D , a *Carga Total Conectada* - C_{Total} do consumidor necessita ser conhecida. A carga total conectada é a soma das potências nominais de todos os equipamentos elétricos instalados no consumidor. Considerando que este total é de 35 kW; o *Fator de Demanda* - F_D é calculado pela *Equação 11*.

$$F_D = \frac{D_{Max}}{C_{Total}} \quad (11)$$

No caso sob análise:

$$F_D = \frac{6,34}{35} = 0.181$$

O *Fator de Demanda* fornece uma indicação da porcentagem da carga total de um consumidor que está conectada no instante em que ocorre a demanda máxima. O *Fator*

de Demanda pode ser calculado para um consumidor individual mas não para um transformador de distribuição ou um alimentador. No entanto, estes conceitos podem ser estendidos.

4.7 FATOR DE UTILIZAÇÃO

O fator de utilização fornece uma indicação de como a capacidade de um equipamento está sendo utilizada. Por exemplo, a potência de um transformador padrão capaz de suprir as quatro cargas sob análise neste texto é 15 kVA. Usando o valor da *Máxima Demanda Diversificada* de 19.14 kW, conforme mostrado pela *Figura 6* e assumindo que o sistema apresenta um *Fator de Potência* de 0.9, vem que a *Demanda em kVA a cada 15 minutos* do transformador é calculada dividindo-se a *Máxima Demanda Diversificada* de 19.14 kW pelo fator de potência, o que resulta em 21.27 kVA. Logo, o *Fator de Utilização* – F_U é calculado pela *Equação 12*.

$$F_U = \frac{D_{MkVA}}{P_{Total}} \quad (12)$$

No caso sob análise:

$$F_U = \frac{21,27}{15} = 1,42$$

4.8 DIVERSIDADE DE CARGA

A *Diversidade de Carga* – DV_C é definida como a diferença entre a *Demanda Máxima Não Coincidente* e a *Máxima Demanda Diversificada*. Para o transformador em questão, a *Diversidade de Carga* é calculada pela *Equação 13*.

$$DV_C = D_{M\tilde{N}-C.} - D_{MC} \quad (13)$$

$$DV_C = 25,22 - 19,14 = 6,08 [kW]$$

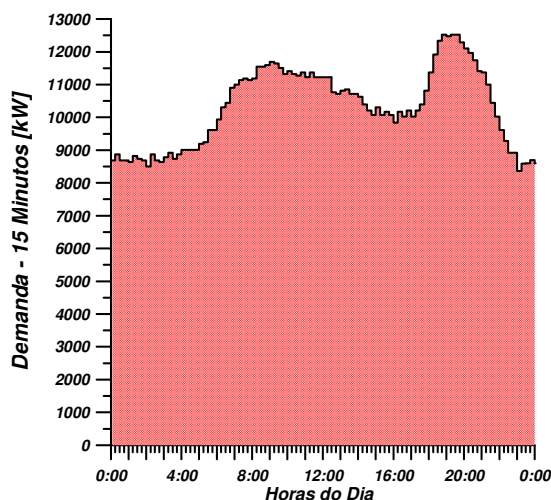


Figura 13 – Curva de Demanda em kW a cada 15 minutos para um Alimentador Genérico

5. CARGA DOS ALIMENTADORES

A *Característica da Demanda em kW a cada 15 minutos* de um alimentador genérico é mostrada na *Figura 13*. Conforme é possível notar, a demanda dos alimentadores não apresenta variações instantâneas como as observadas individualmente para os consumidores ou, em menor escala para os transformadores. A explicação para este fato se encontra associada ao elevado grau de aleatoriedade das cargas, na ordem de centenas, usualmente supridas pelos alimentadores.

5.1 ALOCAÇÃO DE CARGA NOS ALIMENTADORES

O processo de análise de um sistema de distribuição e do comportamento de suas cargas, implica na especificação de um grande conjunto de dados que dependem, sobretudo, do detalhamento do modelo escolhido

para o alimentador e da disponibilidade dos dados referentes às cargas.

A representação completa de um alimentador leva em conta todos os transformadores. Logo, nestes casos é necessário determinar a carga conectada a cada um dos transformadores.

De um modo geral, existem 4 métodos para a alocação de carga nos alimentadores, ou seja:

5.1.1 UTILIZAÇÃO DE FATORES DE DIVERSIDADE

Conforme definido, o F_{DV} – *Fator de Diversidade* é a razão entre a *Demanda Máxima Não Coincidente* de um grupo de consumidores pela *Máxima Demanda Diversificada* do grupo. A *Tabela 2* mostra valores de *Fatores de Diversidade* para um determinado grupo de consumidores. Uma vez que se pode obter dados similares aos mostrados na *Tabela 2* para cada uma das classes de consumidores de uma determinada região é possível, como mostrado pela *Equação 14*, determinar a máxima demanda diversificada de cada um dos grupos de consumidores.

$$D_{MC} = \frac{D_{M\tilde{N}-C.}}{F_{DV}} \quad (14)$$

5.1.2 LEVANTAMENTO DE CARGA

Muitas vezes a máxima demanda dos consumidores individuais é conhecida por meio de medidores de demanda ou da energia consumida em *kWh*. Para tanto, algumas empresas distribuidoras de energia elaboram levantamentos dos perfis de carga dos consumidores, de forma a obter uma relação entre a

energia consumida em *kWh* e a máxima demanda em *kW*. Para obter essa relação é necessário instalar um medidor de demanda em cada residência estudada no levantamento. Estes medidores podem ser do tipo do utilizado para a obtenção das curvas de demanda anteriormente discutidas, ou podem ser medidores mais simples que gravam somente a demanda máxima durante um determinado período. Ao fim desse levantamento, é elaborado, para cada consumidor, um gráfico da *Máxima Demanda– kW x Energia– kWh*. Para a determinação da *Característica Demanda x Energia* é geralmente utilizado uma regressão linear.

Um exemplo de uma característica definida por 15 pontos consumidores e a sua respectiva regressão linear é mostrada na *Figura 14*.

$$D_M = 0.1058 + 0.005014 E_C \quad (9)$$

onde:

D_M - *Demanda Máxima [kW]*

E_C - *Energia Consumida [kWh]*

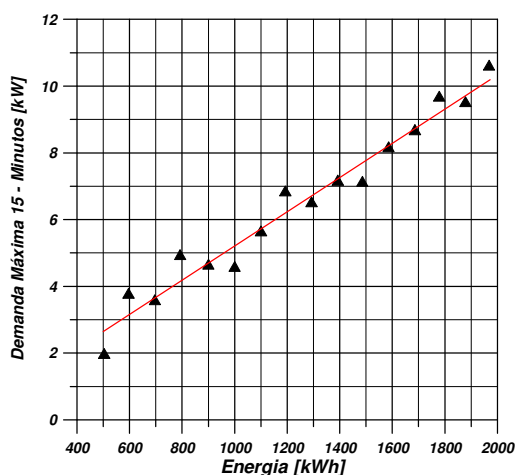


Figura 14 – Característica Demanda [kW] x Energia [kWh] para Consumidores Residenciais



O conhecimento da demanda máxima de cada consumidor é o primeiro passo do desenvolvimento no levantamento dos *Fatores de Diversidade*, como mostrado na Tabela 2.

O próximo passo é realizar um levantamento de carga que permita determinar a demanda máxima dos diversos grupos de consumidores, conforme determinado pela empresa. Para tanto são selecionados vários locais onde podem ser instalados medidores de demanda capazes de registrar as demandas máximas de grupos de 2 a 70 consumidores. Como posto, deve-se ressaltar que a *Demanda Máxima Individual* de todos os consumidores a jusante de cada um destes medidores deve ser conhecida. De posse desses dados é calculado o *Fator de Diversidade* dos grupos selecionados.

EXEMPLO – I:

Um ramal de distribuição alimenta 3 transformadores, conforme mostrado na Figura 15. A *Energia Consumida* em kWh por cada consumidor durante um determinado mês é mostrada nas Tabelas 3 a 5. O levantamento de carga para estes consumidores indica que a *Demanda Máxima em kW* - D_M a cada 15 minutos para o período de 24 Horas é dada pela Equação 15. Deste modo, pede-se determinar a potência de cada transformador, bem como a demanda de cada trecho de alimentador.

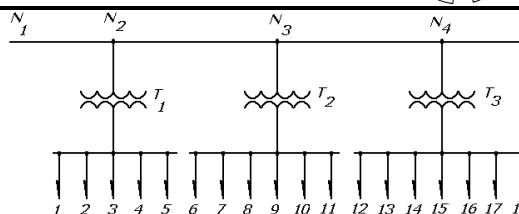


Figura 15 – Ramal N1 – N4 com 3 Transformadores e 18 Consumidores

$$D_M = 0.2 + 0.008 E_C \quad (15)$$

CONSUMIDOR	#1	#2	#3	#4	#5
KWh	1523	1645	1984	1590	1456
KW #	12.4	13.4	16.1	12.9	11.9

Tabela 3- Consumidores Conectados ao Transformador T1

A Demanda Máxima em kW - D_M a cada 15 minutos para o período de 24 Horas é dada pela Equação 10, como mostrado para o Consumidor #1.

$$D_{M1} = 0.2 + 0.008 * 1523 = 12.4$$

	#6	#7	#8	#9	#10	#11
KWh	1235	1587	1698	1745	2015	1765
KW #	10.1	12.9	13.8	14.2	16.3	14.3

Tabela 4- Consumidores Conectados ao Transformador T2

	12	13	14	15	16	17	18
KWh	2098	1856	2058	2265	2135	1985	2103
KW #	17.0	15.1	16.7	18.3	17.3	16.1	17.0

Tabela 5- Consumidores Conectados ao Transformador T3

Nota:- Os valores de Demanda são calculados segundo a Equação 10.

Considerando as Tabelas 3 a 5 são calculadas as *Demandas Máximas Não Coincidentes em kW* a cada 15 minutos para os Transformadores T_1 a T_3 .

- Transformador T_1

$$D_{M\tilde{N}-C} = 12.4+13.4+16.1+12.9+11.9 = 66.7 \text{ kW}$$

Considerando a Tabela 2 –
Fatores de Diversidade obtém-se:

$$D_{T_1} = \frac{D_{M\tilde{N}-C}}{F_{DV}} = \frac{66.7}{2.20} = 30.3 \text{ kW}$$

- Transformador T_2

$$D_{M\tilde{N}-C} = 12.9+13.8+14.2+16.3+14.3+17.0 = 81.6 \text{ kW}$$

Considerando a Tabela 2 –
Fatores de Diversidade obtém-se:

$$D_{T_2} = \frac{D_{M\tilde{N}-C}}{F_{DV}} = \frac{81.6}{2.30} = 35.5 \text{ kW}$$

- Transformador T_3

$$D_{M\tilde{N}-C} = 17.0+15.1+16.7+18.3+17.3+16.1+17.0 = 117.5 \text{ kW}$$

Considerando a Tabela 2 –
Fatores de Diversidade obtém-se:

$$D_{T_3} = \frac{D_{M\tilde{N}-C}}{F_{DV}} = \frac{117.5}{2.40} = 48.9 \text{ kW}$$

Com base na Demanda Máxima Não Coincidente em kW a cada 15 minutos e considerando um Fator de Potência de 0,92 são calculadas as Demanda Máxima Não Coincidente em kVA a cada 15 minutos para os Transformadores T_1 a T_3 , o que define o valor das suas Potências Nominais em kVA.

$$P_{T_1} = \frac{D_{T_1}}{\cos \varphi} = \frac{30.3}{0.92} = 32.9 \text{ kVA}$$

$$P_{T_2} = \frac{D_{T_2}}{\cos \varphi} = \frac{35.5}{0.92} = 38.6 \text{ kVA}$$

$$P_{T_3} = \frac{D_{T_3}}{\cos \varphi} = \frac{49.0}{0.92} = 52.3 \text{ kVA}$$

Deste modo, são selecionadas transformadores com as seguintes potências nominais:

$$S_{T_1} = 30 \text{ kVA} \rightarrow 1,10 \text{ p.u.}$$

$$S_{T_2} = 30 \text{ kVA} \rightarrow 1.29 \text{ p.u.}$$

$$S_{T_3} = 45 \text{ kVA} \rightarrow 1.16 \text{ p.u.}$$

Considerando os valores selecionados somente o Transformador T_2 apresenta um valor de sobrecarga significativo, mesmo assim inferior aos padrões máximos adotados de 1.40 p.u.

Com respeito aos trechos do ramal, sejam os resultados para a Demanda Máxima Não Coincidente em kW a cada 15 minutos, para os Transformadores T_1 a T_3 .

- Trecho $N_1 - N_2$

$$D_{M\tilde{N}-C} = 66.7+81.6+117.5 = 265.5 \text{ kW}$$

Considerando a Tabela 2 – Fatores de Diversidade, bem como que ao Trecho $N_1 - N_2$ estão conectados 18 Consumidores vem:

$$D_{N_1-N_2} = \frac{265.8}{2.86} = 92.8 \text{ kW}$$

- Trecho $N_2 - N_3$

$$D_{M\tilde{N}-C} = 81.6+117.5 = 199.1 \text{ kW}$$

Considerando a Tabela 2 – Fatores de Diversidade, bem como que ao Trecho $N_2 - N_3$ estão conectados 13 Consumidores, ou seja, como assumido [Consumidores de 6 à 18] vem:

$$D_{N_2-N_3} = \frac{199.1}{2.74} = 72.7 \text{ kW}$$

- Trecho $N_3 - N_4$

Este trecho alimenta somente o Transformador T_3 , logo:

$$D_{N_3-N_4} = D_{T_3} = 48.9 \text{ kW}$$

Conforme demonstra o exemplo anterior a *Lei de Kirchhoff das Correntes* não é obedecida quando se utilizam as *Máximas Demandas Diversificadas* para os cálculos de *Fluxo de Potência* através dos transformadores e trechos de linhas. Isto pode ser observado quando se considera que no Trecho N_1-N_2 existe, como calculado, um fluxo de 92.8 kW que subtraído do fluxo de através do Transformador T_1 , 30.3 kW, conforme a *Lei de Kirchhoff das Correntes*, resulta em um fluxo de 62.5 kW através do Trecho N_2-N_3 que, por sua vez é calculado como 72.6 kW. A explicação para este fato reside no fato que as demandas máximas diversificadas para os transformadores e as linhas não coincidem no tempo.

5.1.3 GERENCIAMENTO DE CARGA DOS TRANSFORMADORES

Com base no conhecimento da energia em kWh suprida pelos transformadores em um determinado período de tempo, as empresas de distribuição de energia desenvolvem procedimentos para gerenciar a carga suprida por seus transformadores. Estes procedimentos tem por objetivo principal determinar quando um transformador precisa ser substituído por estar operando em condição de sobrecarga. De forma complementar, os resultados destes procedimentos também podem ser utilizados para alocar cargas para transformadores

durante os processos de análise dos alimentadores.

Os procedimentos de gerenciamento das cargas dos transformadores relacionam a máxima demanda diversificada dos transformadores em kW com a energia total suprida em kWh em um determinado período de tempo, em geral mensal. Esta relação é determinada a partir de uma pesquisa de carga e, nestes casos o modelo resultante assume a forma de uma reta. Nestes casos são efetuadas medidas da máxima demanda e de energia suprida a todos os consumidores conectados aos transformadores.

Com as informações relativas à vários transformadores são construídas características similares à mostrada na *Figura 10*. Este método tem a grande vantagem de utilizar a base de dados de faturamento das empresas distribuidoras de energia para cada mês de interesse ao longo do ano. Enquanto as empresas mantiverem um forte controle dos consumidores conectados à cada transformador é possível, através da utilização das equações desenvolvidas, calcular para todos os períodos de tempo a máxima demanda diversificada de cada um de seus transformadores.

5.1.4 MEDIDA DA MÁXIMA DEMANDA DOS ALIMENTADORES

A maior desvantagem da alocação de carga utilizando os fatores diversidade, é o fato de que a maioria das empresas distribuidoras de energia não possuem esses fatores de forma tabelada. Isto se deve ao fato de que, geralmente, os processos de desenvolvimento

destas tabelas são onerosos em termos de custos. A maior desvantagem do método de gerenciamento de cargas dos transformadores é a necessidade de uma base de dados específica para cada transformador, e novamente esses dados não estão sempre disponíveis.

O processo de alocação de carga baseada em leituras efetuadas por medidores instalados nas subestações necessita de uma menor quantidade de dados. Quase todos os alimentadores possuem medidores instalados que no mínimo fornecem a *Máxima Demanda Total Trifásica Diversificada* em kW ou kVA e/ou a *Máxima Corrente por Fase* durante o mês. A *Potência Nominal* em kVA, de todos transformadores de distribuição de um alimentador sempre é conhecida. Deste modo isso, é possível alocar valores de carga para cada transformador com base na sua *Potência Nominal*. Isto tem como base um “Fator de Alocação” – *FA* que pode ser determinado a partir de medições trifásicas de demanda em kW ou kVA e a *Potência Total dos Transformadores de Distribuição* em kVA, conforme mostrado pela Equação 11.

$$FA = \frac{\text{Demanda Medida}}{S_{NT} \cdot \text{Transformadores}} \quad (11)$$

Neste caso, a *Demanda Medida* pode ser expressa em kW ou kVA e a *Potência Total dos Transformadores* é a soma da *Potência Nominal* em kVA de todos os transformadores de distribuição instalados no alimentador.

Deste modo, a *Demanda Alocada* para cada transformador em

kW ou kVA, dependendo do tipo de medidor utilizado, é determinada pela Equação 12.

$$D_{AlocadaT} = FA * S_{NT} \quad (12)$$

Caso a *Demanda* em kW ou kVA seja medida por fase, é possível, quando necessário, alocar cargas em cada uma das fases dos transformadores. Por sua vez, caso seja medida a corrente máxima por fase a carga alocada para cada transformador pode ser obtida assumindo a tensão nominal na subestação como constante para todos os transformadores. Caso não existam medições informando os valores de potência reativa ou o fator de potência dos alimentadores, deve se assumir um valor de fator de potência para a carga de cada um dos transformadores.

As subestações modernas possuem medidores microprocessados que fornecem os valores de potência ativa, reativa, aparente bem como o valor do fator de potência. Com esses dados é possível alocar valores para a potência reativa. No entanto, como os valores totalizados nas subestações incluem perdas é necessário utilizar um processo iterativo para que as cargas alocadas sejam equivalentes aos valores lidos.

EXEMPLO – II:

Considerando que a *Máxima Demanda Diversificada* em kW para o sistema mostrado no Exemplo I é de 92.9 kW, qual deve ser a *Potência Alocada* para cada transformador considerando o *Método do Fator de Alocação – FA*.

$$S_{NTotal} = S_{NT1} + S_{NT2} + S_{NT3}$$

Deste modo:

$$S_{NTotal} = 30 + 30 + 45 = 105kVA$$

Logo:

$$FA = \frac{D_{MMedida}}{S_{NTotal}} = \frac{92.9}{105} = 0.8847$$

Assim:

$$P_{T1} = 0.8847 * 30 = 26.5kVA$$

$$P_{T2} = 0.8847 * 30 = 26.5kVA$$

$$P_{T3} = 0.8847 * 45 = 39.8kVA$$

5.1.5 QUAL MÉTODO UTILIZAR ?

Uma vez que foram apresentados quatro métodos diferentes para alocação de carga dos transformadores de distribuição surge uma pergunta: *Qual deles é o mais adequado?*

A resposta correta sobre a escolha do método a utilizar depende do propósito das análises. Se o propósito é de determinar a demanda máxima dos transformadores de distribuição, pode ser utilizado o *Método do Fator de Diversidade* ou o *Método de Gerenciamento da Carga dos Transformadores*. Nenhum desses dois métodos devem ser empregados para o levantamento completo do comportamento dos alimentadores. Para este tipo de análise apresentar bons resultados a alocação de cargas deve ser feita com base nos *Fatores de Alocação* e na *Potência Nominal dos Transformadores*.

