

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ZULEIKA WICHROWSKI BITTENCOURT GAUTERIO

**IMPACTO DO GERENCIAMENTO PELO LADO DA
DEMANDA EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

Porto Alegre

2006

ZULEIKA WICHROWSKI BITTENCOURT GAUTERIO

IMPACTO DO GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre, pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.

Orientador: Prof. Dr. José Wagner Maciel
Kaehler

Co-Orientador: Prof. Dr. Guilherme Alfredo
Dentzien Dias

Porto Alegre

2006

Para minhas filhas Mariana, Joseane e Laura, por serem minhas.

A minha fé, que me fez acreditar ainda ser tempo de sonhar e de ser feliz.

Para meus pais Roma (in memoriam) e Antonio, pela vida, amor e dedicação.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos que contribuíram com seu apoio, incentivo e amizade para que eu pudesse aqui estar nesse exato momento, defendendo o título de Mestre em Engenharia. Gostaria, no entanto, de fazer um agradecimento especial para:

Meu orientador Doutor José Wagner Maciel Kaehler, que acreditou em meu potencial, no momento em que eu mais precisava desta motivação para redirecionar minha vida pessoal, me oportunizando este mestrado. Agradeço a amizade, os ensinamentos, às sugestões recebidas, o acompanhamento diário da evolução de minhas idéias e do meu aprendizado.

Meu co-orientador Doutor Guilherme Alfredo Dentzien Dias pelos ensinamentos valiosos, pelas sugestões e pela boa acolhida sempre que precisei de sua ajuda.

A PUC e a AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia pela oportunidade e pela concessão da bolsa de mestrado.

Meus professores do Curso de Mestrado, pelo aprimoramento de minha capacitação profissional.

O Engenheiro Arno Fehlberg pelos ensinamentos sobre o sistema fechado de preservação do óleo isolante e pelo excelente material bibliográfico que me disponibilizou.

O Físico Elízio Barboza pelo constante incentivo e pelo suporte matemático necessário para a validação da metodologia desenvolvida neste estudo.

O Engenheiro José Maria Barros que além de fornecer com eficiência e rapidez os dados necessários para este estudo, como funcionário da AES Sul, me repassou seus conhecimentos e informações sobre os transformadores da fronteira.

O Engenheiro Marcos Túlio Décimo Martins, especialista em transformadores, que pelas suas informações proporcionou o embasamento de meus conhecimentos possibilitando um aprimoramento no conteúdo e nas recomendações desta dissertação.

Meus colegas, do Grupo de Pesquisa em Gestão de Energia, que sempre solícitos me auxiliavam quando julgava ser a tarefa complexa demais, além de fazerem com que, desde os primeiros momentos, me sentisse parte integrante da equipe, todos aqui representados através do meu agradecimento especial aos Mestres Adriano Gabiatti e Cícero Zanoni.

A arquiteta Marta Garcia Baltar, colega mestranda, que adotei como minha filha e que pelos seus conselhos e sugestões inúmeras vezes este papel se inverteu.

Meus colegas do Curso de Mestrado, sempre atenciosos e prestativos, especialmente ao Fabiano Adegas, Daniel Gazzana e Juliana Hernandez.

A aluna de graduação Cristina Ferreira Hasler pelo coleguismo e aprendizado sobre transformadores, que também foi o enfoque do seu trabalho de conclusão.

O aluno de conclusão Moisés Godinho que, pela troca de artigos e informações, me motivou ao aprimoramento de meus conhecimentos.

As secretárias do Departamento de Pós-Graduação e do Departamento de Engenharia Elétrica, sempre amigas solidárias, eficientes e prestativas.

Kimberley Graham, estudante da Universidade de Melbourne que com seu entusiasmo contagiante me cativou.

Talita da Luz Coitinho, amiga de todas as horas e grande incentivadora, junto com os seus familiares, do meu reingresso no meio universitário.

Áurea Padoim, por vibrar sempre com minhas conquistas, pela amizade e carinho de toda a sua família.

Lilian Bercht, especial amiga, que ao me aconselhar procurar o professor Wagner, me oportunizou nesta ocasião o início do percurso que hoje estou finalizando.

Minha madrinha Iracema Carvalho, que amo e admiro, pelo exemplo de vida (in memoriam).

E por fim agradeço ao José Paulo, pelo carinho, apoio, incentivo, pelas intermináveis conversas sobre transformadores, nos fins de semana, por ser para nossas filhas um pai presente e, nestes últimos dois anos, muitas vezes também mãe, possibilitando que eu pudesse me dedicar integralmente aos meus estudos.

RESUMO

A energia, nas suas mais diversas formas de utilização é indispensável à sobrevivência da espécie humana e a possibilidade de redução de sua disponibilidade é um forte limitante para o progresso econômico. Desta forma, devem ser consideradas medidas que busquem o uso racional e eficiente dos recursos energéticos, tanto pelo lado da Oferta como pelo lado da Demanda. Tendo em vista que as ações de Gerenciamento pelo Lado da Demanda provocam modificações no perfil das curvas de carga, este estudo voltou-se para verificar o impacto que tais medidas causam sobre o sistema elétrico, com ênfase nos transformadores das subestações. A Associação Brasileira de Normas Técnicas através da NBR 5416 – Aplicação de cargas em transformadores de potência – Jul.1997, estabelece procedimentos para o cálculo do valor máximo de carregamento de transformadores, não mais limitado ao seu valor nominal de placa e sim a valores limites de temperatura do ponto mais quente do enrolamento e do óleo, somente aplicável, no entanto, para transformadores que apresentam um único pico de carga diário. Esta dissertação apresenta uma proposta de adaptações nesta metodologia, denominada Método dos Patamares que permite determinar valores limites de carregamento para qualquer número de picos de carga no ciclo diário dos transformadores.

A metodologia utilizada divide o ciclo de carga em patamares de aumento ou redução do valor de carregamento, que ocasionam o aumento ou diminuição da temperatura do ponto mais quente do enrolamento. Pode-se então determinar os valores máximos de carregamento por patamar e otimizar a capacidade deste

equipamento. Assim é possível estabelecer os reais limites de carregamento para que, ao se aplicar as figura de mérito de Preenchimento de Vales, Deslocamento da Ponta de Carga e de Crescimento Gerenciado, não se incorra em envelhecimento acelerado da celulose ou perda de vida adicional. Torna-se também possível quantificar o ganho de tempo de vida útil do transformador ou de postergação de obras originado pela aplicação das figuras de mérito de Rebaixamento de Pico, Conservação de Energia e de Redução de Sazonalidade. Além disso, permite escolher o horário de ponta mais adequado, sob o enfoque do transformador, dentro do perfil da curva de carga da concessionária.

Palavras-chave: Ciclo de Carga - Gerenciamento pelo Lado da Demanda - Perda de Vida Útil - Transformador de Potência.

ABSTRACT

Energy, in its diverse forms, is essential for the survival of the human civilization. The possibility of energy exhaustion or scarcity is a major limitation for economic progress. Because of this, the search for rational and efficient use of energy resources is of capital importance, either on the supply and the demand side. Taking into account that the actions of demand side management may cause modifications of the load curves, this study was done to verify the impact that such measures brings about in electric systems with emphasis on the power transformers. The Associação Brasileira de Normas Técnicas by mean of NBR 5416 – Load Application of Power Transformers – July 1997, established procedures for the calculation of the load value which does not limit anymore in their nominal plate value, but in the limit values of de hottest point of the windings and of the oil, however only applicable in power transformers that present a daily unique load peak. This study presents a proposal of adaptation called “Level Method “, that allows to determine load limit values to transformers with any number of daily cycle load peaks.

The methodology divides the load cycle in levels of increase or reduction of the load value, which causes an increase or decrease of the temperature of the hottest point of the windings. It's possible to determine the maximum load values for each level and optimize the capacity of the equipment. Likewise, it is possible to establish the real load limits, in order to avoid an early aging of the cellulose insulation or additional losses in useful life when the figures of merit of Valley Filling, Load Shifting and Strategic Load Growth are applied. It is also possible to quantify

the useful life time gain of the transformer or expansion deferred originated by the figures of merit of Peak Clipping, Strategic Conservation and Sazonality Reduction. Moreover, that analysis allows choose of the most adequate peak schedule in the load cycle profile of the energy distribution company under transformer emphasis.

Key words: Load Cycle - Demand-Side Management - Loss of Useful Life - Power Transformer.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Figuras de Mérito do GLD	23
Figura 2: Ciclo de Carga Do Dia de Máxima Temperatura	31
Figura 3: Rebaixamento de Pico.....	42
Figura 4: Preenchimento de Vales.....	43
Figura 5: Deslocamento da Ponta	43
Figura 6: Conservação de Energia	44
Figura 7: Crescimento Gerenciado.....	44
Figura 8: Curva de Carga Flexível	45
Figura 9: Redução da Sazonalidade.....	45
Figura 10: Composição do Ciclo de Carga do Transformador.....	56
Figura 11: Temperaturas Diárias - Mês Janeiro 2005	57
Figura 12: Ciclo Real e Ciclo Equivalente.....	59
Figura 13: Temperatura do Topo do Óleo e do Ponto mais Quente	62
Figura 14: Temperatura do Topo do Óleo e do Ponto mais Quente	64
Figura 15: Carregamento Máximo Admissível para a Carga de Ponta	66
Figura 16: Temperatura do Topo do Óleo e do Ponto mais Quente	67
Figura 17: Temperatura do Topo do Óleo e do Ponto mais Quente	68
Figura 18: Temperatura do Topo do Óleo e do Ponto mais Quente	70
Figura 19: Temperatura do Topo do Óleo e do Enrolamento	72
Figura 20: Comparativo da Evolução da Temperatura do Enrolamento	74
Figura 21: Ganho de Vida Útil por Deslocamento Horário de Ponta	77
Figura 22: Variações de Temperaturas Médias nas 4 Estações.....	79
Figura 23: Ciclo de Carga durante a Entressafra.....	80
Figura 24: Valores de Temperatura do Óleo para a Entressafra	81
Figura 25: Redução da Sazonalidade.....	85
Figura 26: Composição do Ciclo de Carga do Transformador.....	86
Figura 27: Ciclo Diário da Temperatura Ambiente.....	87

Figura 28: Ciclo Real e Ciclo Equivalente.....	87
Figura 29: Evolução da Temperatura do Enrolamento conforme Temperatura Ambiente.....	90
Figura 30: Ilustração dos Patamares	98
Figura 31: Ilustração dos Valores das Cargas de Ponta dos Patamares	102
Figura 32: Classificação do Ciclo de Carga em Patamares	109
Figura 33: Temperatura do Topo do Óleo e do Ponto mais Quente	110
Figura 34: Perfil da Curva Global da AES – 19 de Janeiro de 1998	111
Figura 35: Deslocamento do Horário de Ponta para a Esquerda.....	111
Figura 36: Classificação do Ciclo de Carga em Patamares	112
Figura 37: Temperatura do Topo do Óleo e do Ponto mais Quente	113
Figura 38: Ganho de Vida Útil por Deslocamento do Horário de Ponta	114
Figura 39: Ganho de Vida Útil por Deslocamento do Horário de Ponta	116
Figura 40: Divisão do Ciclo de Carga em Patamares	117
Figura 41: Classificação dos Patamares do Ciclo de Carga Equivalente	118
Figura 42: Evolução das Temperaturas do Enrolamento	119
Figura 43: Comparação entre as Metodologias	123
Figura 44: Locação de Transformadores.....	142
Figura 45: Elementos Constituintes do Transformador.....	143
Figura 46: Fatores da Degradação da Celulose	148
Figura 47 : Deterioração do Óleo Isolante	150
Figura 48: Curva de Carga Residencial	157
Figura 49: Diagrama de Operação.....	158
Figura 50: Curva de Carga Comercial – Tipologia Total	159
Figura 51 : Curva de Carga Comercial – Tipologia 5.....	160
Figura 52: Curva de Carga Comercial – Tipologia 8.....	160
Figura 53: Curva de Carga Residencial – Tipologia Total.....	161
Figura 54: Curva de Carga Industrial – Tipologia Total	161
Figura 55: Curva de Carga Industrial – Tipologia 2	162
Figura 56: Curva de Carga de Irrigantes – Tipologia Total	162
Figura 57: Curva de Carga de Irrigantes – Tipologia 3.....	163

Figura 58: Curva de Carga de Irrigantes – Tipologia 4.....	163
Figura 59: Curva de Carga de Irrigantes – Tipologia 5.....	164
Figura 60: Curva de Carga de Iluminação Pública.....	164
Figura 61: Composição do Ciclo de Carga do Transformador.....	165
Figura 62: Composição da Potência Aparente.....	166
Figura 63: Ciclos de Carga Dias da Semana e Fins de Semana.....	166

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Participação no Consumo de Energia no Brasil por Setor	40
Tabela 2: Dados Básicos e Característicos	59
Tabela 3: Reprodução Parcial da Tabela B. 25 - NBR 5416	60
Tabela 4: Temperatura do Topo do Óleo e do Ponto Mais Quente	63
Tabela 5: Temperatura do Topo do Óleo e do Ponto Mais Quente	65
Tabela 6: Temperatura Ambiente Registrada na SE Uruguaiana	68
Tabela 7: Temperatura do Enrolamento e Perda de Vida Diária	69
Tabela 8: Temperatura do Enrolamento e Perda de Vida Diária	71
Tabela 9: Temperatura do Enrolamento e Perda de Vida Diária	73
Tabela 10: Temperatura do Enrolamento e Perda de Vida Diária	76
Tabela 11: Temperatura do Enrolamento e Perda de Vida Diária	78
Tabela 12: Tabela com Valores de Temperatura do Óleo	81
Tabela 13: Temperatura do Topo do Óleo e do Ponto Mais Quente	82
Tabela 14: Dados Característicos	88
Tabela 15: Reprodução Parcial da Tabela B. 31 - NBR 5416	89
Tabela 16: Temperatura do Topo do Óleo e do Ponto Mais Quente	89
Tabela 17: Diagnóstico do Ciclo de Carga do Transformador – Safra	93
Tabela 18: Diagnóstico do Ciclo de Carga do Transformador – Entressafra	95
Tabela 19: Carga Básica Inicial e Carga de Ponta por Patamar	109
Tabela 20: Perda de Vida Útil Diária - Anual e Expectativa de Vida em Anos	115
Tabela 21: Valores de Carregamentos por Patamar para o Ciclo Equivalente	118
Tabela 22: Valores Iniciais e Finais para as Variações de Temperaturas	119
Tabela 23: Temperatura do Topo do Óleo e do Ponto Mais Quente	120
Tabela 24: Valores de Carregamentos por Patamar para o Ciclo Equivalente	121
Tabela 25: Exemplo para Validação do Método dos Patamares	125

LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
EPRI	Electrical Power Research Institute
EV	Envelhecimento Acelerado do Papel Isolante
FP	Fator de Potência
GLD	Gerenciamento pelo Lado da Demanda
GLO	Gerenciamento pelo Lado da Oferta
NBR	Norma Brasileira Registrada
ONAF	Óleo Natural e Ar Forçado
ONAN	Óleo Natural e Ar Natural
p.u.	por unidade
ppm	partes por milhão
p+q	Ponto mais quente
PIR	Planejamento Integrado de Recursos
TR	Transformador

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Designação	Unidade
θ_o	Temperatura do topo do óleo	°C
$\Delta\theta_{om}$	Máxima elevação do topo do óleo sobre o ambiente durante o carregamento	°C
$\Delta\theta_{ant}$	Valor anterior de $\Delta\theta_o$ ou de $\Delta\theta_e$	°C
t	Tempo contado a partir do início da ponta	h
t_{ponta}	Tempo total de duração da ponta	h
$t_{patamar}$	Intervalo de tempo escolhido para os cálculos dos valores de temperaturas no método dos patamares	h
t'	Tempo contado a partir do fim da ponta	h
e	Igual a 2,71828 (base do logaritmo natural)	
$\Delta\theta_{of}$	Elevação final de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente para o patamar considerado	°C
$\Delta\theta_{ei}$	Elevação inicial de temperatura do ponto mais quente sobre o topo do óleo para o patamar considerado	°C
$\Delta\theta_{ef}$	Elevação final de temperatura do ponto mais quente sobre o topo do óleo para o patamar considerado	°C
$K_{iA}, K_{iM}, K_{iT}, K_{iN}$	Razão entre a carga inicial (S_i) e a Potência Nominal (P_n), para os patamares A, M, T, e N	p.u.
$K_{pA}, K_{pM}, K_{pT}, K_{pN}$	Razão entre a carga máxima de ponta (S_{max}) e a Potência Nominal (P_n), para os patamares A, M, T e N	p.u.
$S_{iA}, S_{iM}, S_{iT}, S_{iN}$	Carga inicial (S_i) ou carga básica, para os patamares A, M, T e N	MVA
t_A, t_M, t_P, t_N	Intervalos de tempo $t_{patamar}$ escolhidos para os cálculos dos valores de temperaturas para os respectivos patamares A, M, T e N	h

Símbolo	Designações	Unidade
A	Área	m ²
$\Delta\theta_{en} + \Delta\theta_{on}$	Elevação de temperatura do ponto mais quente acima da ambiente	°C
$\Delta\theta_{en}$	Elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento, sob carga nominal, sobre a temperatura do topo do óleo	°C
$\Delta\theta_{on}$	Elevação de temperatura do topo do óleo acima da ambiente	°C
L	Comprimento	m
R	Relação entre as perdas em cargas sob carga nominal e a perda em vazio	
R	Resistência Elétrica	Ω
T_o	Constante de tempo térmica do transformador entre a elevação final e a inicial do topo do óleo	h
T_e	Constante de tempo térmica do ponto mais quente	h
n	Expoente usado no cálculo da elevação de temperatura do óleo	
m	Expoente usado no cálculo da elevação de temperatura do enrolamento	
P_n	Potência Nominal	MVA
ρ	Resistividade do material	Ω · m
t_a	Temperatura ambiente	°C
θ_o	Temperatura do topo do óleo = $t_a + \Delta\theta_o$	°C
θ_e	Temperatura do p+q do enrolamento = $t_a + \Delta\theta_o + \Delta\theta_e$	°C
$\Delta\theta_o$	Elevação de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente para o patamar considerado	°C
$\Delta\theta_e$	Elevação de temperatura do ponto mais quente sobre o topo do óleo para o patamar considerado	°C
$\Delta\theta_{or}, \Delta\theta_{oa}$	É o $\Delta\theta_o$ durante o resfriamento ou aquecimento	°C
$\Delta\theta_{er}, \Delta\theta_{ea}$	É o $\Delta\theta_e$ durante o resfriamento ou aquecimento	°C
$\Delta\theta_{oi}$	Elevação inicial de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente para o patamar considerado	°C

SUMÁRIO

1	<u>INTRODUÇÃO</u>	20
1.1	RELEVÂNCIA DO TEMA	20
1.2	TEMA	25
1.3	OBJETIVOS	26
1.4	ESCOPO	27
1.5	METODOLOGIA	28
1.5.1	TEMPERATURA AMBIENTE	30
1.5.2	CICLO DE CARGA REAL	30
1.5.3	SISTEMA DE RESFRIAMENTO	31
1.5.4	CLASSE DO TRANSFORMADOR	33
1.6	PUBLICAÇÕES RELACIONADAS AO DESENVOLVIMENTO DESTE ESTUDO	34
1.7	ESTRUTURA DO TRABALHO	35
2	<u>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</u>	37
2.1	GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA	37
2.2	EXPECTATIVA DE VIDA ÚTIL EM TRANSFORMADORES	46
3	<u>METODOLOGIA - NBR 5416</u>	53
3.1	INFORMAÇÕES CONCEITUAIS DA NBR 5416	53
3.2	ESTUDO DE CASO: CURVA DE CARGA PERFIL IRRIGANTE	55
3.2.1	ANÁLISE DO CICLO DE CARGA DA SAFRA 2004/2005	57
3.2.1.1	Temperatura Ambiente fixa em 33°C	60
3.2.1.2	Temperatura Ambiente em Patamares entre 21°C e 33°C	64
3.2.1.3	Temperatura Ambiente Horária entre 33°C e 21°C	67
3.2.2	ANÁLISE DO CICLO DE CARGA SAFRA 2004/2005 - DESLOCAMENTO DO HORÁRIO DE PONTA	74
3.2.3	ANÁLISE DO CICLO DE CARGA PARA A ENTRESSAFRA DE 2005	79
3.2.4	ANÁLISE DOS RESULTADOS E SUGESTÕES	83
3.3	ESTUDO DE CASO: CURVA DE CARGA PERFIL COMERCIAL	86
3.3.1	TEMPERATURA AMBIENTE FIXA EM 33°C	88
3.3.2	TEMPERATURA AMBIENTE VARIANDO ENTRE 21°C E 37°C	90

3.4 RESUMO DO ESTUDO DE CASO: PERFIL IRRIGANTE	92
<u>4 METODOLOGIA - MÉTODO DOS PATAMARES</u>	<u>96</u>
4.1 INTRODUÇÃO	96
4.2 DIVISÃO E CLASSIFICAÇÃO DO CICLO DE CARGA EM PATAMARES	97
4.2.1 PATAMAR A - DAS ZERO HORAS ÀS SETE HORAS	99
4.2.2 PATAMAR M - DAS OITO HORAS ÀS DOZE HORAS	99
4.2.3 PATAMAR T - DAS TREZE HORAS ÀS DEZOITO HORAS	100
4.2.4 PATAMAR N - DAS DEZENOVE HORAS ÀS VINTE E TRÊS HORAS	100
4.3 CÁLCULO DAS TEMPERATURAS DO ÓLEO E DO ENROLAMENTO	102
4.3.1 CÁLCULOS PARA O PATAMAR A	102
4.3.1.1 Elevação de Temperatura do Óleo durante o Resfriamento - $\Delta\theta_{or}$	103
4.3.1.2 Elevação de Temperatura do Enrolamento durante o Resfriamento - $\Delta\theta_{er}$	104
4.3.2 CÁLCULOS PARA O PATAMAR M	105
4.3.2.1 Elevação de Temperatura do Óleo durante o Aquecimento - $\Delta\theta_{oa}$	105
4.3.2.2 Elevação de Temperatura do Enrolamento durante o Aquecimento - $\Delta\theta_{ea}$	105
4.3.3 CÁLCULOS PARA O PATAMAR T	105
4.3.3.1 Elevação de Temperatura do Óleo durante o Aquecimento - $\Delta\theta_{oa}$	106
4.3.3.2 Elevação de Temperatura do Enrolamento durante o Aquecimento - $\Delta\theta_{ea}$	106
4.3.4 CÁLCULOS PARA O PATAMAR N	106
4.3.4.1 Elevação de Temperatura do Óleo durante o Resfriamento - $\Delta\theta_{or}$	106
4.3.4.2 Elevação de Temperatura do Enrolamento durante o Resfriamento - $\Delta\theta_{er}$	107
4.4 ESTUDO DE CASO: CURVA DE CARGA PERFIL IRRIGANTE	108
4.4.1 ANÁLISE DO CICLO DE CARGA - HORÁRIO DE PONTA (19 H – 22 H)	108
4.4.2 ANÁLISE DO CICLO DE CARGA - HORÁRIO DE PONTA (15 H – 18 H)	110
4.4.3 ANÁLISE DOS RESULTADOS E SUGESTÕES	114
4.5 ESTUDO DE CASO: CURVA DE CARGA PERFIL COMERCIAL	117
4.5.1 ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE AS METODOLOGIAS	122
<u>5 VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA</u>	<u>125</u>
5.1 DEMONSTRAÇÃO MATEMÁTICA DA EQUIVALÊNCIA DOS MÉTODOS	126

6	CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE ESTUDOS FUTUROS	131
7	REFERÊNCIAS	134
ANEXO A	TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA	139
A.1	INFORMAÇÕES ELEMENTARES	139
A.1.1	ENROLAMENTOS	144
A.1.2	NÚCLEO	145
A.1.3	MEIO ISOLANTE	146
A.1.4	ACESSÓRIOS PRINCIPAIS	147
A.2	FATORES DE DEGRADAÇÃO DA CELULOSE	148
A.3	PRINCIPAIS CONCEITOS	151
ANEXO B	CURVA DE CARGA DIÁRIA	153
B.1	CONCEITOS E INFORMAÇÕES	153
B.2	CURVA DE CARGA DIÁRIA DE UM ALIMENTADOR	157
B.2.1	TIPOLOGIA DAS CURVAS DE CARGA DE ALIMENTADORES	158
B.3	CURVA DE CARGA DIÁRIA DE UM TRANSFORMADOR	165
ANEXO C	ARTIGO PUBLICADO	167
ANEXO D	ARTIGO PUBLICADO	173

1 INTRODUÇÃO

1.1 RELEVÂNCIA DO TEMA

Antes do primeiro choque do petróleo, a maior parte dos países, principalmente os industrializados, buscava a melhor maneira de aprovisionar sua indústria em pleno crescimento e de satisfazer a uma demanda final cada vez mais voraz. Não é possível identificar medidas de caráter regulamentar ou financeiro assumidas antes de 1973, visando racionalizar o consumo energético [29].

Até essa época apenas a mentalidade do lado do suprimento primava absolutamente. Conservação de energia era um conceito negativo, até que se compreendeu que não considerar o lado da demanda, tanto quanto o do suprimento, implicava na perda da sustentabilidade econômica.

No contexto em que se busca exigir o suprimento da necessidade de energia da população de modo mais barato e de menor impacto ao meio ambiente natural, é que surgiu o enfoque integrado de energia chamado Planejamento Integrado de Recursos (PIR).

Assim o PIR é o processo pelo qual são solidamente planejadas, implantadas e avaliadas conjuntamente alternativas de Gerenciamento pelo Lado da Oferta (GLO), e de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), para provisão dos serviços energéticos com custos que equilibram os interesses dos grupos que são afetados pelo processo de planejamento da concessionária [52].

Desta maneira a gestão da demanda de energia engloba as ações e as atividades conduzidas pelos poderes públicos e em particular pelas empresas e agências de energia, destinadas a conduzir ou mesmo a obrigar os usuários de um setor de atividades a mudar sua forma de utilizar ou de consumir energia. Busca-se modificar a potência solicitada ao sistema, principalmente daquela energia não-estocável e que requer uma rede de distribuição para seu escoamento até os pontos de consumo [43] .

Nesta forma de abordagem, a curva de carga pelo lado da demanda se equivale à curva de capacidade pelo lado da oferta, sendo um instrumento que permite facilmente visualizar a correlação que é estabelecida entre o impacto das ações de GLD e a disponibilidade de oferta de energia restrita neste estudo aos transformadores de potência.

Existem dois tipos básicos de programas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda [16]:

- GLD direto: aqueles que possibilitam o controle direto da carga do consumidor pela concessionária, onde esta determina quais as cargas a serem reduzidas ou desconectadas, segundo condições especificadas em um contrato de interrupção com o consumidor;
- GLD indireto: os que procuram mudar hábitos de consumo através de esforços de marketing, campanhas educacionais e sinal de preço onde o próprio consumidor remaneja sua demanda em resposta a sinais de preço gerados pela empresa concessionária.

Em adição, os programas de armazenamento de energia também são considerados como GLD por usarem a energia fora da ponta para armazenarem calor a ser liberado em momentos de ponta na rede.

Assim as estratégias de Gerenciamento pelo Lado da Demanda incluem [29]:

- Programas que têm como objetivo reduzir a demanda de energia, com a substituição de equipamentos antigos por equipamentos mais modernos e eficientes (às vezes com financiamentos da própria concessionária);
- Programas que têm como objetivo reduzir a demanda na hora da ponta de carga com a substituição da eletricidade, em alguns usos finais, por outra fonte de energia;
- Programas que têm como objetivo promover mudanças nos padrões de uso de eletricidade dos consumidores, incluindo mudanças de hábitos, horários de utilização de equipamentos, tempo de uso.

Segundo CHAM [15] e CAMARGO [13], os consumidores, ao analisarem os possíveis impactos de programas de GLD que lhes são ofertados, colocam em seus julgamentos itens como os seguintes :

- Incentivos: os consumidores aceitarão o programa quando verificarem que vem ao encontro dos seus interesses;
- Grau de severidade do programa: o programa não será aceito se levar a cortes extremos da eletricidade, como por exemplo, desligamento por várias horas de aparelhos de ar condicionado nos dias de verão;

- Modificações no estilo de vida: o programa poderá não ser aceito se afetar profundamente o estilo de vida dos consumidores.
- Considerações estéticas e arquitetônicas: procura-se verificar se os equipamentos a serem instalados nas residências alterarão a estética e a arquitetura das mesmas;
- Serviços oferecidos aos consumidores: procura-se verificar o nível de comunicação com a concessionária, o padrão e a qualidade das instalações e dos equipamentos e ainda a rapidez do atendimento em casos de manutenção.

Existem sete estratégias clássicas de GLD, ilustradas na Figura 1, que podem ser utilizadas individualmente ou combinadas para remodelar a curva de carga.

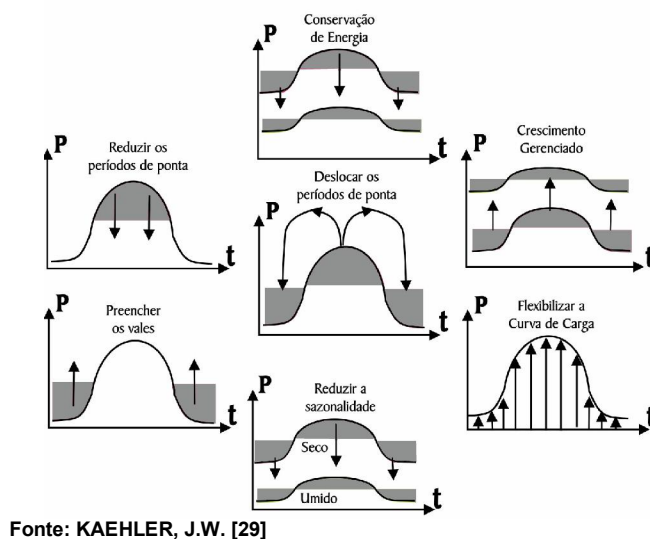


Figura 1: Figuras de Mérito do GLD

Por outro lado, a necessidade de programas de GLD, com o intuito de promover alterações no perfil e na magnitude da curva de carga de alimentadores,

provoca mudanças no perfil do ciclo de carga dos transformadores de potência que os atendem. Sendo os transformadores equipamentos estáticos que operam em temperaturas superiores à ambiente, tais modificações sempre irão resultar numa maior ou menor elevação da temperatura dos mesmos.

O valor limite de carregamento de um transformador não está condicionado ao valor de placa de sua potência nominal e sim às suas características, seu ciclo operativo e à temperatura ambiente. Estes fatores são responsáveis pela elevação dos valores de temperatura do ponto mais quente do enrolamento.

A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) através da NBR 5416 – Aplicação de cargas em transformadores de potência – Procedimentos JUL 1997 [8], estabelece procedimentos para a determinação de valores de carregamentos máximos admissíveis para transformadores de potência, imersos em líquido isolante, portadores de um ciclo de carga simples, formado por dois níveis de carga, constantes ao longo de sua duração.

A determinação destes valores máximos de carregamento é altamente proveitosa, uma vez que permite a utilização da capacidade plena do transformador, podendo ser inclusive superior a sua capacidade nominal de placa [8].

Para se utilizar a metodologia da NBR 5416, o ciclo de carga real precisa ser convertido para um ciclo de carga retangular simples, termicamente equivalente, partindo do princípio que um transformador alimentando uma carga variável sofre uma perda variável cujo efeito é aproximadamente o mesmo que o de uma carga intermediária mantida constante pelo mesmo período de tempo, devido às características de armazenamento de calor de seus materiais [8] [25]. A conversão

do ciclo real em um ciclo equivalente permite efetuar o cálculo dos valores limites de temperatura do óleo e do ponto mais quente do enrolamento em função de: temperatura ambiente, valor de carga contínua inicial, duração de ponta de carga e características intrínsecas destes transformadores.

No entanto, para ser possível a utilização desta metodologia em ciclos de carga que não possam ser representados adequadamente por um ciclo de carga simples, se faz necessário efetuar algumas adaptações [8]. Dentro deste contexto, foram desenvolvidas neste trabalho adaptações da metodologia da NBR 5416, que permitem a análise de ciclos de carregamento de transformadores com dois ou mais níveis de carga, denominadas neste estudo como Método dos Patamares.

A metodologia desenvolvida no Método dos Patamares foi voltada para o enfoque de quantificar o impacto causado pelas ações de Gerenciamento pelo Lado da Demanda no ciclo de carga de transformadores e assim determinar suas novas capacidades de carregamento.

1.2 TEMA

Este estudo apresenta uma metodologia para efetuar a análise dos ciclos de carga de unidades transformadoras que não possam ser adequadamente representados por dois únicos níveis de carga, permitindo uma representação por diversos patamares de níveis de carga, tantos quanto forem convenientes, através de adaptações na metodologia da NBR 5416, permanecendo válidas todas as demais considerações desta norma. Esta metodologia resulta numa boa precisão no cálculo dos valores limites de temperatura do óleo e do ponto mais quente do

enrolamento, nos intervalos onde se pretende efetuar análises sob o enfoque de GLD.

1.3 OBJETIVOS

O objetivo principal deste estudo é tornar possível o cálculo por transformador, independente do seu tipo de ciclo de carga, dos valores de carregamentos máximos admissíveis, por patamares horários, podendo-se então classificá-lo em uma das seguintes situações:

- Transformador com carga de ponta dos patamares inferior ou igual à potência nominal, sem perda de vida útil;
- Transformador com carga de ponta dos patamares inferior ou igual à potência nominal, com perda de vida útil;
- Transformador com carga de ponta dos patamares superior à potência nominal, sem perda de vida útil;
- Transformador com carga de ponta dos patamares superior à potência nominal, com perda de vida útil.

A classificação acima auxilia a tomada de decisões de ações de GLD, dentro das possibilidades de remodelagem do perfil de curva de carga bem como na tomada de decisões de GLO (como ampliação da capacidade de transformação local).

A possibilidade de divisão do ciclo operativo do transformador em vários patamares, moldáveis de acordo com a peculiaridade individual das cargas dos seus alimentadores e do cálculo dos valores de carregamentos máximos por patamar, em

função dos limites de temperatura do óleo e do ponto mais quente do enrolamento, permite:

- Estabelecer os reais limites de carregamento para que, ao se aplicar as figura de mérito de Preenchimento de Vales, Deslocamento da Ponta de Carga e de Crescimento Gerenciado, não se incorra em envelhecimento acelerado da celulose ou perda de vida adicional;
- Quantificar o ganho de tempo de vida útil do transformador ou de postergação de obras originado pela aplicação das figuras de mérito de Rebaixamento de Pico, Conservação de Energia e de Redução de Sazonalidade;
- Estabelecer o melhor horário a ser escolhido como Horário de Ponta, sob o enfoque do transformador, dentro do perfil da curva de carga da concessionária, sinalizando aos clientes através da estrutura tarifária ou pela concessão de subsídios financeiros.