6. CÁLCULO DE QUEDA DE TENSÃO UTILIZANDO CARGAS ALOCADAS

Quedas de tensão em alimentadores, ramais ou em transformadores de distribuição são de interesse para os estudos relacionados à distribuição de energia elétrica. Os valores das quedas de tensão, conforme mostram os exemplos a seguir, podem ser calculados utilizando dois dos métodos apresentados. Nestes estudos, considera-se que as cargas alocadas são modeladas por potência real e reativa constante.

6.1 APLICAÇÃO DOS FATORES DE DIVERSIDADE

O processo de alocar cargas aos segmentos de linhas ou aos transformadores de distribuição, a partir dos *Fatores de Diversidade*, considera número total de consumidores a jusante do segmento de linha ou transformador. Este procedimento foi demonstrado no *Exemplo I*. A partir do conhecimento dos fluxos de carga nos segmentos de linha e através dos transformadores, bem como dos valores das impedâncias destes elementos é possível calcular as quedas de tensão existentes. Como discutido a carga nestes casos é modelada por potência, ativa e reativa, constante.

Nestes casos, com o intuito de evitar uma solução iterativa, é possível assumir um valor para a tensão na fonte. Deste modo, os valores para as quedas de tensão são calculados a partir deste ponto até o último transformador. O *Exemplo III* demonstra como o *Método de Alocação de Cargas* utilizando fatores de diversidade é aplicado. O mesmo sistema e cargas

alocadas do *Exemplo I* são consideradas.

EXEMPLO – III:

Considerando que a tensão entre fases no ponto N_1 para o sistema do *Exemplo I*, é de **13.8 kV** calcular as tensões secundárias nos três transformadores usando os *Fatores da Diversidade*. O sistema do *Exemplo I*, incluindo as distâncias dos segmentos, é mostrado na *Figura 12*.

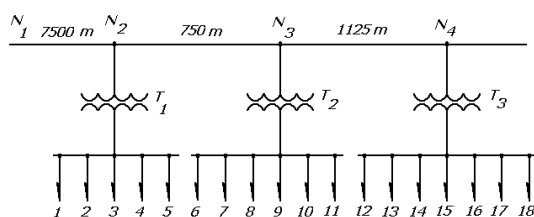


Figura 12 – Ramal N1 – N4 com 3 Transformadores e 18 Consumidores

Considerar:

I- Fator de Potência das cargas **0.92 Indutivo**.

II- Impedância das linhas $z = 0.6536 + j0.4763 [\Omega/\text{km}] \rightarrow$ **Cabo RAVEN**

III- Dados dos transformadores:

- **T1: 30kVA – $Z = 3.8 \angle 40^\circ$ [%]**

- **T2: 30kVA – $Z = 3.9 \angle 45^\circ$ [%]**

- **T3: 45kVA – $Z = 4.0 \angle 50^\circ$ [%]**

$U_{1\Delta}/U_{2Y} = 13.8 \text{ kV}/220 - 127 \text{ V}$

Segundo o *Exemplo I* a *Máxima Demanda Diversificada*, para um *Fator de Potência* de **0.92 Indutivo** e para a *Potência Base* **100 kVA** é:

- **Trecho N_1-N_2 :- 92.8 kW**

- $D_{N1-N2} = 92.8 + j39.53 \text{ kVA} = 0.928 + j0.3953$

- **Trecho N_2-N_3 :- 72.6 kW**

- $D_{N2-N3} = 72.6 + j30.93 \text{ kVA} = 0.726 + j0.3093$

- **Trecho N_3-N_4 :- 48.9 kW**

- $D_{N3-N4} = 48.9 + j20.83 \text{ kVA} = 0.489 + j0.2083$

- **Transformador T_1 :- 30.3 kW**

- $D_{T1} = 30.3 + j12.91 \text{ kVA} = 0.303 + j0.1291$

- **Transformador T_2 :- 35.5 kW**

- $D_{T2} = 35.5 + j15.12 \text{ kVA} = 0.355 + j0.1512$

- **Transformador T_3 :- 48.9 kW**

- $D_{T3} = 48.9 + j20.83 \text{ kVA} = 0.489 + j0.2083$

Convertendo as *Impedâncias dos Transformadores* para valores por unidade, referida à *Potência Base* de **100 kVA** vem:

$$Z_{T1} = Z_{T1} \frac{kVA_B}{S_{NT1}} = 0.097 + j0.081 \text{ p.u.}$$

$$Z_{T2} = Z_{T2} \frac{kVA_B}{S_{NT2}} = 0.092 + j0.092 \text{ p.u.}$$

$$Z_{T3} = Z_{T3} \frac{kVA_B}{S_{NT3}} = 0.057 + j0.068 \text{ p.u.}$$

Convertendo as *Impedâncias de Linha* para valores por unidade, referida à *Potência Base* de **100 kVA** vem:

$$Z_T = Z_T (\Omega) \frac{kVA_B}{kV_B^2} \quad (\text{p.u.})$$

$$Z_{N1-N2} = 7.5 * (0.6536 + j0.4763) = (4.902 + j3.572)$$

$$Z_{N1-N2} = (0.2574 + j0.1876) \times 10^{-2} \text{ p.u.}$$

$$Z_{N2-N3} = 0.75 * (0.6536 + j0.4763) = (0.490 + j0.357)$$

$$Z_{N2-N3} = (0.2574 + j0.1876) \times 10^{-3} \text{ p.u.}$$

$$Z_{N3-N4} = 1.125 * (0.6536 + j0.4763) = (0.735 + j0.536)$$

$$Z_{N3-N4} = (0.38619 + j0.28136) \times 10^{-3} \text{ p.u.}$$

- CORRENTE - TRECHO $N1-N2$:

$$I_{N1-N2} = \left(\frac{S_{N1-N2}}{U_{N1}} \right)^*$$

$$I_{N1-N2} = 1.008 \angle^{-23.07} = 4.22 \angle^{-23.07} \text{ A}$$

- TENSÃO - NÓ $N2$:

$$U_{N2} = U_{N1} - Z_{N1-N2} * I_{N1-N2}$$

$$U_{N2} = 0.997 \angle^{-0.04} = 13.757 \angle^{-0.04} \text{ kV}$$

- CORRENTE - TRANSFORMADOR $T1$:

$$I_{T1} = \left(\frac{D_{T1}}{U_{T1}} \right)^*$$

$$I_{T1} = 0.3304 \angle^{-23.12} = 1.38 \angle^{-23.12} \text{ A}$$

- TENSÃO SECUNDÁRIA - $T1$:

$$U_{ST1} = U_{T1} - Z_{T1} * I_{T1}$$

$$U_{ST1} = 0.957 \angle^{-0.76} = 210.5 \angle^{-0.76} \text{ V}$$

- CORRENTE - TRECHO $N2-N3$:

$$I_{N2-N3} = \left(\frac{S_{N2-N3}}{U_{N2}} \right)^*$$

$$I_{N2-N3} = 0.791 \angle^{-23.11} = 3.31 \angle^{-23.11} \text{ A}$$

- TENSÃO - NÓ $N3$:

$$U_{N3} = U_{N2} - Z_{N2-N3} * I_{N2-N3}$$

$$U_{N3} = 0.996 \angle^{-0.05} = 13.744 \angle^{-0.05} \text{ kV}$$

- CORRENTE - TRANSFORMADOR $T2$:

$$I_{T2} = \left(\frac{D_{T2}}{U_{T2}} \right)^*$$

$$I_{T2} = 0.3874 \angle^{-23.12} = 1.62 \angle^{-23.12} \text{ A}$$

- TENSÃO SECUNDÁRIA - $T2$:

$$U_{ST2} = U_{T2} - Z_{T2} * I_{T2}$$

$$U_{ST2} = 0.949 \angle^{-1.17} = 208.9 \angle^{-1.17} \text{ V}$$

- CORRENTE - TRECHO $N3-N4$:

$$I_{N3-N4} = \left(\frac{S_{N3-N4}}{U_{N3}} \right)^*$$

$$I_{N3-N4} = 0.533 \angle^{-23.12} = 2.23 \angle^{-23.12} \text{ A}$$

- TENSÃO - NÓ $N3$:

$$U_{N4} = U_{N3} - Z_{N3-N4} * I_{N3-N4}$$

$$U_{N3} = 0.996 \angle^{-0.05} = 13.741 \angle^{-0.05} \text{ kV}$$

- CORRENTE - TRANSFORMADOR $T3$:

$$I_{T3} = \left(\frac{D_{T3}}{U_{T3}} \right)^*$$

$$I_{T3} = 0.533 \angle^{-23.12} = 2.23 \angle^{-23.12} \text{ A}$$

- TENSÃO SECUNDÁRIA - $T3$:

$$U_{ST3} = U_{T3} - Z_{T3} * I_{T3}$$

$$U_{ST3} = 0.954 \angle^{-1.34} = 209.8 \angle^{-1.34} \text{ V}$$

Finalmente, calculando o percentual da queda de tensão para os secundários dos transformadores vem:

$$\Delta U_{T1} = 4.3\%$$

$$\Delta U_{T2} = 5.1\%$$

$$\Delta U_{T3} = 4.6\%$$

6.2 APLICAÇÃO DO FATOR DE ALOCAÇÃO

Quando apenas as características do transformador são conhecidas, conforme discutido, é possível alocar as cargas do alimentador com base na *Demanda Medida* e na *Potência Nominal dos Transformadores*. O *Exemplo IV* demonstra como o *Método do Fator de Alocação* é aplicado. O mesmo sistema e cargas alocadas do *Exemplo I* são consideradas.

EXEMPLO – IV:

Considerando que a tensão entre fases no ponto N_1 para o sistema do *Exemplo I*, é de **13.8 kV** calcular as tensões secundárias nos três transformadores usando o *Método dos Fatores da Diversidade*. Conforme abordado, o sistema do *Exemplo I*, incluindo as distâncias dos segmentos, é mostrado na *Figura 12*.

Considerar:

I- Dados dos **Exemplos I e III**.

II- *Demanda Medida* – $N1 = 92.9 \text{ kW}$
Considerando um *Fator de Potência* de 0.92 Indutivo para a *Demanda Medida* em N_1 vem:

$$S_{12} = 101.98 \angle^{23.07} \text{ kVA}$$

- *Fator de Alocação*:

$$FA = \frac{D}{\sum_{N_T} S_{N_i}}$$

$$FA = \frac{101.98 \angle^{23.07}}{30 + 30 + 45} = 0.9617 \angle^{23.07}$$

Alocando as cargas para cada um dos 3 *Transformadores*:

$$S_{T1} = FA \cdot kVA_{T1} = 26.8 + j11.4 \text{ kVA}$$

$$S_{T2} = FA \cdot kVA_{T2} = 26.8 + j11.4 \text{ kVA}$$

$$S_{T3} = FA \cdot kVA_{T3} = 40.2 + j17.1 \text{ kVA}$$

Calculando os *Fluxos nos Trechos de Linha*:

$$S_{12} = S_{T1} + S_{T2} + S_{T3} = 93.8 + j39.9 \text{ kVA}$$

$$S_{23} = S_{T2} + S_{T3} = 67.0 + j28.5 \text{ kVA}$$

$$S_{12} = S_{T3} = 40.2 + j17.1 \text{ kVA}$$

A partir dos valores dos fluxos nos trechos de linha e através dos transformadores é possível aplicar o mesmo procedimento para o cálculo das tensões nos transformadores utilizado, previamente no *Exemplo III*.

Segundo este procedimento é possível obter:

- *CORRENTE – TRECHO $N1-N2$* :

$$I_{N1-N2} = \left(\frac{S_{N1-N2}}{U_{N1}} \right)^*$$

$$I_{N1-N2} = 1.019 \angle^{-23.07} = 4.26 \angle^{-23.07} \text{ A}$$

- *TENSÃO – NÓ $N2$* :

$$U_{N2} = U_{N1} - Z_{N1-N2} * I_{N1-N2}$$

$$U_{N2} = 0.997 \angle^{-0.04} = 13.756 \angle^{-0.04} \text{ kV}$$

- CORRENTE - TRANSFORMADOR T1:

$$I_{T1} = \left(\frac{D_{T1}}{U_{T1}} \right)^*$$

$$I_{T1} = 0.2921 \angle^{-23.08} = 1.22 \angle^{-23.12} \text{ A}$$

- TENSÃO SECUNDÁRIA - T1:

$$U_{ST1} = U_{T1} - Z_{T1} * I_{T1}$$

$$U_{ST1} = 0.962 \angle^{-0.68} = 211.5 \angle^{-0.68} \text{ V}$$

- CORRENTE - TRECHO N2-N3:

$$I_{N2-N3} = \left(\frac{S_{N2-N3}}{U_{N2}} \right)^*$$

$$I_{N2-N3} = 0.730 \angle^{-23.08} = 3.06 \angle^{-23.08} \text{ A}$$

- TENSÃO - NÓ N3:

$$U_{N3} = U_{N2} - Z_{N2-N3} * I_{N2-N3}$$

$$U_{N3} = 0.997 \angle^{-0.04} = 13.753 \angle^{-0.04} \text{ kV}$$

- CORRENTE - TRANSFORMADOR T2:

$$I_{T2} = \left(\frac{D_{T2}}{U_{T2}} \right)^*$$

$$I_{T2} = 0.2922 \angle^{-23.09} = 1.22 \angle^{-23.09} \text{ A}$$

- TENSÃO SECUNDÁRIA - T2:

$$U_{ST2} = U_{T2} - Z_{T2} * I_{T2}$$

$$U_{ST2} = 0.961 \angle^{-0.98} = 211.5 \angle^{-0.98} \text{ V}$$

- CORRENTE - TRECHO N3-N4:

$$I_{N3-N4} = \left(\frac{S_{N3-N4}}{U_{N3}} \right)^*$$

$$I_{N3-N4} = 0.438 \angle^{-23.09} = 1.83 \angle^{-23.09} \text{ A}$$

- TENSÃO - NÓ N3:

$$U_{N4} = U_{N3} - Z_{N3-N4} * I_{N3-N4}$$

$$U_{N3} = 0.996 \angle^{-0.05} = 13.750 \angle^{-0.05} \text{ kV}$$

- CORRENTE - TRANSFORMADOR T3:

$$I_{T3} = \left(\frac{D_{T3}}{U_{T3}} \right)^*$$

$$I_{T3} = 0.438 \angle^{-23.09} = 1.83 \angle^{-23.09} \text{ A}$$

- TENSÃO SECUNDÁRIA - T3:

$$U_{ST3} = U_{T3} - Z_{T3} * I_{T3}$$

$$U_{ST3} = 0.961 \angle^{-1.10} = 211.6 \angle^{-1.10} \text{ V}$$

Finalmente, calculando o percentual da queda de tensão para os secundários dos transformadores vem:

$$\Delta U_{T1} = 3.8\%$$

$$\Delta U_{T2} = 3.9\%$$

$$\Delta U_{T3} = 3.9\%$$

7. BIBLIOGRAFIA

[1]- "DISTRIBUTION SYSTEM MODELING AND ANALYSIS", W. H. Kersting, CRC PRESS LLC - 2002.



Capítulo 2

***NOÇÕES DE ENGENHARIA ECONÔMICA APLICADA
ANÁLISE DE INVESTIMENTOS E SUA APLICAÇÃO
AOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.***

1. INTRODUÇÃO

Este capítulo tem por objetivo servir de roteiro auxiliar para alguns aspectos específicos do dimensionamento e pretende, principalmente, definir algum dos principais critérios ligados à *Análise de Investimentos e Comparação de Alternativas*. No entanto, é conveniente ressaltar que o mesmo não dispensa a leitura de outras publicações da área.

No exercício de sua profissão o engenheiro frequentemente se depara com escolhas de alternativas que envolvem estudos econômicos. Não raro, a escolha é realizada sem que o custo do capital seja adequadamente considerado. Somente um estudo com base em critérios econômicos e financeiros pode confirmar a viabilidade de projetos tecnicamente corretos.

Entre outros, são exemplos de análise de investimentos no setor de energia elétrica as seguintes condições:

- 1) Suprir sistemas isolados através da construção de centrais termelétricas, pequenas centrais hidrelétricas ou da integração a sistemas existentes utilizando-se a construção de linhas de transmissão;
- 2) Analisar a viabilidade de instalação de um sistema de transmissão ou subtransmissão com classe de tensão nominal de 138kV em complemento, ou substituição de um sistema com classe de tensão nominal de 72.5 kV;
- 3) Aquisição de equipamentos a prazo ou a vista;
- 4) Verificar a adequação das técnicas de manutenção ou mesmo a total substituição de um determinado conjunto de equipamentos e métodos.

Para que um estudo econômico seja adequado alguns princípios básicos devem ser considerados:

- Deve haver alternativas de investimentos.
- Existência de fontes de recursos adequados, pois não é lógico calcular as implicações econômicas relativas a compra de um equipamento se não há condições de conseguir recursos suficientes.
- As alternativas analisadas devem, em última instância, ser expressas em termos monetários, pois, não é possível comparar diretamente 300 Homens/Hora com 500 kWh de energia. A conversão dos dados em termos monetários fornece um denominador muito útil. No entanto, é conveniente ressaltar que alguns dados, entretanto são difíceis de converter na forma de dinheiro.

Exemplos disto e que, via de regra ocorrem em muitos casos são:

Boa vontade a um fornecedor, boa imagem da empresa ou status, ou seja, os chamados **Intangíveis**.

- Só as diferenças entre as alternativas são relevantes, ou seja, a realizada para decidir sobre um determinado tipo de disjuntor não deve, em termos, levar em conta a infra-estrutura física para a instalação, caso forem idênticas.

Nota:- O advento de modernas planilhas eletrônicas de cálculo permite uma análise global rápida e eficiente de todo o investimento sem ser necessário atentar a detalhes específicos.

A grande vantagem deste método é poder tomar a decisão com base no valor total do investimento o que pode, dentro de certo padrão de coerência técnica, inverter o resultado de uma análise puramente econômica.

Esta é uma matéria controversa, mas não deve nunca ser relegada a um segundo plano. No entanto, é sempre conveniente considerar que trabalhar com um horizonte futuro de um sistema, de modo que o mesmo seja apto a



acomodar um elevado conjunto de expansões e adequações, implica em considerar alternativas, normalmente, de maior custo.

- Sempre devem ser considerados os juros sobre o capital empregado, pois sempre existem oportunidades de empregar dinheiro de maneira que se obtenha rentabilidade, mesmo em períodos sem inflação.
- Nos estudos econômicos o passado geralmente não é considerado. Devem ser considerados o presente e o futuro. Deste modo, alternativas do tipo “Não posso estimar esta subestação de distribuição em menos de US\$ 300,000.00 pois foi o valor de sua reforma” não possui significado econômico algum pois o que interessa é o valor relativo de mercado, ou seja, “O Capital necessário para a construção de uma instalação nova e a depreciação associada”.

Em um primeiro momento devem ser considerados os aspectos econômicos do investimento, ou seja, “Deve ser avaliada a rentabilidade do investimento”. No entanto, em termos práticos de nada adianta conhecer a rentabilidade dos investimentos existentes em carteira se não há disponibilidade de recursos próprios nem há possibilidade de obter financiamentos.

Por sua vez, os investimentos mais rentáveis devem ser analisados de acordo com critérios financeiros, os quais mostrarão os efeitos do perfil de investimento adotado na situação financeira da empresa.

Ao se realizar uma análise econômica - financeira são somente considerados os fatores passíveis de conversão em uma base comum, ou seja, em dinheiro. No entanto, é conveniente lembrar que um

investimento tem repercussões que não são ponderáveis tais como:

- *Manutenção de um certo nível de emprego; ou ainda.*
- *Conseguir o maior empenho e boa vontade de um cliente ou fornecedor.*

A decisão da implantação de um projeto deve, pois, considerar:

- *Critérios econômicos → Rentabilidade do investimento;*
- *Critérios financeiros → Disponibilidade de recursos; e*
- *Critérios imponderáveis → Fatores não conversíveis em dinheiro.*

2. NOÇÕES DE MATEMÁTICA FINANCEIRA

2.1. Introdução

A teoria da produção baseia-se em três fatores de produção: *Trabalho, Recursos Naturais e Capital*. Assim, a produção de bens e serviços envolve a combinação desses três fatores que, a depender do setor que esteja envolvido, esse bem ou serviço, apresenta proporções peculiares.

Quando da comercialização de bens ou serviços, os fatores de produção recebem uma remuneração, cada um de uma forma. Ao trabalho é destinado salário, os proprietários dos recursos naturais recebem alugueis, os organizadores da produção, lucros e os proprietários de capital recebem remuneração na forma de juros.

Com isso, os juros constituem uma parte da renda que é destinada aos proprietários do capital (máquinas, edificações, equipamentos, entre outros), devido ao fato dele ter ficado empatado num determinado tempo.

2.2. Cálculo dos Juros Simples

Quando são cobrados juros simples, apenas o principal, ou seja, o capital inicial rende juros, isto é, o juro é diretamente proporcional ao capital empatado conforme a Equação 2.2.1.

Os juros simples “**J**” são fornecidos por:

$$J[n,i] = niP \quad (2.2.1)$$

onde:

P - **Principal**, ou seja, capital na data de hoje;

i - **Taxa de juros** por período de capitalização;

n - **Número de períodos** de capitalização e

J[n,i] - **Juro total**

De acordo com a Equação 2.21 os juros obtidos em dois anos são o dobro dos juros de um ano, e assim por diante logo, os juros aumentam linearmente.

No final de um período de “*n*” anos é obtido um montante, ou seja, um resultado “**F**” dado pela Equação 2.2.2.

$$F[n,i] = P + J[n,i] \quad (2.2.2)$$

Substituindo na Equação 2.2.2 o valor de “**J**”, obtido na Equação 2.2.1, vem:

$$F[n,i] = P + Pni$$

$$F[n,i] = P[1 + ni] \quad (2.2.3)$$

onde:

F[n,i] - **Valor Futuro.**

2.3. Juros Compostos

Quando se trata de capitalização composta, o juro gerado no fim de cada período é incorporado ao capital que o produziu, passando pois a gerar juros.

Seja pois o seguinte exemplo:

Período	JUROS NO PERÍODO	MONTANTE DEVIDO
-.-	-.-	<i>P</i>
1	<i>iP</i>	$P[1+i]^1$
2	$i[P[1+i]^1]$	$P[1+i]^2$
3	$i[P[1+i]^2]$	$P[1+i]^3$

Logo:

$$F[n,i] = P[1+i]^n \quad (2.3.1)$$

Conforme mostrado acima, depois de cada período de tempo, os juros são somados a dívida anterior, passando a gerar juros no período seguinte.

Na prática os juros compostos são os mais utilizados, principalmente na **Engenharia Econômica**.

2.4. Comparação de Juros Simples e Compostos

Seja pois as Equações 2.2.3 e 2.3.1, conforme a seguir

$$F[n,i]_{JS} = P + J[n,i]$$

$$F[n,i]_{JC} = P[1+i]^n$$

Logo, vem:

$$\frac{F[n,i]_{JC}}{F[n,i]_{JS}} = \frac{[1+i]^n}{1+ni} \quad (2.4.1)$$

Pelas equações, observa-se, por exemplo que:

- **Juros simples: 20% a.a.**
60% em três anos;

- **Juros compostos: 20% a.a.**
72.8% em três anos.

Finalmente:

$$\frac{F[n,i]_{JC}}{F[n,i]_{JS}} = \frac{[1+0.20]^3}{1+3*0.20} = 1.080$$

2.5. Fluxo de Caixa

É o conjunto de entradas (*Receitas*) e saídas (*Despesas*) de ativos na forma de capital de uma empresa ou pessoa física, representada graficamente, relativo a um certo intervalo de tempo.

O fluxo de caixa é esquematicamente representado por um diagrama onde:

L Escala horizontal, o período de tempo considerado (Dias, meses, anos, etc).

II. Indica-se as entradas e as saídas de capital por setas, as entradas as voltadas para cima (Sinal positivo) e as saídas para baixo (Sinal negativo).

A *Figura 1* mostra o fluxo de caixa relacionado com a compra de um sistema de monitoração de carga, pago a vista, desembolso inicial negativo e o retorno auferido em um período de 5 meses de operação positivo.

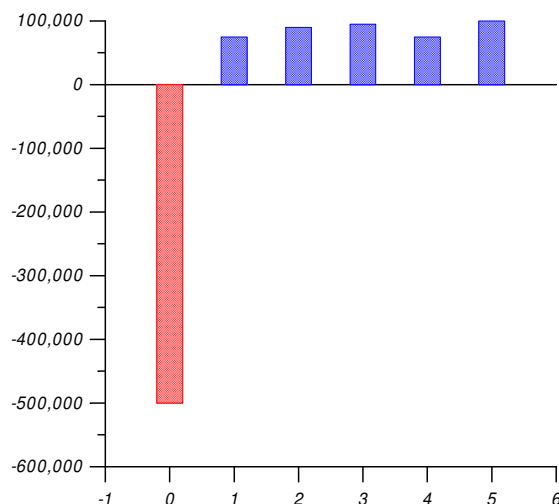


Figura 1 - Exemplo de fluxo de caixa relacionado com a implantação de um sistema de detecção de faltas

2.6. Relações de Equivalência

2.6.1 Simbologia

A seguir é apresentada a simbologia existente nos diagramas de fluxo de caixa e, suas respectivas relações:

i - Taxa de juros por período de capitalização.

n - Número de períodos a ser capitalizado;

P - Capital na presente data.

F - Capital futuro.

A - Série uniforme de desembolso;

G - Série gradiente de pagamentos *G*, *2G*, *3G*....(*n-1*)*G*.

A série uniforme “*A*” é definida como sendo uma série uniforme de pagamentos (ou recebimento) que inicia no período “1” e termina no período “*n*”. O fluxo de caixa associado a esta série é o mostrado na *Figura 2*.

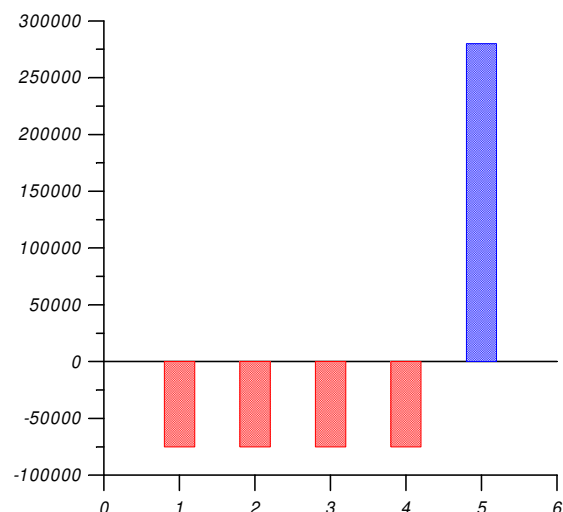


Figura 2 - Fluxo de caixa associado a uma série de desembolso constante

A série em gradiente “**G**” e definida como sendo uma série de pagamentos (ou recebimento) que “**G**, **2G**, **3G**, **(n-1)G**”, que inicia no período “**2**” e termina no período “**n**” e apresenta a representação gráfica mostrada na *Figura 3*.

O estudo de relações de equivalência consiste em apresentar métodos para relações entre os diferentes fluxos de caixa. Ou seja, são estudadas as fórmulas de conversão entre os diferentes fluxos de caixa e a utilização das tabelas financeiras.

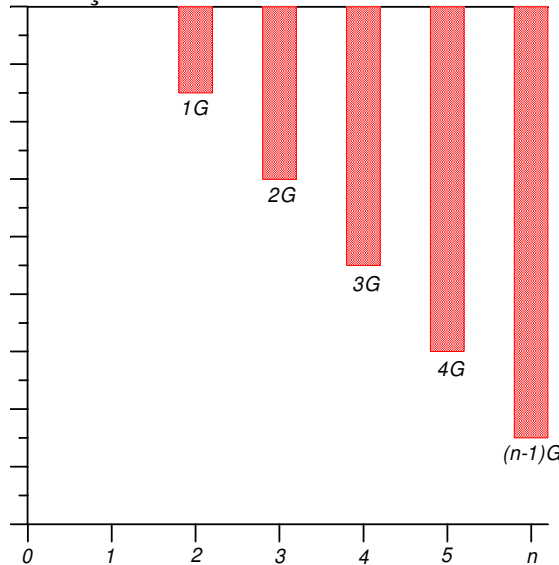


Figura 3- Fluxo de caixa associado a uma série de desembolso de uma série gradiente

2.6.2 Relação entre P e F

Determina-se a quantia **F[n,i]** equivalente a uma aplicação do principal **P**, sob uma taxa de juros **i**, durante **n** períodos de tempo pela *Equação 2.6.2.1*.

$$F[n,i] = P[1+i]^n \quad (2.6.2.1)$$

O fator **[1+i]ⁿ** é denominado **Fator de acumulação de capital de um pagamento simples** e é

representado por **[F/P,i,n]** que é tabelado. Deste modo é possível obter a *Equação 2.8.2.2*.

$$F[n,i] = P[F/P,i,n] \quad (2.6.2.2)$$

Para determinar **P** a partir de **F[n, 1]**, ou seja, sob uma taxa **i** em **n** períodos, basta transformar a *Equação 2.6.2.1* na *Equação 2.6.2.3*.

$$P = \frac{F[n,i]}{[1+i]^n} \quad (2.6.2.3)$$

O fator **1/[1+i]ⁿ** é denominado **fator de valor atual de um pagamento simples** e é representado por **[P/F,i,n]**, que é tabelado. Então, é obtida a *Equação 2.6.2.4*.

$$P = F[n,i][P/F,i,n] \quad (2.6.2.4)$$

Exemplo – I A implantação de um sistema de medição implica na necessidade de um empréstimo de **US\$ 10,000.00** em um banco que cobra **5%** ao mês de juros. Qual o valor final pago, ou seja, capital e juros, caso o período de amortização for de **5** meses?

n = 5 meses

P = US\$10,000.00

i = 5% a.m.

Deste modo, através da *Equação 2.6.2.1* vem:

$$F[n,i] = P[1+i]^n$$

$$F = 10,000.00[1 + \frac{5}{100}]^5$$

$$F = 12,762.80$$

2.6.3 Relação entre A e F

A quantia $F[n,i]$ equivalente a uma série constante A , sob uma taxa de juros i , durante n períodos de tempo é dada pela Equação 2.6.3.1.

O montante $F[n,i]$ é composto por uma série de pagamentos simples A devidamente computado. os juros relativos ao seu período de capitalização, conforme a seguir.

$$F[n,i] = A + A[1+i] + A[1+i]^2 + \dots + A[1+i]^{n-2} + A[1+i]^{n-1}$$

$$F[n,i] = A[1 + [1+i] + [1+i]^2 + \dots + [1+i]^{n-2} + [1+i]^{n-1}]$$

Os fatores entre colchetes constituem uma “Progressão Geométrica” de quociente $[1+i]$ cujo resultado é:

$$\frac{[1+i]^n - 1}{i}$$

Logo é possível obter:

$$F[n,i] = A \frac{[1+i]^n - 1}{i} \quad (2.6.3.1)$$

O fator $[[1+i]^n - 1] / i$ é denominado **Fator de Acumulação de Capital de uma série uniforme** e é representado, por $[F/A,i,n]$, que é tabelado.

Logo, vem a Equação 2.6.3.2.

$$F[n,i] = A[F/A,i,n] \quad (2.6.3.2)$$

Para determinar “ A ” a partir de $F[n,i]$, ou seja, sob uma taxa i em n períodos, basta transformar a Equação

2.6.3.1 na Equação 2.6.3.3.

$$A = F[n,i] \frac{i}{[1+i]^n - 1} \quad (2.6.3.3)$$

O fator $[i / [[1+i]^n - 1]]$ é denominado **Fator de Formação de Capital** e é representado por $[A/F,i,n]$, que é um valor tabelado. Então, é obtida a Equação 2.6.3.4.

$$A = F[n,i][A/F,i,n] \quad (2.6.3.4)$$

Exemplo – II De modo a realizar uma implantação de uma futura subestação de distribuição é necessário aplicar **US\$500,000.00**. Qual o valor que deve ser aplicado anualmente, durante **14 anos** sob uma taxa de juros de **12% a.a.** para obter este capital?

$n = 14$ anos

$F[n,i] = \text{US\$}500,000.00$

$i = 12\% \text{ a.a.}$

Deste modo, através da Equação 2.6.3.3 vem:

$$A = F[n,i] \frac{i}{[1+i]^n - 1}$$

$$A = 500,000.00 \frac{12/100}{[1+12/100]^{14} - 1}$$

$$A = 15,450.00$$

2.6.4 Relação entre A e P

Determina-se a quantia P equivalente a uma **Série A**, sob uma taxa de juro i , durante n períodos de tempo pela Equação 2.8.4.1.

Deste modo, sejam as Equações 2.6.2.3 e 2.6.3.1.

$$P = \frac{F[n,i]}{[1+i]^n}$$

$$A = F[n, i] \frac{i}{[1+i]^n - 1}$$

Substituindo as equações vem;

$$P = A \frac{[1+i]^n - 1}{i[1+i]^n} \quad (2.6.4.1)$$

O fator $[[1+i]^n - 1] / [i [1+i]^n]$ é denominado **Valor Atual de uma série uniforme** e representado por $[P/A, i, n]$ que é tabelado. Então, é obtida a *Equação 2.6.4.2*.

$$P = A[P/A, i, n] \quad (2.6.4.2)$$

Para determinar “A” a partir de $F[n, 1]$, ou seja, sob uma taxa i em n períodos, basta transformar a *Equação 2.6.4.1* na *Equação 2.6.4.3*.

$$A = P \frac{i[1+i]^n}{[1+i]^n - 1} \quad (2.6.4.3)$$

Finalmente é obtida a *Equação 2.6.4.4*.

$$A = P[A/P, i, n] \quad (2.6.4.4)$$

Exemplo - III Qual o valor presente, ou seja, o custo atual, de um desembolso anual em manutenção da ordem de **US\$ 100,000.00 ano** com relação a um período de **10 anos**, frente a uma taxa de juros de 6% a.a.?

$n = 10$ anos

$A = \text{US\$ } 100,000.00$

$i = 6\%$ a.a.

Deste modo, através da *Equação 2.6.4.1* vem:

$$P = A \frac{[1+i]^n - 1}{i[1+i]^n}$$

$$P = 100,000.00 \frac{[1 + 6/100]^{10} - 1}{6/100 [1 + 6/100]^{10}}$$

$$P = 736,000.00$$

2.6.5 Relações Envolvendo Séries Gradiente

Denomina-se série gradiente uma série de desembolsos ou recebimento que cresce de forma gradativa **G, 2G, 3G, ..., (n-1)G** e ocorrem nos períodos **2, 3, 4, ..., n**, respectivamente.

A transformação de uma série gradiente é obtida através das *Equações 2.6.5.1 e 2.6.5.2*.

$$F[n, i] = G \left[\frac{[1+i]^n - 1}{i^2} - \frac{n}{i} \right] \quad (2.6.5.1)$$

$$A = G \left[\frac{1}{i} - \frac{n}{i} \frac{i}{[1+i]^n - 1} - \frac{n}{i} \right] \quad (2.6.5.2)$$

Através das tabelas financeiras são obtidas:

$$F = G[F/G, i, n]$$

$$A = G[A/G, i, n]$$

$$P = G[P/G, i, n]$$

2.7. Séries Perpetuas

Denomina-se série perpetua ou infinita, quando o número de períodos de uma série uniforme é muito grande.

Este fato é comum para casos de aposentadoria, mensalidade, entre outros.

O valor presente de uma série infinita é dado pela *Equação 2.7.1*, obtida a partir da *Equação 2.6.4.3* por meio da aplicação do limite para $n \rightarrow \infty$, ou seja:

$$P = \lim_{n \rightarrow \infty} A \frac{[1+i]^n - 1}{i[1+i]^n}$$

Deste modo vem:

$$P = \frac{A}{i} \quad (2.7.1)$$

2.8. Estudo das Taxas: Taxas Efetiva, Nominal e Equivalente

2.8.1 Taxa Efetiva

Considera-se uma taxa efetiva, quando a sua unidade de tempo coincide com a unidade de tempo do período de capitalização, ou seja, com o período de incorporação ao capital.

Exemplo da Taxa Efetiva (ou real):

I) 140% a.a. capitalização anual = 140% a.a.

II) 10% a.m. com capitalização mensal = 10% a.m.

2.8.2 Equivalência entre duas Taxas Efetivas

Duas taxas “ i_1 ” e “ i_2 ”, incidentes sobre uma mesma aplicação “ P ” são equivalentes se produzem, isoladamente, no mesmo período de tempo, o mesmo montante $F[n, i]$. Deste modo sejam as *Equações 2.8.2.1* e *2.8.2.2* a seguir.

$$F[n_1, i_1] = P[1 + i_1]^{n_1} \quad (2.3.2.1)$$

$$F[n_2, i_2] = P[1 + i_2]^{n_2} \quad (2.3.2.2)$$

Deste modo, é obtida *Equação 2.8.2.3*.

$$[1 + i_1]^{n_1} = [1 + i_2]^{n_2} \quad (2.3.3)$$

De maneira análoga, em outras relações de equivalência se estabelece:

$$[1 + i_d]^{360} = [1 + i_m]^{12} = [1 + i_a]^1$$

2.8.3 Taxa Nominal

Considera-se uma taxa nominal, quando a sua unidade de tempo é diferente da unidade de tempo do período de capitalização.