1.4 ESCOPO

Este estudo avalia o comportamento de elevação de temperatura do óleo e do ponto mais quente do enrolamento, resultante do ciclo de carregamento do transformador de potência.

Sua abrangência será limitada à análise de transformadores, autotransformadores, trifásicos ou bancos monofásicos, imersos em óleo isolante mineral, abaixadores, denominados doravante simplesmente por transformadores ou

unidades transformadoras, de dois enrolamentos ou de três enrolamentos sem utilização do enrolamento terciário para carga.

Para que o percentual de aumento de carregamento destas unidades transformadoras além dos seus valores nominais, determinado por este estudo, possa ser aplicado é necessário:

- Conhecer o histórico operativo das mesmas, a fim de se efetuar uma análise criteriosa sobre os dados disponíveis;
- Que os testes para a avaliação do óleo isolante, recomendados na NBR 5416, tenham sido realizados e os resultados estejam dentro dos valores recomendados, a fim de que seja possível desconsiderar os efeitos da degradação do mesmo por ação da água, oxigênio e ácidos.

O cálculo da estimativa de perda de vida adicional da isolação, oriundo do aquecimento indevido do ponto mais quente do enrolamento será abordado no conteúdo deste trabalho com o enfoque restrito de permitir a determinação dos valores limites de carregamento, a serem alcançados através de ações de GLD, para que este processo não ocorra.

1.5 METODOLOGIA

Neste estudo o ciclo de carga para análise foi selecionado através de critérios que conjugam: o máximo valor de potência aparente, o maior tempo de permanência neste valor e o menor intervalo de tempo entre os instantes de ocorrência do carregamento máximo e da temperatura ambiente máxima.

A metodologia desenvolvida efetua adaptações na metodologia da NBR 5416, possibilitando representar qualquer perfil de carregamento de unidades transformadoras, dividindo seus ciclos de carga em tantos níveis quanto necessários (patamares), de forma que estes ciclos de carga se tornem termicamente equivalente aos ciclos reais.

Desta forma obtém-se uma boa precisão no cálculo dos valores limites da temperatura do óleo e do ponto mais quente do enrolamento, para avaliar as capacidades de carregamento do transformador em análise, em todo o seu ciclo operativo.

Os dados necessários para determinação dos valores limites para o carregamento do transformador em função do máximo valor admissível para a temperatura do ponto mais quente do enrolamento são:

- Temperatura ambiente;
- Ciclo de carga real;
- Sistema de resfriamento;
- Classe do transformador.

A importância de cada uma destas informações dentro do contexto do estudo são ressaltadas individualmente nos itens que seguem.

1.5.1 Temperatura Ambiente

Os transformadores foram projetados para operar conforme suas características nominais, de acordo com as normas, desde que a temperatura ambiente média não exceda 30°C e a temperatura máxima não exceda 40°C [8].

A temperatura ambiente é um fator importante para a determinação da temperatura do ponto mais quente do enrolamento, uma vez que a elevação de temperatura deste, para qualquer carga, deve ser acrescida da temperatura ambiente.

A disponibilidade de medições da temperatura ambiente real horária, no local, auxilia na obtenção de resultados confiáveis para a determinação da capacidade de carga do transformador, nos seus diversos patamares de carregamento.

1.5.2 Ciclo de Carga Real

São selecionados, por transformador, dois ciclos de carga diários, por mês, para se efetuar o presente estudo:

- O primeiro ciclo de carga resulta da classificação hierárquica pelos seguintes requisitos: máximo valor de potência aparente, maior tempo de permanência neste valor e menor intervalo de tempo de ocorrência entre o valor de carregamento máximo e a temperatura máxima ambiente;

- O segundo ciclo de carga será sempre o ocorrido no dia em que aconteceu a máxima temperatura ambiente no local onde se encontra localizada a subestação, Figura 2.

O período de análise para a escolha do ciclo de carga, conforme o critério anterior, no presente estudo, foi de outubro de 2004 até setembro de 2005.

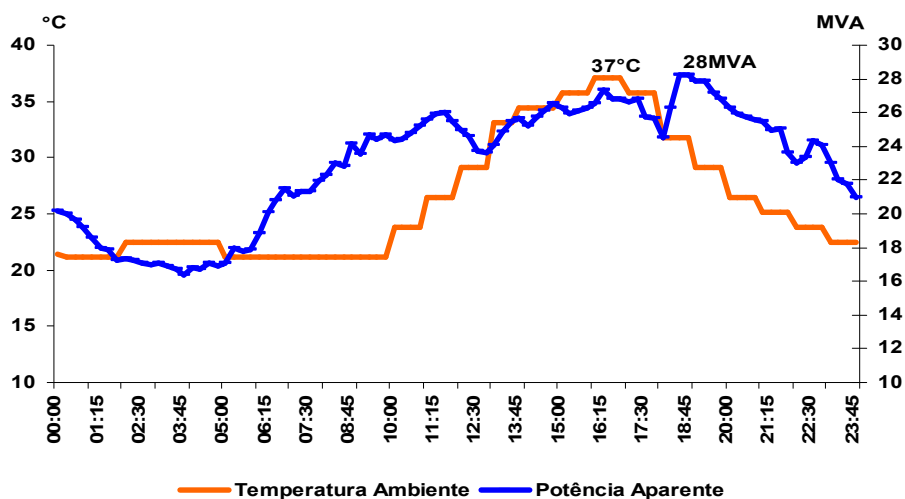


Figura 2: Ciclo de Carga do Dia de Máxima Temperatura

1.5.3 Sistema de Resfriamento

O transformador deve ser designado de acordo com o método de resfriamento empregado para a dissipação ao meio externo (ambiente) do calor produzido no seu interior que se processa por:

- Condução: do centro do núcleo e dos enrolamentos até as superfícies em contato com o óleo isolante e nas paredes do tanque e dos radiadores;

- Convecção: das superfícies externas do núcleo e dos enrolamentos ao óleo isolante; do óleo isolante às paredes internas do tanque e dos radiadores; das paredes externas do tanque e dos radiadores para o ar;
- Radiação: das superfícies externas do núcleo e dos enrolamentos ao óleo isolante (desprezível) e das paredes externas do tanque e dos radiadores para o exterior.

O óleo nos dutos e nas superfícies do núcleo e dos enrolamentos é aquecido e sobe, enquanto que o óleo mais frio do fundo do tanque ocupa esse espaço. A circulação contínua é completada pelo fluxo do óleo aquecido descendo pelas laterais do tanque (onde ocorre o seu resfriamento devido à transmissão de calor para o ambiente externo) em direção ao fundo do mesmo. Esse movimento convectivo de refrigeração natural também é chamado de efeito termo-sifão.

Como forma de aumentar a área de contato do tanque com o ar ambiente, são utilizados radiadores fixados ao mesmo, o que melhora consideravelmente a eficiência do sistema de refrigeração dos transformadores. A tomada inferior dos radiadores é feita na altura do extremo inferior dos enrolamentos, e a tomada superior, na parte mais elevada do tanque dos transformadores com conservador. No interior do transformador o óleo aquecido sobe, ao passo que nos radiadores o óleo resfriado desce (efeito termo-sifão), formando-se uma circulação natural do mesmo. A superfície externa da caixa também colabora com a dissipação de calor, principalmente quando não coberta por radiadores.

Uma diminuição da temperatura máxima do óleo normalmente é conseguida mediante um aumento da quantidade de radiadores e também pela utilização de estágios de ventilação forçada nos mesmos.

A ventilação forçada é a forma de se aumentar velocidade do ar refrigerante, (que na convecção natural em geral não ultrapassa a velocidade de 1 m/s) aumentando a capacidade de dissipação de calor por convecção das paredes dos radiadores, pela aplicação de grupos de ventiladores nas partes laterais ou inferiores dos mesmos [45].

As designações típicas para transformadores imersos em óleo mineral, dentro do escopo deste estudo, e com circulação natural do óleo (ON), segundo o sistema de resfriamento externo são:

- ONAN: resfriamento natural a ar (AN);
- ONAN/ONAF: com resfriamento natural (AN) e um estágio forçado a ar (AF);
- ONAN/ONAF/ONAF: com resfriamento natural (AN) e forçado a ar (AF) em dois estágios.

1.5.4 Classe do Transformador

A classe de isolamento é definida pelo material isolante empregado no transformador. No caso de transformadores que utilizam o papel imerso em óleo têm-se [8] [26] :

- Classe 55°C: são aqueles transformadores cuja elevação de temperatura média dos enrolamentos, acima da ambiente, não excede 55°C e cuja elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento, acima da ambiente não excede 65°C (papel Kraft padrão);
- Classe 65°C: são aqueles transformadores cuja elevação de temperatura média do enrolamento, acima da ambiente, não excede 65°C e cuja elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento, acima da ambiente não excede 80°C (papel termoestabilizado).

1.6 PUBLICAÇÕES RELACIONADAS AO DESENVOLVIMENTO DESTE ESTUDO

Esta dissertação desenvolveu uma metodologia específica denominada Método dos Patamares, direcionada para a avaliação do impacto do GLD em transformadores de potência.

Esta metodologia originou a elaboração de dois artigos:

- Level Methodology – Equivalent Representation of Power Load Cycles, apresentado na VII Conferência Internacional de Aplicações Industriais – VII Induscon, Recife, Brasil, no período de 09 a 12 de abril de 2006;

- Gerenciamento pelo Lado da Demanda em Transformadores de Potência, publicado nos Anais da 3ª Conferência de Engenharia – Engenharia'2005 Inovação e Desenvolvimento, Covilhã, Portugal, realizada no período de 21 a 23 de novembro de 2005.

1.7 ESTRUTURA DO TRABALHO

Esta dissertação está dividida em seis capítulos.

O capítulo um apresenta os dados referentes ao tema, metodologia, principais objetivos e limitações existentes.

O segundo capítulo aborda a revisão bibliográfica sobre o Gerenciamento pelo Lado da Demanda nos assuntos pertinentes ao desenvolvimento desta dissertação e sobre os fatores que influenciam na Expectativa de Vida Útil de um transformador de potência onde são relacionados os conhecimentos e informações do que pode ser feito para assegurar uma maior durabilidade deste equipamento.

O terceiro capítulo retoma as principais informações conceituais da NBR 5416 para que torne de fácil compreensão sua utilização e ilustra a sua aplicabilidade através de dois estudos de caso correlacionando as ações de GLD com o impacto que as mesmas causam na expectativa de vida útil destes equipamentos.

O quarto capítulo contém a metodologia desenvolvida para o Método dos Patamares, que permite estender a análise do impacto das ações de GLD em transformadores de potência para qualquer conformação de ciclo de carregamento destas unidades transformadoras. Esta metodologia é aplicada para os mesmos

ciclos de carregamentos analisados no terceiro capítulo, facilitando a comparação entre as duas metodologias. O primeiro estudo de caso analisa um transformador com perfil de curva de carga típica de irrigação e o segundo um transformador cujo ciclo de carregamento apresenta um perfil de curva de carga comercial.

O quinto capítulo contém a validação matemática da metodologia do Método dos Patamares desenvolvida através de adaptações nas equações de cálculo utilizadas na metodologia da NBR 5416.

No sexto capítulo são realizadas as conclusões sobre a utilização da metodologia desenvolvida e as sugestões de estudos futuros que possam contribuir para uma maior abrangência de sua aplicação com o objetivo de fornecer novas ferramentas para avaliar ações de Gerenciamento pelo Lado da Demanda e a expectativa de vida útil dos transformadores de potência.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta uma revisão bibliográfica dos principais conceitos relacionados à Gestão pelo Lado da Demanda e a Expectativa de Vida Útil em Transformadores de Potência necessários para a compreensão do desenvolvimento deste estudo, com a finalidade de avaliar o “Impacto do Gerenciamento pelo Lado da Demanda em Transformadores de Potência”.

2.1 GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA

Os princípios clássicos de expansão do mercado partem do pressuposto de que se deve expandir o sistema de energia sempre que as demandas máximas tenderem a aproximar-se da capacidade máxima dos equipamentos instalados na rede. Partem do princípio de que a demanda deve ser suprida e faturada, obrigando a se efetuar elevados investimentos que somente serão recuperados a longo prazo.

O Planejamento Integrado de Recursos (PIR) é a resposta do setor elétrico às complexas e profundas modificações que emergiram no ambiente das organizações a partir dos choques do petróleo. Este planejamento combina opções de tecnologias de oferta de eletricidade, Gerenciamento pelo Lado da Oferta (GLO), incluindo opções de GLD, para promover serviços de energia a menores custos, incluindo custos sociais e ambientais [27].

Em Nova Iorque, no final do século XIX, a energia elétrica era utilizada basicamente para a iluminação noturna e já nesta época, a empresa Thomas A.

Edison Pearl Street começou a promover a utilização durante o dia, de aparelhos e serviços elétricos, com o objetivo de aumentar a utilização e o Fator de Capacidade das matrizes geradoras, diminuindo assim os custos do fornecimento de energia elétrica [14] .

Em Lymaye e Rabl [34] também consta que, apesar do termo GLD ter se consagrado apenas em meados dos anos 70, esforços para utilizar aparelhos que provêm usos finais aos consumidores são tão antigos quanto a própria indústria.

Com a crise do petróleo iniciou-se um período de mudanças também para a indústria de eletricidade, onde o aumento no custo da energia, aliado à imprevisibilidade da oferta e ao alto custo do capital, alterou dramaticamente a economia das empresas, principalmente nos países industrializados.

A indústria de eletricidade começou a procurar caminhos alternativos à tradicional visão de provimento pela oferta, surgindo então o profícuo campo de trabalho no lado da demanda.

No Brasil, discussões sobre o tema conservação de energia começaram a se intensificar a partir do segundo choque do petróleo, em 1979 [11]. A partir de então iniciaram-se vários programas para estimular uma atitude mais racional com relação ao consumo de energia.

O combate ao desperdício e a promoção do uso racional de energia podem ser considerados neste contexto como fontes virtuais de produção de energia elétrica apresentando-se como as alternativas mais baratas e limpas para a transformação de energia, pois não agredem o meio ambiente [42].

Combater o desperdício significa melhorar a maneira de se utilizar a energia, sem abrir mão do conforto e vantagens que ela proporciona; é diminuir o consumo sem perder a eficiência e a qualidade de serviços [42].

Em 1985, foi criado o PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, cabendo à Eletrobrás o controle de sua execução. Em 18 de julho de 1991, o PROCEL foi transformado em Programa de Governo, tendo suas abrangência e responsabilidade ampliadas. Seu principal objetivo é combater o desperdício de energia elétrica, tanto no lado da produção como no consumo, concorrendo para a melhoria da qualidade de produtos e serviços, reduzindo os impactos ambientais e fomentando a criação de empregos.

Este programa não atua diretamente em atividades de GLD, porém engloba ações dirigidas à conservação de energia elétrica, através da racionalização do uso e de incentivos ao desenvolvimento de produtos mais eficientes e de menor consumo. Com isso, se reduzem desperdícios e se assegura uma redução dos custos também nos investimentos em novas unidades geradoras.

A Tabela 1 ilustra o perfil do consumo de energia elétrica, em GWh, no Brasil, por classe de consumidor para o período 1999 - 2004 onde observa-se um redução no consumo do ano de 2001.

Tabela 1: Participação no Consumo de Energia no Brasil por Setor

classe	1999	2000	2001	2002	2003	2004
residencial	81.249	83.494	73.770	72.660	76.165	78.473
industrial	123.560	131.195	122.629	127.694	129.877	145.996
comercial	43.562	47.437	44.517	45.251	47.532	49.691
outros	42.739	44.621	42.882	44.327	47.072	46.541
total	291.110	306.747	283.798	289.932	300.646	320.701

Fonte: PROCEL, [2]

A redução ocorreu devido ao período de racionamento de energia elétrica entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, em decorrência do baixo nível de água nos reservatórios (barragens) o que determinou uma limitação no consumo de energia elétrica. Observa-se que mesmo o racionamento tendo sido encerrado em fevereiro de 2002 os efeitos do mesmo no segmento residencial persistiram, sinalizando que o consumidor não reassumiu os hábitos de consumo que adotava antes do racionamento [12].

Para um melhor entendimento deste trabalho, há que se definir o que é um programa de Gerenciamento pelo Lado da Demanda.

Segundo Delgado [18] GLD é um campo da tecnologia que surgiu em fins dos anos 70 e é utilizado de várias maneiras, para diferentes propósitos, pelas empresas do setor elétrico. Cada empresa encara os programas de GLD sob uma ótica própria. Delgado referencia ainda que as alternativas de GLD incluem apenas intervenções deliberadas da empresa no mercado e que estas adicionam potencial à empresa, pois seu ambiente está sempre em significativa mudança. Ressalta que

uma estratégia surgida no mercado de forma independente não pode ser considerada como um programa de Gerenciamento pelo Lado da Demanda.

Limaye [33] destaca que um programa de GLD envolve planejamento, análise e implementação de atividades que influenciam o consumidor a mudar a configuração de sua curva de carga e que a implantação de cada alternativa pode resultar num uso eficiente de recursos e reduzir os custos para a empresa elétrica e para o consumidor. Ainda enfatiza que as abordagens e técnicas destes programas envolvem uma parceria entre empresas e consumidores, na busca de um campo comum de maximização mútua de benefícios.

Segundo Runnels e Whyte [48], após a crise de energia dos anos 70, a demanda previsível e a oferta a baixo custo tornaram-se objetivos cada vez mais difíceis de alcançar. Com a introdução dos conceitos de Gerenciamento pelo Lado da Demanda, novas alternativas foram introduzidas, assim como benefícios adicionais para as empresas e para os consumidores. Com as técnicas de GLD, é possível a uma empresa atingir o objetivo de acompanhar o aumento da demanda, pois estas técnicas tornam disponíveis novas opções de custo menor.

Gellings e Chamberlin [21] definem que atividades de gerenciamento pelo lado da demanda são aquelas que envolvem ações junto ao mercado de energia (ou seja, junto aos consumidores). Estas atividades englobam aquelas comumente chamadas de gerenciamento de carga, conservação estratégica, eletrificação e estratégias para o crescimento da participação no mercado. Segundo os autores, um ponto em comum em todas estas estratégias é a intervenção deliberada da empresa no mercado, com o intuito de mudar a configuração ou a magnitude da curva de carga.

O Electrical Power Research Institute – EPRI, propõe seis possibilidades clássicas de remodelagem de curvas de carga, às quais Kaehler [28] [43] adicionou uma sétima, referente a sazonalidade do consumo, presente particularmente no sistema energético francês e brasileiro, em decorrência da modulação sazonal e neste estudo representada pelo estudo de caso da curva de carga com perfil irrigante.

Neste contexto, são apresentadas a seguir as sete Figuras de Mérito do GLD:

- Rebaixamento de Pico: diz respeito a uma das mais clássicas formas de gerenciamento de carga, que é definido como a redução da carga de ponta, conseguido geralmente através do controle tarifário, pela empresa de energia, de um aparelho de uso final, Figura 3. Muitas empresas consideram esta opção apenas para momentos absolutamente críticos de pico no sistema, mas o controle direto de carga pode ser usado para reduzir os custos de operação e a dependência de fatores como combustíveis (na geração térmica) e água (na geração hidrelétrica).

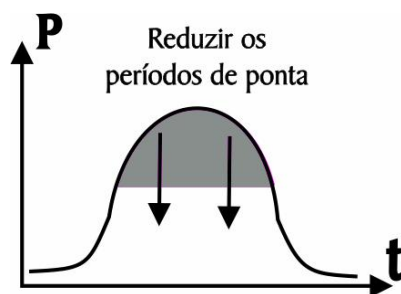


Figura 3: Rebaixamento de Pico

- Preenchimento de Vales: é a segunda forma clássica de gerenciamento da carga, Figura 4. O consumidor é induzido a utilizar a energia elétrica nestes horários, mediante a redução do custo médio da tarifa, subsídios de financiamentos e outros.

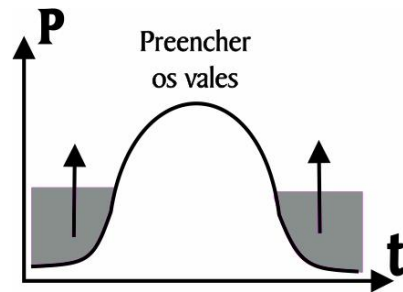


Figura 4: Preenchimento de Vales

- Deslocamento da Ponta: envolve o deslocamento da carga do horário de pico para o horário fora do pico, Figura 5. As aplicações mais usuais deste gerenciamento são as de produção e armazenamento de água quente sanitária, aquecimento e refrigeração por acumuladores, como o sistema de armazenagem de gelo para condicionamento de supermercados [29].

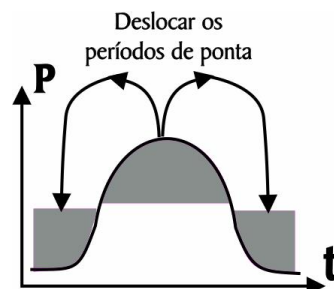


Figura 5: Deslocamento da Ponta

- **Conservação de Energia:** é uma mudança na curva de carga que geralmente ocorre pelo incentivo à troca de aparelhos de uso final por modelos mais novos e eficientes, Figura 6. Estas mudanças refletem uma redução nas vendas de energia elétrica. Na implementação desta modalidade a conservação ocorreria gradualmente, mas avaliando as possibilidades pode se tornar viável economicamente desenvolver projetos de forma a acelerá-las e estimulá-las, como no caso de se promover medidas de eficiência energética nos sistemas de irrigação mecanizada nas lavouras de arroz.

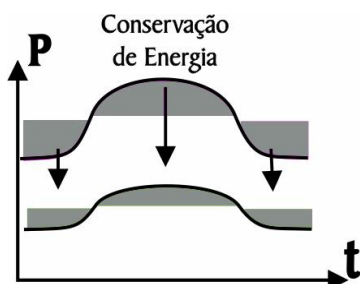


Figura 6: Conservação de Energia

- **Crescimento Estratégico da Carga:** é um crescimento global das vendas, estimulado pela empresa, Figura 7. Este crescimento pode ocorrer, por exemplo, com o aumento da penetração de energia elétrica através de novas tecnologias, ou através de incentivos para a substituição de óleo combustível por eletricidade em caldeiras industriais.

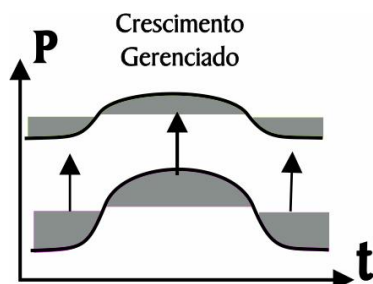


Figura 7: Crescimento Gerenciado

- Curva de Carga Flexível: é um conceito relacionado à confiabilidade do serviço e é conseguido oferecendo aos consumidores a escolha de vários níveis diferentes de qualidade em troca de incentivos financeiros, Figura 8. Este programa envolve carga interruptível, gerenciamento integrado da energia e aparelhos individuais de controle.

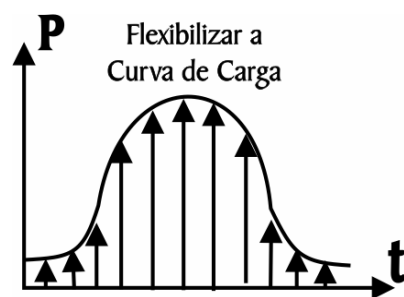


Figura 8: Curva de Carga Flexível

- Redução da Sazonalidade: é uma medida que visa reduzir a sazonalidade de carga em períodos específicos, Figura 9, estimulando o consumidor a utilizar mais energia elétrica nos períodos de baixo consumo [30]. No setor de orizicultura, nos meses de entressafra o consumo de energia poderia ser incrementado com o beneficiamento do arroz sendo realizado na própria região do cultivo.

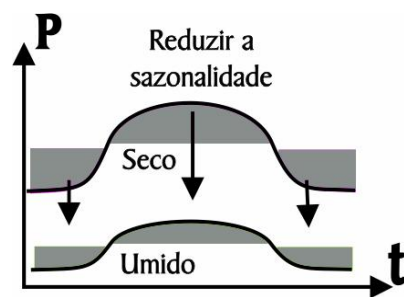


Figura 9: Redução da Sazonalidade

2.2 EXPECTATIVA DE VIDA ÚTIL EM TRANSFORMADORES

A vida útil de um transformador é o tempo decorrido até que a resistência à força de tração mecânica do papel utilizado como isolamento seja reduzida a 50% do valor original para o equipamento novo [24]. Desta forma constata-se que a vida do transformador é a vida do isolamento sólido, o papel celulósico, já que o óleo pode ser regenerado ou trocado durante a vida do transformador em serviço.

Quanto tempo deve durar um transformador? Se a resposta a esta pergunta for dada pela área contábil de uma empresa de energia elétrica, serão consideradas a depreciação e a amortização do investimento, feitas projeções e, quase sempre, será dada como resposta 20 anos ou 30 anos. Por outro lado, se a resposta for dada por alguém da área de manutenção, várias considerações serão feitas sobre o regime de carga, solicitações elétricas, esforços dinâmicos, temperaturas ambientes e serão feitas estimativas de vida útil com base na teoria de Arrhenius. Quase sempre se chegará a resultados diferente dos 30 anos, dependendo de particularidades a que está submetido o transformador em estudo [40].

Muito pode ser feito para assegurar uma vida útil maior para uma unidade transformadora, pois é a condição no qual o seu sistema de isolamento é mantido que determina a diferença entre 20 e 50 anos na sua vida.

A umidade e o oxigênio não são nocivos apenas para o isolamento sólido do transformador (papel isolante), mas principalmente para o óleo, pois à medida que este deteriora, deterioração esta acelerada pelo calor, vibração, campo elétrico e

outros fatores, provocando a formação de diversos subprodutos como álcoois, ácidos, aldeídos e cetonas.

Os produtos ácidos formados pela oxidação do óleo atacam o cobre, ferro, vernizes e outros materiais do transformador dando origem a componentes como os sabões metálicos. Posteriormente, esses produtos combinam-se entre si formando a borra que se deposita em camadas nas partes mais frias do transformador, como nas aletas dos radiadores, provocando sobreaquecimento do transformador, pois age como isolante térmico. A borra formada no interior da celulose pode provocar a contração do isolamento, resultando em afrouxamento das bobinas e diminuindo a capacidade de absorção de solicitações mecânicas sob carga.

Até a década de 60 se utilizava tradicionalmente o sistema aberto de preservação do óleo isolante. A partir daí começou-se a utilizar sistemas fechados de preservação com bolsa ou membrana [20].

Em um projeto realizado pela Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL, citado em [36], foi relatado que as membranas de neoprene protegem contra a penetração da umidade permitindo, entretanto, a passagem do oxigênio e que seu tempo de vida útil é estimado em 10 anos, fazendo com que a membrana passe a ser um fator limitante uma vez que é necessário desligar o transformador para substituí-la.

Lampe e Spicar [31] afirmam que a penetração de oxigênio em um transformador com membrana contendo 50 000 litros de óleo é de 10 000 ppm por ano.

Em um estudo realizado pelo Subcomitê de Manutenção do GCOI [20] visando avaliar os diferentes sistemas de preservação do óleo, foram selecionadas famílias de transformadores com diversas classes de tensão e com vários anos de fabricação, para diversas empresas de energia elétrica. A seguir são reproduzidas somente as conclusões abrangentes à vida útil dos transformadores:

- Nos sistemas fechados foram analisados os desempenhos dos transformadores com bolsa, com membrana ou com nitrogênio no conservador;
- A análise dos resultados mostrou que os sistemas fechados preservam com muito mais eficiência as isolações sólidas e líquidas do que os sistemas abertos;
- O sistema fechado com nitrogênio apresentou um desempenho mais eficiente no que tange a preservação das características do óleo mineral isolante, dentre os sistemas fechados analisados;
- Nos sistemas fechados, a influência da aplicação de carga em um transformador, faz com que os níveis de umidade da celulose se mantenham mais reduzidos;
- Devido ao ótimo desempenho dos sistemas fechados com nitrogênio, algumas empresas estão substituindo seus antigos sistemas abertos com sílica-gel, de maneira econômica e prática, podendo os serviços ser executados em campo [20];
- Quanto aos benefícios estima-se que com sistemas de preservação abertos com secadores de sílica-gel necessitam substituição ou

regeneração do óleo numa periodicidade em torno de quinze anos, enquanto que este tempo é bem maior caso de sistemas fechados.

Uma técnica desenvolvida para proteger o óleo isolante de contaminar-se com a umidade e o oxigênio consiste em preencher o espaço acima do nível do óleo no tanque de expansão (conservador) com nitrogênio seco, sendo que a expansão do gás é possibilitada por uma bolsa plástica.

A garantia dada pelos fabricantes para a vida útil destas bolsas é de dez anos, e não é necessário o desligamento do transformador para substituí-la [36].

Independente da origem da água, uma vez dentro do transformador, esta se divide entre as diversas partes do equipamento, A solubilidade da água no óleo mineral isolante aumenta com a temperatura e reduz com o grau de refino. Portanto, com o aumento da temperatura de operação do equipamento parte da água migra da celulose para o óleo isolante.

O óleo isolante tem uma capacidade limitada de absorver umidade, que depende da própria temperatura do mesmo e se ele for resfriado abaixo de 10°C poderá haver formação de água livre, pois a esta temperatura o óleo mineral retém apenas 36 ppm de água [20].

Historicamente, já houve relatos de transformadores operando com grande quantidade de água livre na parte inferior do tanque. No entanto, os transformadores modernos estão diminuindo de tamanho, com distâncias dielétricas cada vez menores e, por isso, falhas prematuras em função do alto teor de umidade podem ocorrer [5].

O elevado conteúdo de umidade aumenta a possibilidade de:

- Formação de bolhas no interior do transformador quando submetido a carregamento acima do nominal;
- Formação de água livre em função da temperatura de saturação do óleo isolante;

De acordo com CEEE & PUCRS [45] os seguintes fatores podem ocasionar a formação de bolhas internas no transformador durante sua operação:

- Supersaturação do óleo com gases (Transformadores com colchão de nitrogênio, quantidade de gases dissolvidos no óleo);
- Vaporização da umidade absorvida pela celulose;
- Decomposição térmica da celulose.

No processo de formação de bolhas devem ser considerados:

- Tipo de preservação do óleo (selado ou aberto);
- Teor de água na isolação;
- Presença de gases dissolvidos no óleo;
- Condições de carregamento (perfil de carga).

Para que se forme a bolha, é necessário que a sua pressão interna seja superior a:

- Tensão interfacial do óleo em 27 Pa;

- Pressão na superfície do óleo de 102 kPa ao nível do mar, ou maior, dependendo do tipo de selagem.

O ponto de fulgor, que é a menor temperatura na qual um líquido libera vapor ou gás em quantidade suficiente para formar uma mistura inflamável, do óleo mineral isolante tipo A ou tipo B é de 140°C [9].

O procedimento para a aplicação de cargas em transformadores de potência segundo a ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - NBR 5416 [8] recomenda que para a transformação de um ciclo de carga simples em um ciclo de dois níveis de carga, termicamente equivalente, o cálculo da carga básica equivalente inclua o período de carga compreendido entre as doze horas anteriores e as doze horas posteriores ao ponto médio do pico de carga. Já SHORT [50] recomenda que a carga básica equivalente seja o resultado da escolha do maior entre os valores médios quadráticos das cargas das doze horas anteriores ou posteriores ao pico de carga.

Referente a expectativa de vida útil referencial, tendo como base a “Teoria de Arrhenius” para determinação de adicional financeiro devido a sobrecargas que ocasionem perda adicional de vida útil em transformador de potência integrantes da Rede Básica, a AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL [6] estabelece uma expectativa referencial de 40 anos.

Considerando a definição de Nepomuceno [39], de sobrecarga elétrica para transformadores como sendo o carregamento acima da corrente nominal sem que a temperatura do enrolamento e do óleo ultrapassem os limites da classe térmica à qual os mesmos pertencem e de sobrecarga térmica quando tal carregamento ocasiona a ultrapassagem destes limites, este pagamento adicional refere-se

somente a sobrecarga térmica nas condições em que ocorrer carregamentos superiores à potência nominal correspondente ao último estágio do sistema de resfriamento.

3 METODOLOGIA - NBR 5416

Este capítulo apresenta as principais informações conceituais da NBR 5416 e dois estudos de caso de unidades transformadoras, com perfis de curva de carga respectivamente de tipologia irrigante e comercial. O objetivo será de avaliar as reais condições que os mesmos se encontram, em relação à ocorrência ou não da perda adicional de vida útil. Busca ainda estabelecer os limites máximos de carregamento permitidos para que as temperaturas dos enrolamentos e do óleo não ultrapassem os limites de sua classe térmica.

3.1 INFORMAÇÕES CONCEITUAIS DA NBR 5416

Para os objetivos desta Norma, o envelhecimento está fundamentado na vida esperada do transformador, sob efeito da temperatura de operação da isolamento ao longo do tempo.

A expectativa de vida útil utilizada como referencial na NBR 5416 é de 30 anos tendo como base a “Teoria de Arrhenius”. Para os cálculos de verificação da existência de perda adicional de vida útil de um transformador, o valor diário considerado normal é de 0,03691% [4].

A NBR 5416 considera que a degradação do papel isolante, por ação da água, oxigênio e ácidos presentes no óleo isolante, encontra-se sob controle e dentro dos padrões especificados nesta norma e portanto o envelhecimento do mesmo é predominantemente térmico e acumulativo.

Para a NBR 5416 o fator preponderante no cálculo do envelhecimento térmico do transformador é a corrente de carga, não considerando as correntes de curto-circuito, às quais o transformador pode ser submetido.

A NBR 5416 recomenda que:

- A temperatura do ponto mais quente do enrolamento não exceda 140°C e a temperatura do topo do óleo não exceda a 110°C [8].
- Para o cálculo da Carga Básica Equivalente se inclua os períodos de carregamento compreendidos entre as doze horas anteriores e as doze horas posteriores ao ponto médio do pico de carga.
- Para o cálculo de Ponta de Carga será considerado o valor médio quadrático relativo ao intervalo de tempo em que os valores de carga sejam superiores à potência nominal do transformador. Caso o valor assim calculado ficar menor que 90% do valor máximo de potência aparente máxima este deverá ser limitado neste valor.

3.2 ESTUDO DE CASO: CURVA DE CARGA PERFIL IRRIGANTE

No início de 1979 a CEEE elaborou um levantamento detalhado, na Fronteira Oeste do Estado, sobre a potência instalada para fins de levante hidráulico e elaborou um plano de obras para a substituição dos motores Diesel, que acionavam as bombas de irrigação, por motores elétricos, marcando desta forma o início da utilização da energia elétrica na orizicultura [23].

Nas regiões da Fronteira Oeste, a necessidade de irrigação da lavoura de arroz nos meses de dezembro, janeiro e fevereiro faz com que o ciclo de carga tenha característica tipicamente sazonal, representando o funcionamento dos motores de levante hidráulico. Já no período de abril a outubro os valores de carregamento destes transformadores sofrem uma drástica redução.

Desde 1997 o suprimento de energia elétrica da Fronteira Oeste do RS é de responsabilidade da concessionária AES Sul, que dividiu esta área em duas regionais: Fronteira Sul e Fronteira Norte.

A partir de 1998 a AES Sul desenvolve um projeto de “Combate ao Desperdício de Energia Elétrica e de Promoção de seu Uso Eficiente” no setor orizícola.

O objetivo principal de se promover a eficiência energética no setor orizícola é de reduzir o custo de energia elétrica na irrigação, que é uma das despesas mais altas da lavoura [3]. Enfoque particular então é dado na questão do bombeamento usado na irrigação das lavouras de arroz.

O estudo de caso a seguir foi realizado em um transformador abaixador, de potência nominal de placa de 10/12,50 MVA, localizado na subestação de Uruguaiana 3, pertencente à Regional da Fronteira Norte da AES Sul.

O ciclo de carga deste transformador, para o dia de máximo carregamento da safra 2004/2005, ocorreu em 19 de janeiro de 2005, e está representado graficamente na Figura 10.

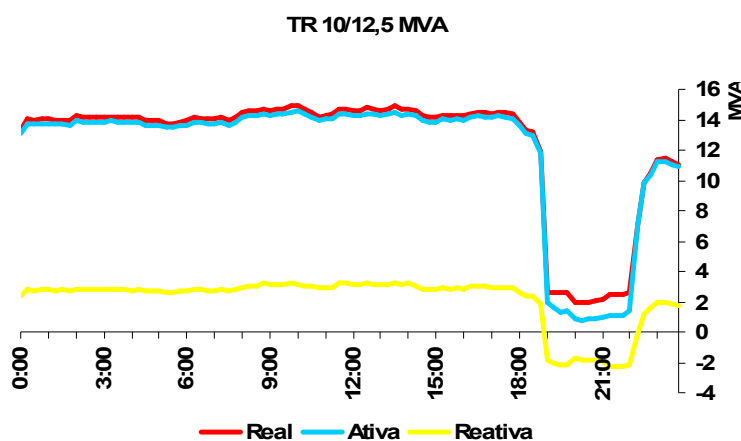


Figura 10: Composição do Ciclo de Carga do Transformador

O perfil da curva de carga de um transformador que atende uma região tipicamente de irrigação de lavoura, de arroz é sazonal. Esta carga é constante durante vinte e uma horas diárias, sendo que somente devido à tarifação ter, no horário definido como “Horário de Ponta”, preços mais elevados é que ocorre o desligamento, por parte dos produtores, dos motores das bombas responsáveis pelo recalque da água.

Para esta curva de carga, no horário compreendido entre as dezenove horas e vinte e duas horas ocorreu o desligamento dos motores de irrigação. Neste período o transformador permaneceu apenas suprindo as cargas residenciais e a iluminação pública.

3.2.1 Análise do Ciclo de Carga da Safra 2004/2005

Para que se possa analisar o comportamento deste transformador, durante a safra 2004/2005, e identificar a situação em que o mesmo se encontrou em relação ao seu ciclo de carregamento, será verificado o seu desempenho frente às seguintes situações de temperatura ambiente local:

- Temperatura fixa em 33°C;
- Temperatura em quatro patamares entre o valor máximo de 33°C e o valor mínimo de 21°C;
- Temperatura entre o valor máximo de 33°C e o valor mínimo de 21°C, porém com variação horária.

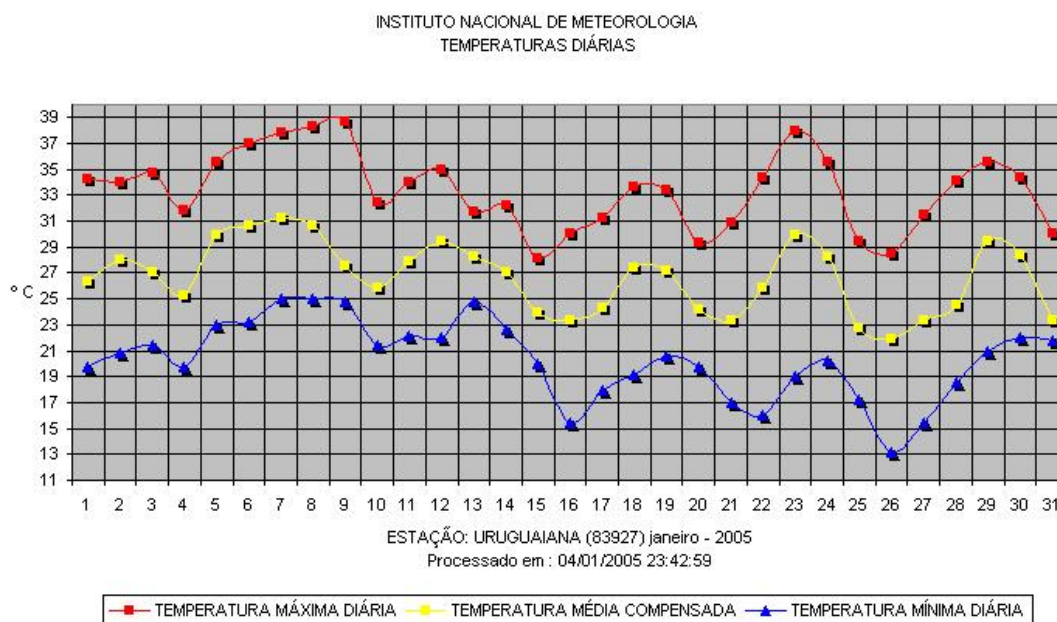


Figura 11: Temperaturas Diárias - Mês Janeiro 2005

Este estudo de caso utilizou, para os valores de temperatura ambiente, as informações fornecidas pelo Instituto Nacional de Meteorologia, Figura 11, uma vez

que para a safra de 2005 não se dispunha ainda este registro junto ao banco de medições informatizadas das potências.

A curva de carga representativa do ciclo de carregamento possui tipologia similar à representada no tipo três da curva de carga de irrigantes, Figura 57, e foi transformado em um ciclo simples termicamente equivalente, conforme critérios da NBR 5416, formado por:

- Uma carga básica de 0,29 p.u. da potência nominal;
- Uma carga de ponta de 1,10 p.u. da potência nominal.

O item 5.6.4 da NBR 5416 recomenda que para seleção dos valores que vão compor o cálculo da carga básica equivalente se inclua os carregamentos do período compreendido entre as doze horas anteriores e as doze horas posteriores ao ponto médio do pico de carga.

Foi utilizado, neste caso exemplo, para o cálculo da carga básica os valores dos carregamentos verificados no intervalo horário das dezenove horas às vinte e duas horas, onde os motores de levante são desligados, o que resultou em 29 % da potência nominal do transformador.

Para este perfil de curva de carga irrigante foi estudado o impacto das ações de Gerenciamento pelo Lado da Demanda.

Os dois níveis de carregamento do ciclo equivalente estão representados na Figura 12, juntamente com o ciclo real. A potência nominal de placa considerada é de 12,5 MVA.

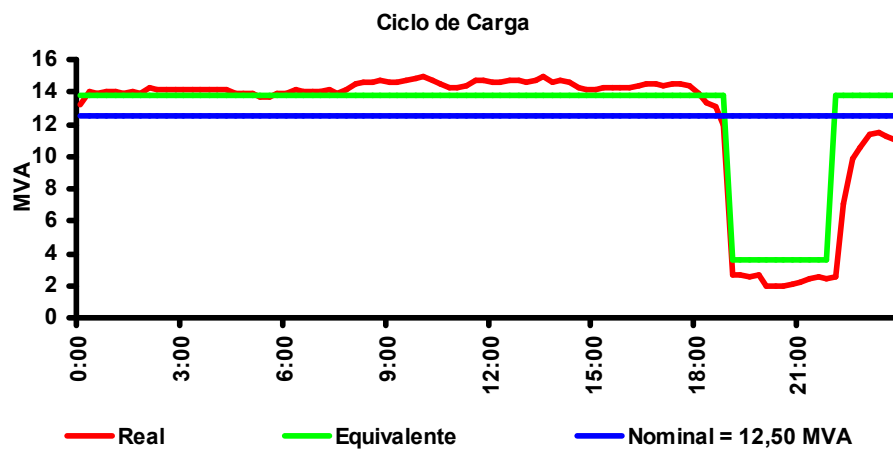


Figura 12: Ciclo Real e Ciclo Equivalente

A Tabela 2 apresenta os dados característicos da classe de 55°C de transformadores, obtidos através da Tabela A.1 da NBR 5416 e os dados calculados para a carga básica e carga de ponta. Os dados característicos servem apenas como dados referenciais, pois devem ser utilizados preferencialmente dados obtidos dos relatórios de ensaio de fábrica do próprio transformador.

Tabela 2: Dados Básicos e Característicos

Ciclo de Carga Não Eficientizado	
Dados de Entrada	
Carga Básica	0,29
Ponta de Carga	1,10
Tempo de Duração de Ponta	21
Elevação Ponto+Quente acima da Temperatura Ambiente(°C)	65
Elevação Topo Óleo acima da Temperatura Ambiente(°C)	40
Elevação Ponto+Quente sobre Topo do Óleo(°C)	25
Constante Tempo do Topo do Óleo - To (h)	1,7
Constante Tempo do Ponto+Quente - Te (h)	0,08
Relação Perda no Cobre e Perdas no Ferro - R	5
Expoente da Elevação da Temperatura do Enrolamento - m	0,8
Expoente da Elevação da Temperatura do Topo do Óleo - n	0,9

3.2.1.1 Temperatura Ambiente fixa em 33°C

Ao se considerar o critério das médias das temperaturas máximas diárias para o mês de janeiro de 2005, a temperatura ambiente foi de 33°C. Este critério, que mantém a temperatura invariável por 24 horas, permite a utilização das tabelas de capacidade de carga fornecidas na NBR 5416, que indica o valor máximo da carga de ponta permitido e informa se para este valor está ocorrendo envelhecimento acelerado do papel isolante.

No entanto, no caso em estudo, como a carga básica é de 29% da capacidade nominal do transformador, fica inviabilizada sua utilização pela falta de referência do limite inferior de interpolação, uma vez que nestas tabelas o menor valor percentual padronizado para carga inicial é de 50%, seguindo após com 70%, 90% e 100% de carga inicial.

Tabela 3: Reprodução Parcial da Tabela B. 25 - NBR 5416

T _a	TABELA B.25 - CARREGAMENTO DE TRANSFORMADORES		CLASSE 55°C
	SISTEMA DE RESFRIAMENTO: ONAN /ONAF		CARGA INICIAL = 50%P _n
	DURAÇÃO DA PONTA	CARGA PONTA	OBS = EV
	(horas)	% P _n	
30°C	2	120	
35°C	2	114	
30°C	4	112	
35°C	4	107	
30°C	8	110	
35°C	8	105	
30°C	24	110	X
35°C	24	105	X
P _n = Potência Nominal do Transformador			
EV= Envelhecimento Acelerado do Papel Isolante			
T _a = Temperatura Ambiente			

A Tabela 3 é uma reprodução parcial da tabela B.25 da NBR 5416 para ciclos de uma única carga de ponta. Nesta se evidenciam, para transformadores de classe

55°C, com um estágio de ventilação forçada (ONAN/ONAF), em função de uma carga inicial igual a 50% da potência nominal do transformador, para as temperaturas ambientes de 30°C e 35°C, com duração de 2 horas, 4 horas, 8 horas e 24 horas, os máximos percentuais de carregamento permitidos em função da potência nominal do transformador.

Exemplificando, um transformador com as características da tabela acima, de 10/12,5 MVA com carga inicial igual a metade de sua potência nominal e com duração de quatro horas de ponta de carga cuja temperatura média máxima ambiente é de 35°C, poderia assumir o valor máximo de carregamento de 107% de sua potência nominal. Tais valores são obtidos limitando-se a temperatura máxima do ponto mais quente do enrolamento em 105°C.

Observa-se também que, para valores intermediários de temperatura ambiente ou de duração de ponta de carga, os valores máximos de carga de ponta devem ser obtidos através da interpolação de dados de uma mesma tabela e até mesmo entre tabelas distintas quando ocorrer carga inicial diferente dos valores padronizados.

No entanto, com a utilização das equações da NBR 5416, para ciclos de uma só carga de ponta, pode-se considerar a variação da temperatura ambiente ao longo do dia ou simplesmente considerá-la fixa em qualquer valor estabelecido e simular para qualquer tempo de duração de ponta o valor percentual máximo de carregamento permitido.

Os valores obtidos para as temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento estão relacionados na Figura 13 e na Tabela 4. Conclui-se que este transformador permaneceu continuamente por dezesseis horas com

temperaturas do ponto mais quente do enrolamento com valores acima de 105 °C e por dezoito horas com valores superiores a 95°C.

Verifica-se que para esta situação de carregamento e de temperatura ambiente, fixa em 33°C, o cálculo para a perda de vida útil total ao longo do dia é de 0,12358%, portanto ultrapassando a perda de vida diária normal do transformador que pela definição da NBR 5416 é de 0,03691%.

Evolução Diária das Temperaturas

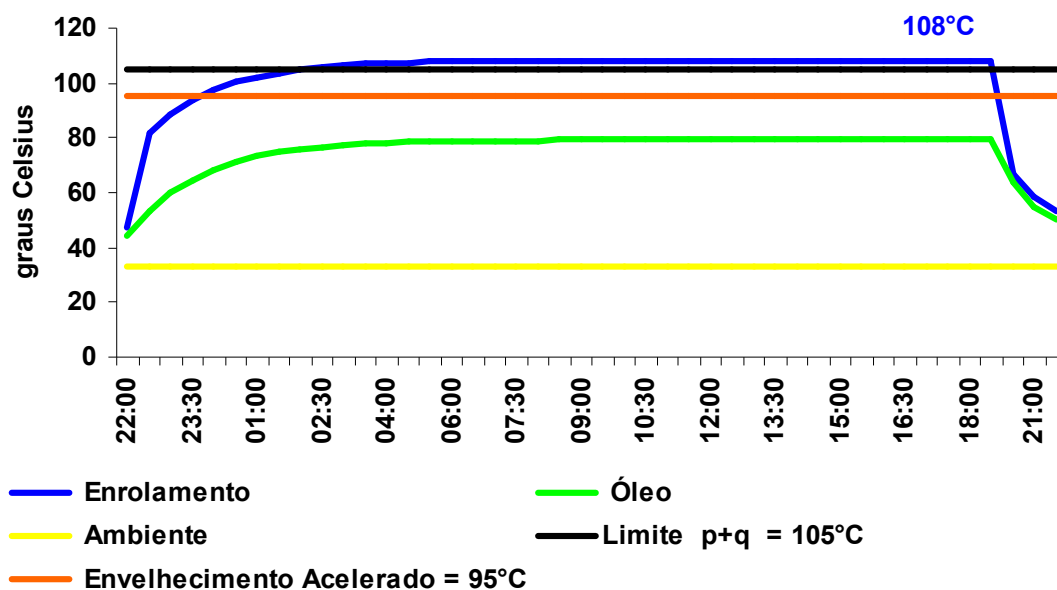


Figura 13: Temperatura do Topo do Óleo e do Ponto mais Quente

Tabela 4: Temperatura do Topo do Óleo e do Ponto Mais Quente

Temperatura em graus Celsius			
Horário	Enrolamento	Óleo	Ambiente
22:00	47	44	33
22:30	82	53	33
23:00	89	60	33
23:30	94	65	33
00:00	97	68	33
00:30	100	71	33
01:00	102	73	33
01:30	104	75	33
02:00	105	76	33
02:30	106	77	33
03:00	107	77	33
03:30	107	78	33
04:00	107	78	33
04:30	108	78	33
05:00	108	79	33
05:30	108	79	33
06:00	108	79	33
06:30	108	79	33
07:00	108	79	33
07:30	108	79	33
08:00	108	79	33
08:30	108	79	33
09:00	108	79	33
09:30	108	79	33
10:00	108	79	33
10:30	108	79	33
11:00	108	79	33
11:30	108	79	33
12:00	108	79	33
12:30	108	79	33
13:00	108	79	33
13:30	108	79	33
14:00	108	79	33
14:30	108	79	33
15:00	108	79	33
15:30	108	79	33
16:00	108	79	33
16:30	108	79	33
17:00	108	79	33
17:30	108	79	33
18:00	108	79	33
19:00	67	64	33
20:00	58	55	33
21:00	53	50	33

3.2.1.2 Temperatura Ambiente em Patamares entre 21°C e 33°C

Neste caso, considerando a metodologia de cálculo da NBR 5416 e a temperatura ambiente variando em quatro patamares entre os valores máximos e mínimos do dia 19 de janeiro de 2005:

- 21°C, das 23h00min às 06h29min;
- 27°C, das 06h30min às 09h59min;
- 33°C, das 10h00min às 19h59min;
- 27°C, 20h00min às 22h59min.

Obtêm-se os valores de temperatura do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento conforme a Tabela 5, cuja representação gráfica é ilustrada na Figura 14.

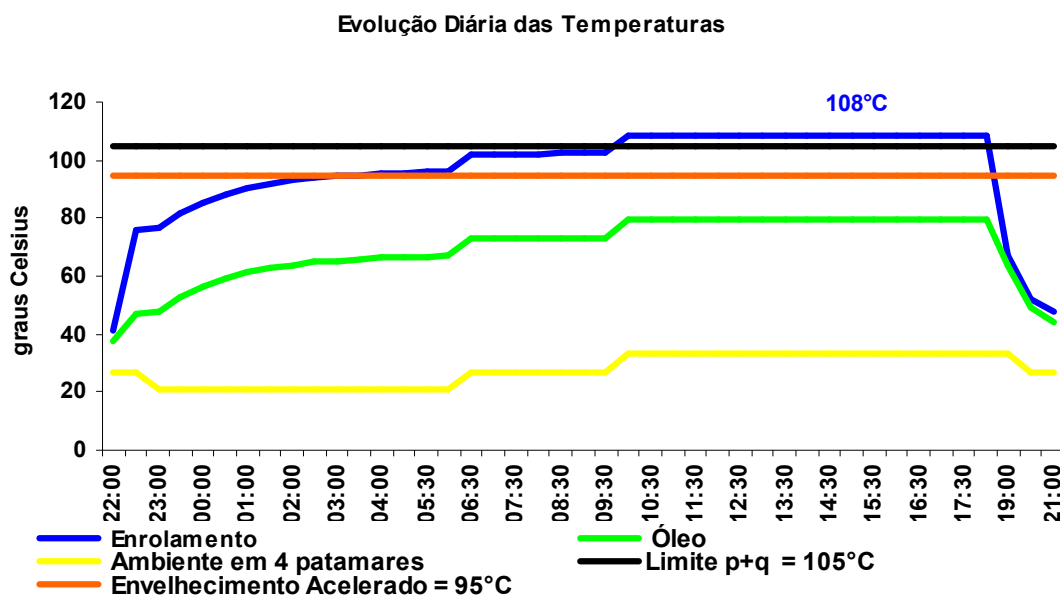


Figura 14: Temperatura do Topo do Óleo e do Ponto mais Quente

Tabela 5: Temperatura do Topo do Óleo e do Ponto Mais Quente

Temperatura em graus Celsius			
Horário	Enrolamento	Óleo	Ambiente
22:00	41	38	27
22:30	76	47	27
23:00	77	48	21
23:30	82	53	21
00:30	88	59	21
01:00	90	61	21
01:30	92	63	21
02:00	93	64	21
02:30	94	65	21
03:00	95	65	21
03:30	95	66	21
04:00	95	66	21
04:30	96	66	21
05:30	96	67	21
06:00	96	67	21
06:30	102	73	27
07:00	102	73	27
07:30	102	73	27
08:00	102	73	27
08:30	102	73	27
09:00	102	73	27
09:30	102	73	27
10:00	108	79	33
10:30	108	79	33
11:00	108	79	33
11:30	108	79	33
12:00	108	79	33
12:30	108	79	33
13:00	108	79	33
13:30	108	79	33
14:00	108	79	33
14:30	108	79	33
15:00	108	79	33
15:30	108	79	33
16:00	108	79	33
16:30	108	79	33
17:00	108	79	33
17:30	108	79	33
18:00	108	79	33
19:00	67	64	33
20:00	52	49	27
21:00	47	44	27

Assim se conclui nesta simulação que, durante oito horas contínuas, este transformador permaneceu com temperaturas do ponto mais quente do enrolamento com valores superiores a 105°C e por quinze horas com valores acima de 95°C.

Nesta situação, em que se considera a variação da temperatura ambiente de acordo com os patamares ilustrados na Tabela 5, o cálculo para a perda de vida útil total ao longo do dia é de 0,08519%, superior ao limite diário estabelecido de 0,03691%.

Determina-se então o valor de carregamento admissível para que a temperatura do ponto mais quente do enrolamento não ultrapasse o limite de 105°C, obtendo-se o valor de 13,30 MVA para a máxima capacidade de carga deste transformador, Figura 15.

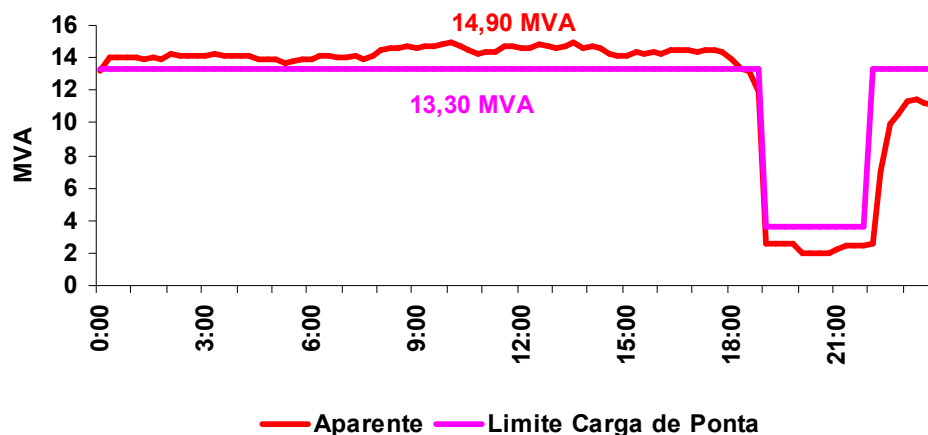


Figura 15: Carregamento Máximo Admissível para a Carga de Ponta

Concluiu-se que nesta situação uma medida de eficiência energética que repercute em uma redução de 11% no valor de carregamento deste transformador, no intervalo das dez horas às dezoito horas, já enquadra a temperatura do ponto mais quente do enrolamento dentro do valor limite de 105°C, Figura 16, porém sua perda de vida útil diária de 0,0555% ainda extrapola o valor recomendado.

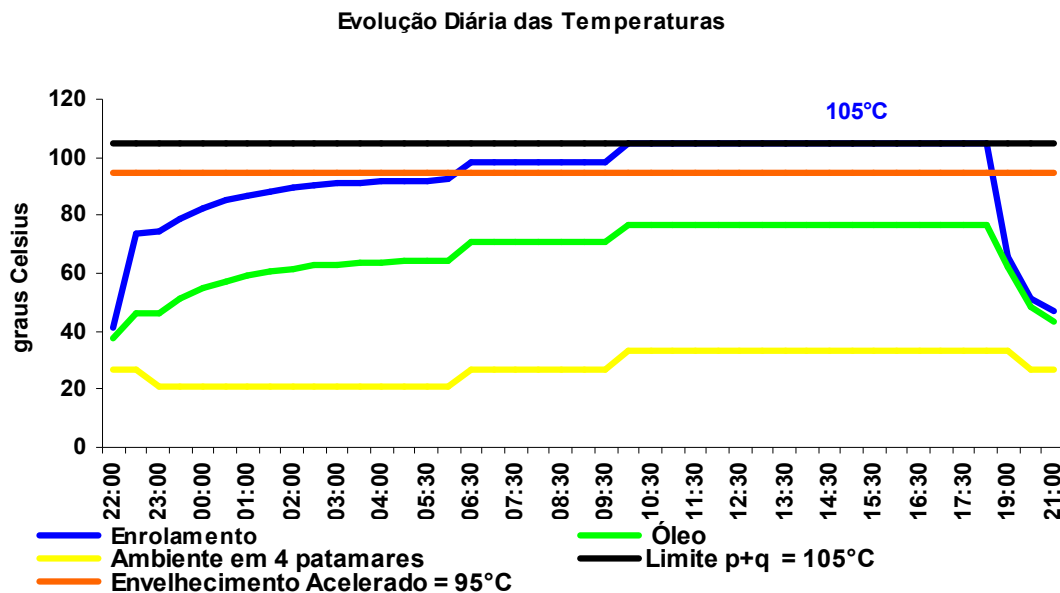


Figura 16: Temperatura do Topo do Óleo e do Ponto mais Quente

3.2.1.3 Temperatura Ambiente Horária entre 33°C e 21°C

Este caso reproduz a situação anterior, considerando, porém a variação da temperatura ambiente em intervalos de duração de uma hora com o objetivo de demonstrar sua influência na alteração dos tempos de permanência com valores elevados de temperatura do ponto mais quente do enrolamento bem como na estimativa de perda de vida útil diária.

Os dados de variação horária de temperatura ambiente para o dia 19 de janeiro de 2005 não são disponíveis e a medição destes dados na própria subestação só foi iniciada em junho de 2005. Resolveu-se então utilizar a flutuação horária de temperatura do dia 21 de junho, disponível junto à concessionária, e adaptá-la para o dia 19 de janeiro, considerando seus valores extremos de 21°C e 33°C.

Tabela 6: Temperatura Ambiente Registrada na SE Uruguiana

Horário	Temperatura Ambiente (°C)	
	Real	Proporcional
2:20	6,37	23
5:00	5,70	22
7:40	4,86	21
10:20	9,69	29
15:40	11,94	33
18:20	11,94	33
21:00	8,24	26
23:40	6,92	24

Desta forma a temperatura do ponto mais quente do enrolamento atingiu 108°C, conforme Figura 17, ficando por:

- Seis horas contínuas de temperatura do ponto mais quente do enrolamento com valores iguais ou superiores a 105 °C;
- Dezesseis horas de temperatura do ponto mais quente do enrolamento com valores acima de 95°C.

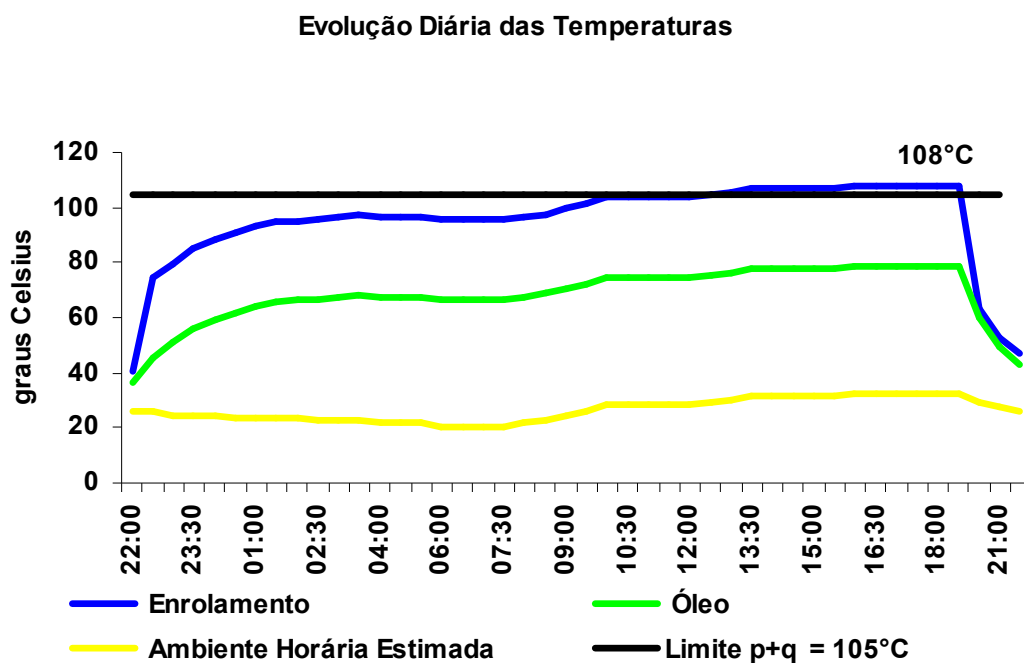


Figura 17: Temperatura do Topo do Óleo e do Ponto mais Quente

Tabela 7: Temperatura do Enrolamento e Perda de Vida Diária

Horário	Temperatura em graus Celsius			PV (%)
	Enrolamento	Óleo	Ambiente	
22:00	40	37	26	0,00000
22:30	75	46	26	0,00006
23:00	80	51	24	0,00012
23:30	85	56	24	0,00022
00:00	89	59	24	0,00035
00:30	91	62	24	0,00048
01:00	93	64	24	0,00061
01:30	95	66	24	0,00073
02:00	95	66	23	0,00079
02:30	96	67	23	0,00085
03:00	97	67	23	0,00092
03:30	97	68	23	0,00097
04:00	96	67	22	0,00088
04:30	96	67	22	0,00091
05:00	97	68	22	0,00093
05:30	96	66	21	0,00082
06:00	96	67	21	0,00083
06:30	96	67	21	0,00084
07:00	96	67	21	0,00085
07:30	97	68	22	0,00094
08:00	98	69	22	0,00105
08:30	99	70	24	0,00129
09:00	101	72	26	0,00157
09:30	104	75	29	0,00220
10:00	104	75	29	0,00220
10:30	104	75	29	0,00220
11:00	104	75	29	0,00220
11:30	104	75	29	0,00221
12:00	105	76	29	0,00234
12:30	106	76	30	0,00258
13:00	107	78	32	0,00313
13:30	107	78	32	0,00313
14:00	107	78	32	0,00313
14:30	107	78	32	0,00313
15:00	107	78	32	0,00314
15:30	108	79	33	0,00341
16:00	108	79	33	0,00341
16:30	108	79	33	0,00341
17:00	108	79	33	0,00341
17:30	108	79	33	0,00341
18:00	108	79	33	0,00682
19:00	63	60	29	0,00003
20:00	53	49	28	0,00001
21:00	47	43	26	0,00000
Perda Total de Vida Útil Diária =				0,07258

Estas temperaturas do ponto mais quente do enrolamento determinam que a perda de vida útil total ao longo do dia de foi de 0,07258%, Tabela 7.

O carregamento necessário para que a temperatura do ponto mais quente do enrolamento não ultrapassasse o seu valor limite de 105°C, Figura 18, continua sendo 13,30 MVA, porém a perda de vida útil total ao longo do dia passa a ser 0,05067%, Tabela 8.

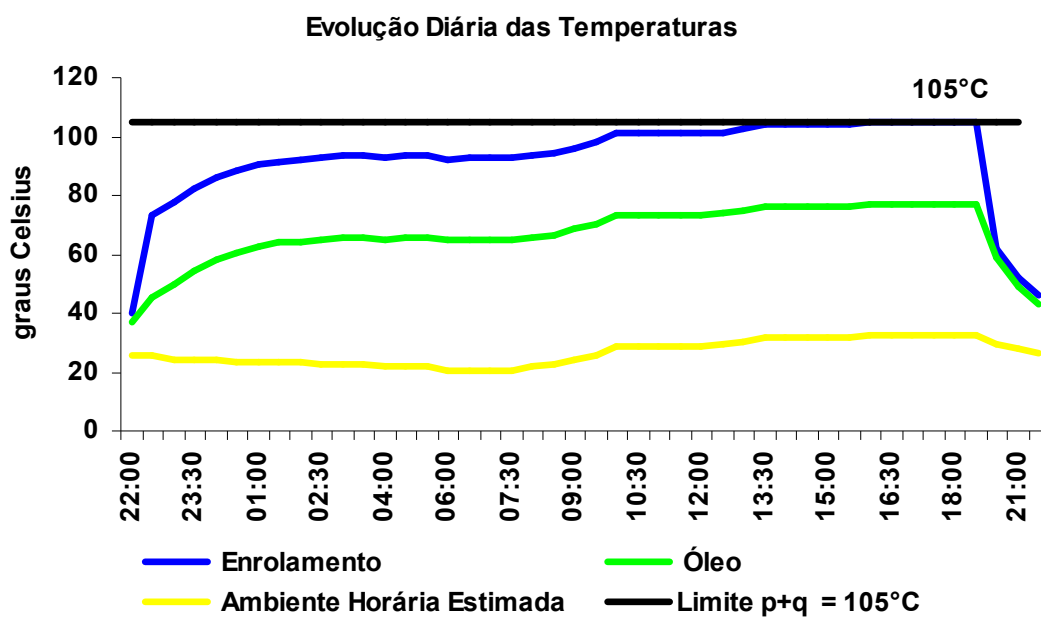


Figura 18: Temperatura do Topo do Óleo e do Ponto mais Quente

Tabela 8: Temperatura do Enrolamento e Perda de Vida Diária

Horário	Temperatura em graus Celsius			PV (%)
	Enrolamento	Oleo	Ambiente	
22:00	40	37	26	0,00000
22:30	73	45	26	0,00005
23:00	78	50	24	0,00009
23:30	82	55	24	0,00017
00:00	86	58	24	0,00026
00:30	88	60	24	0,00034
01:00	90	62	24	0,00043
01:30	92	64	24	0,00052
02:00	92	64	23	0,00055
02:30	93	65	23	0,00059
03:00	93	66	23	0,00064
03:30	94	66	23	0,00067
04:00	93	65	22	0,00061
04:30	93	65	22	0,00063
05:00	93	66	22	0,00064
05:30	92	65	21	0,00057
06:00	93	65	21	0,00057
06:30	93	65	21	0,00058
07:00	93	65	21	0,00058
07:30	94	66	22	0,00065
08:00	94	67	22	0,00072
08:30	96	68	24	0,00089
09:00	98	70	26	0,00109
09:30	101	73	29	0,00153
10:00	101	73	29	0,00153
10:30	101	73	29	0,00153
11:00	101	73	29	0,00153
11:30	101	73	29	0,00153
12:00	101	74	29	0,00163
12:30	102	74	30	0,00180
13:00	104	76	32	0,00219
13:30	104	76	32	0,00219
14:00	104	76	32	0,00219
14:30	104	76	32	0,00219
15:00	104	76	32	0,00219
15:30	105	77	33	0,00239
16:00	105	77	33	0,00239
16:30	105	77	33	0,00239
17:00	105	77	33	0,00239
17:30	105	77	33	0,00239
18:00	105	77	33	0,00478
19:00	62	59	29	0,00002
20:00	52	49	28	0,00000
21:00	46	43	26	0,00000
Perda Total de Vida Útil Diária =				0,05067

A análise apresentada a seguir determina que o carregamento máximo de 13 MVA, na hora de ponta de carga, a ser conseguido através de medidas de eficiência energética, resulta em uma perda de vida útil diária de 0,03671%, Tabela 9, já inferior ao valor recomendado de 0,03691%.

Neste caso a máxima temperatura para o ponto mais quente do enrolamento atingiria 102°C, Figura 19.