Exemplo da Taxa Nominal:

I) 120% a.a. capitalização anual = 10% a.m.

II) 15% a.m. com capitalização mensal = 180% a.a.

2.8.4 Conversão de uma Taxa Nominal em Efetiva

Seja uma taxa de juros efetiva “ i_E ” por um período de tempo unitário e uma taxa nominal “ i_N ” capitalizada “ m ” vezes neste período unitário.

Deste modo vem:

$$F[m, i_E] = P[1 + i_E]^1 \quad (2.3.4.1)$$

$$F[m, i_N] = P[1 + \frac{i_N}{m}]^m \quad (2.3.4.2)$$

Assumindo que:

$$F[m, i_E] = F[m, i_N] \quad (2.3.4.3)$$

$$P[1 + i_E]^1 = P[1 + \frac{i_N}{m}]^m$$

$$1 + i_E = [1 + \frac{i_N}{m}]^m$$

$$i_E = [1 + \frac{i_N}{m}]^m - 1 \quad (2.3.4.4)$$

Exemplo – IV Qual a Taxa de Juros Efetiva – i_E associada a uma Taxa de Juros Anual Nominativa – i_N de **12% a.a.c.c.m** → [ao ano com capitalização mensal].

$$i_E = [1 + \frac{i_N}{m}]^m - 1$$

$$i_E = [1 + \frac{12\%}{12}]^{12} - 1$$

$$i_E = 0.1268$$

$i_E = 12.68\% \text{ a.a.c.c.m} \rightarrow$ [ao ano com capitalização mensal]

3. ANÁLISE FINANCEIRA DE ALTERNATIVAS DE INVESTIMENTO

3.1. Introdução

“Ao se examinar alternativas econômicas qualquer tomada de decisão deve ser realizada após inteirar-se de uma análise com base em engenharia econômica”.

É função da engenharia econômica fornecer critérios de decisão para a escolha entre alternativas de investimento.

Nem todos os métodos utilizados para avaliar projetos de investimento são fundamentados em bases conceitualmente corretas. Um desses métodos, largamente difundido, é o do **PAY-BACK** – Tempo de Retorno,

também conhecido como *Método do Tempo de Recuperação do Investimento*. O **Método do PAY-BACK** consiste simplesmente na determinação do número de períodos necessários para recuperar o capital investido, ignorando as consequências além do período de recuperação e valor do capital no tempo.

No entanto, este texto apresenta 3 *Métodos de Avaliação* que convenientemente aplicados conduzem ao mesmo resultado e são a base da engenharia econômica:

- Método do Valor Presente.

- Método do Valor Anual Uniforme.

- Método da Taxa Interna de Retorno.

Esses métodos são conceitualmente corretos, pois levam em conta o valor no tempo do capital.

3.2. Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

Qual a Taxa de Juros que deve ser utilizada na análise através dos métodos de engenharia econômica?

Há grandes controvérsias a respeito desta questão.

Alguns autores afirmam que a taxa de juros a ser usada pela engenharia econômica, usualmente denominada **Taxa Mínima de Atratividade**, é a taxa de juros equivalente à maior rentabilidade das aplicações correntes e de pouco risco.

“No Brasil até um destes últimos governos a **Taxa da Poupança**”.

Uma proposta de investimento, para ser atrativa, deve render, no mínimo, essa taxa de juros.

Outro enfoque dado a *TMA* é o de que essa taxa deve ser o custo do capital investido na proposta em questão, ou ainda, o custo de capital da empresa mais o risco envolvido em cada alternativa de investimento.

Naturalmente, há disposição de investir se a expectativa de ganhos, já deduzidos o valor do investimento, for superior ao custo de capital.

O custo de capital é basicamente uma média ponderada dos custos das diversas fontes de recursos utilizadas no projeto.

3.3. Critérios Econômicos de Decisão

3.3.1. Método do Valor Presente.

É também conhecido como *Método do valor Atual*. O procedimento de análise é simples: Calcula-se o valor presente do fluxo de caixa da alternativa de investimento, com o uso da taxa mínima de atratividade. Se o **valor presente for positivo**, a **proposta de investimento é atrativa**, e quanto maior o valor positivo, mais atrativa será a proposta.

EXEMPLO – I: Em uma análise realizada em determinada empresa, foram detectados custos operacionais excessivamente elevados em uma determinada região, em decorrência da utilização de equipamentos velhos e obsoletos. Os engenheiros responsáveis pelo Departamento de Sistemas propuseram à Direção duas soluções alternativas: A primeira consiste em uma reforma geral, exigindo investimentos estimados em **US\$ 100,000.00**, e apresenta uma redução anual de custos igual a **US\$20,000.00** durante dez anos, após os quais os equipamentos seriam sucataados sem nenhum valor residual. A segunda proposição foi a construção de um novo sistema no valor de **US\$300,000.00**

para substituir o existente, cujo valor líquido de alienação e revenda foi estimado a **US\$50,000.00**. Esta alternativa deve proporcionar ganhos de **US\$ 47,000.00** por ano, apresentando ainda um valor residual de **US\$ 107,050.00** após dez anos. Sendo a taxa mínima de atratividade para a empresa igual a **8% ao ano**, qual das alternativas deve ser a preferencialmente adotada?

Procedendo ao cálculo do **Valor Presente** para cada uma das propostas vem:

1- Reforma do Sistema:

$$VP_1 = -100,000.00 + 20,000.00 \times [P/A, 10, 8\%]$$

Considerando:

$$[P/A, 10, 8\%] = 6,7101$$

$$VP_1 = \text{US\$ } 34,200.00$$

$VP_1 > 0$ O que implica que a solução é atrativa frente a taxa de juros de 8% a.a.

2- Construção de um novo Sistema:

$$VP_2 = -250,000.00 + 47,000.00 [P/A, 10, 8\%] + 107,050.00 [PIF, 10, 8\%]$$

Considerando:

$$[P/A, 10, 8\%] = 6,7101$$

$$[P/F, 10, 8\%] = 0,4632$$

$$VP_2 = \text{US\$ } 119,960.00$$

$VP_2 > 0$ O que implica que a solução é atrativa frente a taxa de juros de 8% a.a.

Finalmente, a Alternativa 2 deve ser a recomendada

3.3.2. Método do Valor Anual Uniforme:

Neste método o fluxo de caixa de cada proposta é reduzido a uma série



uniforme de pagamentos equivalentes, com o uso da taxa mínima de atratividade. A decisão pela melhor alternativa é definida via confronto entre os valores obtidos.

EXEMPLO – II: Resolver o exemplo anterior pelo **Método do Valor Anual Uniforme**.

1- Reforma do Sistema:

$$VA_1 = -100,000.00[A/P, 10, 8\%] + 20,000.00$$

Considerando:

$$[A/P, 10, 8\%] = 0,14903$$

$$VA_1 = \text{US\$ } 5,100.00$$

$VA_1 > 0$ O que implica que a solução é atrativa frente a taxa de juros de 8% a.a.

2- Construção de um novo Sistema:

$$VA_2 = -250,000.00[A/P, 10, 8\%] + 47,000.00 + 107,050.00 [A/F, 10, 8\%]$$

Considerando:

$$[A/P, 10, 8\%] = 0,14903$$

e

$$[A/F, 10, 8\%] = 0,0690$$

$$VA_2 = \text{US\$ } 17,130.00$$

$VA_2 > 0$ O que implica que a solução é atrativa frente a taxa de juros de 8% a.a.

Finalmente, a Alternativa 2 deve ser a recomendada

3.3.3. Método da Taxa Interna de Retorno

A taxa interna de retorno é a taxa de juros que torna equivalente o investimento inicial ao fluxo de caixa subsequente. Em outras palavras a taxa interna de retorno é aquela que torna nulo o valor presente líquido do projeto.

Pode ser entendida como a taxa de remuneração do capital. **A taxa interna de retorno** deve ser comparada com a **taxa mínima da atratividade** para conclusão a respeito da aceitação ou não do projeto.

O cálculo da taxa interna de retorno é feito, normalmente, pelo processo de tentativa e erro, ou seja, por um método iterativo.

Retorno.

EXEMPLO – III: Resolver o exemplo anterior pelo **Método da Taxa Interna de Retorno**.

1- Reforma do Sistema:

$$VP_1 = -100,000.00 + 20,000.00 \times [P/A, 10, TRI]$$

$$0 = -100,000.00 + 20,000.00 \frac{[1 + TRI]^{10} - 1}{TRI[1 + TRI]^{10}}$$

Resolvendo iterativamente, vem:

$$TRI = 0.1510$$

$TRI > TMA$; Implica que a solução é atrativa frente a taxa de juros de 8% a.a.

2- Construção de um novo Sistema:

$$VP_2 = -250,000.00[A/P, 10, TRI] + 47,000.00 + 107,050.00 [A/F, 10, TRI]$$

$$0 = -250,000.00 + 47,000.00 \frac{[1 + TRI]^{10} - 1}{TRI[1 + TRI]^{10}} + \frac{107,050.00}{[1 + TRI]^{10}}$$

Resolvendo iterativamente, vem:

$$TRI = 0.1615$$

$TRI > TMA$; Implica que a solução é atrativa frente a taxa de juros de 8% a.a.

Considerando que:

$$TRI_2 > TRI_1$$

Novamente, a Alternativa 2 deve ser a recomendada

A melhor opção continua sendo a alternativa de compra, pois apresenta maior taxa interna de retorno. A conclusão é a mesma do método do valor presente já que os métodos são compatíveis.

3.3.4. Definição das Alternativas Economicamente Viáveis

Uma vez calculado por, algum dos métodos discutidos a atratividade de uma alternativa, conforme acima mostrado, é processada a decisão final sobre qual das mesmas é a mais adequada. No entanto, em alguns casos é possível se deparar com alguns fatores que podem conduzir a uma indecisão momentânea.

De modo, em geral, é recomendado adotar as seguintes premissas:

1- *Duas Alternativas são Economicamente Equivalentes quando o seu Valor Presente ou Anual não diferem de mais de 10%.*

2- *No caso de Alternativas Economicamente Equivalentes, a menos de algum Critério Técnico Complementar é recomendado adotar a que apresentar o menor Desembolso Inicial.*

4. SISTEMAS BANCÁRIOS

De um modo geral, todos os investimentos na área de distribuição de energia são, por seu volume são relacionados com a tomada de **Empréstimos Bancários**. Dentro desse contexto, existem uma infinidade de proposições desembolso e remuneração. No entanto, de um modo geral, os sistemas bancários mais adotados são o Sistema **PRICE** e o Sistema **SAC**.

No Sistema **PRICE**, ou seja, Sistema de Pagamentos Constantes, as

prestações, as parcelas pagas ao Agente Financeiro, ou seja, a somatória dos valores da Amortização do Principal e os Juros, são constantes.

Já no Sistema **SAC**, ou seja, Sistema de Amortização Constante, a Amortização do Principal é constante e igual ao Valor Total do empréstimo dividido pelo número de prestações e os Juros variáveis, calculados com base no montante devedor descontada a amortização.

Deste modo, ao contrário do Sistema **PRICE**, o Sistema **SAC** trabalha com prestações variáveis e decrescentes que tem como característica principal onerar as primeiras prestações fato de interesse do agente financeiro que recebe inicialmente substancial parte do empréstimo. Esse fato, no entanto, é problemático para o **Setor Elétrico** que apresenta um perfil de retorno, ligado à evolução da carga crescente e que, via de regra, nos primeiros anos não é financeiramente viável.

4.1. Cálculo das Prestações segundo o Sistema PRICE

As prestações relacionadas com um empréstimo bancário segundo o Sistema **PRICE** são calculadas segundo a Equação 4.2.1:

$$P_m = P \frac{i[1+i]^n}{[1+i]^n + 1} \quad (4.2.1)$$

Onde:

P_m - Prestação – m

P - Montante total do Empréstimo;

i - Taxa de juros do Empréstimo no período de amortização; e

n - Período de amortização

EXEMPLO – 1 Qual o valor da prestação, segundo o **Sistema PRICE** de um conjunto de 10 Reguladores de Tensão cotados a **US\$1,000,000.00** e que devem ser amortizados em um período de 10 anos, frente a uma taxa de juros de 8% a. a.?

- As prestações são **Constantes**.

P- US\$ 1,000,000.00;

i- 8% a.a.; e

n – 10 anos

Deste modo:

$$P_m = P \frac{i[1+i]^n}{[1+i]^n + 1}$$

Ou seja:

$$P_m = 1,000,000.00 \frac{8/100 [1 + 8/100]^{10}}{[1 + 8/100]^{10} + 1}$$

$$P_m = \text{US\$149,030.00}$$

A soma das parcelas anuais de **US\$ 149,030.00** aplicados os referentes juros, ou seja, para a primeira parcela **8% ao ano** por um período de **9 anos**, para a segunda parcela **8% ao ano** por um período de **8 anos** e, assim por diante, resulta em um montante futuro de **US\$ 2,158,930.00** que corresponde a **capitalização do montante de US\$ 1,000,000.00 capitalizado a 8% ao ano por um período de 10 anos**

4.2. Cálculo das Prestações segundo o Sistema SAC

As prestações relacionadas com um empréstimo bancário segundo o **Sistema SAC** são calculadas segundo

a Equação 4.2.2:

$$P_m = \frac{P}{n} [1 + i[n - m + 1]] \quad (4.2.2)$$

Onde:

Pm - Prestação – m

P- Montante total do Empréstimo;

I - Taxa de juros do Empréstimo no período de amortização; e

n - Período de amortização

EXEMPLO – 2 Qual o valor da prestação, segundo o **Sistema SAC** de um conjunto de 10 Reguladores de Tensão cotados a **US\$1,000,000.00** e que devem ser amortizados em um período de 10 anos, frente a uma taxa de juros de 8% a. a.?

- As prestações são **Variáveis** e a amortização constante;

P- US\$ 1,000,000.00;

i- 8% a.a.; e

n – 10 anos

Deste modo:

$$P_m = \frac{P}{n} [1 + i[n - m + 1]]$$

Ou seja:

$$P_m = \frac{1,000,000.00}{10} [1 + 8/100 [10 - m + 1]]$$

$$P_m = 100,000.00 [1 + 0.08 [11 - m]]$$

O que resulta na Tabela 1.



Parcela	PRESTAÇÃO [US\$]	Amortização [US\$]	JUROS [US\$]
1	180,000.00	100,000.00	80,000.00
2	172,000.00	100,000.00	72,000.00
3	164,000.00	100,000.00	64,000.00
4	156,000.00	100,000.00	56,000.00
5	148,000.00	100,000.00	48,000.00
6	140,000.00	100,000.00	40,000.00
7	132,000.00	100,000.00	32,000.00
8	124,000.00	100,000.00	24,000.00
9	116,000.00	100,000.00	16,000.00
10	108,000.00	100,000.00	8,000.00

Tabela 1- Prestação, Amortização e Juros segundo o Sistema SAC.

A soma das parcelas anuais variáveis, conforme mostra a Tabela 1, aplicados os referentes juros, ou seja, para a primeira parcela 8% ao ano por um período de 9 anos, para a segunda parcela 8% ao ano por um período de 8 anos e, assim por diante, resulta em um montante futuro de **US\$ 2,158,930.00** que corresponde a **capitalização do montante de US\$ 1,000,000.00 capitalizado a 8% ao ano por um período de 10 anos**.

É óbvio e esperado que o resultado final dos sistemas sejam os mesmos. No entanto, conforme mostra a Figura 4 as prestações deferem substancialmente.

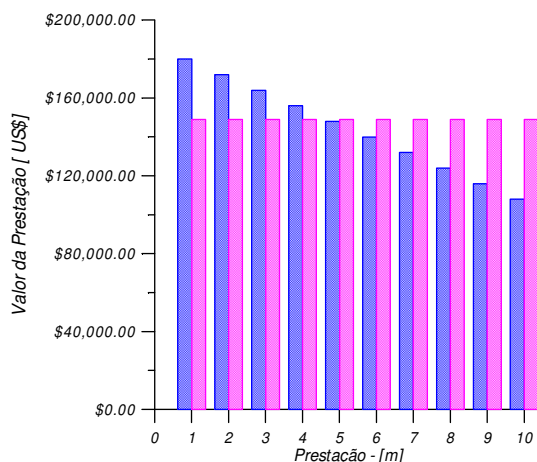


Figura 4 – Comparação Prestações Sistemas PRICE e SAC

5. COMENTÁRIOS

5.1. Métodos de Análise

A escolha do método de análise de investimento, ou seja, *Valor Presente*, *Anual* e *Taxa Interna de Retorno* – **Métodos Exatos** – e *PAY BACK* é uma decisão subjetiva. No entanto, algumas particularidades devem ser observadas.

A escolha de um método inexato – no entanto, matematicamente consistente – pode objetivar cobrir incertezas de mercado ou mesmo de políticas setoriais ou mesmo governamentais.

Por sua vez, os métodos exatos têm sua área particular de aplicação. Por exemplo, no processo de seleção da bitola ótima de um alimentador, ou mesmo de uma linha de transmissão, o **Método do Valor Presente** é usualmente o mais adequado. No entanto, o ano mais adequado para o recondutoramento de um alimentador, ou linha, pode ser determinado através da comparação da anuidade relativa ao investimento e a economia com a redução das perdas. Quando ocorre a equivalência desses valores é chegada a oportunidade de substituição.

EXEMPLO – 1 De modo a demonstrar uma aplicação na qual se considera o montante investido e o custo das perdas seja a análise da evolução de uma subestação de média tensão – típica de distribuição. Nestes casos é comum ser fornecido o perfil de evolução de carga – consumo – e demanda. Por razões de simplicidade seja somente o cálculo com base na evolução da demanda como mostrado na Tabela 2.

Com base nos valores da Tabela 2 é possível, por exemplo, considerar 2 possibilidades de expansão: A primeira composta por 2 Transformadores de 16MVA, um instalado no ano zero e o outro no sétimo ano. A segunda é a instalação de 1 Transformador de 25MVA no ano zero que, por sua vez, cobre todo o período sob análise. #

NOTA:- Convém ressaltar que o exemplo a ser desenvolvido é relativamente incompleto, pois não está sendo levado em conta no mesmo o custo de suas conexões nem mesmo a possibilidade de se trabalhar com os mesmos em regime de sobrecarga moderada.

Os transformadores tem por custo estimado de aproximadamente **US\$ 15.00/kW**. No entanto, para este exemplo, vai ser adotado para o transformador de **16 MVA** um custo de **US\$ 255,000.00** e para o transformador de **25 MVA** um custo de **US\$ 345,000.00**. A vida útil estimada desses transformadores é da ordem de **20 anos**. Esse período de tempo e uma taxa de juros de **8% [Proposta]** são os valores utilizados no problema.

Deste modo, seja o valor anual de um desembolso no ano zero.

$$[A/P, 20, 8\%] = \frac{\frac{8}{100} [1 + \frac{8}{100}]^{20}}{[1 + \frac{8}{100}]^{20} - 1}$$

$$[A/P, 20, 8\%] = 0.10185$$

Com esse valor é calculado o custo anual das alternativas em termos dos transformadores.

Notar que o cômputo do segundo transformador de **16 MVA** ocorre somente no sétimo ano.

ANO	CARGA [MVA]	CUSTO ANUAL DOS TRANSFORMADORES [US\$]	
		2 x 16 MVA	1 x 25 MVA
1	11	25,700.00	35,145.00
2	12	25,700.00	35,145.00
3	13	25,700.00	35,145.00
4	14	25,700.00	35,145.00
5	15	25,700.00	35,145.00
6	16	25,700.00	35,145.00
7	17	51,400.00	35,145.00
8	18	51,400.00	35,145.00
9	19	51,400.00	35,145.00
10	20	51,400.00	35,145.00

Tabela 2- Cálculo do Custo Anual das Alternativas em Termos de Investimento.

As perdas dos transformadores são divididas em perdas a vazio, que são constantes e independentes do regime de carga e perdas sob carga. As perdas a vazio têm por característica não gerar receita e ocorrem, a menos de interrupções de pequena monta, durante as **8760 horas do ano**. Já as perdas sob carga são associadas à geração de receita e ao regime de consumo local.

Nesse problema foram consideradas as seguintes tarifas, ou seja, custos atribuídos às perdas: # **Ver Item 5.2.**

- A vazio – **US\$ 255.00 /kW – Ano – T_{w0} .**
- Sob carga – **US\$ 105.00 /kWh – Ano – T_{wl} .** #

NOTA:- Os valores das tarifas acima consideram o regime de carga contínuo para as perdas a vazio e um fator de carga inferior à 40% para o cálculo do regime de carga anual.

A Tabela 3 fornece as perdas dos transformadores utilizados nesse exemplo e os custos anuais associados.

CARGA	16 MVA → P ₀ = 16.1 kW & P _L = 88 kW			
	25 MVA → P ₀ = 21.8 kW & P _L = 121 kW			
	CUSTO ANUAL DAS PERDAS DOS TRANSFORMADORES [US\$]			
	2 x 16 MVA		1 x 25 MVA	
	A vazio	S.Carga	A vazio	S.Carga
11	4,105.00	4,350.00	5,560.00	2,400.00
12	4,105.00	5,200.00	5,560.00	2,850.00
13	4,105.00	6,105.00	5,560.00	3,450.00
14	4,105.00	7,080.00	5,560.00	4,050.00
15	4,105.00	8,125.00	5,560.00	4,650.00
16	4,105.00	9,240.00	5,560.00	5,250.00
17	8,210.00	5,220.00	5,560.00	5,850.00
18	8,210.00	5,850.00	5,560.00	6,600.00
19	8,210.00	6,520.00	5,560.00	7,350.00
20	8,210.00	7,225.00	5,560.00	8,100.00

Tabela 3- Cálculo do Custo Anual das Perdas a Vazio e sob Carga.

As perdas anuais dos transformadores são calculadas segundo as Equações 5.1.1 e 5.1.2.

$$C_{W0} = N_T T_{W0} W_0 \quad (5.1.1)$$

$$C_{WT} = N_T T_{WL} W_L \left(\frac{MVA_I}{MVA_N} \right)^2 \quad (5.1.2)$$

Onde:

W_0 - Perdas a vazio.

W_L - Perdas a plena carga.

MVA_N - Potência nominal do Transformador.

MVA_I - Potência transformada.

N_T – Número transformadores em paralelo.

A Tabela 4 fornece os custos estimados das alternativas, como soma das parcelas de investimento, e perdas – a vazio e sob carga.

ANO	CARGA [MVA]	CUSTO ANUAL DOS TRANSFORMADORES [US\$]	
		2 x 16 MVA	1 x 25 MVA
1	11	34,155.00	43,105.00
2	12	35,005.00	43,555.00
3	13	35,910.00	44,155.00
4	14	36,885.00	44,755.00
5	15	37,930.00	45,355.00
6	16	39,045.00	45,955.00
7	17	64,830.00	46,555.00
8	18	65,460.00	47,305.00
9	19	66,130.00	48,055.00
10	20	66,835.00	48,805.00
VP – 16 MVA		US\$ 307,635.00	
VP – 25 MVA		US\$ 304,590.00	

Tabela 4- Cálculo do Custo Anual Total das Alternativas.

Os valores presente das alternativas são muito próximos, diferença inferior à 10%, logo as alternativas são ditas “Economicamente Equivalentes”. Nesse caso a decisão deve ser baseada também em critérios técnicos. No entanto, é necessário ressaltar que não foram computados os custos das interligações (*Bays de Transformação*) o que sem sombra de dúvida atua no sentido de aumentar a diferença pró-solução com um único transformador de **25 MVA**. Por outro lado, os problemas com multas e indisponibilidade a partir do sétimo ano podem reduzir esta tendência. Esta ultima parte da análise faz parte de uma análise de risco e de indisponibilidade e não é uma técnica usual na decisão sobre o número de transformadores para subestações para sistemas de distribuição.

5.2. Custeamento das Perdas

As perdas nos sistemas podem ser divididas em perdas a vazio, também conhecidas como perdas em derivação e as perdas sob carga, ou seja, as perdas série.

As perdas impõem dois problemas distintos aos sistemas elétricos. O primeiro é relacionado com a necessidade de potência disponível, ou seja, capacidade instalada de geração. Já o segundo é relacionado com a disponibilidade de energia. Deste modo, o custo das perdas pode ser dividido em duas parcelas uma relacionada com os requisitos de demanda e a outra com os requisitos de consumo, ou em última análise, custos de expansão e fornecimento.

O custo de expansão, de modo a apresentar uma certa coerência, deve levar em conta o princípio da diversidade entre as cargas, ou seja, em um determinado momento nem toda a carga instalada se encontra presente no sistema.

O custo de energia deve, por sua vez incorporar o conceito de curva de carga, cujo exemplo típico é mostrado na Figura 5.

Deste modo, em qualquer dos casos é necessário trabalhar com a Equação 5.2.1.

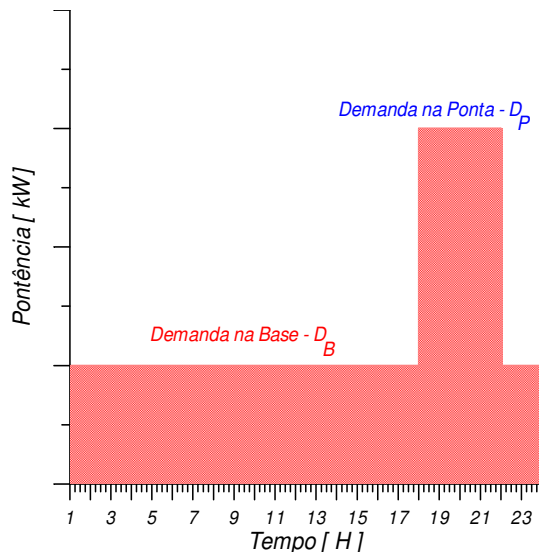


Figura 5 – Curva de Carga Diária Típica

$$C_P = C_{P \rightarrow D} + C_{P \rightarrow E} \quad (5.2.1)$$

Os custos de expansão do fornecimento e energia, ou seja, as parcelas da Equação 5.2.1, podem ser calculadas pelas Equações 5.2.2 e 5.2.3, respectivamente.

$$C_{P \rightarrow D} = k F_{DV} C_{E \rightarrow D} \quad (5.2.2)$$

$$C_{P \rightarrow E} = 8,76 F_C C_{E \rightarrow E} \quad (5.2.3)$$

Onde:

K - Constante [Amortização].

F_{DV} - Fator de diversidade da carga.

F_C - Fator de carga.

C_{E→D} - Custo de expansão do fornecimento [US\$/kW].

C_{E→E} - Custo de expansão do sistema [US\$/MWH].

É possível e mesmo comum não trabalhar com a idéia de ponderar a expansão do fornecimento. Deste modo, a Equação 5.2.1 fica reduzida à Equação 5.2.4.

$$C_P = C_{P \rightarrow E} \quad (5.2.4)$$

A aplicação das Equações 5.2.3 a 5.2.4 às perdas a vazio e sob carga resulta nas Equações 5.2.5 e 5.2.6.

$$TW_0 = 8,76 C_{E \rightarrow E} \quad (5.2.5)$$

$$TW_L = 8,76 F_C C_{E \rightarrow E} \quad (5.2.6)$$

Onde:

C_{E→E} - Custo de expansão do sistema, ou ainda, de compra da energia [US\$/MWH].

No entanto, quando se é o responsável pela geração, o valor da

constante de amortização – k pode ser calculado com base no período de amortização do investimento em geração e da taxa de juros conforme mostra a Equação 5.2.7.

$$k = \frac{i[1+i]^n}{[1+i]^n - 1} \quad (5.2.7)$$

A Tabela 5 mostra alguns resultados de custos de perdas obtidos com a utilização das Equações 5.2.5 e 5.2.6.

$TW_L - F_C$	$C_{E \rightarrow E} = 35.00 \text{ US\$/MWH}$			
0,30	0,40	0,50	0,70	1,00
91.98	122.64	153.30	214.62	306.60
TW_0	306.60			
$TW_L - F_C$	$C_{E \rightarrow E} = 40.00 \text{ US\$/MWH}$			
0,30	0,40	0,50	0,70	1,00
105.12	140.16	175.20	245.28	350.40
TW_0	350.40			

Tabela 5- Cálculo dos Custos das Perdas a Vazio e Sob Carga [US\$/kW].

Um outro ponto que deve ser levado em consideração é o valor do fator de diversidade, que para perdas em paralelo deve ser assumido como unitário. A diversidade depende do tipo de carga alimentada pelo sistema sob estudo, linha ou transformador. O valor do fator de diversidade assume pois, valores entre 0.1 e 1 e seu exato valor depende de uma melhor análise do comportamento instantâneo da carga.

A Tabela 6 mostra alguns resultados de custos de perdas obtidos com a utilização das Equações 5.2.1, 5.2.2, 5.2.3 e 5.2.7. Neste caso, foi assumido para as perdas em derivação uma diversidade unitária e para as perdas série uma diversidade de 0.2. A taxa de juros considerada foi de 8% ao ano. Nesse caso, o investimento deve ser amortizado em 20 anos. Segundo a Equação 5.2.7 vem:

$$k = \frac{8/100[1+8/100]^{20}}{[1+8/100]^{20} - 1} = 0.10185$$

$TW_L - F_C$	$C_{E \rightarrow E} = 35.00 \text{ US\$/MWH}$ $C_{E \rightarrow D} = 1400.00 \text{ US\$/kW}$			
0,30	0,40	0,50	0,70	1,00
120.50	151.16	181.82	243.14	335.12
TW_0	419.20			
$TW_L - F_C$	$C_{E \rightarrow E} = 40.00 \text{ US\$/MWH}$ $C_{E \rightarrow D} = 1400.00 \text{ US\$/kW}$			
0,30	0,40	0,50	0,70	1,00
133.64	168.68	203.72	273.80	378.92
TW_0	493.00			

Tabela 6- Cálculo dos Custos das Perdas a Vazio e Sob Carga [US\$/kW].

As tabelas, equações e as hipóteses acima devem ser utilizadas na ausência de dados reais tais como, o custo da energia – venda ou compra e expansão do fornecimento.

5.3. Análise de Sensibilidade

As análises econômicas devem contemplar verificações sensibilidade, pois variações de alguns parâmetros ao redor de uma média podem resultar em inversões de resultados. Variações em torno de 10% a 20% são consideradas como adequadas. A escolha de quais parâmetros devem ser analisados é em grande parte fruto da experiência prévia com análises similares. Os principais pontos a serem avaliados são os preços de compra e venda de energia e possíveis impactos de políticas governamentais, por exemplo, no preços dos combustíveis ou ainda, incentivos à fórmulas particulares de geração ou ainda economia de energia.

Quando os sistemas atingem elevado grau de complexidade ao invés

de uma análise de sensibilidade é usual trabalhar com o conceito de cenários possíveis, principalmente no diz respeito ao quesito mercado, que normalmente passa a ser considerado como dividido em pessimista, realizável e otimista.

Dados prévios e similaridade são de extrema importância nessas análises e devem ser sempre tomados como pontos de referência.

De modo complementar, é também usual trabalhar com conceitos de risco ao se considerar os valores de custos. Nesse estágio do problema o risco é definido com base em políticas empresariais e, portanto, não levam em conta os próprios impactos impostos pelo sistema.

6. BIBLIOGRAFIA

[1]- "ANÁLISE DE INVESTIMENTOS - A ECONOMIA DO SETOR ELETRO-ENERGÉTICO"; **Prof. Edson de Oliveira Pamplona.**

[2]- "ELECTRICITY DISTRIBUTION NETWORK DESIGN", E. Lakervi & E.J. Holmes; Peter Peregrinus Ltd. – London – 1989.



Capítulo 3

ESTUDOS SOBRE PERDAS E VIDA ÚTIL DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO.

1 - PERDAS ECONÔMICAS ORIUNDAS DA SOBRECARGA DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO.

1.1- INTRODUÇÃO

O estudo da eficiência de transformadores de distribuição, que tem sido amplamente difundido na Europa, é motivado pelas perdas de energia que, no sistema elétrico mundial como um todo, é da ordem de 1.279 TWh. Este valor varia para cada país entre 3,7% e 26,7% do consumo de energia e demonstra um grande potencial de melhoria tanto no aspecto técnico, quanto no econômico [1].

O potencial de economia de energia anual para uma planta com 2,5 milhões de transformadores de distribuição de 30 kVA, para uma determinada demanda, segundo os estudos em [2], é em torno de 502.750 MWh/ano para concessionárias resultando em uma economia de R\$ 46,95 milhões por ano. Em alguns países europeus, por exemplo, o potencial anual de economia de eletricidade em transformadores de distribuição, avaliado segundo PROPHET – Promotion Partnership for High Efficiency Transformers [3], é: em torno de 22 TWh para concessionárias além da não emissão de 9 Mt/ano de CO₂.

Estima-se que mais de 40% do total das perdas na rede de distribuição são atribuídas aos transformadores [4], cujas perdas geradas são as perdas em vazio e as perdas sob carga. É mostrado estudo comparativo das perdas com relação ao carregamento de acordo com a potência do transformador, através das Curvas de Eficiência. Dentro deste contexto, estas curvas apresentam o desempenho do

transformador em função das perdas relativas e da potência fornecida.

As curvas de eficiência dos transformadores quantificam seu nível de perdas em relação ao carregamento, ou seja, relaciona diretamente perdas totais com a carga. Definido o comportamento destes transformadores, a análise econômica verifica o impacto das perdas no custo operacional do transformador. A seguir, é apresentado um modelo na forma de equações de custos para executar esta análise.

1.2- PERDAS

A perda total relativa para um determinado patamar de carregamento é dada conforme (1.2.1).

$$W_{TR} = \frac{W_T}{P_F} \quad (1.2.1)$$

Onde:

W_{TR} é perda total relativa;
 W_T é perda total;
 P_F é a potência ativa fornecida.

A perda total pode ser obtida com (1.2.2).

$$W_T = W_0 + W_L \cdot (k)^2 \quad (1.2.2)$$

Onde:

W_0 são as perdas em vazio;
 W_L são as perdas em carga;
 k é o fator de carregamento, definido em (1.2.3).

$$k = \frac{P_F}{S_N} \quad (1.2.3)$$

Em que:
 P_F é a potência média fornecida;
 S_N é a potência nominal do transformador.

A potência ativa fornecida é obtida conforme (1.2.4).

$$P_F = k \cdot S_N \cdot \cos \varphi \quad (1.2.4)$$

Onde:

$$\cos \varphi = 0,92.$$

1.3 - CUSTOS

O custo total de um transformador de distribuição pode ser definido conforme (1.3.1).

$$C_{Total} = C_{aquisição} + C_{W0} + C_{WL} \quad (1.3.1)$$

Onde:

C_{Total} é o custo total do transformador em R\$;

$C_{aquisição}$ é o custo de aquisição do transformador em R\$;

C_{W0} é a perda em vazio capitalizada em R\$;

C_{WL} é a perda em carga capitalizada em R\$.

A distribuição dos custos ao longo do tempo apresenta ainda a vantagem de considerar o custo por unidade de tempo, de modo que uma vida útil maior implica na diminuição do custo anual. A amortização de um transformador, incluindo ou não o seu custo de instalação, é dada em (1.3.2).

$$C_{amortização} = C_{aquisição} \cdot \frac{(1+j)^{PV} \cdot j}{(1+j)^{PV} - 1} \quad (1.3.2)$$

Onde:

$C_{amortização}$ é o custo de amortização do transformador em R\$;

j é a taxa de juros anual;

PV é o período de vida do transformador em anos.

As perdas em vazio são contabilizadas no período de análise em (1.3.3).

$$C_{W0} = T_{W0} \cdot W_0 \cdot \frac{(1+j)^n - 1}{(1+j)^n \cdot j} \quad (1.3.3)$$

Onde:

n é o período de análise;

T_{W0} é a tarifa para as perdas em vazio;

A tarifa para as perdas em vazio é calculada conforme (1.3.4).

$$T_{W0} = 8,76 \cdot C_E \quad (1.3.4)$$

Onde:

C_E é o custo de compra de energia.

As perdas em carga são contabilizadas no período de análise de acordo com (1.3.5).

$$C_{WL} = T_{WL} \cdot W_L \cdot F_E \cdot \left(\frac{(1+j)^n - 1}{(1+j)^n \cdot j} \right) \quad (1.3.5)$$

Onde:

T_{WL} é a tarifa para as perdas em carga;

F_E é o fator de energia consumida.

O fator de energia consumida é obtido por (1.3.6). Este fator considera o carregamento no custo das perdas e assume um valor diferente de acordo com o nível de carga e pode juntamente com as curvas de permanência de carga definir o grau de sobrecarga dos transformadores.

$$F_E = \sum_{i=1}^{24} \left(\frac{S_i}{S_N} \right)^2 \quad (1.3.6)$$

Onde S_i é a potência fornecida no período de uma hora ao longo de um dia comum.

A tarifa para perdas em carga é fornecida por (1.3.7).

$$T_{WL} = 0,365 \cdot C_E \quad (1.3.7)$$

1.4 - CURVAS DE EFICIÊNCIA

As Figuras de 1 a 4 representam as curvas de eficiência em função da potência ativa fornecida. As curvas de eficiência são formadas a partir das curvas limites para vários transformadores classe 15 kV.