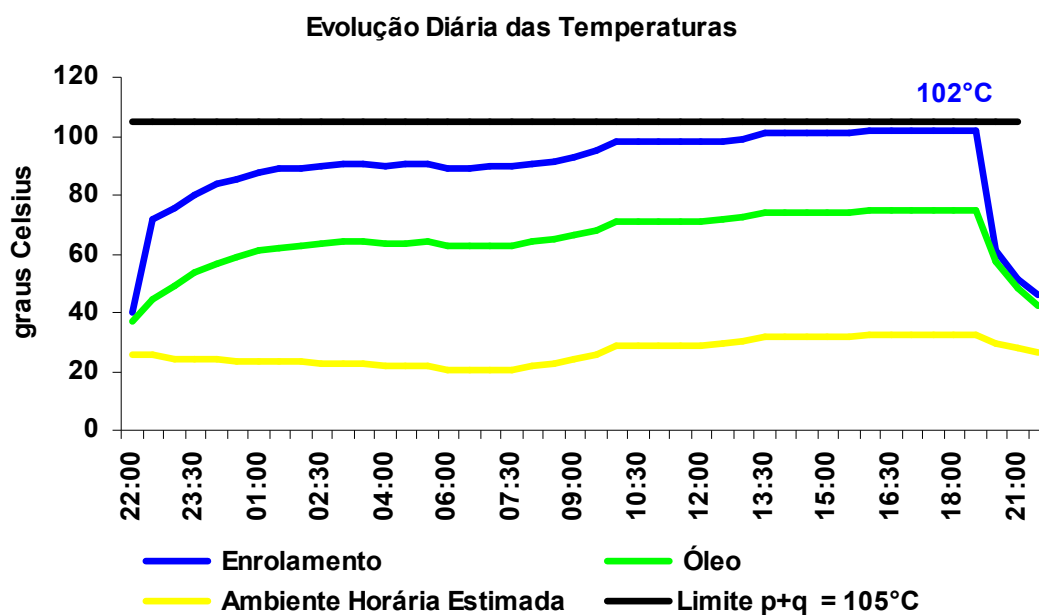


Figura 19: Temperatura do Topo do Óleo e do Enrolamento

Tabela 9: Temperatura do Enrolamento e Perda de Vida Diária

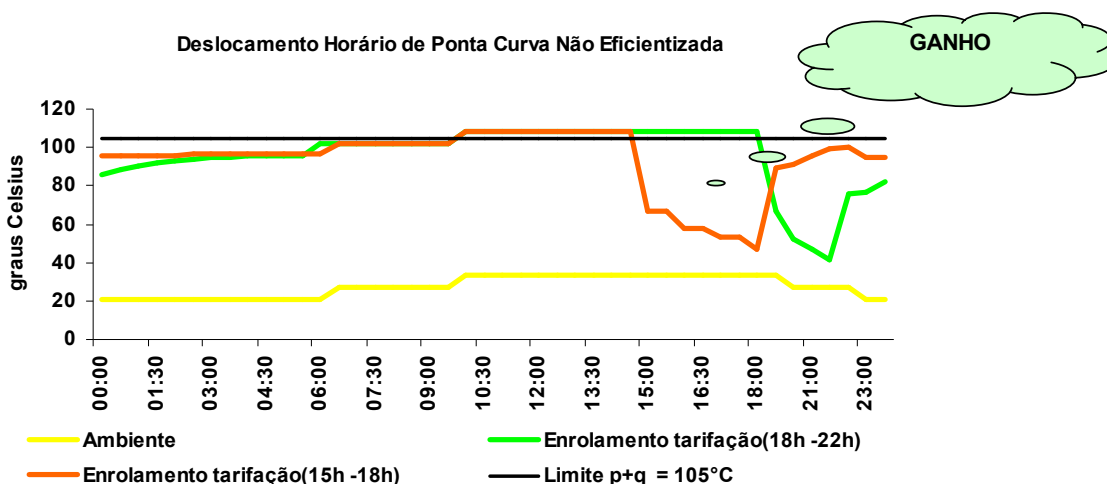
Horário	Temperatura em graus Celsius			PV (%)
	Enrolamento	Oleo	Ambiente	
22:00	40	37	26	0,00000
22:30	72	45	26	0,00004
23:00	76	49	24	0,00007
23:30	80	54	24	0,00013
00:00	84	57	24	0,00019
00:30	86	59	24	0,00025
01:00	88	61	24	0,00032
01:30	89	62	24	0,00038
02:00	90	63	23	0,00040
02:30	90	63	23	0,00043
03:00	91	64	23	0,00046
03:30	91	64	23	0,00048
04:00	90	64	22	0,00044
04:30	91	64	22	0,00045
05:00	91	64	22	0,00046
05:30	90	63	21	0,00040
06:00	90	63	21	0,00041
06:30	90	63	21	0,00041
07:00	90	63	21	0,00041
07:30	91	64	22	0,00046
08:00	92	65	22	0,00052
08:30	93	67	24	0,00064
09:00	95	68	26	0,00078
09:30	98	71	29	0,00111
10:00	98	71	29	0,00111
10:30	98	71	29	0,00111
11:00	98	71	29	0,00111
11:30	98	71	29	0,00111
12:00	99	72	29	0,00118
12:30	100	73	30	0,00131
13:00	101	75	32	0,00159
13:30	101	75	32	0,00159
14:00	101	75	32	0,00159
14:30	101	75	32	0,00159
15:00	101	75	32	0,00159
15:30	102	75	33	0,00174
16:00	102	75	33	0,00174
16:30	102	75	33	0,00174
17:00	102	75	33	0,00174
17:30	102	75	33	0,00174
18:00	102	75	33	0,00348
19:00	61	58	29	0,00002
20:00	52	48	28	0,00000
21:00	46	43	26	0,00000
Perda Total de Vida Útil Diária =				0,03671

3.2.2 Análise do Ciclo de Carga Safra 2004/2005 - Deslocamento do Horário de Ponta

Sabe-se que, quanto maior for o intervalo entre os horários de ocorrência de temperatura máxima ambiente e do máximo valor de carregamento, menor será a máxima temperatura do ponto mais quente do enrolamento.

Com a finalidade de ilustrar esta medida, será analisado o resultado do deslocamento da carga básica resultante do desligamento dos motores, do intervalo das dezenove horas às vinte e duas horas para o horário compreendido entre quinze horas e dezoito horas, através do remanejamento do Horário de Ponta de Carga, Figura 5.

A variação de temperatura ambiente será considerada a mesma do item 3.2.1.2, em quatro patamares de 21°C, 27°C e 33°C e 27°C respectivamente.



Observa-se, na Figura 20, que o ganho ocorrido se verificou através da redução de três horas e meia no tempo deste equipamento permanecer com 107°C, durante a temperatura ambiente máxima.

Este ganho ocorreu pelo simples fato de se ter deslocado o horário do desligamento dos motores que ocorria quando a temperatura ambiente já se encontrava arrefecendo, para o horário em esta se encontra no seu valor máximo. O cálculo do percentual de perda de vida útil diária passou de 0,08519% para 0,068%, para as mesmas condições de carga.

Ao se considerar a temperatura ambiente com variação horária entre os valores de 33°C e 21 °C, de acordo com o item 3.2.1.3, e o desligamento dos motores ocorrendo no horário das quinze horas às dezoito horas, a temperatura do ponto mais quente do enrolamento permaneceu por:

- Duas horas com valores superiores 105°C;
- Dezessete horas com valores superiores a 95°C.

O valor diário de perda de vida útil ficou em 0,05418% sendo ainda superior a perda de vida útil diária normal, conforme pode ser visto na Tabela 10.

Tabela 10: Temperatura do Enrolamento e Perda de Vida Diária

Temperatura em graus Celsius			PV (%)
Horário	Enrolamento	Ambiente	
18:00	47	33	0,00000
18:30	82	33	0,00015
19:00	85	29	0,00023
19:30	90	29	0,00042
20:00	92	28	0,00054
20:30	95	28	0,00075
21:00	96	26	0,00082
21:30	97	26	0,00099
22:00	98	26	0,00107
22:30	99	26	0,00119
23:00	98	24	0,00105
23:30	98	24	0,00110
00:00	98	24	0,00115
00:30	98	24	0,00114
01:00	99	24	0,00117
01:30	99	24	0,00119
02:00	98	23	0,00113
02:30	98	23	0,00111
03:00	98	23	0,00112
03:30	98	23	0,00113
04:00	97	22	0,00099
04:30	97	22	0,00099
05:00	97	22	0,00099
05:30	96	21	0,00086
06:00	96	21	0,00086
06:30	96	21	0,00086
07:00	96	21	0,00086
07:30	97	22	0,00096
08:00	98	22	0,00106
08:30	99	24	0,00130
09:00	101	26	0,00158
09:30	104	29	0,00221
10:00	104	29	0,00221
10:30	104	29	0,00221
11:00	104	29	0,00221
11:30	104	29	0,00221
12:00	105	29	0,00235
12:30	106	30	0,00259
13:00	107	32	0,00314
13:30	107	32	0,00314
14:00	107	32	0,00314
15:00	66	32	0,00002
16:00	58	33	0,00001
17:00	53	33	0,00000
Perda Total de Vida Útil Diária			0,05418

Para o caso de se deslocar o Horário de Ponta, com a curva eficientizada em 13,30 MVA, com valores de temperatura ambiente horária, a máxima temperatura do ponto mais quente atingiria 103°C, Figura 21, e a perda de vida útil diária seria de 0,035503%, Tabela 11.

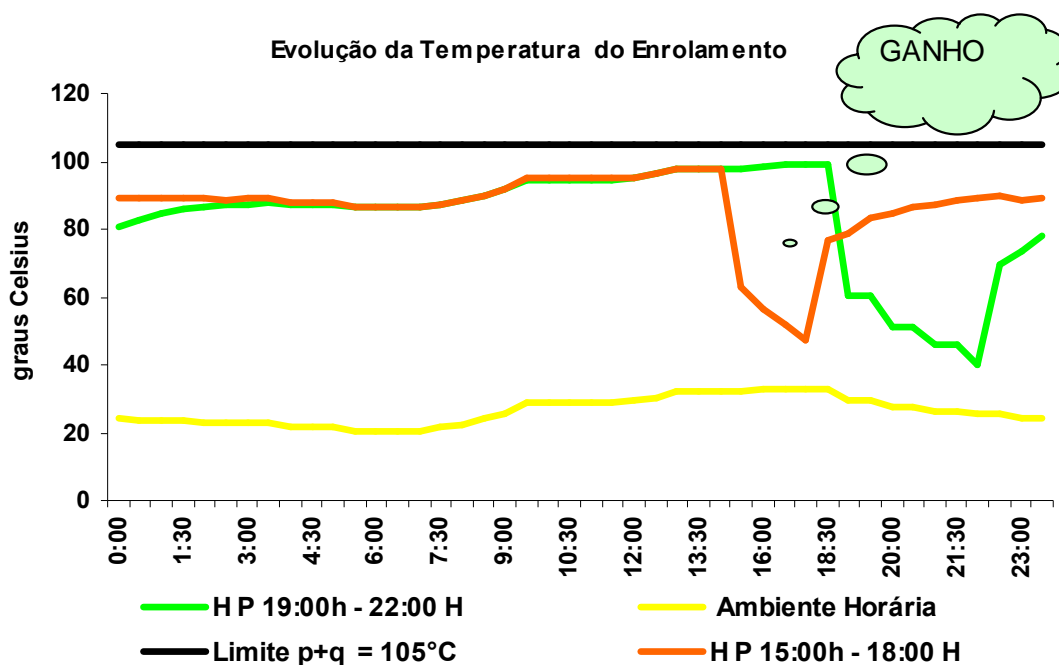


Figura 21: Ganho de Vida Útil por Deslocamento Horário de Ponta

Este valor já é inferior à perda de vida útil normal e reflete um ganho de 0,01564% diário em relação ao mesmo ciclo de carga onde ocorrem os desligamentos dos motores das dezenove horas às vinte e duas horas.

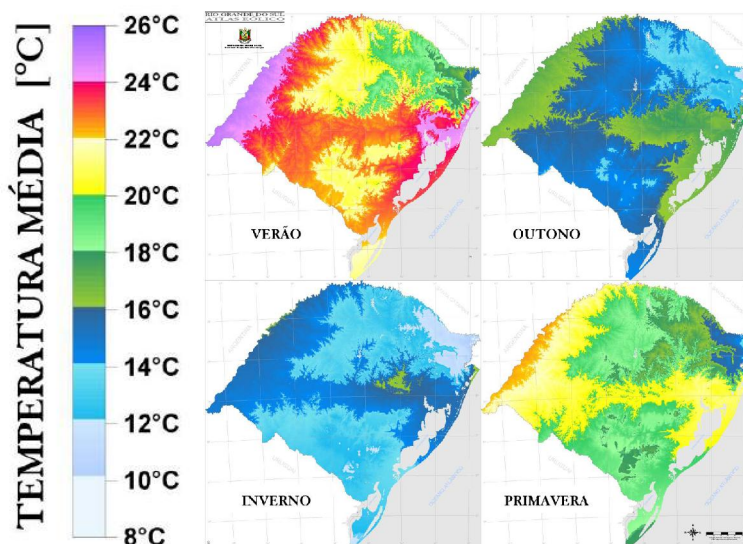
Tabela 11: Temperatura do Enrolamento e Perda de Vida Diária

Temperatura em graus Celsius			PV (%)
Horário	Enrolamento	Ambiente	
18:00	47	33	0,00000
18:30	80	33	0,00011
19:00	83	29	0,00017
19:30	87	29	0,00030
20:00	89	28	0,00037
20:30	92	28	0,00051
21:00	92	26	0,00055
21:30	94	26	0,00065
22:00	94	26	0,00070
22:30	95	26	0,00077
23:00	94	24	0,00068
23:30	94	24	0,00071
00:00	95	24	0,00074
00:30	95	24	0,00073
01:00	95	24	0,00075
01:30	95	24	0,00076
02:00	94	23	0,00072
02:30	94	23	0,00071
03:00	94	23	0,00072
03:30	94	23	0,00072
04:00	93	22	0,00063
04:30	93	22	0,00063
05:00	93	22	0,00063
05:30	92	21	0,00055
06:00	92	21	0,00055
06:30	92	21	0,00055
07:00	92	21	0,00055
07:30	93	22	0,00061
08:00	94	22	0,00068
08:30	96	24	0,00083
09:00	97	26	0,00102
09:30	100	29	0,00143
10:00	100	29	0,00143
10:30	100	29	0,00143
11:00	100	29	0,00143
11:30	100	29	0,00143
12:00	101	29	0,00152
12:30	102	30	0,00168
13:00	103	32	0,00204
13:30	103	32	0,00204
14:00	103	32	0,00204
15:00	65	32	0,00002
16:00	57	33	0,00001
17:00	53	33	0,00000
Perda Total de Vida Útil Diária			0,03509

3.2.3 Análise do Ciclo de Carga para a Entressafra de 2005

O Rio Grande do Sul está situado em zona de clima temperado do tipo subtropical, classificado como mesotérmico úmido e, devido à sua posição geográfica, entre os paralelos 27°03'42" e 33°45'09" latitude sul, e os meridianos 49°42'41" e 57°40'57" longitude oeste, apresenta grandes diferenças de temperatura em relação às demais regiões do Brasil.

As temperaturas ambientes apresentam grande variação sazonal, com verões quentes e invernos bastante rigorosos, Figura 22, com a ocorrência de geada e precipitação eventual de neve, e temperaturas médias variando entre 15 e 18°C, com temperaturas mínimas de até -10°C e temperaturas máximas de 40°C.



Fonte: ATLAS EÓLICO RS

Figura 22: Variações de Temperaturas Médias nas 4 Estações

Devido às temperaturas do inverno coincidirem com o período da entressafra na região da fronteira, foi feita a análise do comportamento das temperaturas do

óleo para o ciclo de carga característico da entressafra, onde o carregamento deste transformador não ultrapassa 1,80 MVA.

O gráfico da Figura 23 ilustra o ciclo de carregamento do transformador, relativo ao dia 21 de junho de 2005.

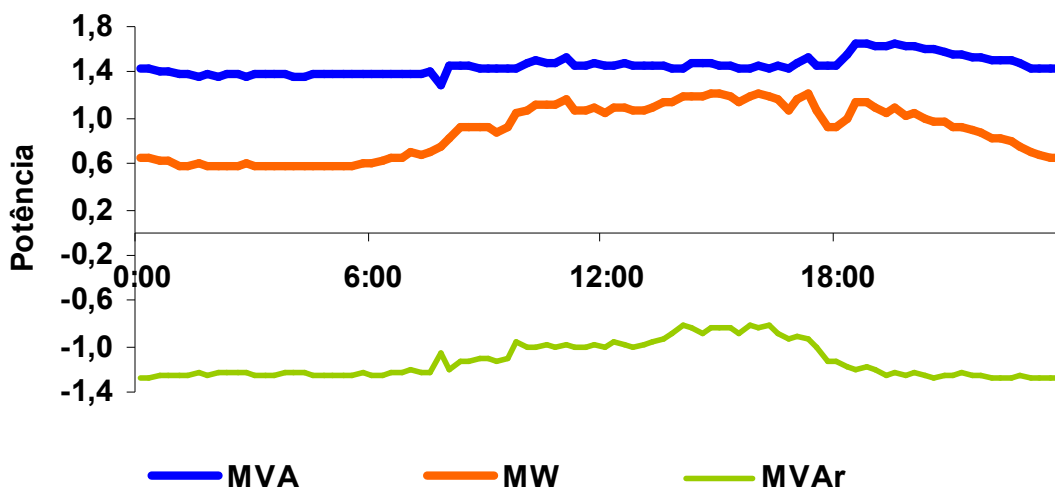


Figura 23: Ciclo de Carga durante a Entressafra

A análise foi realizada considerando para temperatura ambiente os valores fornecidos automaticamente da própria subestação por telecomando. Na Tabela 12 estes valores estão relacionados junto com os valores calculados para a temperatura do óleo e do enrolamento. Observa-se que a temperatura do topo do óleo situa-se na faixa entre 13°C e 20 °C.

Embora não ocorra na entressafra perda de adicional de vida útil e nem perda de vida útil normal, a situação torna-se crítica quando a temperatura ambiente se aproxima do zero grau Celsius, pois a temperatura do óleo fica abaixo de 10°C, podendo ocorrer formação de água livre, depositada no fundo dos radiadores.

Tabela 12: Tabela com Valores de Temperatura do Óleo

Temperatura em graus Celsius				
Horário	Enrolamento	Óleo	t_a variável	(%)
00:00	16	15	6,92	0,00000
01:00	16	15	6,92	0,00000
02:00	16	15	6,92	0,00000
03:00	15	15	6,37	0,00000
04:00	15	15	6,37	0,00000
05:00	14	14	5,70	0,00000
06:00	14	14	5,70	0,00000
07:00	14	14	5,70	0,00000
08:00	13	13	4,80	0,00000
09:00	13	13	4,80	0,00000
10:00	18	18	9,69	0,00000
11:00	18	18	9,69	0,00000
12:00	18	18	9,69	0,00000
13:00	18	18	9,69	0,00000
14:00	18	18	9,69	0,00000
15:00	21	20	11,93	0,00000
16:00	21	20	11,93	0,00000
17:00	21	20	11,93	0,00000
18:00	21	20	11,93	0,00000
19:00	21	20	11,93	0,00000
20:00	21	20	11,93	0,00000
21:00	17	16	8,20	0,00000
22:00	17	16	8,20	0,00000
23:00	16	15	6,92	0,00000
Perda Total de Vida Útil Diária =				zero

A Figura 24 apresenta a faixa de valores alcançados para a temperatura do óleo em ambas as situações de temperatura ambiente, a temperatura horária real e fixa em zero grau Celsius.

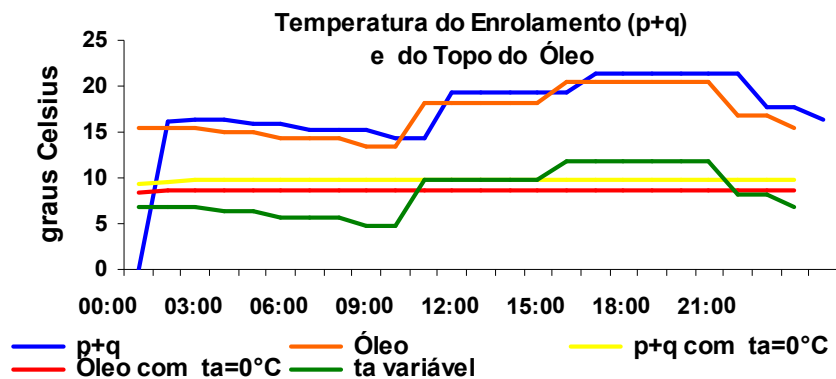


Figura 24: Valores de Temperatura do Óleo para a Entressafra

Tabela 13: Temperatura do Topo do Óleo e do Ponto Mais Quente

Temperatura em graus Celsius			
Horário	Enrolamento	Óleo	Ambiente
00:00	9	8	0
01:00	10	9	0
02:00	10	9	0
03:00	10	9	0
04:00	10	9	0
05:00	10	9	0
06:00	10	9	0
07:00	10	9	0
08:00	10	9	0
09:00	10	9	0
10:00	10	9	0
11:00	10	9	0
12:00	10	9	0
13:00	10	9	0
14:00	10	9	0
15:00	10	9	0
16:00	10	9	0
17:00	10	9	0
18:00	10	9	0
19:00	10	9	0
20:00	10	9	0
21:00	10	9	0
22:00	10	9	0
23:00	10	9	0

A Tabela 13 ilustra que a temperatura do óleo permanece próxima a 9°C para os dias em que a temperatura ambiente é de zero grau Celsius.

Cabe aqui ressaltar que, se fossem desligados os bancos de capacitores existentes ao longo dos alimentadores, não haveria circulação de potência reativa passando no sentido inverso do fluxo de potência ativa, que neste caso é benéfico, pois aumenta em 1 grau Celsius a temperatura do óleo.

3.2.4 Análise dos Resultados e Sugestões

A NBR 5416 sugere, para a escolha dos valores de carregamento que entram na composição do valor médio quadrático para o cálculo da carga básica equivalente e para a carga equivalente de ponta, procedimentos que ficam a critério do analista tais como a determinação do período limitado sobre o qual a maior parte da ponta irregular parece existir. Assim sendo, o resultado obtido pode originar diagnósticos diferenciados quando realizados por mais de um profissional.

Pelos resultados obtidos, as ações de Gerenciamento pelo Lado da Demanda, que promovem alteração na curva de carga do sistema de bombeamento de água para irrigação de lavouras arroteiras, representadas através da figura de GLD conhecida como Conservação de Energia, Figura 6, reflete benefícios:

- Ao produtor rural, que pode reduzir o seu consumo de energia elétrica reduzindo assim os custos na lavoura;
- À concessionária, ao eliminar o desperdício de energia em uma região que exige grandes investimentos na rede de distribuição;
- Aos transformadores das subestações, quando os mesmos se enquadram na classificação de “Carregamento acima ou igual a sua capacidade nominal com perda adicional de vida útil”.

O fato dos motores serem desligados, no horário entre dezenove horas e vinte e duas horas, devido situação imposta pela modalidade tarifária mais elevada, através da figura de mérito de GLD – Deslocamento da Ponta, Figura 5, caracterizando a tipologia três da curva de carga de irrigantes, Figura 57, é altamente benéfico ao transformador.

O deslocamento desta modalidade tarifária para o horário das quinze horas até às dezoito horas proporciona redução de três horas do tempo total que este transformador fica exposto a elevadas temperaturas do ponto mais quente do enrolamento, diminuindo assim o percentual adicional de perda de vida útil diária.

Toda a iniciativa que promova a eficiência energética nesta região, na época do levante hidráulico, meses de dezembro, janeiro e fevereiro até meados de março, onde a temperatura ambiente no período diurno é elevada (superior a 30°C), é altamente benéfica mesmo que não repercuta diretamente em postergação de obras.

Certamente já não provocar um envelhecimento acelerado do papel isolante do transformador é um excelente ganho repercutido no Lado da Oferta, uma vez que a vida útil de um transformador está diretamente relacionada à vida do isolamento sólido, ou seja, do papel isolante, já que o óleo pode ser regenerado ou trocado.

No período de entressafra, estes transformadores apresentam baixos valores de carregamento, época esta coincidente com as baixas temperaturas de outono e inverno. A vida útil desses transformadores pode ser prolongada se a eles forem adaptados sistemas de preservação de óleo mais eficientes, em substituição aos respiradores de sílica-gel, como o sistema fechado de preservação do óleo, retardando assim o envelhecimento do papel isolante pelos fatores oxigênio e umidade.

Finalizando, toda a iniciativa que promover, através da aplicação da figura de mérito de Redução de Sazonalidade, adaptado o período úmido e seco para safra e entressafra, Figura 25. A utilização da disponibilidade de carregamento na entressafra e efetuar ações de combate ao desperdício de energia no período de

safra, como o projeto de eficiência energética da lavoura do arroz desenvolvido pela AES Sul, proporciona indiretamente um aumento do tempo de vida útil do transformador.

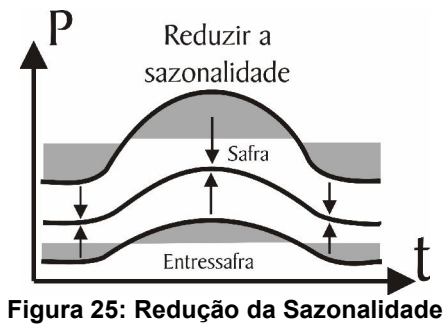


Figura 25: Redução da Sazonalidade

3.3 ESTUDO DE CASO: CURVA DE CARGA PERFIL COMERCIAL

Como exemplo demonstrativo será analisado o ciclo de carga do dia 16 de agosto de 2005 de um transformador pertencente à regional Metropolitana da Concessionária AES Sul.

O ciclo de carga desta unidade transformadora de 15/20/25 MVA, está ilustrado a seguir, Figura 26, e possui como valor máximo de ponta 1,13 p.u., ou seja 28,22 MVA.

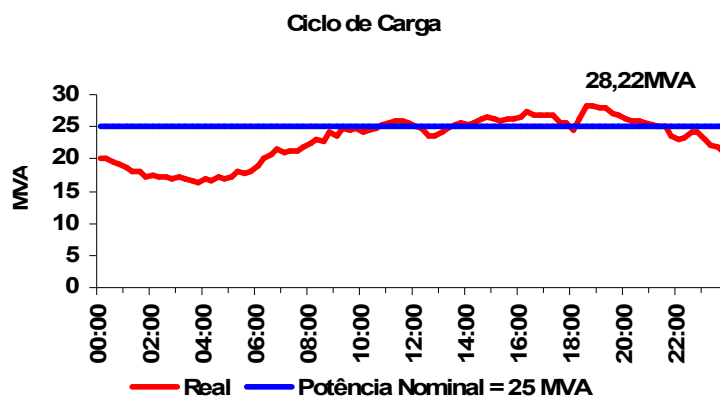


Figura 26: Composição do Ciclo de Carga do Transformador

Para este dia, serão tomados como referência para valores de temperatura ambiente os dados horários de temperatura de Porto Alegre, Figura 27, cidade próxima à localização do transformador. Portanto, o valor de carregamento encontrado como limite e as temperaturas determinadas como máximas, não são exatas, devendo ser consideradas em caráter qualitativo.

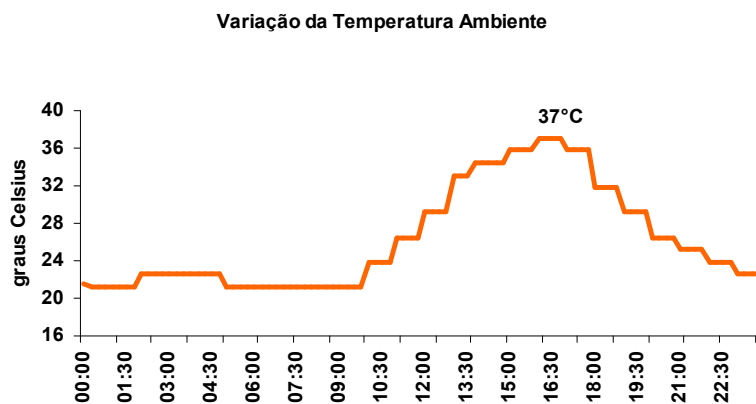


Figura 27: Ciclo Diário da Temperatura Ambiente

O ciclo de carga real, Figura 26, coincidiu com o perfil de curva da carga comercial da tipologia total, Figura 50, obtida como resultante de uma composição dos nove tipos individuais, onde se evidencia duas pontas: uma diurna e outra noturna.

Este ciclo de carga foi transformado em um ciclo simples termicamente equivalente, conforme ilustração da Figura 28, formado por:

- Uma carga básica de valor 0,92 p.u.;
- Uma carga de ponta valor de 1,03 p.u..

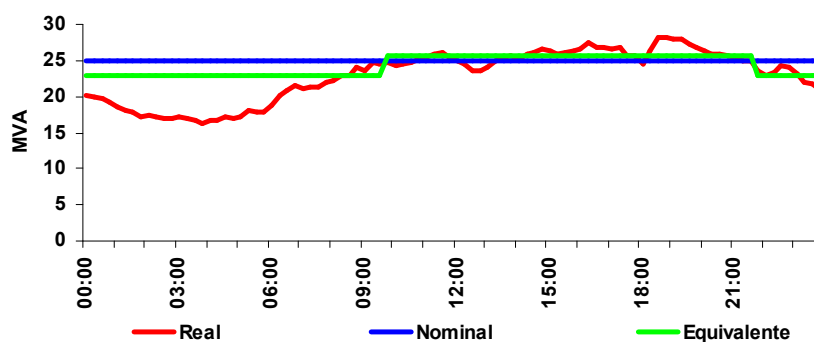


Figura 28: Ciclo Real e Ciclo Equivalente

A Tabela 14 apresenta os dados característicos da classe de 55°C de transformadores, obtidos através da Tabela A.1 da NBR 5416 e que servem apenas como dados referenciais, pois devem ser utilizados preferencialmente dados obtidos dos relatórios de ensaio de fábrica do próprio transformador.

Tabela 14: Dados Característicos

CONSTANTES DO TRANSFORMADOR	
Elevação do ponto mais quente acima do ambiente (°C)	65
Elevação do topo do óleo acima do ambiente (°C)	37
Diferença entre ponto mais quente e topo do óleo (°C)	28
Constante de tempo do topo do óleo - T_o (h)	1,25
Constante de tempo do ponto mais quente - T_e (h)	0,08
Relação entre perdas no cobre e perdas no ferro - R	5
m (expoente do enrolamento)	0,80
n (expoente do óleo)	0,90

Para este dia a simulação será realizada considerando as seguintes variações de temperatura ambiente:

- Temperatura Ambiente fixa em 33°C;
- Temperatura Ambiente variando entre 21°C e 37°C.

3.3.1 Temperatura Ambiente fixa em 33°C

Ao se considerar a temperatura ambiente fixa em 33°C, uma das opções para determinar o valor máximo da carga de ponta, com tempo de permanência em ponta de 12 horas, a ser imposta ao transformador, é através da utilização da Tabela 15.

Para tanto se efetua uma interpolação entre os valores para a duração da ponta de 8 horas e 24 horas, com a temperatura fixa de 30°C, e temperatura fixa de 35°C, que são respectivamente 1,10 p.u. e 1,05 p.u..

Desta forma obtém-se 107% de sua potência nominal, valor este equivalente a 26,75 MVA, como limite máximo de carregamento permitido para que a temperatura do enrolamento não ultrapasse 105°C.

Tabela 15: Reprodução Parcial da Tabela B. 31 - NBR 5416

T _a	TABELA B.31 - CARREGAMENTO DE TRANSFORMADORES		CLASSE 55°C
	SISTEMA DE RESFRIAMENTO: ONAN /ONAF/ONAF		CARGA INICIAL = 90%P _n
	DURAÇÃO DA PONTA	CARGA PONTA	OBS = EV
	(horas)	% P _n	
30°C	8	110	X
35°C	8	105	X
30°C	24	110	X
35°C	24	105	X
P _n = Potência Nominal do Transformador			
EV= Envelhecimento Acelerado do Papel Isolante			
T _a = Temperatura Ambiente			

O diagnóstico realizado através da consulta da referida Tabela B. 31, acusa que este transformador está sofrendo um envelhecimento acelerado do seu papel isolante.

Quando se efetua os cálculos, através das equações da NBR 5416 com a temperatura ambiente fixa em 33°C, fixando também o valor da carga de ponta em 1,03 p.u. (25,75 MVA), a temperatura do ponto mais quente do enrolamento atinge 101°C, valor este inferior ao limite máximo permitido de 105°C, Tabela 16.

Tabela 16: Temperatura do Topo do Óleo e do Ponto Mais Quente

Horário	Enrolamento	Óleo	Tambiente
09:45	90	66	33
10:00	96	67	33
12:00	100	71	33
15:00	101	72	33
18:00	101	72	33
20:00	101	72	33
21:00	101	72	33
22:00	96	72	33
00:00	96	72	33
01:00	96	72	33
05:00	96	72	33
07:00	96	72	33

No entanto mesmo que a temperatura do ponto mais quente do enrolamento não ultrapasse o valor de 101°C a perda de vida útil diária, nestas condições, é $0,05626\%$. Assim sendo, o diagnóstico também será de envelhecimento acelerado do papel isolante deste transformador.

3.3.2 Temperatura Ambiente variando entre 21°C e 37°C

Na condição de variação horária da temperatura ambiente, este transformador não estará submetido a perda de vida útil adicional por envelhecimento precoce de seu papel isolante, sendo seu valor diário de perda de vida útil $0,03677\%$.

A Figura 29 ilustra o comportamento do aquecimento do ponto mais quente do enrolamento, obtido através da utilização das equações da NBR 5416, na condição de temperatura fixa em 33°C e para a atual condição analisada de temperatura ambiente, variando entre 21°C e 37°C .

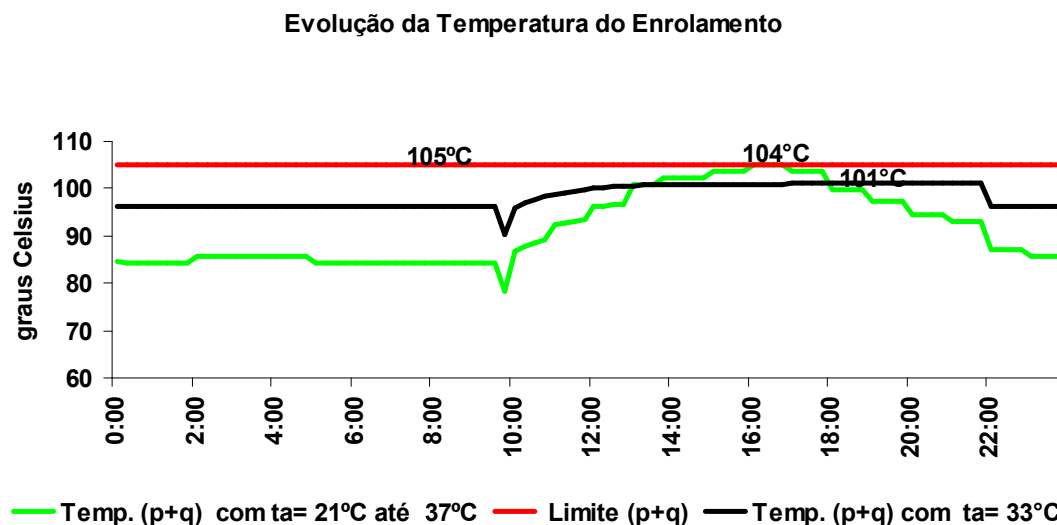


Figura 29: Evolução da Temperatura do Enrolamento conforme Temperatura Ambiente

A comparação entre os valores obtidos através da utilização das tabelas, das equações considerando a temperatura fixa e das equações considerando a influência da variação horária de temperatura ambiente demonstra que pode existir uma divergência de resultados em relação ao cálculo da expectativa de perda de vida útil podendo até ocorrer uma inversão do diagnóstico fazendo com que o transformador passe da situação de carregamento acima de sua capacidade nominal com perda de vida útil adicional para carregamento acima de sua capacidade nominal sem perda de vida útil adicional.