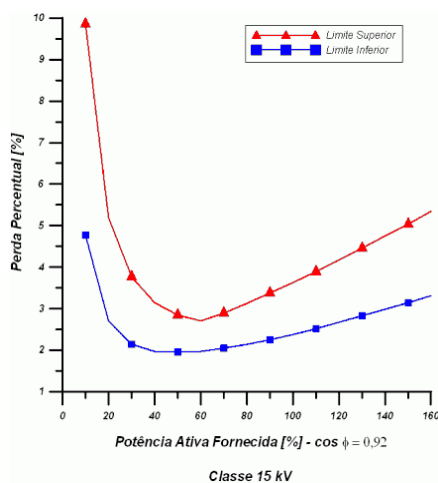


Figura 1 - Limite de perdas para os transformadores nacionais de 10 kVA

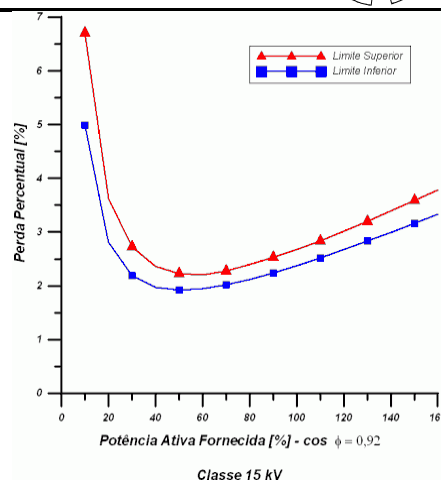


Figura 2 - Limite de perdas para os transformadores nacionais de 15 kVA

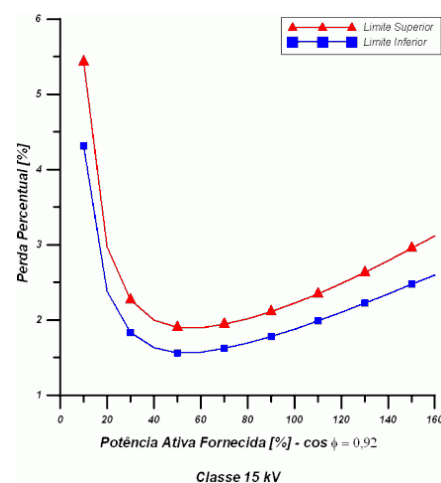


Figura 3 - Limite de perdas para os transformadores nacionais de 75 kVA

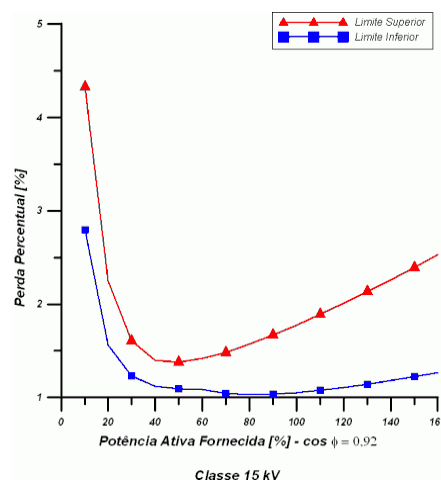


Figura 4 - Limite de perdas para os transformadores nacionais de 112,5 kVA

1.5 - ANÁLISES POR CONSUMIDOR

Com os dados das curvas de eficiência das Figuras 1 a 4 é possível realizar a análise da energia consumida por ano por unidade de transformador de distribuição, considerando características específicas de carregamento.

A análise considera a curva de carga média de consumidores residenciais, comerciais, industriais e rurais. Cada uma destas curvas de carga média foi normalizada para ser a referência de carregamento nominal. A partir desta curva normalizada é traçada uma curva de sobrecarga com valor máximo de 1,6 pu. A energia em MWh/ano consumida por cada transformador pode ser escrita conforme (1.5.0.1).

$$Energia = 352 \cdot W_L \cdot F_E + 8760 \cdot W_0 \quad (1.5.0.1)$$

1.5.1 - DEMANDAS: RESIDENCIAL, COMERCIAL, INDUSTRIAL E RURAL

Para a demanda residencial, Figura 5, e para a demanda comercial, Figura 6, e industrial Figura 7 tem-se uma análise com duas comparações de transformadores trifásicos. Foram realizadas comparações entre os transformadores de distribuição trifásicos de 75 e 112,5 kVA de acordo com a Tabelas 1.

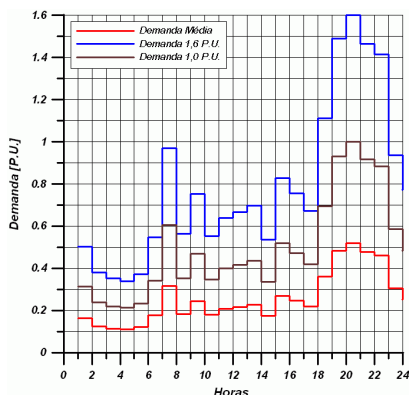


Figura 5 – Curva de Demanda Residencial

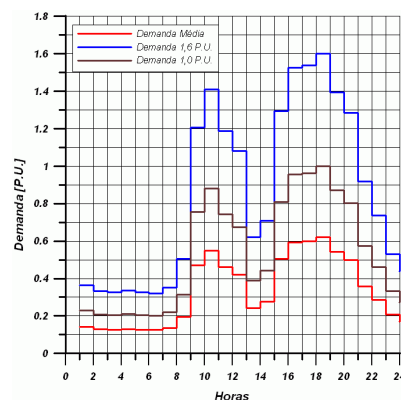


Figura 6 – Curva de Demanda Comercial

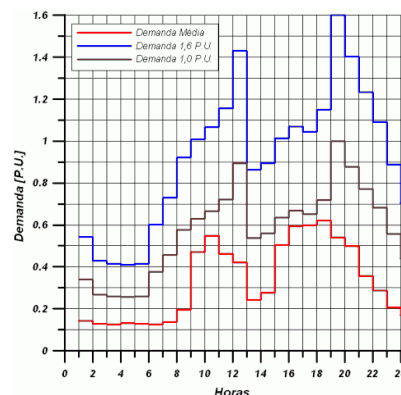


Figura 7 – Curva de Demanda Industrial

A Tabela 1 apresenta a comparação entre o transformador de 75 kVA operando sobrecarregado até ponto máximo de 1,6 p.u. com o transformador de 112,5 kVA operando com máximo carregamento de 1,0 p.u. As comparações realizadas consideraram um custo de energia de 100 US\$/MWh. A diferença entre as energias consumidas pelos transformadores que operam em sobrecarga e sob condições nominais é indicada na Tabela 1 como DeltaEnergia e a diferença entre estes custos por ano por unidade de transformador é indicada como DeltaCustoEnergia e o seu tempo de retorno de investimento em anos como pay-back.

Tabela 1 - Comparação entre os transformadores

Comparações	Residencial		Comercial		Industrial	
	75kVA 1,6p.u.	112,5kVA 1,0p.u.	75kVA 1,6p.u.	112,5kVA 1,0p.u.	75kVA 1,6p.u.	112,5kVA 1,0p.u.
Energia [MWh/ano]	10,09	5,48	11,80	6,59	12,03	6,68
DeltaEnergia [MWh/ano]	4,61		5,20		5,34	
DeltaCustoEnergia [US\$/ano]	461,29		520,49		534,98	
Pay-Back [anos]	4,5		3,4		3,2	

2 - ANÁLISE DE PERDA DE VIDA ÚTIL TÉCNICA E ECONÔMICA DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

A perda de vida útil técnica do transformador é determinada sob o ponto de vista do seu perfil térmico, que é consequência do carregamento imposto. A perda de vida útil econômica é calculada em função do fator de energia consumida, das taxas de juros aplicadas e do preço de compra, sendo analisado através do tempo de retorno do investimento.

A otimização da operação do transformador depende do objetivo do seu funcionamento. Se o objetivo é fornecer a máxima quantidade de energia possível sem pôr em risco a viabilidade econômica do investimento, o máximo carregamento do transformador não deve implicar na redução da sua vida útil técnica para

um valor inferior em relação ao seu tempo do retorno do investimento. Porém, se o objetivo é obter um benefício adicional, a vida útil técnica do equipamento deve ser superior em relação ao seu tempo do retorno do investimento.

2.1 PERFIS TÉRMICOS DOS TRANSFORMADORES

Os perfis térmicos dos transformadores são definidos através de equações diferenciais. A equação diferencial do topo do óleo [6] é definida conforme (2.1.1) e a equação diferencial do ponto mais quente do enrolamento [6] é definida conforme (2.1.2).

$$\theta_o = \int_0^{24} \left[\frac{1}{\tau_o} \left(\frac{I_{pu}^2 \times \beta_r + 1}{\beta_r + 1} \right) \times (\Delta\theta_{o-R})^{1/n_o} - (\theta_o - \theta_A)^{1/n_o} \right] dt \quad (2.1.1)$$

$$\theta_H = \int_0^{24} \left\{ \left[\frac{I_{pu}^2 \times \left(k_g + \frac{P_{EC-R}}{k_g} \right)}{1 + P_{EC-R}} \right] \times (\Delta\theta_{H-R})^{1/m_s} - (\theta_H - \theta_o)^{1/m_s} \right\} \times \frac{1}{\tau_H} dt \quad (2.1.2)$$

Onde:

τ_o , é a constante de tempo do topo do óleo

I_{pu} , é a corrente de carga em pu;

R_r , é a relação entre a perda em carga e a perda em vazio;

$\Delta\theta_{o-R}$, é a elevação de temperatura, em plena carga, do topo do óleo sobre o ambiente em °C;

θ_o , é a temperatura do topo do óleo em °C;

θ_A , é a temperatura ambiente em °C;

n_o , é um expoente que define a não linearidade devido às variações na elevação de temperatura do topo do óleo com as variações nas cargas.

k_θ , é o fator de correção devido às variações ocorridas na resistência com a variação na carga;

P_{EC-R} , é a perdapor corrente Foucault em plena carga em pu;

$\Delta\theta_{H-R}$, é a elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre o óleo, em plena carga em °C;

τ_H , é a constante de tempo do ponto mais quente em horas;

m_θ , é a exponencial usada para avaliar a variação de elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento com as variações na carga.

Aplicando uma carga constante de 1,0 pu ao longo de 24 horas tem-se o resultado da simulação na Figura 8 para a temperatura ambiente de 40 °C.

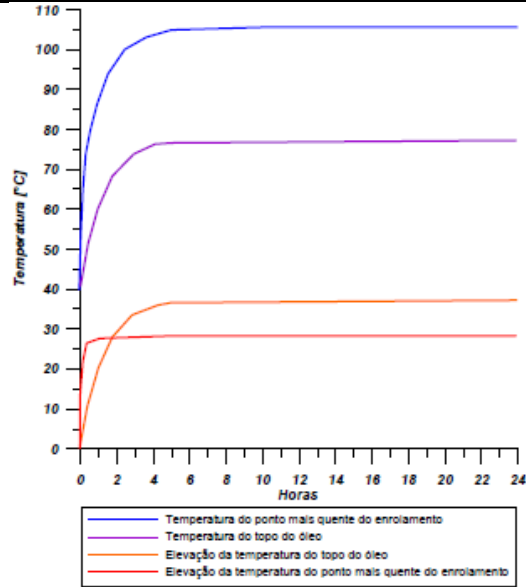


Figura 8 - Perfil térmico para temperatura ambiente de 40 °C

Observa-se que a temperatura do ponto mais quente do enrolamento não ultrapassa o limite máximo de 105°C. Aplicando o carregamento dinâmico da Figura 9 nas equações diferenciais tem-se o resultado na Figura 10 para a temperatura ambiente de 40 °C.

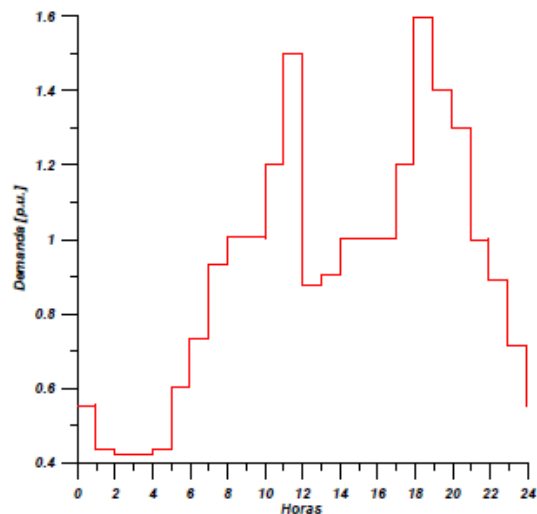


Figura 9 - Carregamento dinâmico aplicado ao modelo

Para a temperatura ambiente de 30 e 40°C, verifica-se que as temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento

ultrapassam os limites na NBR 5416/1997 [5] em relação aos patamares de cargas de 1,5 p.u. e 1,6 p.u., tornando a situação extremamente crítica. Em conclusão, o carregamento referente à Figura 9 ultrapassa a capacidade desse equipamento. Porém, ao trabalhar com o patamar de 1,2 pu, verifica-se que para temperatura ambiente de 30°C a temperatura do ponto mais quente do enrolamento encontra-se dentro do limite da norma. Para a temperatura ambiente de 40°C a temperatura do ponto mais quente ultrapassa 105°C. Dentro deste contexto, é possível avaliar a influência da temperatura ambiente no carregamento do transformador.

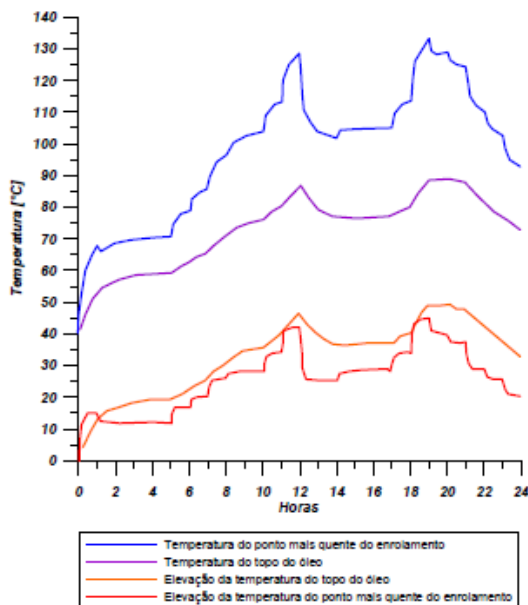


Figura 10 - Perfis térmicos para carregamento dinâmico

2.2 - PERFIS TÉRMICOS DO TRANSFORMADOR EM PATAMARES DE CARGA

A realização deste estudo utiliza as características do transformador segundo NBR 5416 [5] e as curvas de carga dos consumidores residenciais, rurais, comerciais e industriais. Os valores dos patamares K^2 para as

curvas de carga com pico de 1,2 pu podem ser observados na Figura 11 para consumidores residencial e rural e na Figura 12 para os consumidores comercial e industrial.

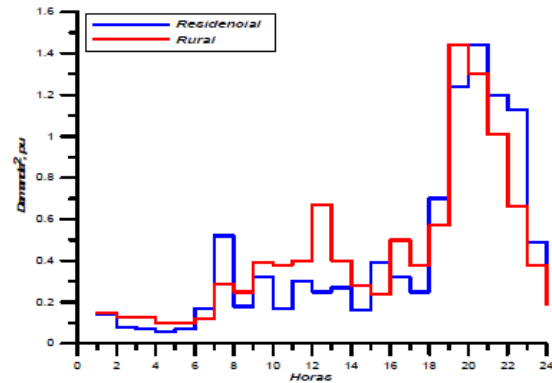


Figura 11 - Valores de K^2 para consumidores residenciais e rurais

A elevação de temperatura do topo do óleo com o patamar de carga se obtém através dos valores de K^2 na equação (2.2.1).

$$\Delta\theta_{OKPi} = \left[\frac{K_{Pi}^2 \times R_{CV} + 1}{R_{CV} + 1} \right]^{m_o} \times \Delta\theta_{OCN} \quad (2.2.1)$$

Onde:

$\Delta\theta_{OKPi}$, corresponde a variação da temperatura quando Pi é o último patamar de carga ou variação da temperatura quando o patamar de carga é o inicial em °C;

K_{LPi} , é a demanda de potência referente ao patamar Pi em pu;

R_{CV} , é a relação entre a perda em carga e a perda em vazio do transformador;

$\Delta\theta_{OCN}$, é a elevação de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente, em condição de carregamento normal, em °C;

Para o pico máximo de 1,0 pu a elevação de temperatura deste patamar não ultrapassa o valor máximo da NBR 5416[5], porém para os picos de 1,2 e 1,6 pu a elevação de temperatura é maior que o estabelecido.

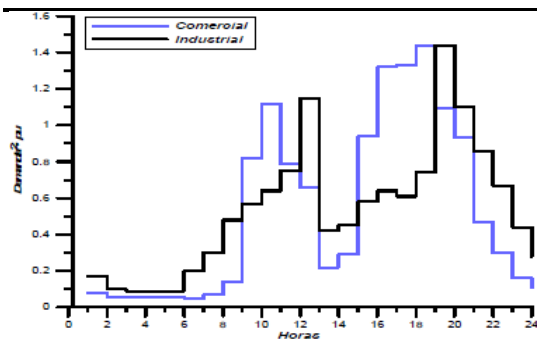


Figura 12 - Valores de k^2 para consumidores comerciais e industriais

Os 15°C acima do valor normal na referida norma em relação ao pico máximo de 1,2 pu pode ser compensada com as elevações de temperatura inferiores aos valores normais desta norma em relação aos patamares restantes conforme Figura 13 para consumidores residenciais e rurais e Figura 14 para consumidores comerciais e industriais.

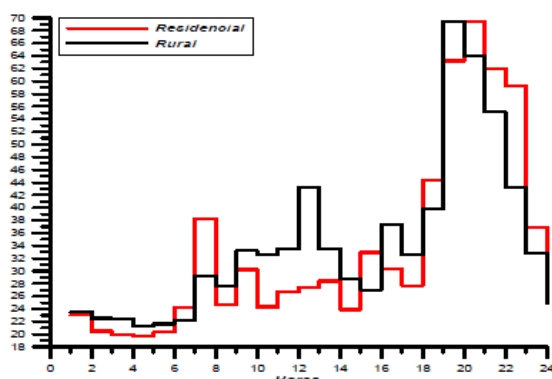


Figura 13 - Elevação de temperatura do topo do óleo para carregamento com pico de 1,2 pu

No caso do pico máximo de 1,6 pu, a elevação de temperatura neste ponto não pode ser compensada pelas elevações de temperatura inferiores dos patamares restantes ocasionando perda de vida útil total do equipamento conforme Figura 15 para consumidores residenciais e rurais e Figura 16 para consumidores comerciais e industriais. Observa-se que os patamares correspondentes aos picos mais

elevados possuem menores valores de constantes de tempo do topo do óleo, pois quanto maior for o carregamento imposto, menor é o tempo para que a elevação de temperatura do topo do óleo alcance determinado valor.