Assim as tabelas da NBR 5416 ou as equações considerando a temperatura fixa tendem a ser geralmente mais conservativas que a utilização das equações que consideram a variação da temperatura ambiente horária, embora isto não signifique obrigatoriamente que o diagnóstico que espelhe a condição real do ciclo de carga seja coincidente com o menos conservativo.

3.4 RESUMO DO ESTUDO DE CASO: PERFIL IRRIGANTE

A Tabela 17 tem por objetivo apresentar de forma comparativa os resultados do estudo de caso do transformador da subestação de Uruguaiiana 3, considerando a variação da temperatura ambiente horária, para o período de safra.

A mesma foi elaborada apresentando inicialmente a situação original da evolução da temperatura do enrolamento de acordo com a solicitação de ciclo de carga diário, e da perda de vida útil diária que esta temperatura submete ao papel isolante.

Comparativamente foi analisada a aplicação da figura de mérito de GLD de Deslocamento da Ponta, Figura 5, que não implica em medidas de eficiência energética, para quantificar o impacto que acarretaria no transformador.

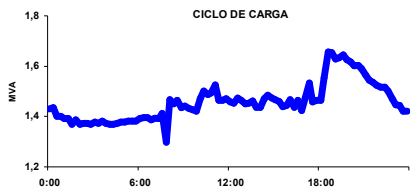
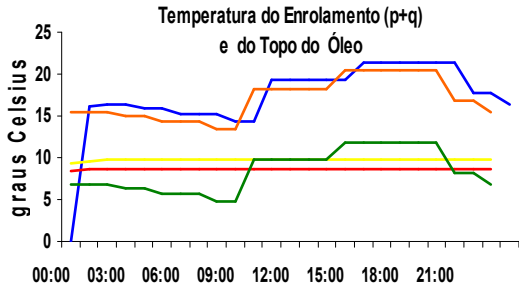
A mesma seqüência foi novamente utilizada ao se enquadrar a temperatura do enrolamento no seu limite máximo de 105°C, através da aplicação da figura de mérito de Conservação de Energia, Figura 6, nas duas condições diferenciadas de Horário de Ponta, sendo que para o Horário de Ponta compreendido entre quinze horas e dezoito horas já se conseguiu, para um carregamento de ponta equivalente de 13,30 MVA, que o transformador apresentasse perda de vida útil diária normal. No entanto para o Horário de Ponta compreendido entre dezenove horas e vinte e duas horas, foi necessário reduzir o valor da carga de ponta equivalente para 13 MVA para se obter este mesmo resultado.

Tabela 17: Diagnóstico do Ciclo de Carga do Transformador – Safra

DIAGNÓSTICO DO CICLO DE CARGA DO TRANSFORMADOR DA SE URU 3 - NBR 5416 - SAFRA 2004/2005			
DADOS GERAIS : 1 - TR 10/12,5 MVA	2 - ONAN/ONAF	HORÁRIO DE PONTA : 19h - 22h X 15h - 18h	
	3 - CLASSE : 55 °C		
SAFRA	TEMPO DE PERMANÊNCIA NESTAS TEMPERATURAS	Temp. Enrolamento	
	PONTA 19h - 22h	Perda Vida Útil Diária(%)	
<p>NÃO EFICIENTIZADA</p> <p>14,90 MVA</p> <p>Real Nominal Equivalente</p>	<p>> 95°C 16 h</p> <p>>105°C 6 h</p>	<p>108°C / 107°C</p>	
<p>Carga Básica (% Pn) 0,29</p> <p>Carga de Ponta (%Pn) 1,10</p> <p>Tempo de Duração de Ponta (h) 21</p>	<p>PONTA 15h - 18h</p> <p>> 95°C= 17 h</p> <p>>105°C= 2 h</p>	<p>(p+q) 19h - 22 h 15h - 18h</p> <p>0,07258 0,05418</p>	
EFICIENTIZADA - p+q = 105°C	TEMPO DE PERMANÊNCIA NESTAS TEMPERATURAS	Temp. Enrolamento	
	PONTA 19h - 22h	Perda Vida Útil Diária(%)	
<p>EFICIENTIZADA - p+q = 105°C</p> <p>13,30 MVA</p> <p>Real Nominal Equivalente</p>	<p>> 95°C= 10 h</p> <p>>105°C= 3 h</p>	<p>105°C/103°C</p>	
<p>Carga Básica (% Pn) 0,29</p> <p>Carga de Ponta (%Pn) 1,06</p> <p>Tempo de Duração de Ponta (h) 21</p>	<p>PONTA 15h - 18h</p> <p>> 95°C= 16 h</p> <p>>105°C= 0 h</p>	<p>(p+q) 19h - 22 h 15h - 18h</p> <p>0,05067 0,03503</p>	
EFICIENTIZADA - PARA PV(%) NORMAL	TEMPO DE PERMANÊNCIA NESTAS TEMPERATURAS	Temp. Enrolamento	
	PONTA 19h - 22h	Perda Vida Útil Diária(%)	
<p>EFICIENTIZADA - PARA PV(%) NORMAL</p> <p>13MVA</p> <p>Real Nominal Equivalente</p>	<p>> 95°C= 9 h</p> <p>>105°C= 0 h</p>	<p>102°C</p>	
<p>Carga Básica (% Pn) 0,29</p> <p>Carga de Ponta (%Pn) 1,04</p> <p>Tempo de Duração de Ponta (h) 21</p>		<p>(p+q) 19h - 22 h 15h - 18h</p> <p>0,03671 0,03503</p>	
PERDA DE VIDA DIÁRIA NORMAL	0,03691%	PERDA DE VIDA ANUAL NORMAL	13,47%
DIAGNÓSTICO : O deslocamento do Horário de Ponta, para o intervalo entre 15h - 18h, estimulando o desligamento dos motores, repercute em ganho de tempo de vida útil para este transformador.			

A Tabela 18 apresenta este mesmo estudo de caso, para o período de entressafra. Nesta evidencia-se agora não mais a preocupação com a temperatura do ponto mais quente do enrolamento e sim a preocupação com a baixa temperatura do óleo e com a presença de umidade no mesmo em virtude do carregamento ínfimo e das temperaturas ambientes próximas a zero grau Celsius.

Tabela 18: Diagnóstico do Ciclo de Carga do Transformador – Entressafra

DIAGNÓSTICO DO CICLO DE CARGA DO TRANSFORMADOR DA SE URU 3 - ENTRESSAFRA 2005					
DADOS GERAIS DO TR : 10 / 12,5 MVA 1 - REFRIGERAÇÃO : ONAN/ONAF 2 - CLASSE : 55 °C		TEMPERATURA AMBIENTE(°C)	TEMPERATURA DO ÓLEO(°C)	PERDA DE VIDA(%)	
 <p>CICLO DE CARGA</p> <p>CARGA BÁSICA(% Pn) 0,12 CARGA DE PONTA(%Pn) 0,13 TEMPO DE DURAÇÃO DE PONTA(h) 24</p>	 <p>Temperatura do Enrolamento (p+q) e do Topo do Óleo</p> <p>— p+q — Óleo — p+q com ta=0°C — Óleo com ta=0°C — ta variável</p>		MÍNIMA 5,70 MÁXIMA 11,93	Óleo MÍNIMA = 13 Óleo MÁXIMA = 20	ZERO
			FIXA 0	Óleo MÍNIMA = 9 Óleo MÁXIMA = 8	
	DIAGNÓSTICO : Temperaturas do óleo abaixo de 10°C podendo ocorrer formação de água livre.				
	RECOMENDAÇÃO : Utilização de Sistemas de Preservação do Óleo mais eficientes , em substituição aos respiradores de sílica-gel				

4 METODOLOGIA - MÉTODO DOS PATAMARES

4.1 INTRODUÇÃO

Geralmente o ciclo de carga diário real de um transformador não possui uma tipologia de uma única ponta, que permitiria a sua representação por um ciclo de carga retangular simples, termicamente equivalente, formado por uma carga básica e um pico de carga, constantes ao longo de sua duração [8].

Para que estes ciclos de operação, de mais de uma ponta de carga, possam ser adequadamente representados, de forma a possuírem comportamento termicamente equivalente, é que foi desenvolvida neste estudo a metodologia que é apresentada a seguir, denominada Método dos Patamares.

Esta metodologia foi desenvolvida voltada para o enfoque de quantificar o impacto gerado pelas ações de Gerenciamento pelo Lado da Demanda, no ciclo de carga de transformadores e assim determinar suas reais capacidades de carregamento.

O perfil do ciclo de carga do transformador é analisado e dividido em patamares de níveis de carregamentos, tantos quantos forem convenientes, com flexibilidade individualizada por patamar de efetuar alterações nos seus intervalos de tempo, permitindo uma boa precisão na determinação dos valores limites de temperatura do óleo e do ponto mais quente do enrolamento.

O ciclo de carga real terá início à zero hora e se estenderá até às vinte e quatro horas do mesmo dia, devendo ser normalizado pela potência nominal do transformador (p.u.), com valores de carga integralizados em quinze minutos.

4.2 DIVISÃO E CLASSIFICAÇÃO DO CICLO DE CARGA EM PATAMARES

Estes critérios foram adotados através da experiência prática considerando seus resultados favoráveis, quando aplicados em vários ciclos de carga, fornecendo um número suficiente de patamares para que exista equivalência térmica entre os ciclos de carga real e equivalente.

É realizada a comparação do valor de carregamento para cada intervalo considerado $S_{(i)}$, com o valor de carregamento do intervalo anterior $S_{(i-1)}$. No momento em que se inverte a ascendência ou descendência de valores, por mais de três degraus consecutivos, deverá ser considerado o horário da primeira inversão como o início de um novo patamar.

Efetuem-se subdivisões de um mesmo patamar sempre que:

- O patamar iniciar com valor de carregamento inferior a 1 p.u. e subir gradativamente para permanecer com valores superiores a 1 p.u. por mais de três intervalos consecutivos (45 minutos), a fim de ficar evidenciado, através de um patamar exclusivo, que neste período de tempo o ciclo de carga deste transformador ultrapassa sua capacidade nominal;

- Existir variações dos degraus de carga $S_{(i)}$ em um mesmo patamar tais que a diferença entre o valor inicial e final exceder a 0,2 p.u., mesmo que tais valores não ultrapassem a sua capacidade nominal.

Para demonstrar a metodologia foi considerado um ciclo de carga real, onde se evidencia a existência de uma ponta diurna com o pico da tarde superior ao da manhã, já dividido em quatro patamares horários, Figura 30:

- Patamar A - das zero às sete;
- Patamar M - das oito às doze;
- Patamar T - das treze às dezoito;
- Patamar N - das dezenove às vinte e três.

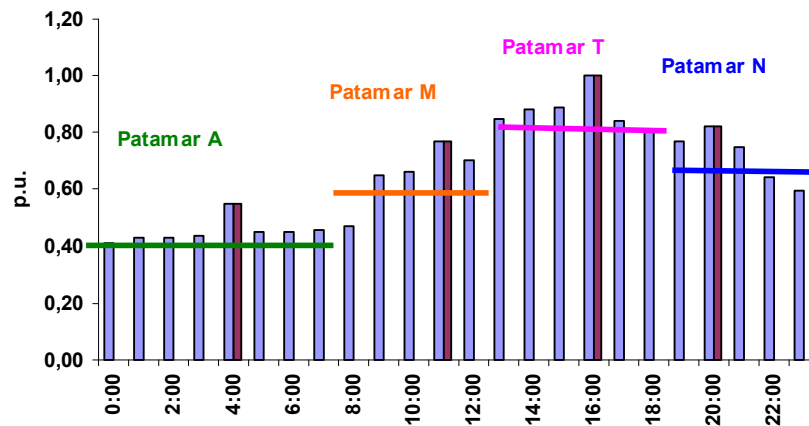


Figura 30: Ilustração dos Patamares

Considera-se que a duração do intervalo de cada patamar inicia no horário referenciado e se estende até o último intervalo, anterior ao próximo horário cheio.

Assim sendo o Patamar A, por exemplo, abrange das zero hora até às sete horas e cinquenta e nove minutos e cinquenta e nove segundos.

4.2.1 Patamar A - das Zero horas às Sete horas

Será calculado, para este intervalo, o valor de carga básica equivalente S_{iA} através do valor médio quadrático dos vários valores de carga $S_i = S_0, S_1, \dots, S_7$ em MVA, pertencentes a este patamar, sendo $t_i = t_0, t_1, \dots, t_7$, os respectivos tempos que permaneceram nestes valores, pela Equação 1.

$$S_{iA} = \sqrt{\frac{S_0^2 \times t_0 + \dots + S_7^2 \times t_7}{t_0 + \dots + t_7}} \quad (1)$$

A carga inicial K_{iA} , razão entre a carga básica equivalente S_{iA} e a potência nominal do transformador, P_n , em MVA, será em p.u.:

$$K_{iA} = S_{iA} / P_n \quad (2)$$

A carga de ponta K_{pA} será a razão entre o máximo valor de carga $S_{\max A}$, encontrado neste patamar e a potência nominal do transformador, P_n .

$$K_{pA} = S_{\max A} / P_n \quad (3)$$

4.2.2 Patamar M - das Oito horas às Doze horas

Será calculado para este intervalo o valor de carga básica equivalente S_{iM} , através da Equação 4 e a carga inicial K_{iM} através da Equação 5.

$$S_{iM} = \sqrt{\frac{S_8^2 \times t_8 + \dots + S_{12}^2 \times t_{12}}{t_8 + \dots + t_{12}}} \quad (4)$$

$$K_{iM} = S_{iM} / P_n \quad (5)$$

A carga de ponta K_{pM} será a razão entre o máximo valor de carga $S_{\max M}$, encontrado neste patamar e a potência nominal do transformador, P_n .

$$K_{pM} = S_{\max M} / P_n \quad (6)$$

4.2.3 Patamar T - das Treze horas às Dezoito horas

Será calculado para este intervalo o valor de carga básica equivalente S_{iT} , através da Equação 7 e a carga inicial K_{iT} através da Equação 8.

$$S_{iT} = \sqrt{\frac{S_{13}^2 \times t_{13} + \dots + S_{18}^2 \times t_{18}}{t_{13} + \dots + t_{18}}} \quad (7)$$

$$K_{iT} = S_{iT} / P_n \quad (8)$$

A carga de ponta K_{pT} será a razão entre o máximo valor de carga, encontrado neste patamar $S_{\max T}$ e a potência nominal do transformador, P_n .

$$K_{pT} = S_{\max T} / P_n \quad (9)$$

4.2.4 Patamar N - das Dezenove horas às Vinte e três horas

Será calculado para este intervalo o valor de carga básica equivalente S_{iN} , através da Equação 10 e a carga inicial K_{iN} através da Equação 11.

$$S_{iN} = \sqrt{\frac{S_{19}^2 \times t_{19} + \dots + S_{23}^2 \times t_{23}}{t_{19} + \dots + t_{23}}} \quad (10)$$

$$K_{iN} = S_{iN} / P_n \quad (11)$$

A carga de ponta K_{pN} será a razão entre o máximo valor de carga $S_{\max N}$, encontrado neste patamar e a potência nominal do transformador, P_n .

$$K_{pN} = \frac{S_{\max N}}{P_n} \quad (12)$$

Com o resultado dos valores das cargas de ponta para os quatro patamares K_{pA} , K_{pM} , K_{pT} e K_{pN} se estabelece uma comparação onde é verificado se o patamar subsequente é superior ou inferior ao patamar anterior, para a escolha das equações de cálculo de temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento.

Será classificado como patamar de aquecimento quando a carga de ponta do patamar em análise for superior a carga de ponta do patamar anterior e de resfriamento quando a carga de ponta do patamar considerado for inferior a carga de ponta do patamar anterior.

Considerando os valores de K_{pA} , K_{pM} , K_{pT} e K_{pN} conforme a Figura 31 conclui-se que:

- $K_{pM} > K_{pA}$, o patamar M é de aquecimento;
- $K_{pT} > K_{pM}$, o patamar T é de aquecimento;
- $K_{pN} < K_{pT}$, o patamar N é de resfriamento;
- $K_{pA} < K_{pN}$, o patamar A é de resfriamento.

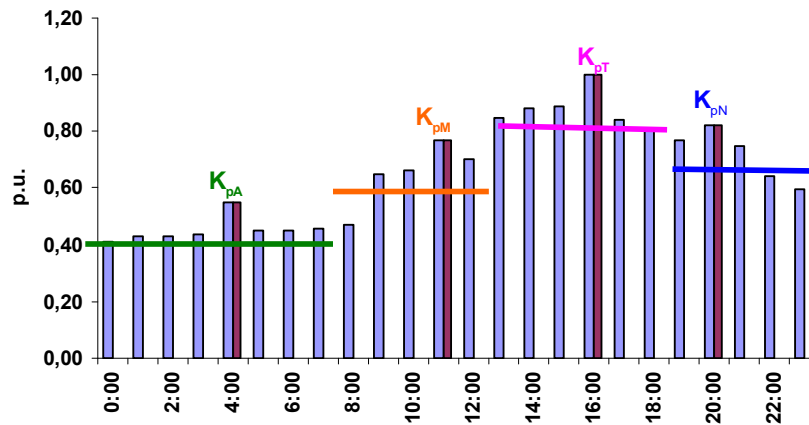


Figura 31: Ilustração dos Valores das Cargas de Ponta dos Patamares

4.3 CÁLCULO DAS TEMPERATURAS DO ÓLEO E DO ENROLAMENTO

Para ser possível iniciar os cálculos dos valores de elevação de temperatura do óleo sobre a temperatura ambiente, $\Delta\theta_o$, e do ponto mais quente do enrolamento sobre a temperatura do topo do óleo, $\Delta\theta_e$, necessita-se partir de valores previamente definidos. Para tanto se faz necessário considerar que os ciclos de carga sejam repetitivos [25], e assim, o patamar N do dia em análise possui valores de carregamento semelhantes ao patamar N do dia anterior.

4.3.1 Cálculos para o Patamar A

Neste patamar A serão utilizadas as equações inerentes ao resfriamento do óleo e do ponto mais quente do enrolamento, pois a carga de ponta K_{pA} é inferior a carga de ponta K_{pN} do patamar N, anterior.

4.3.1.1 Elevação de Temperatura do Óleo durante o Resfriamento - $\Delta\theta_{or}$

Para o primeiro horário do Patamar A, considera-se que o óleo esteja estabilizado na temperatura correspondente a carga básica do patamar N e uma vez que este é um patamar de resfriamento, o valor de $\Delta\theta_{or}$ da zero hora será igual ao valor de $\Delta\theta_{oi}$ do patamar N.

Caso o patamar anterior fosse de aquecimento o valor $\Delta\theta_{of}$ do patamar N seria utilizado como valor inicial.

Assim, a elevação da temperatura do óleo durante o primeiro intervalo será calculada segundo a NBR 5416 pela Equação 13.

$$\Delta\theta_{or} = \Delta\theta_{oi} = \Delta\theta_{on} \left[\frac{K_{iN}^2 \times R + 1}{R + 1} \right]^n \quad (13)$$

onde:

R = Relação entre as perdas em carga sob carga nominal e a perda em vazio;

n = Expoente usado no cálculo de elevação de temperatura do topo do óleo.

As equações, utilizadas para os cálculos dos demais intervalos horários deste patamar são:

$$\Delta\theta_{or} = (\Delta\theta_{om} - \Delta\theta_{oi}) \times e^{\frac{-t_A}{T_o}} + \Delta\theta_{oi} \quad (14)$$

$$\Delta\theta_{oi} = \Delta\theta_{on} \left[\frac{K_{iA}^2 \times R + 1}{R + 1} \right]^n \quad (15)$$

onde:

t_A = Intervalo de tempo escolhido para as subdivisões dos cálculos dos valores de temperaturas, para o patamar A.

E $\Delta\theta_{om}$, assumirá o valor de $\Delta\theta_{or}$, calculado no intervalo anterior, e assim sucessivamente.

4.3.1.2 Elevação de Temperatura do Enrolamento durante o Resfriamento -

$$\Delta\theta_{er}$$

Para o primeiro horário do Patamar A, considera-se que a temperatura do enrolamento esteja estabilizada na temperatura correspondente a carga básica do patamar anterior (N) e uma vez que este é resfriamento, o valor de $\Delta\theta_{er}$ da zero hora será igual ao valor de $\Delta\theta_{ei}$ do patamar N.

Caso o patamar anterior fosse de aquecimento o valor $\Delta\theta_{er}$ do patamar N seria utilizado como valor inicial.

Assim, a elevação da temperatura do enrolamento durante o primeiro intervalo será calculada segundo a NBR 5416 pela Equação 16.

$$\Delta\theta_{er} = \Delta\theta_{ei} = \Delta\theta_{en} (K_{iN})^{2 \times m} \quad (16)$$

onde:

m = Expoente usado no cálculo de elevação de temperatura do ponto mais quente.

As equações utilizadas para os cálculos dos demais intervalos deste patamar são:

$$\Delta\theta_{er} = (\Delta\theta_{em} - \Delta\theta_{ei}) \times e^{\frac{-t_A}{T_e}} + \Delta\theta_{ei} \quad (17)$$

$$\Delta\theta_{ei} = \Delta\theta_{en} (K_{iA})^{2 \times m} \quad (18)$$

Sendo que $\Delta\theta_{em}$ assumirá o valor de $\Delta\theta_{er}$, calculado no intervalo anterior, e assim sucessivamente.

4.3.2 Cálculos para o Patamar M

Supondo que o patamar M possua a carga de ponta K_{pM} superior a carga de ponta do patamar anterior K_{pA} , este será um patamar de aquecimento.

4.3.2.1 Elevação de Temperatura do Óleo durante o Aquecimento - $\Delta\theta_{oa}$

$$\Delta\theta_{oa} = (\Delta\theta_{of} - \Delta\theta_{oi}) \times [1 - e^{-\frac{t_M}{T_o}}] + \Delta\theta_{oi} \quad (19)$$

$$\Delta\theta_{of} = \Delta\theta_{on} \left[\frac{K_{pM}^2 \times R + 1}{R + 1} \right]^n \quad (20)$$

E $\Delta\theta_{oi}$ assumirá o valor de $\Delta\theta_{oa}$, calculado no intervalo anterior, e assim sucessivamente.

4.3.2.2 Elevação de Temperatura do Enrolamento durante o Aquecimento - $\Delta\theta_{ea}$

$$\Delta\theta_{ea} = (\Delta\theta_{ef} - \Delta\theta_{ei}) \times [1 - e^{-\frac{t_M}{T_e}}] + \Delta\theta_{ei} \quad (21)$$

$$\Delta\theta_{ef} = \Delta\theta_{en} (K_{pM})^{2 \times m} \quad (22)$$

E $\Delta\theta_{ei}$ assumirá o valor de $\Delta\theta_{ea}$, calculado no intervalo anterior, e assim sucessivamente.

4.3.3 Cálculos para o Patamar T

Supondo que o patamar T possua a carga de ponta K_{pT} superior a carga de ponta do patamar anterior K_{pM} , este será um patamar de aquecimento.

4.3.3.1 Elevação de Temperatura do Óleo durante o Aquecimento - $\Delta\theta_{oa}$

$$\Delta\theta_{oa} = (\Delta\theta_{of} - \Delta\theta_{oi}) \times [1 - e^{\frac{-t_r}{T_o}}] + \Delta\theta_{oi} \quad (23)$$

$$\Delta\theta_{of} = \Delta\theta_{on} \left[\frac{K_{pT}^2 \times R + 1}{R + 1} \right]^n \quad (24)$$

E $\Delta\theta_{oi}$ assumirá o valor de $\Delta\theta_{oa}$, calculado no intervalo anterior, e assim sucessivamente.

4.3.3.2 Elevação de Temperatura do Enrolamento durante o Aquecimento - $\Delta\theta_{ea}$

$$\Delta\theta_{ea} = (\Delta\theta_{ef} - \Delta\theta_{ei}) \times [1 - e^{\frac{-t_r}{T_e}}] + \Delta\theta_{ei} \quad (25)$$

$$\Delta\theta_{ef} = \Delta\theta_{en} (K_{pT})^{2 \times m} \quad (26)$$

E $\Delta\theta_{ei}$ assumirá o valor de $\Delta\theta_{ea}$, calculado no intervalo anterior, e assim sucessivamente.

4.3.4 Cálculos para o Patamar N

Supondo que o patamar N possua a carga de ponta K_{pN} inferior a carga de ponta do patamar anterior K_{pT} , este será um patamar de resfriamento.

4.3.4.1 Elevação de Temperatura do Óleo durante o Resfriamento - $\Delta\theta_{or}$

$$\Delta\theta_{or} = (\Delta\theta_{om} - \Delta\theta_{oi}) \times e^{\frac{-t_N}{T_o}} + \Delta\theta_{oi} \quad (27)$$

$$\Delta\theta_{oi} = \Delta\theta_{on} \left[\frac{K_{iN}^2 \times R + 1}{R + 1} \right]^n \quad (28)$$

E $\Delta\theta_{om}$ assumirá o valor de $\Delta\theta_{or}$, calculado para o intervalo anterior, e assim sucessivamente.

4.3.4.2 Elevação de Temperatura do Enrolamento durante o Resfriamento -

$$\Delta\theta_{er}$$

$$\Delta\theta_{er} = (\Delta\theta_{em} - \Delta\theta_{ei}) \times e^{\frac{-t_N}{T_e}} + \Delta\theta_{ei} \quad (29)$$

$$\Delta\theta_{ei} = \Delta\theta_{en} (K_{iN})^{2 \times m} \quad (30)$$

E $\Delta\theta_{em}$ assumirá o valor de $\Delta\theta_{er}$, calculado para o intervalo anterior, e assim sucessivamente.

A relação das constantes e variáveis utilizadas nas equações anteriores encontram-se referenciadas na Lista de Símbolos.

4.4 ESTUDO DE CASO: CURVA DE CARGA PERFIL IRRIGANTE

Será realizado o estudo de caso do mesmo transformador de Uruguaiiana 3, já analisado segundo a metodologia da NBR 5416 no item 3.2.1.3 , considerando a variação da temperatura ambiente horária. Pelo critério descrito no item 4.2, a divisão do ciclo de carga em patamares resultou em:

- Nove patamares, quando o horário considerado como Horário de Ponta escolhido pela AES Sul foi entre as dezenove horas e vinte duas horas;
- Oito patamares considerando que o Horário de Ponta ocorreu entre as quinze horas e dezoito horas.

4.4.1 Análise do Ciclo de Carga - Horário de Ponta (19 h – 22 h)

Efetuada as comparações entre os valores das cargas de ponta para os nove patamares, onde se estabelece que quando o patamar em análise possuir carga de ponta superior a carga de ponta do patamar que o antecede é considerado como patamar de aquecimento e em caso contrário de resfriamento, conforme consta no item 4.2 deste capítulo, este ciclo de carga é formado por cinco patamares de aquecimento e quatro patamares de resfriamento, conforme ilustrado na Figura 32.

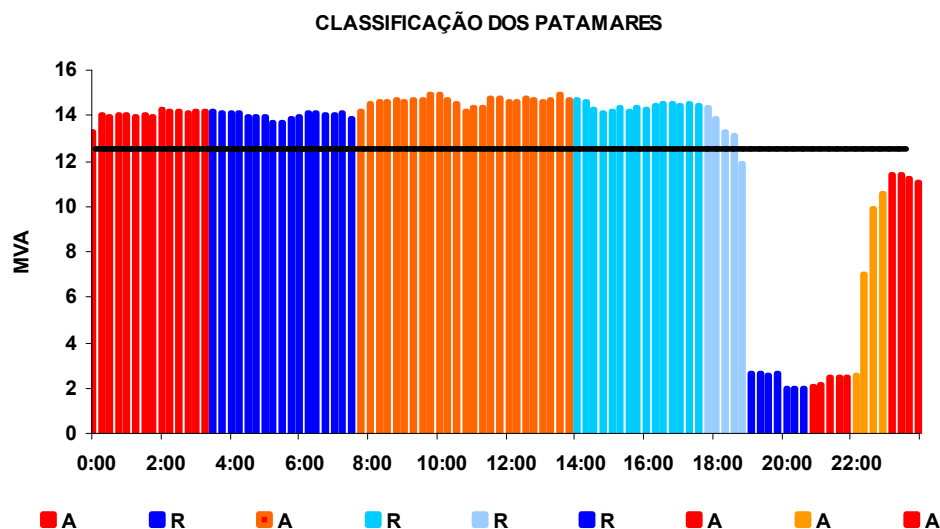


Figura 32: Classificação do Ciclo de Carga em Patamares

Os valores calculados e assumidos como carga inicial e ponta de carga em cada um destes patamares, bem como a sua classificação em patamar de aquecimento (A) ou patamar de resfriamento (R) estão apresentados na Tabela 19.

Tabela 19: Carga Básica Inicial e Carga de Ponta por Patamar

Ciclo de Carga - Horário de Ponta (19h - 22h)	%P _n
Valor da carga inicial no Patamar (A) 00:00h - 03:15h	1,12
Valor da carga inicial no Patamar (R) 03:30h - 07:30h	1,12
Valor da carga inicial no Patamar (A) 07:45h - 13:45h	1,17
Valor da carga inicial no Patamar (R) 14:00h - 17:30h	1,15
Valor da carga inicial no Patamar (R) 17:45h - 18:45h	1,07
Valor da carga inicial no Patamar (R) 19:00h - 20:30h	0,19
Valor da carga inicial no Patamar (A) 20:45h - 22:00h	0,19
Valor da carga inicial no Patamar (A) 22:15h - 22:45h	0,73
Valor da carga inicial no Patamar (A) 23:00h - 23:45h	0,90
Valor da carga de ponta no Patamar (A) 00:00h - 03:15h	1,14
Valor da carga de ponta no Patamar (R) 03:30h - 07:30h	1,13
Valor da carga de ponta no Patamar (A) 07:45h - 13:45h	1,19
Valor da carga de ponta no Patamar (R) 14:00h - 17:30h	1,17
Valor da carga de ponta no Patamar (R) 17:45h - 18:45h	1,15
Valor da carga de ponta no Patamar (R) 19:00h - 20:30h	0,21
Valor da carga de ponta no Patamar (A) 20:45h - 22:00h	0,20
Valor da carga de ponta no Patamar (A) 22:15h - 22:45h	0,84
Valor da carga de ponta no Patamar (A) 23:00h - 23:45h	0,91

A temperatura máxima do ponto mais quente do enrolamento, conforme ilustrado na Figura 33, ficou por:

- Dez horas contínuas com valores iguais ou superiores a 105 °C;
- Dezoito horas contínuas com valores acima de 95°C.

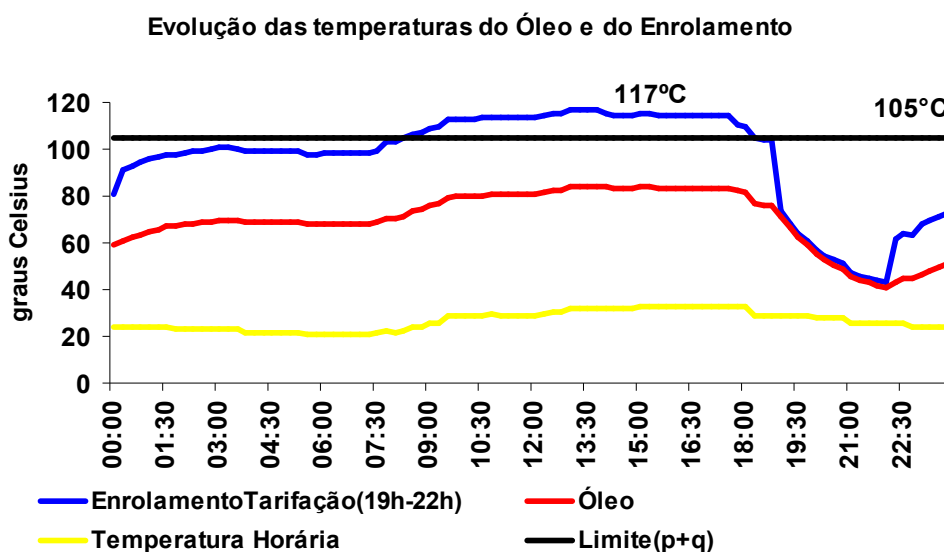


Figura 33: Temperatura do Topo do Óleo e do Ponto mais Quente

E o valor de perda de vida útil diária para este ciclo de carga, nesta situação é de 0,14917 %.

4.4.2 Análise do Ciclo de Carga - Horário de Ponta (15 h – 18 h)

Observa-se que o perfil da curva de carga da AES Sul apresenta sua ponta de carga máxima ocorrendo no período da tarde possibilitando, para a sua regional da Fronteira Norte, a alteração do Horário de Ponta das dezenove horas às vinte e duas horas, para o intervalo compreendido entre quinze horas e dezoito horas.



Figura 34: Perfil da Curva Global da AES – 19 de Janeiro de 1998

Tal medida, em virtude do valor tarifário mais elevado para a energia elétrica, induz o desligamento dos motores, por parte dos produtores de arroz, por três horas contínuas não mais ocorrendo a partir das dezenove horas e sim a partir das quinze horas. Esta ação de Gerenciamento pelo Lado da Demanda é representada pela figura de mérito denominada de Deslocamento da Ponta, Figura 5.

Esta medida ocasiona como efeito uma antecipação do Horário de Ponta (deslocamento para a esquerda) no perfil da curva de carga representativa do carregamento diário deste transformador, Figura 35.



Figura 35: Deslocamento do Horário de Ponta para a Esquerda

Sob o enfoque do transformador é sabido que ao se distanciar a ocorrência de carregamentos máximos da ocorrência de temperaturas ambientes elevadas, obtém-se significativa redução na temperatura do ponto mais quente do enrolamento, caso esse tempo de deslocamento seja igual ou superior ao tempo de duração de ponta de carga.

Como este transformador da SE Uruguiana 3, representativo de todos os transformadores com o perfil irrigante tipologia 3, Figura 57, opera por vinte e uma horas contínuas com carregamentos superiores a sua capacidade nominal, obtém-se com tal medida uma redução de três horas no tempo total que a isolação sólida deste equipamento fica exposta aos valores máximos de temperatura do enrolamento.

No seguimento, serão analisados e quantificados os ganhos repercutidos no transformador decorrentes da adoção da figura de mérito de Deslocamento do Horário de Ponta para a Esquerda, Figura 35.

Para esta análise foi considerado que ocorreu o desligamento dos motores para bombeamento de lavouras orizícolas das quinze horas às dezoito horas. O novo ciclo de carga foi criado através de um remanejo nos dados do ciclo do dia 19 de janeiro de 2005.

Através da utilização do critério recomendado no item 4.2 deste capítulo, obteve-se 8 patamares, sendo quatro patamares considerados como de aquecimento e quatro patamares de resfriamento, conforme ilustrado na Figura 36.

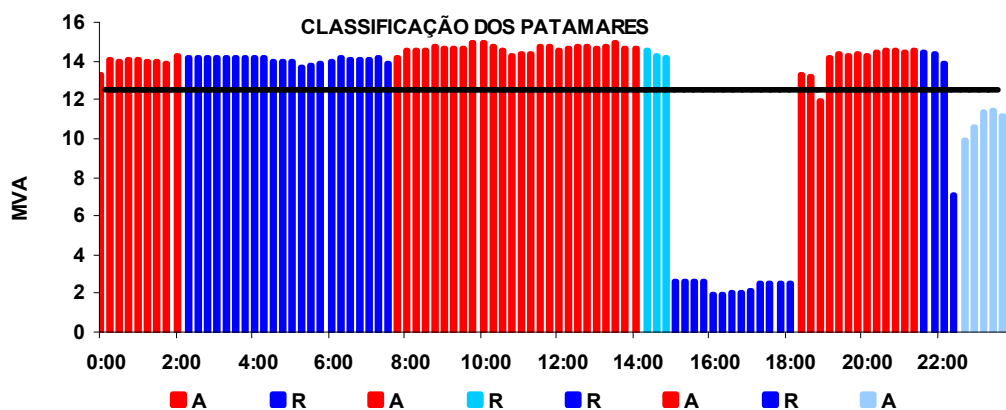


Figura 36: Classificação do Ciclo de Carga em Patamares

A temperatura máxima do ponto mais quente do enrolamento, conforme ilustrado na Figura 37, permaneceu:

- Sete horas contínuas com valores iguais ou superiores a 105 °C;
- Dezoito horas contínuas com valores acima de 95°C.

A temperatura máxima do ponto mais quente do enrolamento atinge 117°C conforme ilustrado na Figura 37, porém com uma redução de três horas em relação à situação analisada anteriormente.

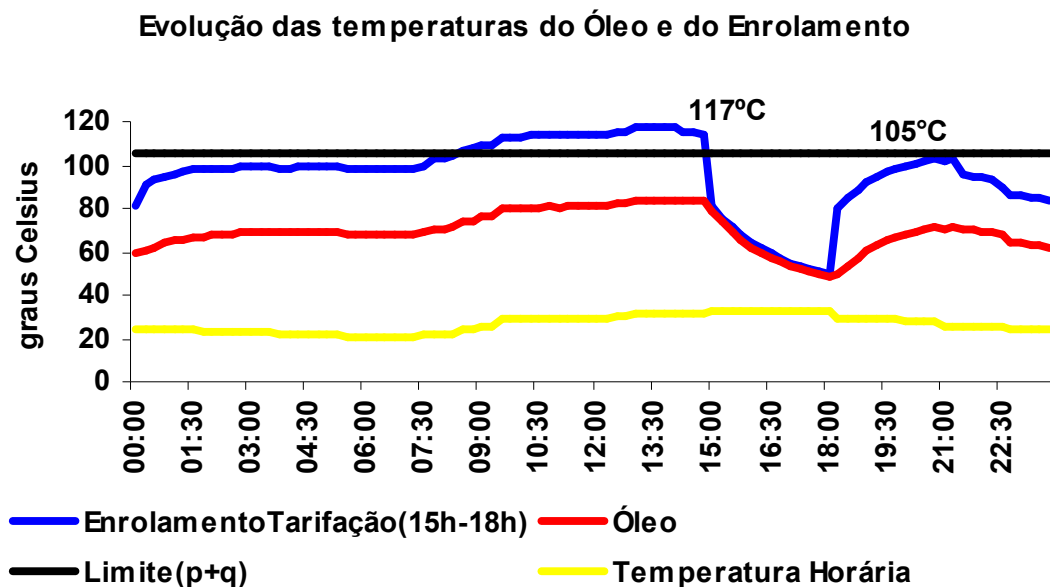


Figura 37: Temperatura do Topo do Óleo e do Ponto mais Quente

E o valor de perda de vida útil diária para este ciclo de carga, nesta situação é de 0,11575%.

4.4.3 Análise dos Resultados e Sugestões

A Figura 38 tem por objetivo ilustrar de forma gráfica o comportamento simultâneo da temperatura do enrolamento do transformador da subestação de Uruguaiana 3 para o ciclo de carga do dia 19 de janeiro de 2005, para o período de safra, nas seguintes opções:

- Horário de Ponta compreendido entre 15 h e 18 h;
- Horário de Ponta compreendido entre 19 h e 22 h.

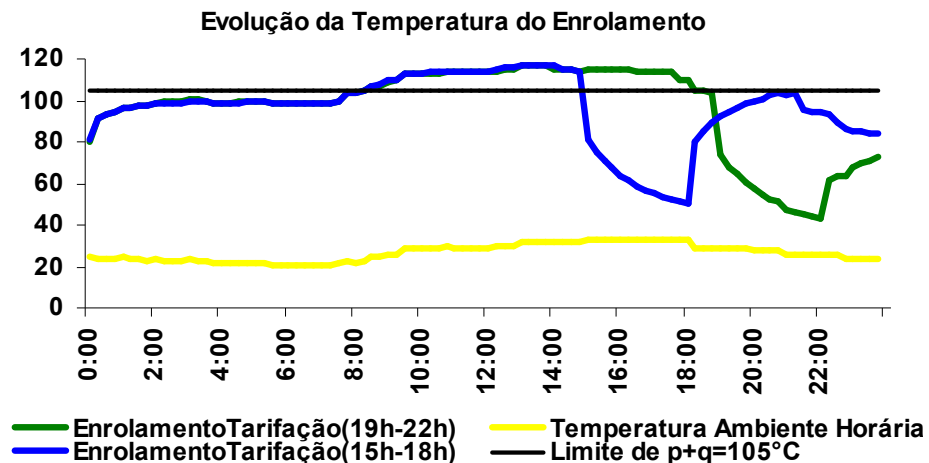


Figura 38: Ganho de Vida Útil por Deslocamento do Horário de Ponta

Verifica-se pela Tabela 20 que a perda de vida útil diária deste transformador é de 0,14917% para o Horário de Ponta das dezenove horas até as vinte e duas horas e de 0,11575% para o Horário de Ponta das quinze horas até as dezoito horas. Tal valores equivalem a operação contínua do ponto mais quente do enrolamento em 94,97°C e 92 °C respectivamente.

Tabela 20: Perda de Vida Útil Diária - Anual e Expectativa de Vida em Anos

HORARIO DE PONTA : 19h - 22h					HORARIO DE PONTA : 15h - 18h				
Temperatura em graus Celsius				PV (%)	Temperatura em graus Celsius				PV (%)
Horário	Enrolamento	Óleo	T _a		Horário	Enrolamento	Óleo	T _a	
8:15	105	72	22	0,00117	8:15	105	72	22	0,00119
8:30	107	74	24	0,00148	8:30	107	74	24	0,00152
8:45	107	74	24	0,00154	8:45	107	74	24	0,00158
9:00	109	76	26	0,00194	9:00	109	76	26	0,00198
9:15	109	76	26	0,00199	9:15	110	77	26	0,00204
9:30	113	80	29	0,00281	9:30	113	80	29	0,00288
9:45	113	80	29	0,00287	9:45	113	80	29	0,00294
10:00	113	80	29	0,00293	10:00	113	80	29	0,00300
10:15	113	80	29	0,00298	10:15	113	80	29	0,00305
10:30	113	80	29	0,00302	10:30	113	80	29	0,00309
10:45	114	81	29	0,00324	10:45	114	81	29	0,00331
11:00	113	80	29	0,00309	11:00	114	81	29	0,00316
11:15	114	81	29	0,00312	11:15	114	81	29	0,00319
11:30	114	81	29	0,00314	11:30	114	81	29	0,00322
11:45	114	81	29	0,00316	11:45	114	81	29	0,00324
12:00	114	81	29	0,00318	12:00	114	81	29	0,00326
12:15	114	81	29	0,00338	12:15	115	81	29	0,00347
12:30	115	82	30	0,00373	12:30	115	82	30	0,00382
12:45	115	82	30	0,00374	12:45	115	82	30	0,00383
13:00	117	84	32	0,00451	13:00	117	84	32	0,00462
13:15	117	84	32	0,00452	13:15	117	84	32	0,00463
13:30	117	84	32	0,00453	13:30	117	84	32	0,00464
13:45	117	84	32	0,00454	13:45	117	84	32	0,00465
14:00	115	84	32	0,00366	14:00	117	84	32	0,00466
14:15	115	83	32	0,00351	14:15	115	84	32	0,00362
14:30	115	83	32	0,00345	14:30	115	84	32	0,00350
14:45	114	83	32	0,00337	14:45	114	83	32	0,00338
15:00	115	84	33	0,00367	15:00	82	78	33	0,00007
15:15	115	84	33	0,00361	15:15	75	74	33	0,00003
15:30	115	83	33	0,00355	15:30	71	69	33	0,00002
15:45	115	83	33	0,00350	15:45	67	66	33	0,00001
16:00	115	83	33	0,00346	16:00	64	62	33	0,00001
16:15	114	83	33	0,00342	16:15	61	60	33	0,00000
16:30	114	83	33	0,00339	16:30	59	57	33	0,00000
16:45	114	83	33	0,00337	16:45	57	55	33	0,00000
17:00	114	83	33	0,00335	17:00	55	53	33	0,00000
17:15	114	83	33	0,00333	17:15	54	52	33	0,00000
17:30	114	83	33	0,00331	17:30	52	51	33	0,00000
17:45	110	82	33	0,00215	17:45	51	49	33	0,00000
18:00	109	81	33	0,00197	18:00	50	48	33	0,00000
18:15	105	77	29	0,00118	18:15	80	49	29	0,00006
18:30	104	76	29	0,00112	18:30	85	53	29	0,00012
18:45	104	76	29	0,00107	18:45	89	57	29	0,00018
19:00	74	71	29	0,00003	19:00	92	60	29	0,00026
19:15	68	66	29	0,00001	19:15	95	63	29	0,00036
19:30	64	63	29	0,00001	19:30	97	65	29	0,00048
Perda Total de Vida Útil Diária				0,14917	Perda Total de Vida Útil Diária				0,11575
Perda Total de Vida Útil Anual				13,42510	Perda Total de Vida Útil Anual				10,41790
Equivalente Diário Temperatura				94,97	Equivalente Diário Temperatura				92,00
Expectativa de Vida (Anos)				7,45	Expectativa de Vida (Anos)				10,62

A NBR 5416 estabelece que a vida da isolação é uma função logarítmica do inverso da temperatura absoluta do ponto mais quente do enrolamento, conforme representado na Figura 39. Para o estudo de caso apresentado tem-se então uma expectativa de 7,45 anos considerando a temperatura do ponto mais quente do enrolamento contínua em 94,97°C e um aumento desta expectativa para 10,62 anos se a temperatura do ponto mais quente do enrolamento permanece continuamente em 92°C.

Portanto, conclui-se que o deslocamento do Horário de Ponta para o período compreendido entre quinze horas e dezoito horas é extremamente benéfico ao transformador, pois o mesmo aumenta em 3,17 anos sua expectativa de vida útil, em função de uma menor degradação de seu papel isolante pelo fator temperatura.

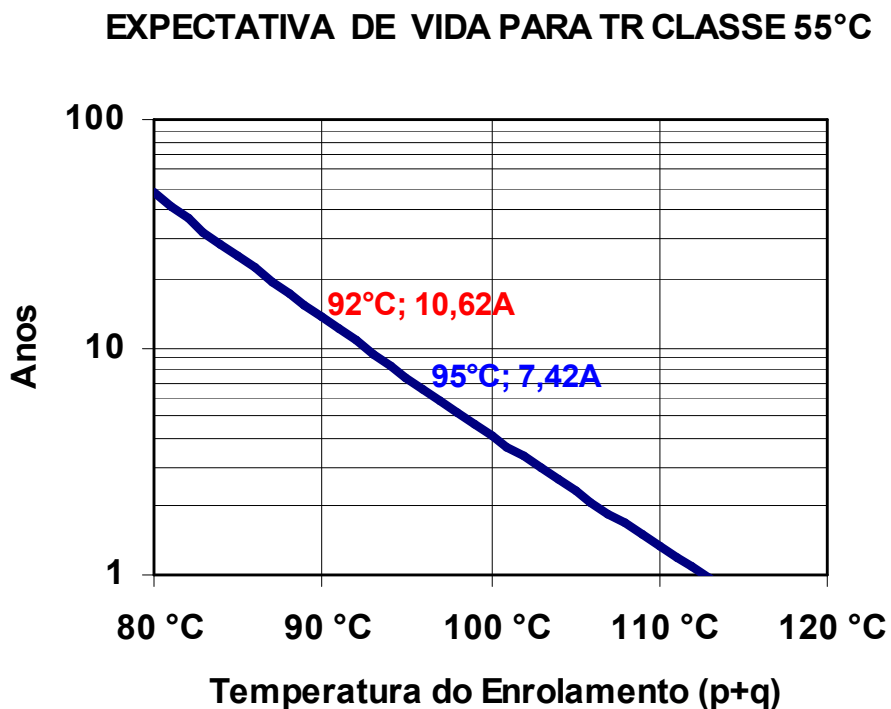


Figura 39: Ganho de Vida Útil por Deslocamento do Horário de Ponta

4.5 ESTUDO DE CASO: CURVA DE CARGA PERFIL COMERCIAL

Será efetuado, pela metodologia dos patamares, a análise do estudo de caso do mesmo ciclo de carga do transformador considerado no item 3.3.2, onde este foi avaliado segundo a metodologia da NBR 5416, para facilitar a comparação entre as duas metodologias.

Aplicando os critérios para a divisão do ciclo de carga real em ciclo de carga equivalente por patamares se obteve seis patamares de carregamento, Figura 40.

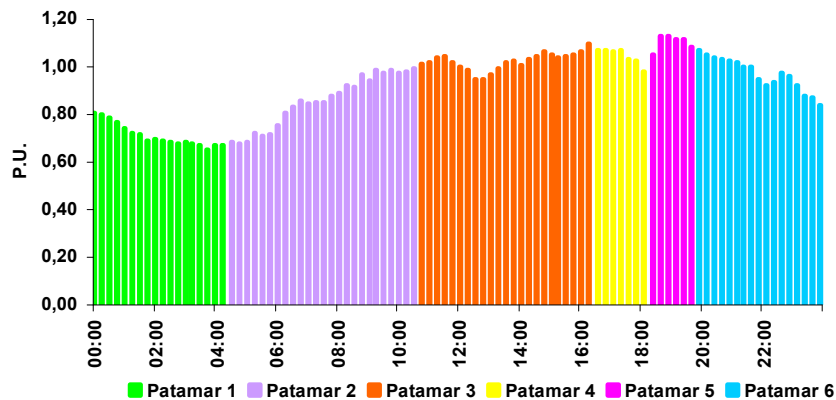


Figura 40: Divisão do Ciclo de Carga em Patamares

Para cada patamar foi então calculado o valor de carga inicial e o valor de carga de ponta, conforme determinado pela metodologia específica do item 4.2, cujos resultados constam na Tabela 21 .

Tabela 21: Valores de Carregamentos por Patamar para o Ciclo Equivalente

DADOS INICIAIS - TR ONAN/ONAF/ONAF - CLASSE 55°C	%P _n
Valor da carga inicial no Patamar (R) 00:00h - 04:15h	0,71
Valor da carga inicial no Patamar (A) 04:30h - 10:30h	0,86
Valor da carga inicial no Patamar (A) 10:45h - 16:15h	1,02
Valor da carga inicial no Patamar (R) 16:30h - 18:00h	1,04
Valor da carga inicial no Patamar (A) 18:15h - 19:30h	1,10
Valor da carga inicial no Patamar (R) 19:45h - 23:45h	0,97
Valor da carga de ponta no Patamar (R) 00:00h - 04:15h	0,81
Valor da carga de ponta no Patamar (A) 04:30h - 10:30h	0,99
Valor da carga de ponta no Patamar (A) 10:45h - 16:15h	1,10
Valor da carga de ponta no Patamar (R) 16:30h - 18:00h	1,07
Valor da carga de ponta no Patamar (A) 18:15h - 19:30h	1,13
Valor da carga de ponta no Patamar (R) 19:45h - 23:45h	1,07

A Figura 41 ilustra o ciclo de carga equivalente já classificado em três patamares de resfriamento (R) e três patamares de aquecimento (A).

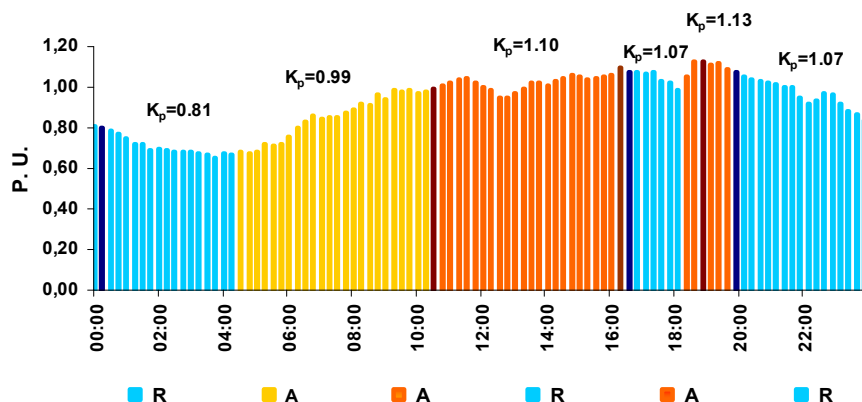


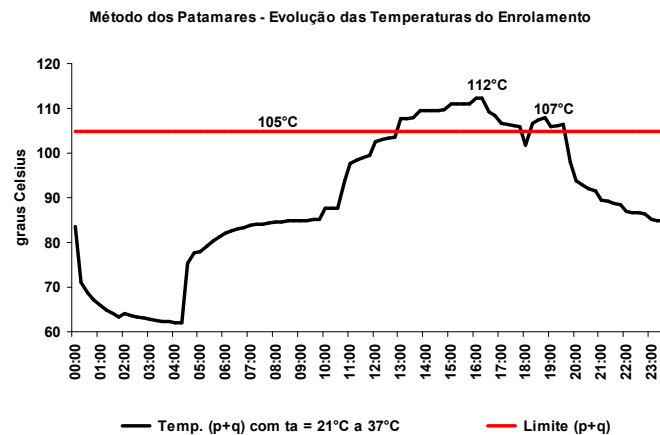
Figura 41: Classificação dos Patamares do Ciclo de Carga Equivalente

Com os valores das cargas iniciais e de ponta, para os diversos patamares se calcula as elevações das temperaturas iniciais e finais do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento, Tabela 22, podendo-se assim dar seguimento aos cálculos das máximas temperaturas alcançadas e verificar se excedem os limites admissíveis para seus respectivos carregamentos.

Tabela 22: Valores Iniciais e Finais para as Variações de Temperaturas

CÁLCULO DAS ELEVAÇÕES INICIAIS E FINAIS DAS TEMPERATURAS		°C
calculo do temperatura inicial do oleo no Patamar R 00:00h - 04:15h	$\Delta\theta_{oi}$	22,90
calculo do temperatura inicial do oleo no Patamar A 04:30h - 10:30h		29,69
calculo do temperatura inicial do oleo no Patamar A 10:45h - 16:15h		38,12
calculo do temperatura inicial do oleo no Patamar R 16:30h - 18:00h		39,26
calculo do temperatura inicial do oleo no Patamar A 18:15h - 19:30h		42,78
calculo do temperatura inicial do oleo no Patamar R 19:45h - 23:45h		35,36
calculo do temperatura inicial do enrolamento no Patamar R 00:00h - 04:15h	$\Delta\theta_{of}$	16,19
calculo do temperatura inicial do enrolamento no Patamar A 04:30h - 10:30h		22,00
calculo do temperatura inicial do enrolamento no Patamar A 10:45h - 16:15h		28,90
calculo do temperatura inicial do enrolamento no Patamar R 16:30h - 18:00h		29,81
calculo do temperatura inicial do enrolamento no Patamar A 18:15h - 19:30h		32,61
calculo do temperatura inicial do enrolamento no Patamar R 19:45h - 23:45h		26,67
calculo do temperatura final do oleo no Patamar R 00:00h - 04:15h	$\Delta\theta_{ei}$	27,30
calculo do temperatura final do oleo no Patamar A 04:30h - 10:30h		36,45
calculo do temperatura final do oleo no Patamar A 10:45h - 16:15h		42,78
calculo do temperatura final do oleo no Patamar R 16:30h - 18:00h		41,00
calculo do temperatura final do oleo no Patamar A 18:15h - 19:30h		44,60
calculo do temperatura final do oleo no Patamar R 19:45h - 23:45h		41,00
calculo do temperatura final do enrolamento no Patamar R 00:00h - 04:15h	$\Delta\theta_{ej}$	19,99
calculo do temperatura final do enrolamento no Patamar A 04:30h - 10:30h		27,55
calculo do temperatura final do enrolamento no Patamar A 10:45h - 16:15h		32,61
calculo do temperatura final do enrolamento no Patamar R 16:30h - 18:00h		31,20
calculo do temperatura final do enrolamento no Patamar A 18:15h - 19:30h		34,05
calculo do temperatura final do enrolamento no Patamar R 19:45h - 23:45h		31,20

Ao se considerar a variação horária da temperatura ambiente, entre 21°C e 37°C, verifica-se, conforme ilustrado na Figura 42, que:

**Figura 42: Evolução das Temperaturas do Enrolamento**

- Para o patamar de aquecimento compreendido entre 10h45min e 16h45min, com temperatura ambiente de 37°C e carregamento de 1,10 p.u. a temperatura do ponto mais quente do enrolamento é de 112 °C;
- Para o patamar de aquecimento compreendido entre 18h15min e 19h30min, o valor de carregamento igual a 1,13 p.u. eleva a temperatura do ponto mais quente do enrolamento ao valor de 107 °C, valor este superior ao admissível, mesmo com a temperatura ambiente já em 32°C, Tabela 23.

Tabela 23: Temperatura do Topo do Óleo e do Ponto Mais Quente

Temperatura em graus Celsius			
Horário	Enrolamento	Óleo	Ambiente
00:00	84	57	21
00:15	71	54	21
04:15	62	46	23
04:30	75	48	23
10:30	88	60	24
10:45	94	61	24
16:15	112	80	37
16:30	109	79	37
18:00	102	72	32
18:15	107	73	32
19:30	106	72	29
19:45	98	71	29
23:45	85	58	23

O diagnóstico efetuado através dos valores de temperatura do ponto mais quente do enrolamento obtidos pela metodologia dos patamares, classifica este transformador na condição de carregamento acima da sua potência nominal com perda de vida útil diária de 0,05915%, valor este superior ao considerado normal.

É importante evidenciar que, mesmo o ciclo de carga equivalente diário não possuindo patamares longos intercalados de aquecimento ou de resfriamento, os

diagnósticos fornecidos pelas duas metodologias já apresentam diferentes resultados. A NBR 5416, por não considerar o máximo valor real de carga de ponta, embora com o tempo de permanência em ponta de carga de doze horas, não diagnosticou perda de vida útil adicional neste equipamento.

O gerenciamento de ações de eficiência energética sobre o perfil da curva de carga representativa do ciclo de carregamento deste transformador, através da figura de mérito de GLD - Conservação de Energia, Figura 6, para o patamar das dez horas e quarenta e cinco minutos até às dezesseis horas e quinze minutos e para o patamar das dezoito horas e quinze minutos até às dezenove horas e trinta minutos permitiria eliminar este adicional de perda de vida útil. O transformador passaria a ter uma perda de vida útil normal de 0,03515%, possibilitando assim a postergação de obras para aumento de capacidade de transformação.

Para que isso seja possível é necessário que as medidas de eficiência energética adotadas consigam reduzir os valores de carregamento, nos respectivos patamares, aos valores referenciados na Tabela 24.

Tabela 24: Valores de Carregamentos por Patamar para o Ciclo Equivalente

DADOS INICIAIS - TR ONAN /ONAF/ONAF - CLASSE 55°C	%P _n
Valor da carga inicial no Patamar (R) 00:00h - 04:15h	0,71
Valor da carga inicial no Patamar (A) 04:30h - 10:30h	0,86
Valor da carga inicial no Patamar (A) 10:45h - 16:15h	1,02
Valor da carga inicial no Patamar (R) 16:30h - 18:00h	1,04
Valor da carga inicial no Patamar (A) 18:15h - 19:30h	1,10
Valor da carga inicial no Patamar (R) 19:45h - 23:45h	0,97
Valor da carga de ponta no Patamar (R) 00:00h - 04:15h	0,81
Valor da carga de ponta no Patamar (A) 04:30h - 10:30h	0,99
Valor da carga de ponta no Patamar (A) 10:45h - 16:15h	1,03
Valor da carga de ponta no Patamar (R) 16:30h - 18:00h	1,03
Valor da carga de ponta no Patamar (A) 18:15h - 19:30h	1,10
Valor da carga de ponta no Patamar (R) 19:45h - 23:45h	1,07

Foram utilizados para estes cálculos os valores fornecidos pela tabela A.1, da NBR 5416, dados estes que indicam uma média dos resultados obtidos em ensaios de transformadores de características semelhantes. Para uma análise mais precisa é recomendável a utilização desses dados obtidos diretamente do relatório de ensaio do fabricante, porque as unidades transformadoras construídas atualmente podem possuir características diferentes das padronizadas pois os projetos atuais estão diminuindo as distâncias dielétricas em virtude da redução do tamanho do equipamento.

4.5.1 ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE AS METODOLOGIAS

O Método dos Patamares é mais conservativo do que o Método utilizado pela NBR 5416, para a representação da elevação da temperatura do ponto mais quente do enrolamento, durante o período de carga de ponta e menos conservativo com a representação da elevação desta temperatura durante o resfriamento, para o período de carga básica, Figura 43.

Esta constatação é plenamente justificada, pelos seguintes procedimentos, lembrando que a curva de carga dos transformadores é obtida pela integração dos valores registrados em intervalos de 15 minutos:

- No método dos patamares a carga básica, pelo fato de ser calculada fracionada, sempre dará, para os patamares de resfriamento valores inferiores a carga básica calculada pela média das 24 horas, de um ciclo operativo completo, recomendada pela NBR 5416;
- No método dos patamares a carga de ponta para o patamar de aquecimento, cujo valor é considerado como sendo igual o de máximo

carregamento do seu patamar, sempre será neste caso superior ao valor encontrado pela metodologia da NBR 5416 uma vez que esta trabalha com o valor médio para o período em que a maior parte da ponta irregular real parece existir, com a precaução de que este valor não seja inferior a demanda máxima integrada no intervalo de 30 minutos.

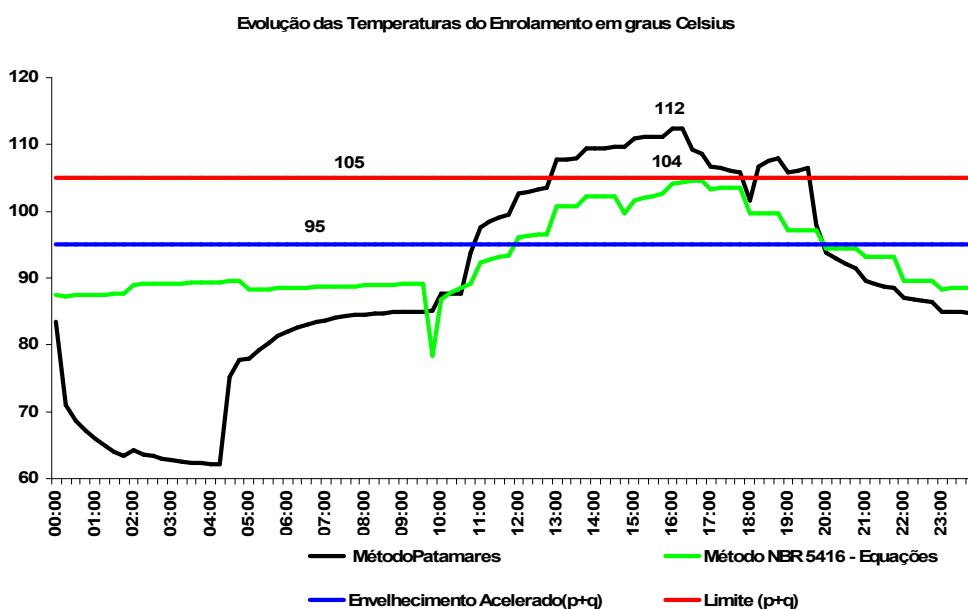


Figura 43: Comparação entre as Metodologias

Uma grande vantagem ao se utilizar o Método dos Patamares é que a metodologia para transformação do ciclo de carga real do transformador em seu ciclo termicamente equivalente, uma vez que obedece a critérios para a formação dos patamares, permite sua automação. Desta forma não fica vulnerável a sofrer influência do elemento humano em sua composição, a menos que seja uma opção escolhida de encurtar ou alongar um determinado patamar específico, para se proceder a uma análise mais elaborada.

Outra vantagem desta metodologia em relação a da NBR 5416, também se reflete na garantia de uma análise criteriosa nos períodos de pico de carga, uma vez que a sua carga de ponta para cada patamar é correspondente à carga de ponta máxima real. Desta forma, podem-se fazer estudos de projeções de carga e remanejo de alimentadores, avaliando com maior precisão se não ocorrerá ultrapassagem do valor limite de temperatura para a classe térmica do equipamento ou perda de vida útil adicional.

5 VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA

As adaptações das equações de cálculo realizadas nos procedimentos apresentadas na NBR 5416 para o Método dos Patamares, são apresentadas na Tabela 25.

O próprio exemplo do Anexo C (normativo) – Exemplo de cálculo da temperatura para transformadores de dois enrolamentos (Procedimento 1) e Tabela C.1, da NBR 5416 foi escolhido para fazer esta demonstração matemática de equivalência das equações que calculam a elevação da temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente durante o aquecimento, nos dois métodos. O procedimento é análogo para a validação deste cálculo durante o resfriamento e para a elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre a temperatura do topo do óleo em ambas as situações.

Tabela 25: Exemplo para Validação do Método dos Patamares

CICLO	MÉTODO DOS PATAMARES	VALORES CALCULADOS FIXOS			MÉTODO NBR 5416		
		$\Delta \theta_{oi}$	37,11		$\Delta \theta_{om} = 70,93$		
		$\Delta \theta_{of}$	106,62				
		CONSTANTE DO TOPO DO OLEO					
		T ₀ = 3					
		INTERVALOS DE TEMPOS			TABELA C.1		
	$\Delta \theta_o$	$\Delta \theta_o$	$t_{patamar}$	t	t'	$\Delta \theta_o$	$\Delta \theta_o$
P		37,11	0	0		37,11	
O		47,78	0,5	0,50		47,78	
N		56,81	0,5	1,00		56,81	
T	$(\Delta \theta_{of} - \Delta \theta_{ant}) \cdot (1 - e^{-\frac{t_{patamar}}{T_0}}) + \Delta \theta_{ant}$	64,46	0,5	1,50		64,46	$(\Delta \theta_{of} - \Delta \theta_{oi}) \cdot (1 - e^{-\frac{t}{T_0}}) + \Delta \theta_{oi}$
A		70,93	0,5	2,00	0	70,93	
F		54,47	2	2		54,47	
O		46,02	2	4		46,02	
R		41,68	2	6		41,68	$(\Delta \theta_{om} - \Delta \theta_{oi}) \cdot e^{-\frac{t}{T_0}} + \Delta \theta_{oi}$
A	$(\Delta \theta_{ant} - \Delta \theta_{oi}) \cdot e^{-\frac{t_{patamar}}{T_0}} + \Delta \theta_{oi}$	39,46	2	8		39,46	
P		38,31	2	10		38,31	
O		37,73	2	12		37,73	
N		37,42	2	14		37,42	$\Delta \theta_{om} = (\Delta \theta_{of} - \Delta \theta_{oi}) \cdot e^{-\frac{t_{ponta}}{T_0}} + \Delta \theta_{oi}$
T		37,27	2	16		37,27	
A		37,19	2	18		37,19	
A		37,15	2	20		37,15	onde $\Rightarrow t_{ponta} = 2$

Assim se constata que o resultado encontrado para o cálculo da elevação de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente, tanto para o Método dos Patamares como para a metodologia utilizada pela NBR 5416, são iguais, pois ao se analisar as equações estas se equivalem.

5.1 DEMONSTRAÇÃO MATEMÁTICA DA EQUIVALÊNCIA DOS MÉTODOS

Considerando a equação utilizada na NBR 5416 para o cálculo da elevação de temperatura durante o aquecimento do óleo deseja-se demonstrar sua igualdade com a equação utilizada no Método dos Patamares:

$$\left(\Delta\theta_{of} - \Delta\theta_{oi}\right) \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{T_o}}\right) + \Delta\theta_{oi} = \left(\Delta\theta_{of} - \Delta\theta_{ant}\right) \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{patamar}}{T_o}}\right) + \Delta\theta_{ant} \quad (31)$$

Assim sendo é necessário provar que, se o tempo total de duração de ponta t for dividido em n intervalos de tempo, denominados de $t_{patamar}$, escolhido para as subdivisões dos cálculos de elevação de temperatura do óleo e substituindo o valor de $\Delta\theta_{oi}$ pelo valor calculado para a elevação de temperatura durante o aquecimento do óleo no intervalo anterior, estas equações se equivalem matematicamente.