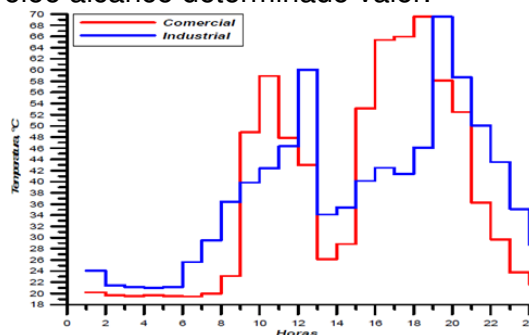


Figura 14 - Elevação de temperatura para o topo do óleo para carregamento com pico de 1,2 pu

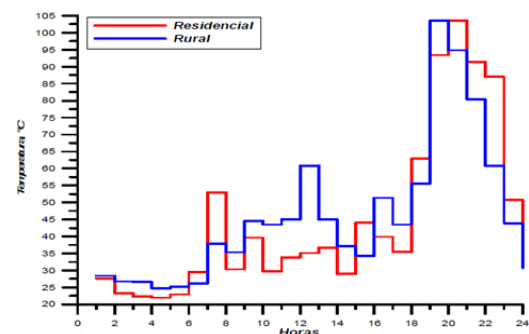


Figura 15 - Elevação de temperatura para o topo do óleo para carregamento com pico de 1,6 pu

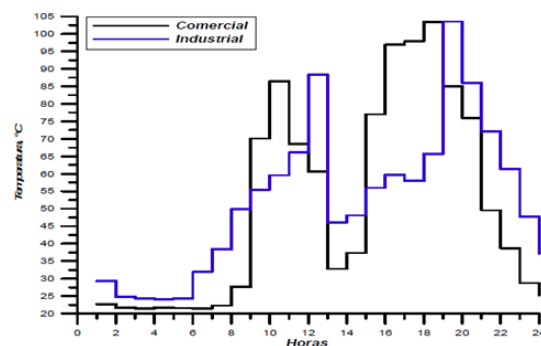


Figura 16 - Elevação de temperatura máxima do topo do óleo para carregamento com pico de 1,6 pu

A Figura 17 apresenta o comportamento da constante do topo do óleo para cada patamar da curva

diária com pico máximo de 1,6 pu para consumidores comerciais e industriais. Ao determinar a vida útil técnica total do equipamento, sabe-se que a elevação de temperatura do topo do óleo acima do valor normal pode ser ou não compensado com as elevações de temperaturas inferiores dos outros patamares em relação aos valores aceitáveis pela norma. A elevação da temperatura do ponto mais quente do enrolamento em relação ao carregamento pode ser definida em (2.2.2).

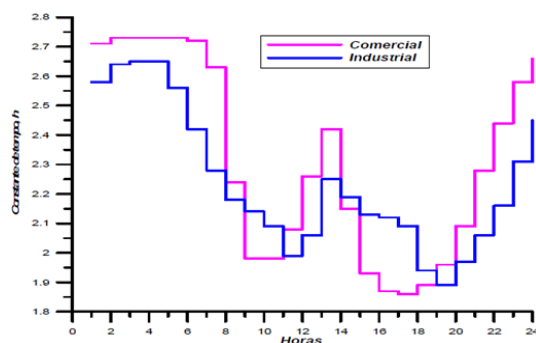


Figura 17 - Constante de tempo do topo do óleo para carregamento com pico de 1,6 pu em horas

$$\Delta\theta_{HKPI} = K_{LPI}^{2 \times m_s} \times \Delta\theta_{HCN} \quad (2.2.2)$$

Onde:

$\Delta\theta_{HKPI}$, corresponde a variação da temperatura quando P_i é o último patamar de carga ou variação da temperatura quando o patamar de carga é inicial em °C;

$\Delta\theta_{HCN}$, é a elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre a temperatura do topo do óleo, em condição de carregamento normal em °C.

A elevação da temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos no pico de máximo carregamento de 1,2 e 1,6 pu ultrapassa os valores aceitáveis por norma. Para o pico de carga máxima de 1,0 pu, a temperatura do ponto mais quente do enrolamento é

igual a 95°C, para o pico de 1,2 pu é igual a 110°C e para o pico de 1,6 pu é igual a 150°C. Portanto, o valor de 110°C em alguma situação pode ser compensada com a temperatura abaixo da nominal dos patamares restantes. A temperatura média diária do ponto mais quente do enrolamento é apresentada na Figura 18.

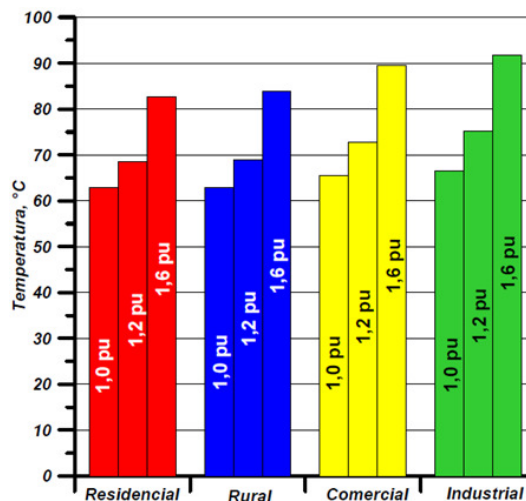


Figura 18 - Temperatura média diária do ponto mais quente dos enrolamentos

2.3 - PERDA DE VIDA ÚTIL TÉCNICA DO TRANSFORMADOR

A taxa de envelhecimento do transformador em relação aos patamares de carga é determinada aplicando a temperatura do ponto mais quente na Equação (2.3.1).

$$\Delta V(\%) = 100 \times 10^{\left[\frac{A+B}{(6H+273)} \right]} \times \Delta t \quad (2.3.1)$$

Onde:

Δt , É o intervalo de tempo de funcionamento do transformador em horas;

A , é igual a -14,133 para transformador de 55 °C e -13,391 para transformador de 65°C ;

B , é igual a 6972,15.

A taxa de envelhecimento em relação ao patamar correspondente ao pico máximo de carga é igual a aproximadamente 6 a 7 vezes maior que a média dos patamares restantes. A perda de vida útil de cada patamar em relação à perda de vida útil técnica total do equipamento pode ser determinada conforme (2.3.2).

$$P_{VPI} = \frac{365 \times \text{vida_útil}^2 \times \Delta V_{Pi}(\%)}{100} \quad (2.3.2)$$

Onde:
 $\Delta V_{Pi}(\%)$, é a taxa de envelhecimento do transformador para cada patamar de carga i .

As Figuras 19 a 24 apresentam a perda de vida útil do transformador, considerando a temperatura ambiente de 30°C para consumidores residencial, rural, comercial e industrial.

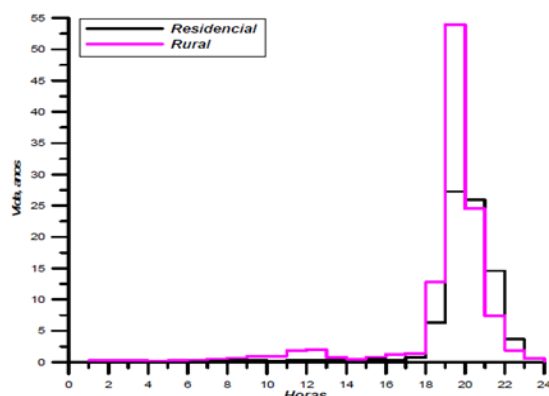


Figura 19 - Perda de vida útil com ambiente a 30 °C e carregamento com pico de 1,0 pu.

Para os consumidores residenciais e rurais com pico máximo de 1,0 pu, a perda de vida útil é igual a 55 anos. Isto ocorre devido o transformador operar em plena carga somente em uma hora diária. Para as curvas de carga com pico máximo de 1,2 pu, a vida útil referente a este pico é aproximadamente 5 vezes menor em relação à carga de 1,0 pu. Comparando

com as curvas com pico máximo de 1,6 pu, a vida útil total deste transformador pode ser considerada nula, com a vida útil correspondente a este patamar de 0,36 anos.

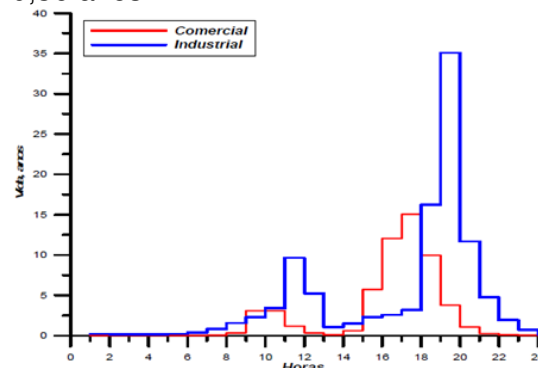


Figura 20 - Perda de vida útil com ambiente a 30 °C e carregamento com pico de 1,0 pu.

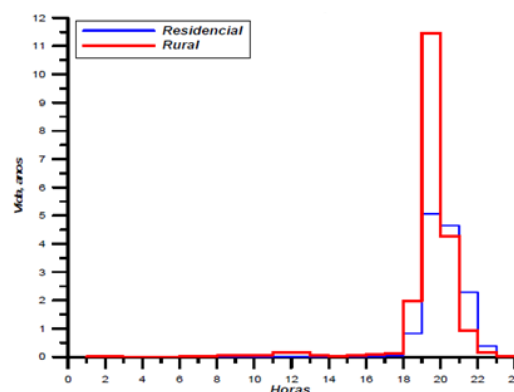


Figura 21 - Perda de vida útil com ambiente a 30 °C e carregamento com pico de 1,2 pu.

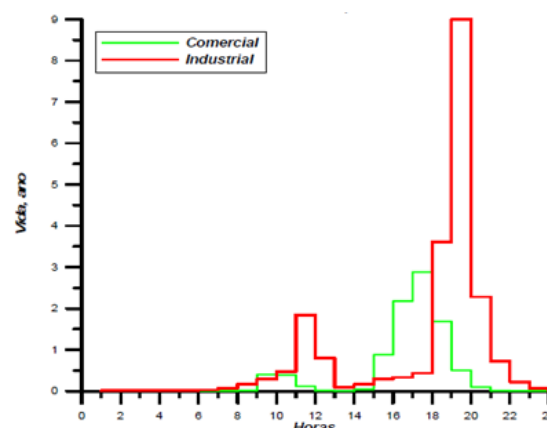


Figura 22 - Perda de vida útil com ambiente a 30 °C e carregamento com pico de 1,2 pu.

A vida útil técnica total do transformador obtida, somando as vidas úteis dos patamares, é mostrada na Figura 25. Observa-se que a vida útil técnica total do equipamento em relação a cargas com pico máximo de 1,0 pu é elevada. O importante é salientar que o valor da temperatura do ponto mais quente acima do valor normalizado em relação ao pico de carga de 1,2 pu, para os consumidores rurais e comerciais, é compensado pelos valores inferiores da temperatura do ponto mais quente dos outros patamares. Isto porque, as vidas úteis técnicas totais em relação a estes consumidores são aproximadamente iguais à vida útil estimada nas normas internacionais, ou seja, 20 anos.

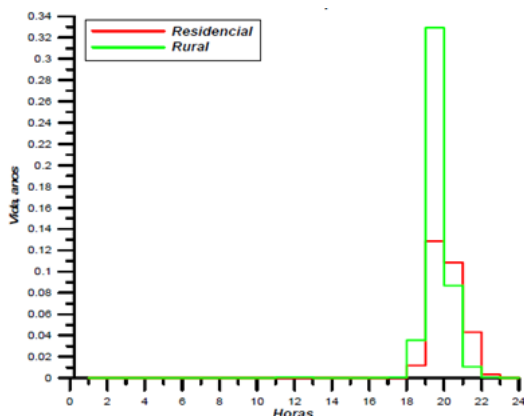


Figura 23 - Perda de vida útil com ambiente a 30 °C e carregamento com pico de 1,6 pu.

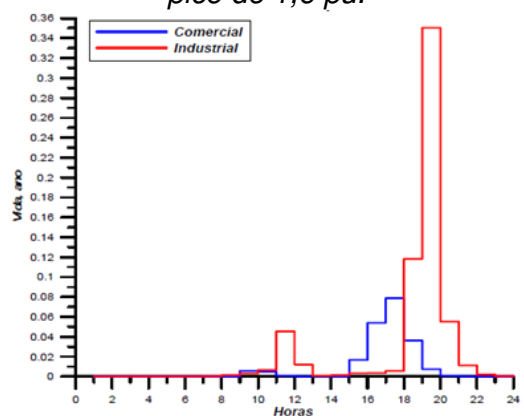


Figura 24 - Perda de vida útil com ambiente a 30 °C e carregamento com pico de 1,6 pu.

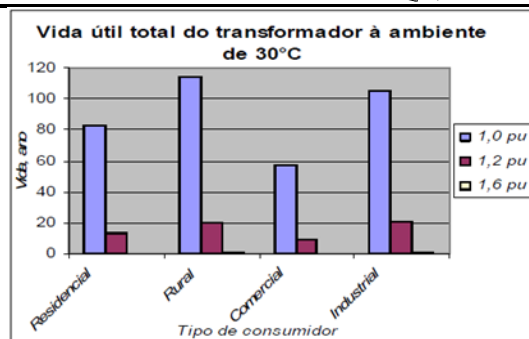


Figura 25 - Vida útil total do transformador com ambiente de 30 °C

2.4 - PERDA DE VIDA ÚTIL ECONÔMICA DO TRANSFORMADOR

Para a determinação da viabilidade econômica de um investimento, determina-se o fator de energia consumida dos transformadores de 10, 15 e 25 kVA em um dia típico tomando como base a potência do transformador de 15 kVA conforme (2.4.1).

$$FE = \sum_{i=1}^{m_d} \left(\frac{S_{\Delta t_i}}{S_N} \right)^2 \times \Delta t_i \quad (2.4.1)$$

Quanto maior o fator de energia consumida, menor é a capacidade do transformador. Quando a carga é variável, se o fator de energia consumida, for igual a 24 horas, deve-se analisar o perfil térmico de cada patamar, pois há o caso em que a temperatura do ponto mais quente de um patamar é extremamente elevada e pode ocasionar avarias ao equipamento. Os benefícios adicionais econômicos dos transformadores em anos de exploração são obtidos aplicando a vida útil técnica total e o tempo de retorno do investimento do transformador substituído. Os resultados do benefício podem ser observados na Tabela 2 para as curvas de carga de 1,2 pu.

Tabela 1 - Benefício da substituição do transformador, pico de 1,2 pu.

<i>Transformador kVA</i>	<i>Residencial</i>		<i>Rural</i>		<i>Comercial</i>		<i>Industrial</i>	
	<i>Juros</i>		<i>Juros</i>		<i>Juros</i>		<i>Juros</i>	
	<i>3%</i>	<i>13%</i>	<i>3%</i>	<i>13%</i>	<i>3%</i>	<i>13%</i>	<i>3%</i>	<i>13%</i>
<i>Traf10 -Traf15</i>	<i>a)</i>	<i>a)</i>	<i>a)</i>	<i>a)</i>	<i>a)</i>	<i>a)</i>	<i>a)</i>	<i>a)</i>
<i>Traf10 -Traf25</i>	<i>a)</i>	<i>a)</i>	<i>a)</i>	<i>a)</i>	<i>a)</i>	<i>a)</i>	<i>a)</i>	<i>a)</i>
<i>Traf15 -Traf25</i>	<i>6,0</i>	<i>-3,2</i>	<i>12,6</i>	<i>5,7</i>	<i>5,0</i>	<i>3,3</i>	<i>16,0</i>	<i>14,5</i>

a) Capacidade do transformador de 10 kVA é inadequada a este carregamento

O sinal negativo na Tabela 2 indica que não houve benefício adicional. Para a curva de carga com pico de 1,0 pu, somente o consumidor industrial implica em benefício adicional devido ao maior fator de energia consumida. A substituição do transformador de 15 pelo de 25 kVA, para a curva de carga de 1,0 pu, não é rentável, pois os tempos de retorno de investimento são superiores a 20 anos. Com o aumento do carregamento, para a curva de carga com pico máximo de 1,2 pu, verifica-se que houve melhoria na rentabilidade econômica do investimento. Com exceção do consumidor residencial para taxa de juros de 13%, verifica-se que tem-se os benefícios adicionais econômicos em anos de exploração.

A vida útil econômica de um transformador depende da vida útil técnica do equipamento que, por sua vez, depende do carregamento

imposto, da sua capacidade, da temperatura ambiente e da sua eficiência. Nem sempre o maior fator de energia consumida implica na maior perda de vida útil técnica do equipamento. A perda de vida útil do transformador aumenta mais com a sobrecarga do que com o maior fator de energia consumida. Para as curvas de cargas com pico máximo de 1,2 pu durante uma hora, a perda de vida útil técnica do equipamento ocorre aproximadamente de acordo com o valor estimado. Isto se deve ao ritmo de vida acima do normal causado por este pico de carga, que pode ser compensado com o menor ritmo de perda de vida dos demais patamares. Portanto, enquanto a sobrecarga aumenta o ritmo de perda de vida técnica, o aumento do fator de energia consumida pode melhorar a vida útil econômica.

3 - EFEITO DO DESBALANÇO DE CARGA NAS PERDAS TÉCNICAS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

3.1 - INTRODUÇÃO

No sistema de distribuição, a carga é analisada e tratada considerando-a equilibrada. Modelos unifilares para a análise do sistema partem da premissa do equilíbrio da carga em todas as fases do sistema. Considerar o sistema equilibrado em uma análise abrangente, ou seja, macroscópica, é correto, pois mesmo que existam cargas desequilibradas, ao se somarem em um determinado alimentador estas geram um resultado cada vez mais equilibrado na direção da subestação [13].

Apesar da validade da análise unifilar, esta não apresenta um resultado preciso em um cálculo das perdas em carga de um transformador na presença de desequilíbrio de carga. Isto se deve ao comportamento não linear das perdas com relação à carga. Com isto, ao se dividir igualmente a carga entre as fases a perda em carga obtida será diferente da real. Portanto, as perdas destes equipamentos em um sistema de distribuição necessitam de uma análise mais individualizada de cada equipamento considerando seu desequilíbrio, caso este exista.

3.2 – CARREGAMENTO

A carga total para um transformador em um sistema de distribuição é composta de cargas trifásicas e monofásicas. Cargas trifásicas, usualmente motores, costumam ser balanceadas tendo assim um efeito bem definido sobre as perdas dos transformadores que as alimentam. Desta forma, o desbalanceamento da carga se deve, principalmente, à presença de cargas

monofásicas com potências e comportamentos diferentes. Transformadores utilizados em áreas residenciais e comerciais onde predominantemente são utilizados equipamentos monofásicos têm grandes chances de sofrerem um carregamento desbalanceado durante toda sua operação. O carregamento desbalanceado se deve ao acionamento destas cargas com potências e duração variadas de forma desordenada. A coordenação do acionamento deste tipo de carga é algo impraticável fazendo com que o desbalanceamento seja inevitável nestas condições. Para calcular as perdas tanto do sistema como um todo quanto de um equipamento em específico é necessário que o carregamento do mesmo seja conhecido.

3.3 - LEVANTAMENTO ESTATÍSTICO

Uma das maneiras de se obter um modelo de carga confiável é através da realização de um levantamento estatístico do mesmo. Para tal é necessária a realização de medições para que se possa construir o modelo de carga.

3.3.1 - POPULAÇÃO ANALISADA

Foram escolhidos os transformadores de potências de 30, 45 e 75 kVA para o trabalho apresentado neste artigo por serem as potências de transformadores trifásicos mais comuns em um sistema de distribuição.

Estes são transformadores usualmente utilizados no perímetro urbano como mostra a figura 26 e estão sujeitos à ocorrência do desbalanço de carga.

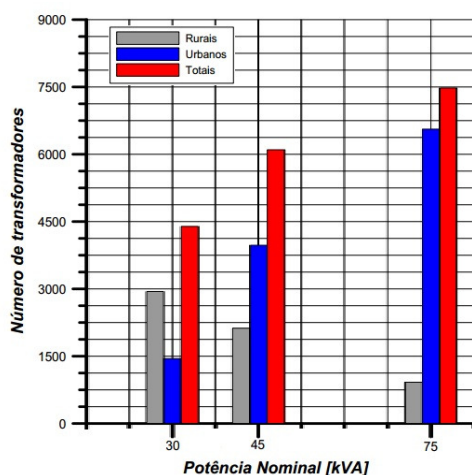


Figura 26 – População de transformadores analisados.