Escolhe-se então arbitrariamente um número qualquer de intervalos de tempo, para dividir o tempo total de duração da ponta, no caso será considerado a divisão do intervalo t em 4 partes iguais, ou seja, se o tempo de duração de ponta for de 2 horas, teremos 4 intervalos de $t_{patamar}$ igual a 0,5 horas, se o tempo de

duração de ponta for 8 horas teremos 4 intervalos de $t_{patamar}$ igual a 2 horas e assim sucessivamente.

$$t_{patamar} = \frac{t}{4} \quad (32)$$

Logo:

$$(\Delta\theta_{of} - \Delta\theta_{oi}) \cdot \left(1 - e^{\frac{-t}{T_o}}\right) + \Delta\theta_{oi} = (\Delta\theta_{of} - \Delta\theta_{ant}) \cdot \left(1 - e^{\frac{-t}{4T_o}}\right) + \Delta\theta_{ant} \quad (33)$$

Para facilitar a demonstração considera-se o termo:

$$\left(1 - e^{\frac{-t}{4T_o}}\right) = k \quad (34)$$

Assim sendo o primeiro termo vale:

$$\Delta\theta_{o1} = (\Delta\theta_{of} - \Delta\theta_{oi}) \cdot k + \Delta\theta_{oi} \quad (35)$$

O segundo termo será função de $\Delta\theta_{o1}$ e valerá:

$$\Delta\theta_{o2} = (\Delta\theta_{of} - \Delta\theta_{o1}) \cdot k + \Delta\theta_{o1} \quad (36)$$

Que substituindo $\Delta\theta_{o1}$ pelo seu valor, obtém-se:

$$\Delta\theta_{o2} = \left[\Delta\theta_{of} - (\Delta\theta_{of} - \Delta\theta_{oi}) \cdot k + \Delta\theta_{oi} \right] \cdot k + (\Delta\theta_{of} - \Delta\theta_{oi}) \cdot k + \Delta\theta_{oi} \quad (37)$$

Que, efetuando-se as operações matemáticas necessárias, resulta em:

$$\Delta\theta_{o2} = -k^2 \cdot \Delta\theta_{of} + k^2 \cdot \Delta\theta_{oi} + 2 \cdot k \cdot \Delta\theta_{of} - 2 \cdot k \cdot \Delta\theta_{oi} + \Delta\theta_{oi} \quad (38)$$

O terceiro termo será função de $\Delta\theta_{o2}$ e valerá:

$$\Delta\theta_{o3} = (\Delta\theta_{of} - \Delta\theta_{o2}) \cdot k + \Delta\theta_{o2} \quad (39)$$

Onde substituindo $\Delta\theta_{o2}$ pelo seu valor, fica:

$$\Delta\theta_{o3} = \left[\Delta\theta_{of} - \left(-k^2 \cdot \Delta\theta_{of} + k^2 \cdot \Delta\theta_{oi} + 2 \cdot k \cdot \Delta\theta_{of} - 2 \cdot k \cdot \Delta\theta_{oi} + \Delta\theta_{oi} \right) \right] \cdot k + \left(-k^2 \cdot \Delta\theta_{of} + k^2 \cdot \Delta\theta_{oi} + 2 \cdot k \cdot \Delta\theta_{of} - 2 \cdot k \cdot \Delta\theta_{oi} + \Delta\theta_{oi} \right) \quad (40)$$

Efetuada-se as operações tem-se que $\Delta\theta_{o3}$ vale:

$$\Delta\theta_{o3} = k^3 \cdot \Delta\theta_{of} - k^3 \cdot \Delta\theta_{oi} - 3 \cdot k^2 \cdot \Delta\theta_{of} + 3 \cdot k^2 \cdot \Delta\theta_{oi} + 3 \cdot k \cdot \Delta\theta_{of} - 3 \cdot k \cdot \Delta\theta_{oi} + \Delta\theta_{oi} \quad (41)$$

O quarto e último termo, arbitrado para essa dedução será:

$$\Delta\theta_{o4} = (\Delta\theta_{of} - \Delta\theta_{o3}) \cdot k + \Delta\theta_{o3} \quad (42)$$

Onde $\Delta\theta_{o3}$ será substituído pelo seu valor resultando:

$$\Delta\theta_{o4} = \left[\Delta\theta_{of} - \left(k^3 \cdot \Delta\theta_{of} - k^3 \cdot \Delta\theta_{oi} - 3 \cdot k^2 \cdot \Delta\theta_{of} + 3 \cdot k^2 \cdot \Delta\theta_{oi} + 3 \cdot k \cdot \Delta\theta_{of} - 3 \cdot k \cdot \Delta\theta_{oi} + \Delta\theta_{oi} \right) \right] \cdot k + k^3 \cdot \Delta\theta_{of} - k^3 \cdot \Delta\theta_{oi} - 3 \cdot k^2 \cdot \Delta\theta_{of} + 3 \cdot k^2 \cdot \Delta\theta_{oi} + 3 \cdot k \cdot \Delta\theta_{of} - 3 \cdot k \cdot \Delta\theta_{oi} + \Delta\theta_{oi} \quad (43)$$

Efetuada-se as operações tem-se $\Delta\theta_{o4}$ valendo:

$$\Delta\theta_{o4} = -k^4 \cdot \Delta\theta_{of} + k^4 \cdot \Delta\theta_{oi} + 4 \cdot k^3 \cdot \Delta\theta_{of} - 4 \cdot k^3 \cdot \Delta\theta_{oi} - 6 \cdot k^2 \cdot \Delta\theta_{of} + 6 \cdot k^2 \cdot \Delta\theta_{oi} + 4 \cdot k \cdot \Delta\theta_{of} - 4 \cdot k \cdot \Delta\theta_{oi} + \Delta\theta_{oi} \quad (44)$$

Colocando-se em evidência os termos em k , resulta:

$$\Delta\theta_{o4} = \Delta\theta_{of} \left(-k^4 + 4 \cdot k^3 - 6 \cdot k^2 + 4 \cdot k \right) + \Delta\theta_{oi} \left(k^4 - 4 \cdot k^3 + 6 \cdot k^2 - 4 \cdot k \right) + \Delta\theta_{oi} \quad (45)$$

Ou seja:

$$\Delta\theta_{o4} = \Delta\theta_{of} \left(-k^4 + 4 \cdot k^3 - 6 \cdot k^2 + 4 \cdot k \right) - \Delta\theta_{oi} \cdot \left(-k^4 + 4 \cdot k^3 - 6 \cdot k^2 + 4 \cdot k \right) + \Delta\theta_{oi} \quad (46)$$

O que permite escrever:

$$\Delta\theta_{o4} = (\Delta\theta_{of} - \Delta\theta_{oi}) \cdot \left(-k^4 + 4 \cdot k^3 - 6 \cdot k^2 + 4 \cdot k \right) + \Delta\theta_{oi} \quad (47)$$

Recordando a Equação 34 e fazendo para simplificar:

$$\frac{t}{T_0} = x \quad (48)$$

Obtém-se:

$$k^4 = 1 - 4 \cdot e^{\frac{-x}{4}} + 6 \cdot e^{\frac{-x}{2}} - 4 \cdot e^{\frac{-3x}{4}} + e^{-x} \quad (49)$$

$$k^3 = 1 - 3 \cdot e^{\frac{-x}{4}} + 3 \cdot e^{\frac{-x}{2}} - 1 \cdot e^{\frac{-3x}{4}} \quad (50)$$

$$k^2 = 1 - 2 \cdot e^{\frac{-x}{4}} + 1 \cdot e^{\frac{-x}{2}} \quad (51)$$

$$k = 1 - 1 \cdot e^{\frac{-x}{4}} \quad (52)$$

Logo:

$$-k^4 = -1 + 4 \cdot e^{\frac{-x}{4}} - 6 \cdot e^{\frac{-x}{2}} + 4 \cdot e^{\frac{-3x}{4}} - e^{-x} \quad (53)$$

$$4 \cdot k^3 = 4 - 12 \cdot e^{\frac{-x}{4}} + 12 \cdot e^{\frac{-x}{2}} - 4 \cdot e^{\frac{-3x}{4}} \quad (54)$$

$$-6 \cdot k^2 = -6 + 12 \cdot e^{\frac{-x}{4}} - 6 \cdot e^{\frac{-x}{2}} \quad (55)$$

$$4 \cdot k = 4 - 4 \cdot e^{\frac{-x}{4}} \quad (56)$$

Donde somando membro a membro:

$$-k^4 + 4 \cdot k^3 - 6 \cdot k^2 + 4 \cdot k \quad (57)$$

Obtém-se:

$$\begin{aligned} -k^4 + 4 \cdot k^3 - 6 \cdot k^2 + 4 \cdot k &= \left(-1 + 4 \cdot e^{\frac{-x}{4}} - 6 \cdot e^{\frac{-x}{2}} + 4 \cdot e^{\frac{-3x}{4}} - e^{-x} \right) + \\ &\left(4 - 12 \cdot e^{\frac{-x}{4}} + 12 \cdot e^{\frac{-x}{2}} - 4 \cdot e^{\frac{-3x}{4}} \right) + \left(-6 + 12 \cdot e^{\frac{-x}{4}} - 6 \cdot e^{\frac{-x}{2}} \right) + \left(4 - 4 \cdot e^{\frac{-x}{4}} \right) = 1 - e^{-x} \end{aligned} \quad (58)$$

E substituindo o valor de x da Equação 48, tem-se que a Equação 58 equivale a:

$$-k^4 + 4 \cdot k^3 - 6 \cdot k^2 + 4 \cdot k = 1 - e^{\frac{-t}{T_0}} \quad (59)$$

E substituindo-se o valor resultante da Equação 59 na Equação 47, obtém-se:

$$\Delta\theta_{o4} = (\Delta\theta_{of} - \Delta\theta_{oi}) \cdot \left(1 - e^{\frac{-t}{T_0}}\right) + \Delta\theta_{oi} \quad (60)$$

Que é o mesmo valor da equação original da NBR 5416.

Na lista de símbolos, consta o nome das variáveis e das constantes com suas respectivas unidades que entraram na composição da demonstração acima.

6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE ESTUDOS FUTUROS

O Método dos Patamares possibilita a análise de qualquer ciclo operativo de transformadores de potência, efetuando o cálculo do valor máximo de carregamento admissível, por patamar, e permitindo assim se efetuar um controle do comportamento do material isolante sólido frente às temperaturas a que fica submetido.

Com isso torna-se possível quantificar em termos de ganho ou redução da expectativa de vida útil do equipamento a repercussão de qualquer medida de eficiência energética realizada através da aplicação das figuras de mérito, Figura 1, do Gerenciamento pelo Lado da Demanda.

Permite determinar o prognóstico de necessidade ou não da expansão da oferta para atender a solicitações de carga localizadas devido a entrada ou ampliação de estabelecimentos comerciais e industriais em virtude de possibilitar o cálculo do valor máximo que pode atingir o carregamento de um transformador, inclusive acima do seu valor nominal, para cada patamar individualmente.

Às vezes se observa que um ciclo de carregamento de um transformador, em consequência da instantaneidade do atendimento que conjuga obrigatoriamente produção de energia elétrica à sua demanda, apresenta períodos de ociosidade aparentemente não justificando economicamente o investimento. Neste aspecto o Método dos Patamares é uma ferramenta valiosa.

Ela permite quantificar por patamar previamente determinado o valor máximo de carregamento permitido para que a aplicação da figura de mérito Preenchimento de Vales, conforme Figura 4, não implique em uma ultrapassagem do valor determinado como perda de vida útil diária normal do transformador. Propiciaria ainda, se for o caso, a tomada de uma decisão gerencial em que seja vantajoso economicamente permitir que tal situação ocorra.

Para transformadores que já se enquadram na situação de carga de ponta dos patamares, ocasionando perda adicional de vida útil diária, esta metodologia determina o valor de carregamento individualizado por patamar a ser obtido através de medidas de eficiência energética para que esta situação se reverta.

O Método dos Patamares possibilita ainda uma análise do ganho que a aplicação da figura de mérito Deslocamento da Ponta, Figura 5, ocasiona no tempo de vida útil do transformador sempre que este deslocamento ocorrer de forma a aumentar a diversidade entre o tempo de ocorrência de carregamentos máximos com as máximas temperaturas locais diárias.

Sugere-se para estudos futuros o desenvolvimento do Método Ponto a Ponto fundamentado na possibilidade de se efetuar a análise de um ciclo contínuo de carregamento, a partir do Método dos Patamares. Este poderá ser utilizado tanto como para estudos de previsão de crescimento de demanda como também ser uma ferramenta on-line instalada junto aos transformadores para monitorar a perda de vida útil que está ocorrendo neste transformador possibilitando maior segurança nas decisões de remanejamento de carga entre transformadores de transmissão ou transformadores abaixadores.

O Método Ponto a Ponto servirá como ferramenta para o cálculo do adicional de ressarcimento financeiro devido a sobrecargas que ocasionem perda de vida útil em transformadores de transmissão quando operarem acima da potência nominal de acordo com os procedimentos da Resolução N° 513 - 16 de Dezembro de 2006, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

7 REFERÊNCIAS

- [1]. <http://pt.wikipedia.org/wiki/Ponto_de_fulgur> Acesso em 19 de janeiro de 2006.
- [2]. <http://www.procel.gov.br/procel/site/oprograma/apresentacao_planejamento.asp> Acesso em 5 de outubro de 2005.
- [3]. AES SUL Eficiência Energética: **Irrigação** – Agosto 2004,39 p.
- [4]. ALVARES, Marcelo Carvalho; SAMESIMA, Miltom Itsuo; DELAIBA, A. C., - **Perda de vida em transformadores sob condições lineares e não lineares**, Revista Eletricidade Moderna, julho de 1997, 44 -58 p.
- [5]. ALVES, Jorge de Sá; BRANDÃO, José C. de Carvalho, **Efeitos da umidade interna na vida dos transformadores de potência**, Revista Eletricidade Moderna, junho de 1997, 140-146 p.
- [6]. ANEEL, **Resolução N° 513**, Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, 2002.
- [7]. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, **Coletâneas de Normas – Padronização de Transformadores de Potência**, Associação Brasileira de Normas, Rio de Janeiro, 1987, 80 p.
- [8]. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, NBR 5416: **Aplicação de cargas em transformadores de potência – Procedimento**, Rio de Janeiro. JUL1997, 73 p.
- [9]. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5356: **Transformador de potência**, Rio de Janeiro, AGO 1993, 59 p.
- [10]. AZEVEDO, José de Oliveira – **Hora de decidir: modernizar o transformador ou substituí-lo?** Revista Eletricidade Moderna, setembro de 1997, 145-149 p.
- [11]. BALESTIERE, José A. P., **Cogeração – geração combinada de eletricidade e calor**, Editora da UFSC, Florianópolis, 2002, 279 p.
- [12]. BARDELIN, Cesar Endrigo Alves, **Os Efeitos do Racionamento de Energia Elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com Ênfase no Consumo de Energia Elétrica**, Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.

- [13]. CAMARGO, C. Celso de Brasil, **Gerenciamento pelo Lado da Demanda: Metodologia para Identificação do Potencial de Conservação de Energia Elétrica de Consumidores Residenciais**, Programa de Pós Graduação em Engenharia de Produção - Tese de Doutorado, UFSC, Florianópolis, 1996.
- [14]. CAMPOS, Alexandre, **Gerenciamento pelo Lado da Demanda: Um Estudo de Caso**, Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia – Dissertação de Mestrado, USP, São Paulo, 2004.
- [15]. CHAM, M. L., **Economic issues related to assessing load management in electric utilities**, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-102, n. 6, 1983, 1771-1777 p.
- [16]. COSTA, Antonio S. et al., **Gerenciamento da demanda e geração distribuída para alívio do suprimento de energia elétrica**, setembro, 2001.
- [17]. COSTA, Gilberto J. C., **Iluminação econômica: cálculo e avaliação**, EDIPUCRS, Porto Alegre, 1998, 503 p.
- [18]. DELGADO, R. M., **Demand-Side Management Alternatives, Proceedings of the IEEE**, vol. 73(10), 1985, 1471-1488 p.
- [19]. FEIO, Luiz Amaro R., **O Transformador**, Edição do Autor, Porto Alegre, 1973, 197 p.
- [20]. GCOI-SCM-GTMS. 022, **Influência dos Sistemas de Preservação na Vida Útil dos óleos Isolantes e Equipamentos Elétricos**, Setembro 1991.
- [21]. GELLINGS, Clark W., CHAMBERLIN, J. H., **Demand Side Management: Concepts and Methods**, PennWell Publishing Company, 2^o edition, 1993, 452 p., 238-240 p.
- [22]. GESUALDI JÚNIOR, Luiz Carlos; BEZERRA, Luiz Roberto, **Manutenção de Equipamentos de Subestações: Transformadores – CETAF-CEEE-LIGHT-FURNAS**, 1987.
- [23]. GOVERNO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL – **Informativo**, Ano 9 – N° 1 – Abril 1980, 23 p.
- [24]. HASLER, Cristina F. S., **Aplicação de cargas em Transformadores de Potência e Expectativa de Vida Útil**, Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia Elétrica – Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2005.

- [25]. IEEE GUIDE FOR LOADING MINERAL-OIL-IMMERSED TRANSFORMERS, **IEEE Std C57.91-1995**, The Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE, New York, June 14, 1995, 100 p.
- [26]. IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY - STANDARDS COORD. COMMITTEE 4, **IEEE Recommended Practice – General Principles for Temperature Limits in the Rating of Electrical Equipment and for the Evaluation of Electrical Insulation**, The Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE, New York, 2000, 23 p.
- [27]. JANNUZI, G. de M., SWISHER, J. N. P., **Planejamento Integrado e Recursos Energéticos: Meio Ambiente, Conservação e Energia e Fontes Renováveis**, Autores Associados, Campinas, SP, 1997, 246 p.
- [28]. KAEHLER, J. W. M., **Gestão de Energia em Programas Anuais de Combate ao Desperdício e de Programação do Uso Racional de Energia – Relatório Anual _ Ciclo 2000/2001**, Programa de Pesquisa & Desenvolvimento Tecnológico do Setor Elétrico Brasileiro (Ciclo 2000/2001), PUCRS, Porto Alegre, Setembro 2002.
- [29]. KAEHLER, J. W. M., **Gestão pelo Lado da Demanda (Demand Side Management - DSM)**, Programa de Pós Graduação em Energia Elétrica, PUCRS, Porto Alegre, 2003.
- [30]. KAEHLER, J. W. M., **Un Outil d’Aide à la Décision et de Gestion des Actions pour la Maîtrise de la Demande d’Énergie - de la Conception au Développement**, Tese de Doutorado - Ecole Nationale Supérieure des Mines, Paris, 1993, p. 257.
- [31]. LAMPE; W, Spicar; E, **Influence of different stress factors on the dielectric and mechanical strength of oil-cellulose insulation**. Cigré, paper setembro 1978.
- [32]. LANGONE, José et al., **Avaliação do impacto do carregamento nos transformadores de potência**, Revista Eletricidade Moderna, setembro de 1997, 122 -128 p.
- [33]. LIMAYE, D. R., **Implementation of Demand-Side Management Programs, Proceedings of the IEEE**, vol. 73(10), 1985, 1503-1512 p.
- [34]. LIMAYE, D. R.; RABL, V. **International Load Management, p. Methods and Practices: Lilburn: The Fairmont press, Inc., 1988.**
- [35]. MAIA, José L. P. (Coord.), KRAUSE, Cláudia B. et al., **Manual de Prédios Inteligentes em Energia Elétrica**, IBAM / PROCEL/ ELETROBRAS, Rio de Janeiro, 2002, 228 p.

- [36]. MAK, José; BASSETO FILHO, Armando; AITA, Saburo, **Medidas que podem dobrar a vida útil dos transformadores de potência**, 6º Erlac-ENCONTRO REGIONAL LATINO-AMERICANO DA Cigré, Maio de 1995.
- [37]. **Manual de Instalações e Manutenção de Transformadores** – WEG TRANSFORMADORES LTDA.
- [38]. MARTIGNONI, Alfonso, **Transformadores**, Editora Globo, Porto Alegre, RS, 1973,307 p.
- [39]. NEPOMUCENO, Paulo R., MARQUES, André P, **Estudo de contingências em transformadores utilizando novos recursos de modelagem térmica**, XVIII SNPTEE – GOP-02, Outubro 2005, Curitiba, Paraná.
- [40]. NEPOMUCENO, Paulo R., MARQUES, André Pereira, **Novos recursos para estabelecer limites de carregamento de transformadores**, Revista Eletricidade Moderna, janeiro de 2002, 120-130 p.
- [41]. OLIVEIRA, José C.; COGO, João R., ABREU, José P. G., **Transformadores – Teoria e Ensaio**, Edgard Blücher, ELETROBRAS/EFEI, 1984, 174 p.
- [42]. PROCEL – **Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica** – Folheto de livre distribuição.
- [43]. PUCRS & AES Sul, Relatório de Projeto de P&D, **Gestão de Energia em Programas Anuais de Combate ao Desperdício e de promoção do Uso Racional de Energia**, Setembro 2003.
- [44]. PUCRS & AES Sul, Relatório de Projeto de P&D, **Perfil de Curvas de Cargas e Custos Marginais – AES Sul: MÓDULO 1 - CARACTERIZAÇÃO DA CARGA - CAPÍTULO 2: Tipologia de Carga**, Agosto 2000.
- [45]. PUCRS & CEEE, Relatório de Projeto de P&D, **Sistema para Monitoramento e Diagnóstico de Transformadores de Redes de Transmissão e Subtransmissão e Desenvolvimento de Método para Avaliação da Vida Útil Residual de Transformadores de Potência**, Dezembro de 2003.
- [46]. RAVAGLIO, M. A. et al., **Avaliação da vida útil dos transformadores da COPEL Distribuição**, XVI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, 2004.

- [47]. ROSA, Mauro A.; ORLING, Ricardo B., **Definições Básicas em Sistemas de Distribuição**, Programa de Pós Graduação em Energia Elétrica, PUCRS, Porto Alegre, 2004.
- [48]. RUNNELS, J. E.; WHYTE, D., **Evaluation of Demand-Side Management, Proceedings of the IEEE**, vol. 73(10), 1985, p. 1489-1495.
- [49]. SCHROCK, Derek W., **Load Shape Development**, PennWell Publishing Company, 1997, 267 p.
- [50]. SHORT, T. A., **Electric Power Distribution Handbook**, CRC Press, 2004, 773 p.
- [51]. STEVENSON, William D.; COTRIM, Ademaro A. M. B. (tradutor), **Elementos de análise de sistemas de potência**, McGraw Hill do Brasil, Fundação Nacional de Matéria Escolar, São Paulo, 1978.
- [52]. UDAETA, Miguel Edgar M., **Planejamento Integrado de Recursos energéticos - PIR - para o Setor Elétrico (pensando o desenvolvimento sustentável)**, Escola Politécnica USP – Tese de Doutorado, USP, São Paulo, 1997.

ANEXO A TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Este capítulo apresenta informações elementares e os principais conceitos relacionados com transformadores de potência com a finalidade de facilitar o entendimento do seu significado quando for realizada uma abordagem dos mesmos durante o desenvolvimento da metodologia.

A.1 INFORMAÇÕES ELEMENTARES

A única maneira de se transportar energia sob forma de eletricidade é utilizando linhas de transmissão. A energia elétrica de origem hidráulica é barata somente no caso em que o custo do seu transporte seja baixo e como essa energia deve ser transformada no próprio local em que se encontra a presença de quedas de água, em geral situadas longe dos centros de consumo, surge necessidade do transporte de grandes quantidades de energia a grandes distâncias, por meio de linhas de comprimento notável [51].

A potência aparente (S) a ser transferida é expressa pelo produto da tensão pela intensidade de corrente elétrica.

$$S = V \cdot I \quad (61)$$

onde:

S =Potência aparente em VA,

V =Tensão em volts,

I = Corrente elétrica em ampères.

Os geradores das usinas geram a energia elétrica com a tensão aproximada de 6000 volts [38] e o transporte de grandes valores de corrente elétrica a longas distâncias resultam em elevadas perdas por efeito Joule, nas linhas de transmissão, pois estas são proporcionais ao quadrado da corrente que circula pelos seus condutores.

$$PerdasJoule = R \cdot I^2 \quad (62)$$

onde:

PerdasJoule = é dado em unidade de potência ativa, em watts;

R = resistência elétrica dos condutores, em ohms;

I = corrente circulante em ampères.

Para que se possa transportar essa energia de maneira econômica torna-se necessário, portanto, reduzir o valor da corrente elétrica a ser transmitida sem alterar a potência de transmissão.

Existem duas possibilidades de se reduzir perdas Joule geradas em razão do aquecimento dos condutores durante a passagem da corrente elétrica a ser conduzida [35]:

- A possibilidade de adoção de cabos condutores de maior diâmetro, como recurso para diminuir a resistência através do aumento da área de seção dos condutores.

$$R = \rho \cdot \frac{L}{A} \quad (63)$$

onde:

ρ = Resistividade do material, sendo constante para o tipo de cabo escolhido;

L = Comprimento do condutor, sendo dependente do terreno e da localização da usina e do centro de carga e por isso também constante;

A = área de seção dos condutores.

Essa alternativa de diminuir o valor da resistência pelo aumento da área da seção dos condutores se inviabiliza economicamente e tecnicamente, pois cabos muito grossos além de possuírem um elevado custo implicam no aumento do peso da rede de transmissão [35].

- A possibilidade de redução da corrente elétrica com o aumento simultâneo da tensão, para se efetuar o transporte de energia junto às usinas e na chegada dos grandes centros de carga se efetuar o procedimento inverso é a solução economicamente viável. mas possível de ser realizada somente após a invenção dos transformadores.

Assim sendo graças a invenção do transformador, equipamento elétrico estático cujo funcionamento depende de indução mútua de dois ou mais enrolamentos e serve para transferir energia elétrica de um sistema elétrico em corrente alternada, a um determinado valor de tensão e de corrente, para outro sistema elétrico, a qualquer valor de tensão e de corrente, sem proceder a alteração na frequência do sinal fundamental, foi que se tornou economicamente viável o transporte da energia elétrica.



Figura 44: Localização de Transformadores

O transporte da energia elétrica com tensão elevada e corrente reduzida, além de reduzir consideravelmente as perdas, permite a utilização de condutores de menor bitola, com estruturas de sustentação e isolamento sujeitas a esforços menores. Além disso, as quedas de tensão ao longo da linha obtidas pelo produto da corrente pela resistência ôhmica da linha diminuem.

O transformador que possui a tensão do enrolamento primário (que recebe energia) inferior à do enrolamento secundário (que fornece energia) denominou-se de Transformador Elevador. Este transformador fica junto às usinas, pois é o responsável por viabilizar a transmissão da energia gerada até os grandes centros de carga [19].

O transformador que possui a tensão do enrolamento primário superior à do enrolamento secundário denomina-se de Transformador Abaixador, e este

transformador fica situado nas subestações abaixadoras, localizadas próximo aos centros de consumo de energia elétrica, as cidades [19].

O circuito primário deste transformador, no caso do Rio Grande do Sul, será ligado à linhas de transmissão de 230 kV, 138 kV ou 69 kV e no seu secundário a energia elétrica será entregue em 34500 V, 23000 V ou 13800 V, tensões normalmente utilizadas para a subtransmissão de energia [9] .

No fornecimento de energia elétrica aos consumidores em geral, razões de segurança exigem que se entregue energia em tensões inferiores a 600 V. No Rio Grande do Sul são utilizadas tensões de 127V / 220V e de 220V / 380V. O transformador que reduz a tensão para estes valores é denominado Transformador de Distribuição [19].

Os elementos principais constituintes do transformador são os enrolamentos e o núcleo, os meios de refrigeração e os acessórios.

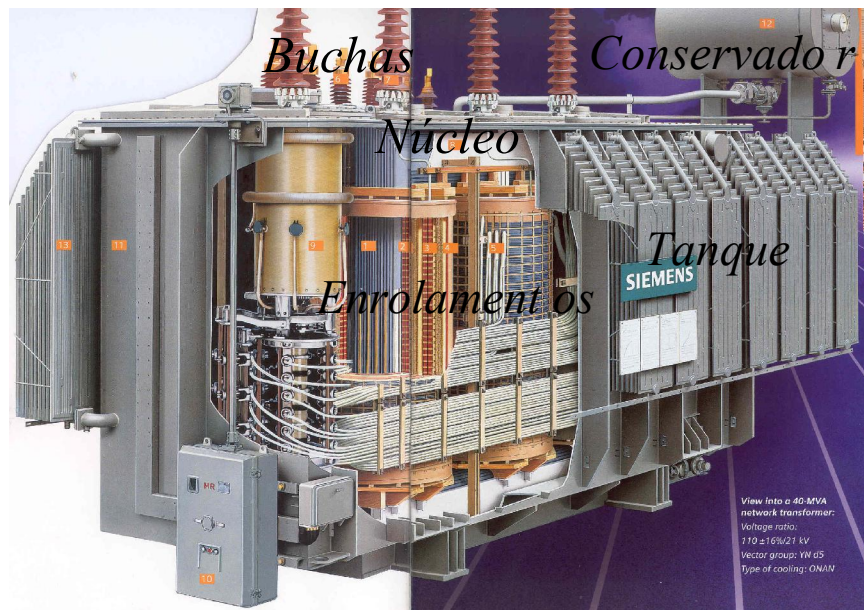


Figura 45: Elementos Constituintes do Transformador

A.1.1 Enrolamentos

Os enrolamentos são compostos por um conjunto de espiras, que constituem um circuito elétrico, de cobre, isolados. Normalmente o enrolamento de BT é colocado junto ao núcleo por motivo de economia e facilidade de isolamento. Sobre o enrolamento de BT é colocado o enrolamento de AT de modo concêntrico. O enrolamento de BT é menos refrigerado pelo óleo, mas em compensação necessita de uma camada menor de isolamento. Por sua vez o enrolamento de AT é mais refrigerado pelo óleo, mas em contrapartida precisa de uma camada maior de isolamento. O resultado é que, naturalmente ou por critério de projeto, os aumentos de temperatura nos enrolamentos de BT e AT são praticamente iguais, o que possibilita que ambos os enrolamentos possam ser utilizados ao máximo quando necessário.

São dois os tipos de perdas nos enrolamentos:

- As perdas ôhmicas nos enrolamentos ocorrem por efeito Joule. Efeito Joule é o aquecimento causado em um condutor durante a passagem da corrente elétrica, sendo, portanto nos transformadores as perdas ôhmicas proporcionais ao quadrado das correntes elétricas que circulam nos enrolamentos do primário e do secundário;
- As perdas parasitas nos enrolamentos (ou perdas por correntes de Foucault) são produzidas pelo fluxo disperso que induz a circulação de correntes parasitas em circuitos fechados. Como resultado da composição das correntes parasitas com a corrente de carga, ocorre uma distribuição não uniforme da corrente total na seção do condutor,

e, portanto, tudo ocorre como se a resistência ôhmica do condutor tivesse aumentado.

Na extremidade superior e inferior dos enrolamentos existe o que se denomina de “franjeamento” do fluxo de dispersão, resultando em maiores perdas parasitas e o conseqüente maior aquecimento destas partes, sendo denominadas de pontos quentes (*hot spot*). A extremidade superior é mais quente que a inferior, devido ao movimento ascendente do óleo por convecção natural, e é com base na temperatura deste ponto mais quente que é estimada a perda de vida da isolação do transformador.

A.1.2 Núcleo

O núcleo dos transformadores convencionais é construído com lâminas de ferro-silício

São dois os tipos de perdas no núcleo magnético: as perdas por histerese e as perdas parasitas.

Como as perdas no núcleo são praticamente constantes para cada transformador, dependendo apenas das características construtivas do mesmo, as mesmas independem do ciclo de carga do transformador e assim sendo no presente estudo não há necessidade em detalhá-las.

A.1.3 Meio Isolante

A imobilidade das partes componentes do transformador prejudica a dispersão do calor permitindo, porém, a utilização de um meio simultaneamente isolante e refrigerante líquido, que apresenta uma rigidez dielétrica alta e ao mesmo tempo elevada condutividade térmica. Desta forma as partes ativas são imersas em uma caixa (tanque) cheia de líquido apropriado. O líquido mais comumente empregado é o óleo mineral, que além de apresentar um elevado calor específico também possui elevada condutividade térmica.

O líquido isolante, no qual é imersa a parte ativa do transformador, tem dupla finalidade: a de isolar, evitando a formação de arco entre dois condutores que apresentam diferenças de potencial e a de resfriar, dissipando o calor originado da operação do transformador.

Para que possa atender a sua função de isolamento, este deve estar perfeitamente livre de impurezas e umidade para garantir o seu alto poder dielétrico e deve poder penetrar facilmente entre as bobinas a fim de impregnar as camadas de papel isolante.

Para que possa resfriar de maneira natural, o tanque que contém o transformador deve ter uma superfície suficiente para transmitir ao ar a quantidade de calor correspondente às perdas do transformador.

Os principais fatores responsáveis pela degradação do óleo mineral isolante são: a umidade e o oxigênio. O alto conteúdo de umidade aumenta a possibilidade

de formação de bolhas no transformador quando submetido a um ciclo de carregamento acima do nominal.

A.1.4 Acessórios Principais

As buchas são acessórios aplicados em transformadores com o objetivo de prover a passagem de corrente elétrica entre o meio externo e o interior do equipamento além de garantir também a isolação necessária em relação a sua carcaça (tanque).

Apesar de se tratar de um acessório e em geral seu custo ser pequeno em relação ao custo global do transformador, uma falha em sua isolação pode, em casos extremos, levar a total destruição do transformador.

O tanque do transformador, além de ser o recipiente que contém as partes ativas, isoladores e óleo, é o elemento que transmite para o ar o calor produzido pelas perdas, por convecção ao longo das paredes laterais e pela tampa e do fundo por irradiação, sendo esta desprezível.

Os transformadores que tem o tanque do transformador totalmente cheio de líquido, garantindo que a parte ativa fique inteiramente mergulhada no óleo, devem ter o conservador a fim de permitir a expansão do líquido quando este se aquece, permitindo a livre expansão e contração do óleo.

O tanque do conservador também evita o contato direto entre o ar de entrada e o líquido isolante, o que reduz consideravelmente a penetração no tanque da água proveniente da umidade do ar. Para evitar a umidade coloca-se no respiradouro do

conservador uma cápsula contendo sílica-gel em sistemas abertos e membrana de neoprene, bolsa de borracha ou nitrogênio em sistemas fechados.

O radiador do transformador é o dispositivo que aumenta a superfície de irradiação, para facilitar a dissipação de calor.

A.2 FATORES DE DEGRADAÇÃO DA CELULOSE

Os fatores que acarretam degradação das isolações celulósicas são: temperatura, oxigênio e água, Figura 46. A temperatura é considerada o fator mais importante, mas a presença do oxigênio e da água tem demonstrado uma ação significativa na degradação do papel [10]. Qualquer que seja o mecanismo de degradação da celulose o seu envelhecimento é caracterizado pela quebra das cadeias longas do polímero resultando no decréscimo das propriedades mecânicas da isolação celulósica [45].

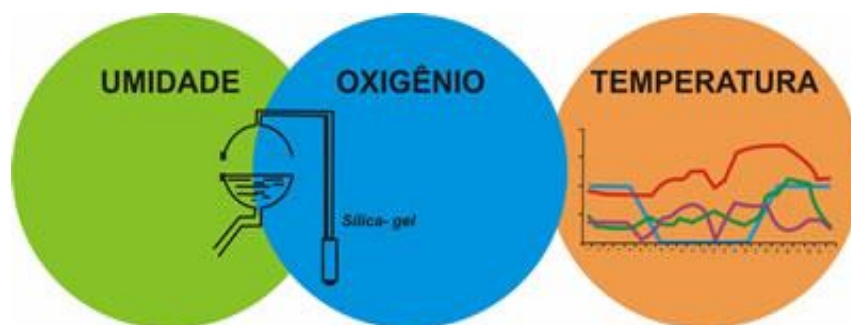


Figura 46: Fatores da Degradação da Celulose

A contribuição do teor de umidade e do oxigênio na aceleração do envelhecimento da celulose está fortemente ligada ao projeto do sistema de preservação do óleo e das condições de manutenção do equipamento, enquanto o

envelhecimento pela elevação da temperatura esta diretamente associada ao ciclo do carregamento do transformador [24] [32] .