Por serem os transformadores mais comuns em um sistema de

distribuição o resultado obtido através da análise destes pode ser expandido para toda a concessionária. Porém, para uma maior precisão é desejável que as potências superiores também sejam analisadas.

Para tanto, levantou-se o perfil dos consumidores ligados a toda população de transformadores destas três potências sendo apresentado na figura 27. Tomando-se como base este levantamento pode-se ter uma idéia da possível ocorrência do desbalanceamento da carga em cada potência.

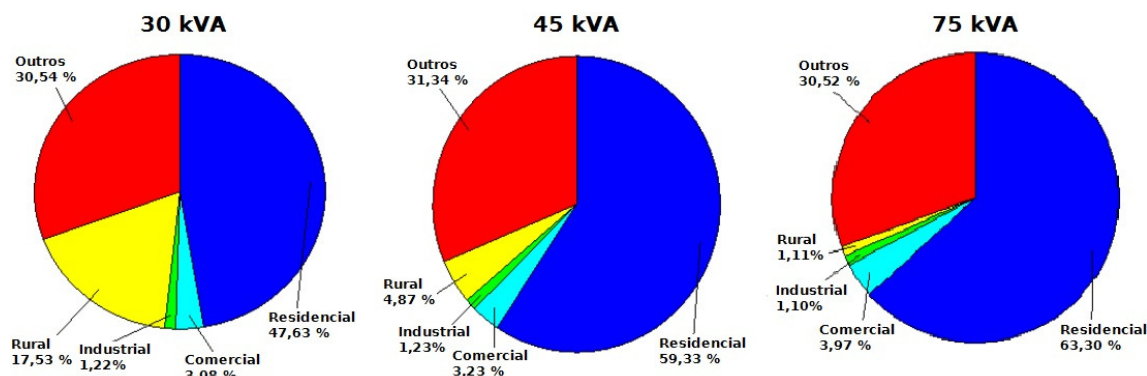


Figura 27 – Distribuição percentual de consumidores para as potências analisadas.

Como mostra a figura 27, um grande percentual dos consumidores ligados a estes transformadores são classificados como consumidores residenciais. Este tipo de consumidor é o que apresenta o maior volume de cargas monofásicas ligadas em seu interior, o que pode levar ao aparecimento do desbalanço da carga do transformador que as alimenta.

população e a amostra podem ser vistos na Tabela 3.

Tabela 3 – Amostragem para medição.

Potência (kVA)	População	Amostras Utilizadas
30	4300	40
45	5900	42
75	7400	44

3.3.2 - MEDIÇÕES

Para a escolha do tamanho da amostra foi utilizada a tabela 3 do anexo IV do Manual de Fiscalização da Distribuição da ANEEL [14]. A

A partir da quantidade de amostras utilizadas é possível obter um desvio em relação à média da ordem de aproximadamente 15% de acordo com o manual da ANEEL. A medição de cada amostra foi realizada durante 7

dias com intervalo de registros de 5 minutos para a obtenção da curva de carga de cada dia da semana. O motivo para o qual foi feita a escolha de se medir por 7 dias se deve a possíveis mudanças na carga que podem ocorrer de um dia para o outro em um transformador.

3.4 - PERDAS EM CARGA

De posse dos dados de medições das amostras foram calculadas as perdas por fase de cada transformador através de (3.4.1).

$$W_{cc} = \left(\frac{S}{S_N}\right)^2 W_{ccN} \quad (3.4.1)$$

Onde, W_{cc} é a perda em carga no intervalo, S a potência no intervalo, S_N a potência nominal e W_{ccN} a perda em carga nominal, sendo todos os dados referentes a valores por fase.

Assim, foram calculadas as perdas em carga por fase de cada amostra e, por conseguinte, a perda total de energia de cada transformador no período. A perda total de energia no período foi considerada constante e representativa do comportamento de cada amostra sendo extrapolada para seu valor anual. Este processo foi aplicado para as medições reais com a

presença do desbalanço de carga e para a situação hipotética de que o desbalanço não estivesse presente e utilizando tanto os valores de perdas nominais da ABNT NBR 5440 de 1999 quanto para os valores da ABNT NBR 5440 de 2011. Porém o resultado obtido pela utilização da ABNT NBR 5440 de 1999 é mais importante devido ao fato da maior parte dos transformadores existentes nos atuais sistemas de distribuição possuírem perdas regidas pela ABNT NBR 5440 de 1999 ou anterior, isto devido ao pequeno período de vigência da ABNT NBR 5440 de 2011.

3.4.1 - ANÁLISE ESTATÍSTICA

Após a finalização dos cálculos, os valores de perdas anuais de cada amostra foram utilizados para obter um valor mais provável da perda anual na presença e ausência de desbalanço de carga. Isto foi feito através de análise estatística dos dados, inicialmente, para saber se estes obedeciam ou poderiam ser representados por uma distribuição normal de dados. Tal análise mostrou que nenhuma das potências apresentava um comportamento similar à distribuição normal, assim não é possível adotar a média dos resultados como valor mais provável.

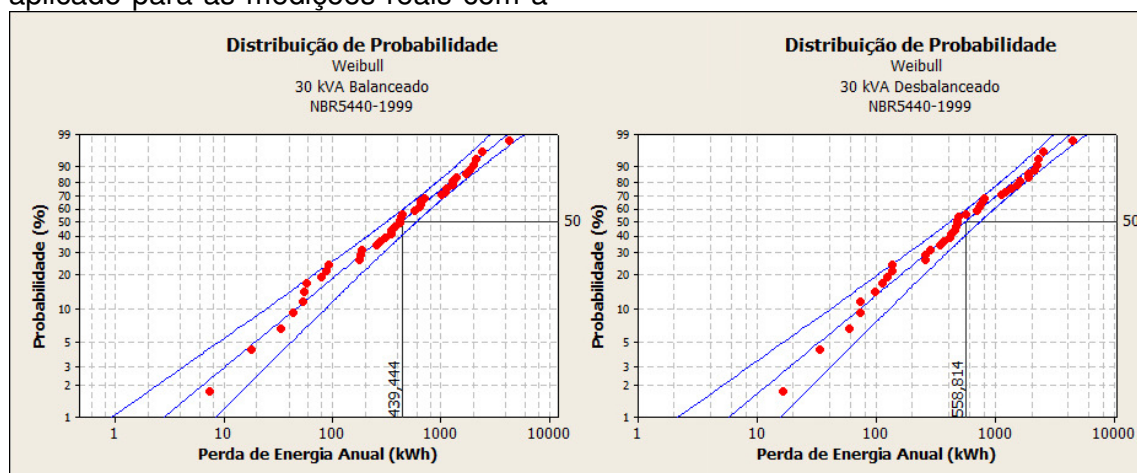


Figura 28 – Melhores distribuições para 30 KVA balanceados e desbalanceados NBR5440 de 1999.

Foi realizada então uma busca pela distribuição em que os dados mais se assemelhassem através do teste de Anderson–Darling. Foram analisadas oito distribuições: Lognormal, Gamma, Exponencial, Menor Valor Extremo, Maior Valor Extremo, Weibull, Logistic e Loglogistic.

Para as amostras de 30 kVA, a distribuição Weibull foi a escolhida por melhor representar a amostra pelo critério de Anderson–Darling. Isto ocorreu tanto para o caso balanceado quanto para o desbalanceado.

A figura 28 apresenta o resultado para a potência de 30 kVA. Nesta figura é possível observar os valores mais prováveis de perda de energia anual em kWh para o caso balanceado, 439,44 kWh, e para o caso desbalanceado, 558,81 kWh. Assim, o erro causado ao se considerar os transformadores de distribuição de 30 kVA como tendo carregamentos equilibrados para a população analisada é de 119,37 kWh anuais por transformador.

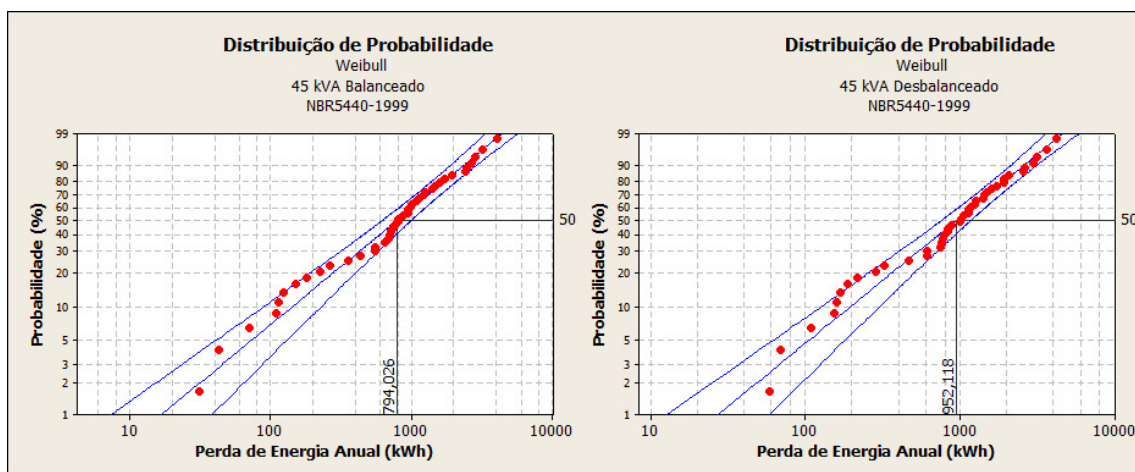


Figura 29 – Melhores distribuições para 45 KVA balanceados e desbalanceados NBR5440 de 1999.

Para as amostras de 45 kVA, a distribuição Weibull foi a escolhida por melhor representar a amostra pelo critério de Anderson–Darling. Isto ocorreu tanto para o caso balanceado quanto para o desbalanceado.

A figura 29 apresenta o resultado para a potência de 45 kVA. Nesta figura é possível observar os valores mais prováveis de perda de energia anual em kWh para o caso balanceado, 794,03 kWh, e para o caso desbalanceado, 952,12 kWh. Assim, o erro causado ao se considerar os

transformadores de distribuição de 45 kVA como tendo carregamentos equilibrados para a população analisada é de 158,09 kWh anuais por transformador.

Já para as amostras de 75 kVA, a distribuição Gamma foi a escolhida por melhor representar a amostra pelo critério de Anderson–Darling no qual esta distribuição teve um resultado pouco melhor que a distribuição Weibull, escolhida nos casos anteriores. Isto ocorreu tanto para o caso

balanceado quanto para o desbalanceado.

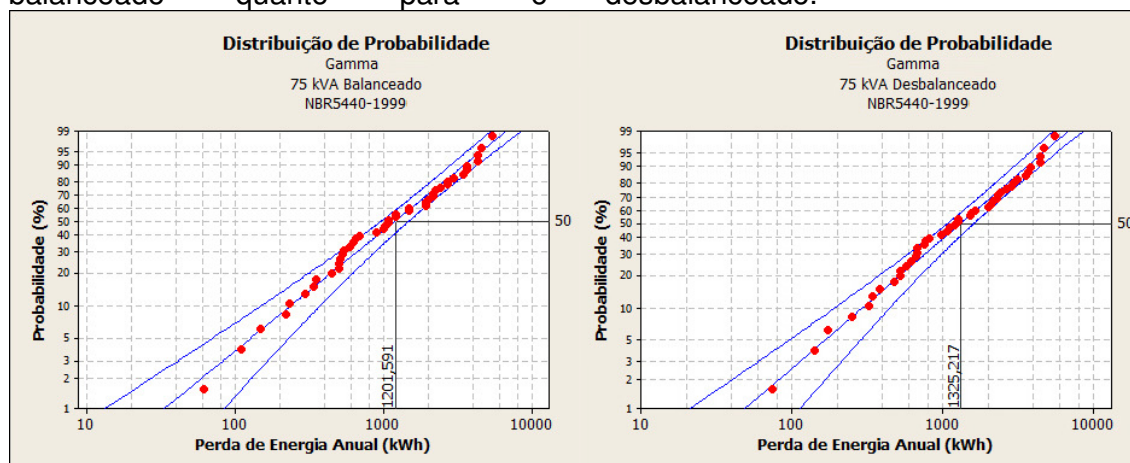


Figura 30 – Melhores distribuições para 75 KVA balanceados e desbalanceados NBR5440 de 1999.

A figura 30 por sua vez apresenta o resultado para a potência de 75 kVA. Nesta figura é possível observar os valores mais prováveis de perda de energia anual em kWh para o caso balanceado, 1201,59 kWh, e para o caso desbalanceado, 1325,22 kWh. Assim, o erro causado ao se considerar os transformadores de distribuição de 75 kVA como tendo carregamentos equilibrados para a população analisada é de 123,63 kWh anuais por transformador.

3.4.2 - IMPACTO FINANCEIRO

A diferença entre as perdas na presença de desbalanço de carga e na situação de equilíbrio pode ser pequena

para um único transformador, mas quando este resultado é aplicado a todo um sistema de distribuição esta diferença torna-se significativa. O sistema analisado é composto por 17600 transformadores, sendo que todos foram assumidos como alimentando, ou não, cargas desequilibradas. Estes transformadores se dividem entre as potências de 30, 45 e 75 kVA como mostrado na tabela 4.

Existem outros níveis de potência no sistema estudado, porém estes foram desprezados por não serem tão comuns quanto as potências propostas e por uma questão de redução de gastos com a medição.

Tabela 4 – Perdas anuais do sistema

kVA	Perdas Anuais Unitárias (kWh)		População	Perdas Anuais do Sistema (MWh)		Diferença Sistema (%)
	Balanceado	Desbalanceado		Balanceado	Desbalanceado	
30	439,4	558,8	4300	1890	2403	27,2%
45	794,0	952,1	5900	4685	5617	19,9%
75	1201,6	1325,2	7400	8892	9807	10,3%

Em termos percentuais existe um acréscimo de 27,2% nas perdas para os transformadores de 30 kVA, de 19,9% para 45 kVA e 10,3% para 75

KVA. Assim, considerar a carga de transformadores equilibrada para se calcular as perdas em um sistema de



distribuição pode trazer um erro significativo ao resultado.

Por fim, na população de transformadores de 30, 45 e 75 kVA tem-se o acréscimo médio anual no custo das perdas apresentado na tabela 5. Desta maneira o sistema perde R\$ 271.499,61 anualmente devido ao desbalanço da carga dos transformadores analisados. Para uma concessionária com um número mais significativo de transformadores o custo do desbalanço pode se tornar cada vez mais importante.

Tabela 5 – Impacto financeiro do desbalanço.

Potência (kVA)	Diferença das Perdas do Sistema (MWh)	Custo Anual da Diferença
30	513,3	R\$59.028,46
45	932,7	R\$107.265,42
75	914,8	R\$105.205,73
	Total	R\$271.499,61

3.4.3 - REDUÇÃO DAS PERDAS COM A ABNT NBR 5440 DE 2011

O mesmo estudo apresentado até o momento foi feito utilizando-se os valores de perdas da ABNT NBR 5440 de 1999. A tabela 6 apresenta a redução no custo do desequilíbrio com a adoção da ABNT NBR 5440 de 2011 para o caso em que toda a população de transformadores analisados respeite as perdas impostas pela nova norma. Com isso, percebe-se que a adoção da nova NBR 5440 trará uma redução de 5,47% no acréscimo de custo devido ao desbalanço.

Tabela 6 – Impacto financeiro do desbalanço.

kVA	Custo Anual (R\$)		Delta (%)
	1999	2011	
30	59.028,46	55.438,89	6,08%

45	107.265,42	101.365,86	5,50%
75	105.205,73	99.837,62	5,10%
Total	271.499,61	256.642,37	5,47%

Transformadores em um sistema de distribuição alimentando cargas monofásicas terão grandes chances de sofrerem com o desequilíbrio da carga. Este desbalanço afetará sua perda em carga de forma significativa quando se comparado ao caso ideal de equilíbrio. O desbalanço da carga de um transformador necessita de estudos mais aprofundados para que se possa ter um melhor controle. Devido ao acréscimo de perdas causado pelo desequilíbrio, este deve ser evitado pela concessionária e se possível corrigido. A busca da eficiência de um sistema de distribuição certamente passará pelo combate ao desequilíbrio.

Para se ter uma idéia melhor da perda em um sistema é necessário inicialmente um estudo mais detalhado de forma microscópica. Devem-se analisar os equipamentos de forma individual para que se possa expandir o resultado obtido para o sistema como um todo e diminuir assim os possíveis erros existentes em uma análise macroscópica.

4 - BIBLIOGRAFIA

- [1] B. P. Cardoso. "Eficiência de Transformadores de Distribuição". Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá, Setembro/2005.
- [2] A. F. Picanço. "Avaliação Econômica de Transformadores de Distribuição com Base no Carregamento e Eficiência Energética". Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá, Abril/2006.
- [3] Leonardo Energy. "Global Energy Savings Potencial from High Efficiency Distribution".

- Transformers". European Copper Institute, October/2004.
- [4] EUROPEAN COPPER INSTITUTE. "The Scope for Energy Saving in the EU through the use of energy-efficient electricity distribution transformers". European Communities/1999.
- [5] Norma Brasileira NBR 5416 – "Aplicação de cargas em transformadores de potência – Procedimento", ABNT, 1997.
- [6] Elmoudi, A., Lehtonen, M., Nordman, Hasse. "Thermal Model for Power Transformers Dynamic Loading", Conference Record of the 2006 IEEE, Symposium on Electrical Insulation.
- [7] IEEE Transaction on Power Electronics, vol. 13, No. 4, July 1998 "Optimized Transform Design, Inclusive of High Frequency effects"
- [8] IEEE Std C57.110 "IEEE Recommended Practice for Establishing Transformer Capability when Supplying Non sinusoidal Load Currents"
- [9] IEEE Std C57.12.80. "IEEE Standard Terminology for Power and Distribution –Transformers" 2002
- [10] IEEE Transaction on power electronic, vol. 11, No. 1, January 1996 "Evaluating Harmonic – Induced Transformer Heating"
- [11] Norma Brasileira, NBR 5380 "Elevação de temperatura do topo do óleo do transformador de potência".
- [12] ANSI / IEEE C57.91-1981- American National Standard.- "guide for loading mineral – oil – immersed overhead and pad-mounted distribution Transformers, rated 500 kVA and less with 65 °C 55 °C average winding rise"
- [13] M. Chindriș, A. Cziker, Anca Miron, H.Bălan e A. Sudria, "Propagation of Unbalance in Electric Power Systems", IEEE, 9th International Conference. Electrical Power Quality and Utilisation. Barcelona, Outubro, 2007.
- [14] ANEEL, "Manual de Fiscalização da Distribuição", Agência Nacional de Energia Elétrica, 2003, http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Manual_da_Distribuicao.pdf.
- [15] Norma Brasileira NBR 5440 – "Transformadores para redes aéreas de distribuição – Padronização", ABNT, 1999.
- [16] Norma Brasileira NBR 5440 – "Transformadores para redes aéreas de distribuição – Padronização", ABNT, 2011.