Assim independente do carregamento do transformador, o oxigênio e a água aceleram seu processo de envelhecimento [46].

Durante o funcionamento normal do transformador, o óleo se aquece e dilata, expulsando o ar que está na parte superior do conservador através dos desumificadores de ar (sílica-gel) [37]. Havendo diminuição da carga ou da temperatura ambiente, também ocorre abaixamento da temperatura do óleo, acompanhada da respectiva redução de volume o que forma uma depressão no conservador e o ar ambiente é novamente introduzido no conservador. Por conseguinte, pode se dizer que o transformador respira.

A não ser que precauções adicionais, além da sílica gel que é capaz em boas condições de higroscopicidade, de absorver água até 40% de seu próprio peso, sejam tomadas, durante esse movimento entrará junto com o ar umidade, que é logo absorvida pelo óleo, com a consequente redução de suas propriedades dielétricas.

A contaminação do óleo isolante por umidade, ou seja, a água presente em um transformador pode proceder de uma ou mais das seguintes formas, tanto na fase de construção como ao longo de sua operação:

- Da umidade residual contida no sistema dielétrico ou de isolamento, após a secagem do transformador;
- Da umidade absorvida pelo óleo isolante através do conservador;
- Da água produzida durante as reações de oxidação do óleo isolante e da celulose do papel isolante;

- E da deficiência no sistema de vedação do transformador.

O processo de degradação do óleo isolante pode ser dividido em contaminação e deterioração, Figura 47. Um óleo é considerado contaminado quando contém umidade e outras substâncias estranhas que não fazem parte da sua composição; por outro lado, um óleo é considerado deteriorado quando contém produtos originados de sua oxidação.

Enquanto a contaminação por umidade é a fonte mais rápida de deterioração do óleo isolante, a formação de ácidos e borras causados pela oxidação é um problema lento, porém muito sério para o transformador, destacando que a água pode ser ao mesmo tempo o produto e a causa da oxidação [24].



Fonte: Hasler, C. [24]

Figura 47 : Deterioração do Óleo Isolante

A.3 PRINCIPAIS CONCEITOS

Transformadores monofásicos: são transformadores constituídos de apenas um enrolamento de fase em cada tensão [9].

Transformadores polifásicos: são transformadores cujos enrolamentos do primário e do secundário são polifásicos [9].

Transformadores trifásicos: são unidades transformadoras que recebem três fases e um neutro em suas buchas primárias e fornecem energia na tensão desejada em três ou quatro buchas colocadas à saída do enrolamento secundário.

Bancos Trifásicos de Transformadores Monofásicos: são associações de transformadores monofásicos para operação trifásica.

Potência Nominal: determina o valor da corrente elétrica nominal que circula, sob tensão de valor ao nominal servindo como base ao projeto, aos ensaios e as garantias de um transformador:

- Para um transformador com dois enrolamentos, primário e secundário, apesar das perdas internas, pode-se admitir com relativa precisão que a potência aparente nominal do enrolamento de AT e a potência aparente nominal do enrolamento de BT, sejam iguais;
- Para um transformador com três enrolamentos, pode haver diferentes potências aparentes nominais para cada um deles, devendo ser especificadas. Em consequência disto pode-se dizer que para transformadores de três enrolamentos a potência fornecida ao primário

corresponde aproximadamente a soma fasorial das potências do secundário e terciário.

Potência Nominal Reduzida devido a Altitude: os transformadores são projetados para instalações até 1000 metros acima do nível do mar, em altitudes superiores a diminuição da densidade do ar prejudica o resfriamento dos mesmos e para evitar aquecimentos além dos limites suportáveis é preciso que sua potência nominal sofra reduções, ou necessitará de um sistema de refrigeração mais eficaz [9].

Ponto de Fulgor: é a menor temperatura na qual um líquido libera vapor ou gás em quantidade suficiente para formar uma mistura inflamável [1].

Tensão Nominal de um enrolamento de um transformador: é o valor de tensão atribuído a este enrolamento e pelo qual ele é designado e corresponde a tensão a ser aplicada ou induzida, nos terminais de linha de um enrolamento, respeitando as padronizações existentes entre os seguintes valores: 765 kV, 525 kV, 430 kV, 345 kV, 230 kV, 138 kV, 88 kV, 69 kV, 34,5 kV, 23,1 kV, 13,8 kV.

ANEXO B CURVA DE CARGA DIÁRIA

É a representação gráfica da variação das demandas de um consumidor ao longo do tempo. A curva de carga é diária e apresenta variações, principalmente segundo o dia da semana e a sazonalidade das estações [17].

A forma da curva de carga depende do tipo do consumidor, ela representa o perfil de comportamento das cargas solicitadas durante 24 horas do dia, reproduzindo fielmente os hábitos de consumo de energia elétrica do mesmo.

B.1 Conceitos e Informações

O conhecimento das seguintes definições é relevante para o bom entendimento deste estudo:

Demanda: é o valor médio de uma carga em um intervalo específico de tempo. É dado pela relação entre a energia (kWh) acumulada no intervalo, pelo tempo total deste intervalo.

Intervalo de Demanda: é o período no qual a carga média é medida (integralizada). Este período pode ser de 5 minutos, 15 minutos, 60 minutos, dependendo do interesse da análise a ser efetuada.

Demanda Máxima: é o maior valor de demanda de uma instalação ou sistema, ocorrido em um período específico de tempo (dia, mês, ano). Neste exemplo o valor foi de 5200 watts.

Fator de Carga: é a relação entre a demanda média em um determinado período de tempo, pelo pico de demanda (demanda máxima) ocorrido neste mesmo período. Este dado obtido pela curva de carga é muito utilizado nas análises de GLD e varia entre zero e um. Um fator de carga próximo à unidade significa que a carga permanece constante durante as 24 horas do dia, estando próxima ao pico de carga na maior parte do tempo.

Fator de Capacidade: é a relação entre a produção média e a produção de pico da usina de geração de energia.

Fator de Potência: indica qual a porcentagem da potência total fornecida (kVA) é efetivamente utilizada como potência ativa (kW). Desta forma o ângulo que aparece tanto no cálculo da potência ativa, como na potencia reativa, é denominado ângulo do fator de potência e o co-seno deste ângulo recebe o nome de fator de potência.

Os eletrodomésticos como geladeiras, ventiladores, condicionadores de ar e máquinas de lavar bem como as maiorias das máquinas industriais operam com fator de potência atrasado (carga indutiva), necessitando às vezes ser corrigido através da instalação de capacitores.

Potência Ativa: é a potência real (P), instantânea, associada a circuitos resistivos e é medida em watts (W) quando a tensão é dada em volts e a corrente em ampères. Ela representa a parcela de potência que é usada para realizar algo de útil.

Potência Reativa: é uma medida de potência elétrica (Q) armazenada no campo magnético de um indutor ou no campo elétrico de um capacitor. Sua unidade

é volt-ampère reativo (VAR). Ela nunca é convertida em formas não elétricas de energia e além de não produzir trabalho ocupa lugar nas linhas de transmissão, transformadores de potência, linhas de distribuição.

Potência Aparente: é a potência total gerada ou transmitida, sendo o módulo da potência complexa (S), e tem a mesma dimensão da potência real ou da potência reativa, entretanto para diferenciá-la das outras duas potências costuma-se utilizar o volt-ampère (VA) como unidade de potência complexa.

A potência aparente dos aparelhos que convertem energia elétrica em outras formas de energia é o parâmetro que representa a potência total que o sistema deve dispor para que possa fornecer a carga à potência real desejada. A menos que o ângulo do fator de potência seja zero graus a potência aparente sempre é maior que a potência útil.

Grandezas por unidade: tensões, correntes, potências aparentes muitas vezes são expressas em percentagem ou em valores por unidade, em relação a um valor base ou de referência escolhido para cada grandeza. Por exemplo, se a tensão base for 120kV, tensões de 108kV, 120kV e 126kV se transformam em 0,9 p.u., 1 p.u. e 1,05 p.u. ou 90%, 100% e 105% do valor base.

Valor por unidade de qualquer grandeza (p.u.): é definido como sendo a relação entre o valor da grandeza e a base, expressa em fração decimal. O valor em percentagem será 100 vezes o valor por unidade.

Horário de Ponta: período definido pela concessionária e composto por três horas diárias consecutivas exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais definidos por lei federal, considerando as características do seu Sistema

Elétrico. Em algumas modalidades tarifárias, nesse horário a demanda e o consumo de energia elétrica têm preços mais elevados.

Horário Fora de Ponta: corresponde às demais vinte e uma horas do dia.

Período Seco: é onde ao período em que a disponibilidade de água fluente nos mananciais é mínima.

Período Úmido: é o período compreendido nos meses de dezembro de um ano até abril do ano seguinte (cinco meses), quando acontece a maior precipitação pluviométrica.

Para se entender uma curva de carga diária de um consumidor deve-se observar as unidades dos respectivos eixos: o eixo das abscissas contém a informação do intervalo horário em que foram registrados os valores de potência durante 24 horas. O eixo das ordenadas contém os valores de potência ativa, em watts (W), ou potência aparente em volt-ampère (VA), seus múltiplos ou submúltiplos ou normalizados em função de valores máximos ou nominais (p.u.).

Na Figura 48, temos a demanda, medida de hora em hora (intervalo de demanda), de um consumidor residencial, referenciada em p.u. da demanda máxima verificada às 19h00min. A linha mais escura representa a curva de carga onde o chuveiro elétrico se destaca como o maior consumidor de energia elétrica, tendo sido os eletrodomésticos utilizados conforme cronograma abaixo [47] [49]:

- O chuveiro (4000 W), o ferro elétrico (1000 W) e quatro lâmpadas fluorescentes (de 25W), durante uma hora, no horário das 19h às 20h logo a demanda total utilizada, neste horário, foi de 5200 watts, tendo sido este valor a demanda máxima verificada;

- Supondo que o chuveiro tenha sido desligado e na próxima hora se manteve em uso o ferro e duas lâmpadas, a nova demanda passou a ser 1050 watts;
- Às 21 horas se ligou a sanduicheira concomitantemente com o uso do ferro elétrico e das duas lâmpadas fluorescentes assim a nova solicitação de carga ficou sendo 2050 watts.

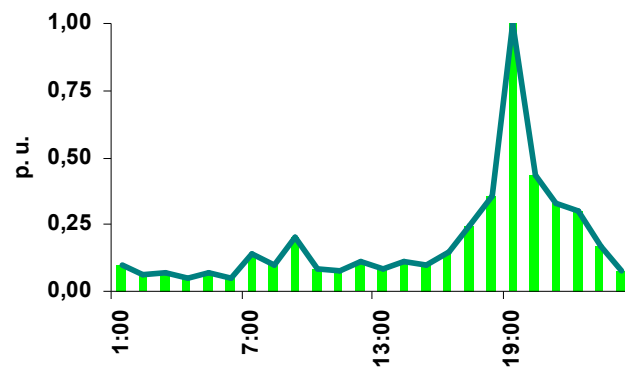


Figura 48: Curva de Carga Residencial

B.2 Curva de Carga Diária de um Alimentador

Nas cidades o sistema de distribuição de energia elétrica parte das Subestações para os Alimentadores (Figura 49). Estes atendem as solicitações individualmente impostas em cada instante pelos seus consumidores.

Levando em consideração que cada consumidor possui valores de potência relativamente diferentes a curva de um alimentador reflete a variação de consumo

de energia elétrica, em um determinado período de 24 horas, simultânea para todos seus consumidores.

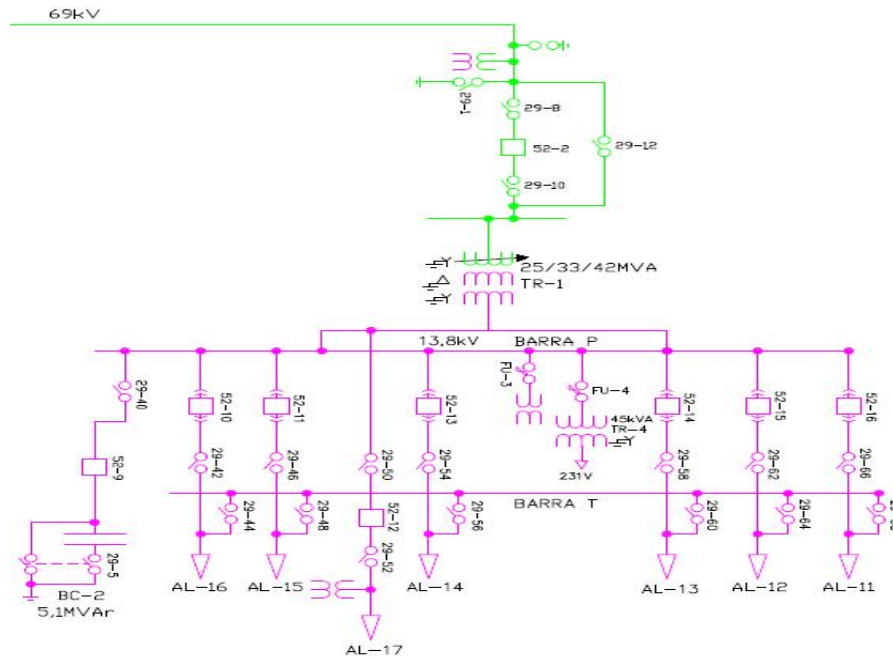


Figura 49: Diagrama de Operação

B.2.1 Tipologia das curvas de carga de Alimentadores

Neste estudo serão utilizadas as tipologias das curvas de carga referenciadas nos estudos de análise de curvas de carga da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S. A. [44].

No seguimento serão analisadas as diferentes tipologias de curvas de cargas: comercial, industrial e residencial para consumidores na classe de baixa tensão,

menor que 2,3 kV, e a tipologia de curvas de carga para consumidores irrigantes na classe de média tensão, 2,3 kV até 25 kV.

Uma curva de carga com tipologia comercial apresenta nove tipos característicos. Para fins deste estudo será caracterizada como perfil comercial a tipologia da curva total, obtida como resultante de uma composição dos nove tipos individuais, onde se evidencia duas pontas: uma diurna e outra noturna, no mesmo ciclo de carga, conforme Figura 50.

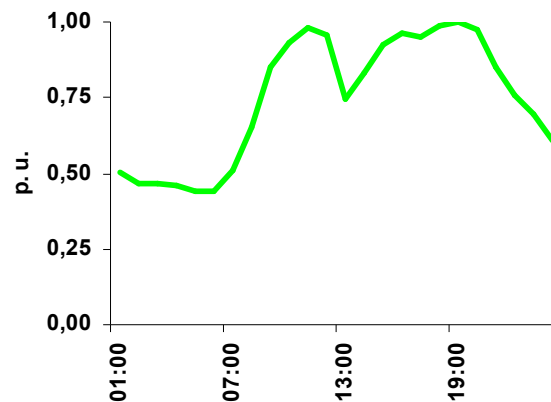


Figura 50: Curva de Carga Comercial – Tipologia Total

Também será considerada individualmente a tipologia cinco da Figura 51 , onde ocorreu maior representatividade. Nesta tipologia o maior consumo concentrou-se no horário entre dez horas e dezenove horas.

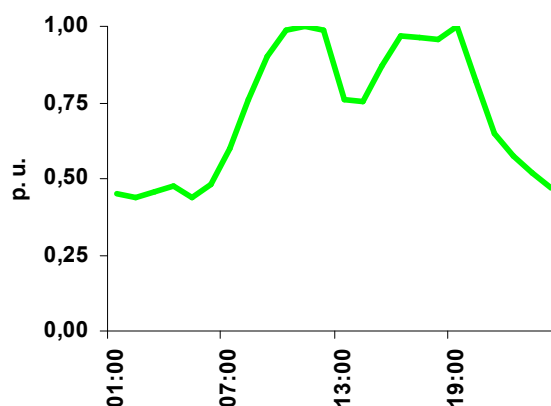


Figura 51 : Curva de Carga Comercial – Tipologia 5

E a tipologia oito, Figura 52, com grande participação no consumo da classe apresentando baixas demandas durante o dia e máximas solicitações de demanda no horário noturno, perdurando na madrugada.

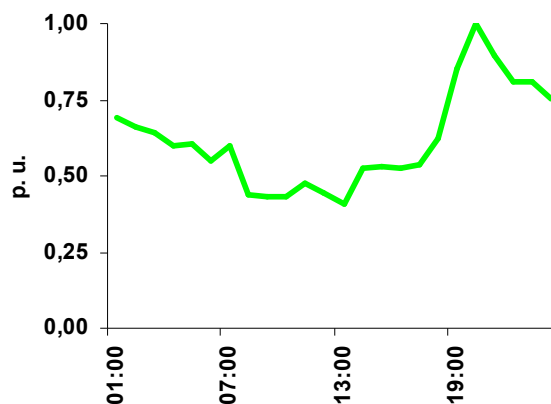


Figura 52: Curva de Carga Comercial – Tipologia 8

A curva de carga com tipologia residencial apresenta sete tipos diferentes, que foram somados para resultar no perfil total. As tipologias que obtiveram maior representatividade, tipologia um, tipologia quatro e tipologia seis, possuem a maior demanda no período noturno entre dezoito horas e vinte e uma horas, horário de

utilização do chuveiro elétrico. Assim será considerada apenas a tipologia da curva total residencial, Figura 53.

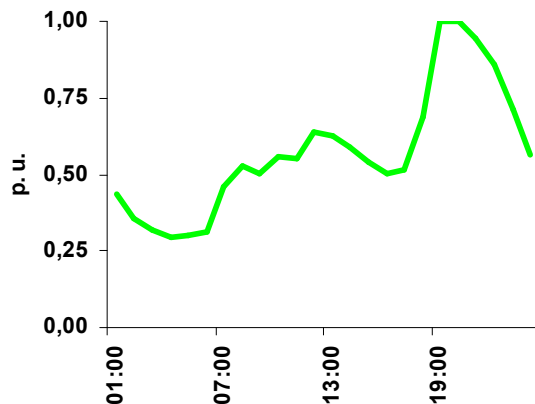


Figura 53: Curva de Carga Residencial – Tipologia Total

A classe industrial de baixa tensão apresenta demandas maiores durante o período diurno, com potência máxima às dez horas da manhã e após às dezessete horas ocorre uma queda substancial no consumo.

A curva de carga representativa da tipologia industrial total de baixa tensão foi obtida pelo somatório de nove tipos de perfil de curva de carga, Figura 54.

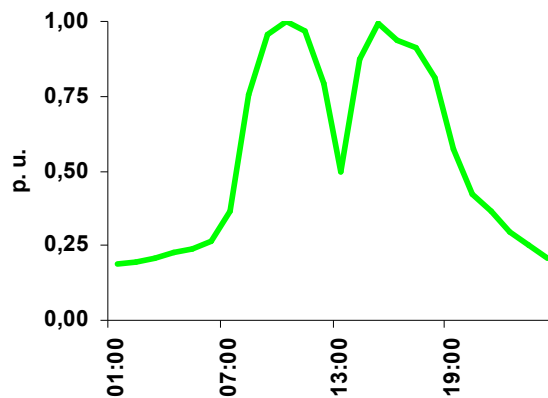


Figura 54: Curva de Carga Industrial – Tipologia Total

O perfil de maior representatividade é o tipo dois, cuja curva de carga acompanha o horário de funcionamento das indústrias, ou seja, maiores demandas no turno diurno. As potências máximas se verificaram entre quinze horas e dezesseis horas conforme ilustrado na Figura 55.

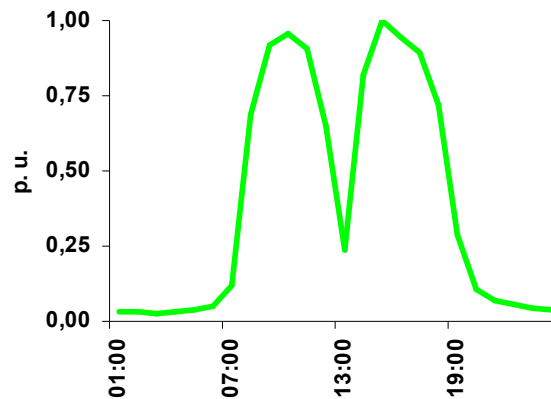


Figura 55: Curva de Carga Industrial – Tipologia 2

A tipologia total da curva de carga dos consumidores irrigantes, Figura 56, foi formada através de somatório de seis tipologias, sendo que três possuem percentual significativo de participação.

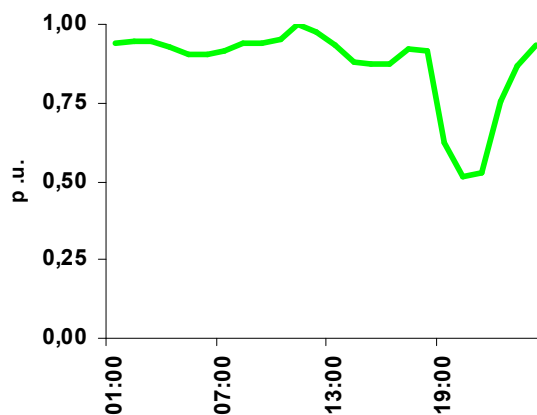


Figura 56: Curva de Carga de Irrigantes – Tipologia Total

Com o percentual de participação de 19 % a tipologia três, caracteriza o setor de levante hidráulico da orizicultura, Figura 57, onde apresenta redução abrupta no período que ocorreu o posto tarifário de ponta. Assim a demanda máxima se verifica às vinte e três horas.

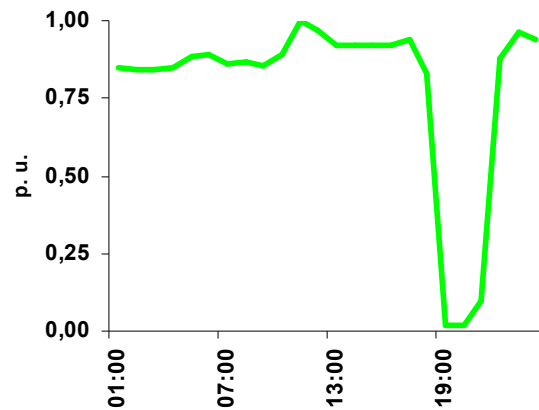


Figura 57: Curva de Carga de Irrigantes – Tipologia 3

Segue em percentual de participação a tipologia quatro, Figura 58, onde a concentração de demandas máximas ocorre no horário de ponta do sistema da AES Sul, fato que a diferencia da tipologia três.

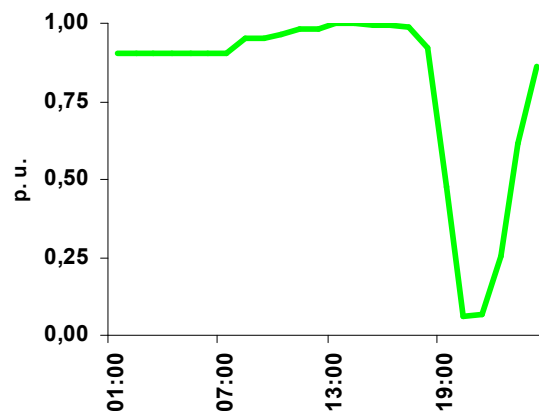


Figura 58: Curva de Carga de Irrigantes – Tipologia 4

A tipologia de irrigantes tipo cinco, Figura 59, onde ocorre a participação com 43% de peso na faixa de consumo, apresenta fator de carga de 95%, significando que a carga permanece constante durante as vinte e quatro horas do dia, estando próxima ao pico de carga na maior parte do tempo.

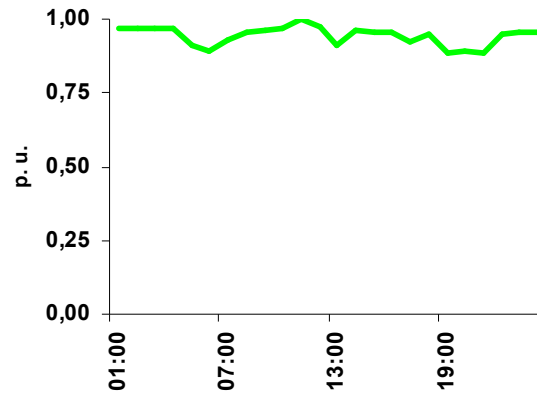


Figura 59: Curva de Carga de Irrigantes – Tipologia 5

A tipologia da curva de carga da iluminação pública tem somente um perfil sendo este apresentado na Figura 60.

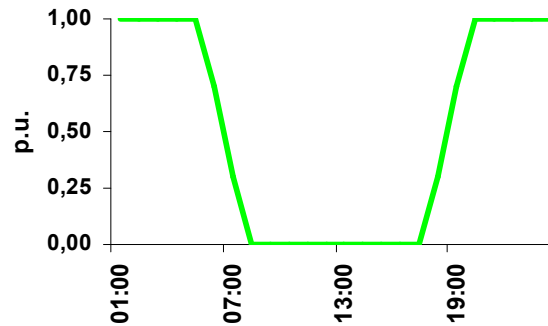


Figura 60: Curva de Carga de Iluminação Pública

B.3 Curva de Carga Diária de um Transformador

A curva de carga do transformador representa a composição das curvas de cargas individuais de todos os alimentadores que por ele são supridos. Será, portanto possível possuir um ciclo de carga resultante para um transformador que tenha, por exemplo, perfis comerciais e residenciais aglutinados, sendo este o motivo mais preponderante para se encontrar mais de dois picos de carga na sua curva de carga diária, doravante denominada ciclo de carga diário, Figura 61.

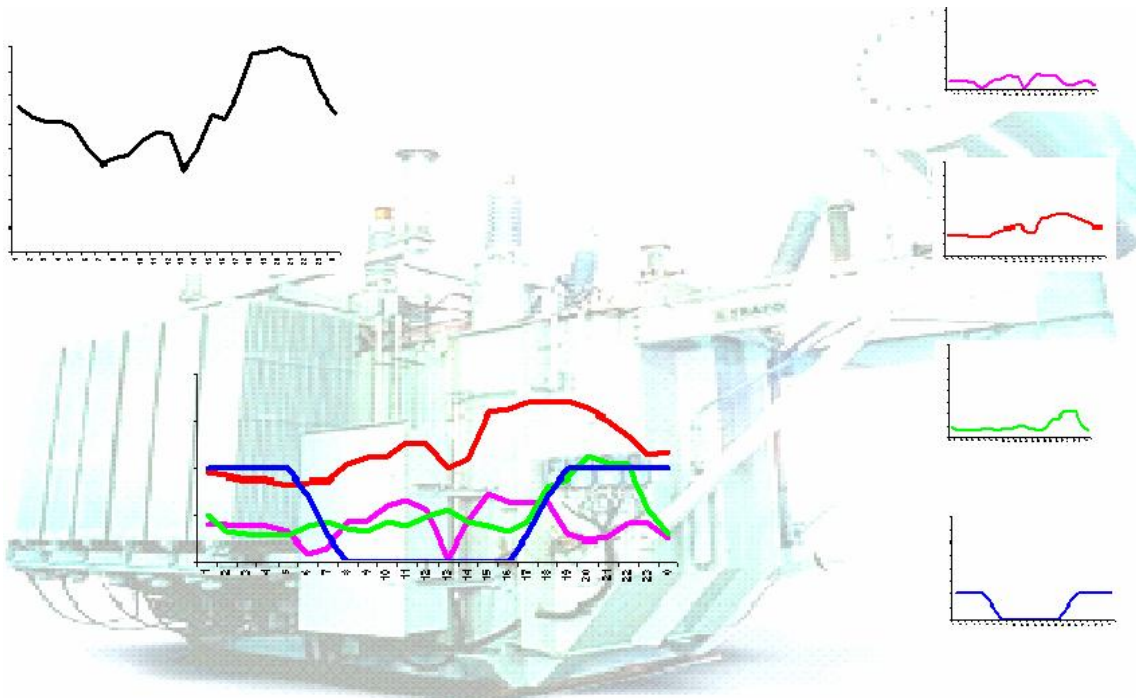


Figura 61: Composição do Ciclo de Carga do Transformador

Como o carregamento do transformador é composto por uma potência ativa e outra potência reativa, a curva de carga para o estudo levará sempre em consideração a potência aparente do mesmo.

Assim sendo a carga aparente (S) de um transformador, será o conjunto dos valores das grandezas elétricas (P e Q) que caracterizam as solicitações que lhe são impostas em cada instante pelo sistema elétrico a ele ligado.

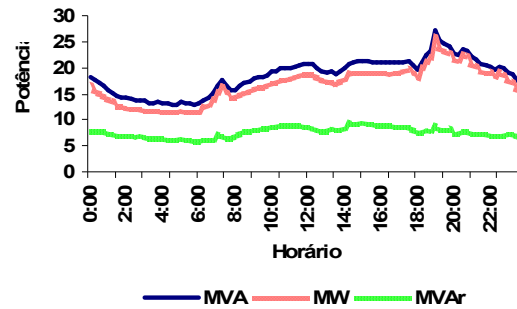


Figura 62: Composição da Potência Aparente

Fatores como dias da semana e dias atípicos (dias de trabalho, sábados, domingos e feriados), Figura 63, também alteram o perfil e a magnitude dos ciclos de carga.

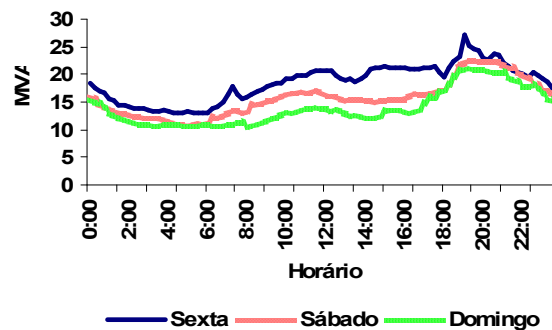


Figura 63: Ciclos de Carga Dias da Semana e Fins de Semana

ANEXO C ARTIGO PUBLICADO

LEVEL METHODOLOGY – EQUIVALENT REPRESENTATION OF POWER TRANSFORMER LOAD CYCLES

Zuleika Wichrowski B. Gauterio, Kimberley J. Graham*, Guilherme A. D. Dias, José Wagner M. Kaehler
Pontificia Universidade Católica do Rio Grande do Sul
E-mail: zuleika.gauterio@pucrs.br
*Melbourne University

Abstract – The Level Methodology adapts the procedures of the NBR 5416 – Aplicação de cargas em transformadores de potência (Loading of power transformers) in order to allow the representation of power transformer load cycles with more than two load levels, nevertheless obeying all other recommendations of the mentioned Norm.

Keywords – Load Cycle, Demand-Side Management, Power Transformer.

I. INTRODUCTION

The procedures of the norm of the ABNT (Brazilian Technical Norms Association) NBR 5416 [1] allow the representation of the actual power transformer cycle by means of a thermally equivalent rectangular load cycle, in order to simplify the calculation of both the winding hottest spot and top oil maximum temperatures. This is an acceptable procedure, taking into account that a fluctuating load leads to a variable loss which results are equivalent to that of the mean load acting during the same time interval. The winding hottest spot and top oil maximum temperatures are then computed considering the surrounding temperature, the initial continuous load, the peak load interval, and also the power transformer inherent characteristics.

The proposed *Level Methodology* adapts the NBR 5416 allowing the representation of power transformer load cycles with more than two load levels by means of a convenient number of adequate levels of either cooling or heating. The integration time interval of each level can be adjusted in order to allow a good accuracy of the computed values of both the winding hottest spot and top oil maximum temperatures.

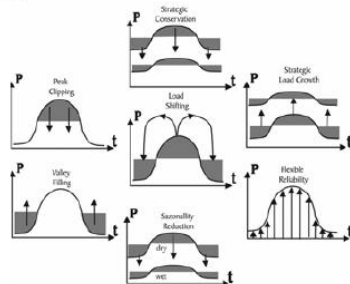


Fig. 1. Typical Profiles of the Load Curves – DSM

The present analysis allows, for each power transformer unit, the evaluation of the gain, if any, originated by changes in the load cycle due to the use of one or more typical profiles of the load curves of Demand Side Management (DSM), Figure 1 [2].

II. METHODOLOGY

In this article the unit of temperature is Celsius grades, the unit of time intervals and time constants is hour, the load and power unit is MVA and the remaining constants are dimensionless (Table I).

TABLE I
Constants

Top oil temperature rise, above ambient temperature	$\Delta\theta_{on}$
Hottest spot temperature rise, above oil temperature	$\Delta\theta_{en}$
Top oil time constant	T_o
Hottest spot time constant	T_n
Time intervals for calculation of temperatures	t_A, t_M, t_P, t_N
Ratio of load losses at rated current to no-load losses	R
Winding exponent	m
Top oil exponent	n

The load cycle is a twenty-four hours (from 0:00h to 24:00h) normalized by the nominal load of the transformer (integrated over a 15 minutes interval and presented as p. u.). The load cycle will be split in a number of adaptable cooling or heating levels, with convenient initial and final instants and also time intervals.

A comparison is made for each two successive load steps, in order to define the levels and classify them as heating or cooling ones. The criterion used is that, if in an ascendant or stationary step series, classified as a heating level, two or more sequential steps have descendant load values, then a new level is created, departing from the first descendant load step and classified as a cooling level, and vice-versa.

Each level is split again if:

- A heating level with an initial load of less than 1 p. u., which presents a gradual load rise to above 1 p. u., remaining there for more than three steps (45 minutes). This rule has the aim to put in evidence the rise of the load above the nominal value still in the computation of the equivalent base load.

- There is a difference between the load steps among a level of more than 0.2 p. u., irrespective of the load values being under the nominal one.

A. Computation of the Load Cycle Levels

The load cycle levels of the *Level Methodology* will be explained for a typical load curve of commercial profile, presented at Figure 2, with a diurnal ten-hour high load period containing a load peak in the morning and a higher load peak in the afternoon.

The load cycle is split in four levels, as follows:

- Level A – from 00:00:00h to 07:59:59h;
- Level M – from 08:00:00h to 12:59:59h;
- Level T – from 13:00:00h to 18:59:59h;
- Level N – from 19:00:00h to 23:59:59h.

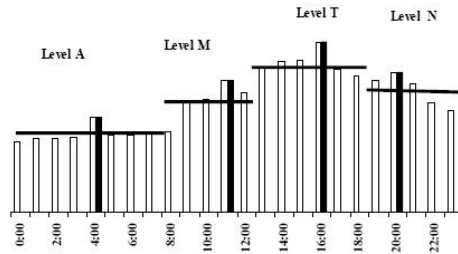


Fig. 2. Load Cycle Levels

1) *Level A* - The basic equivalent load S_{iA} for this level is the rated mean square of the step loads, S_i , of the level:

$$S_{iA} = \sqrt{\frac{S_0^2 \times t_0 + \dots + S_7^2 \times t_7}{t_0 + \dots + t_7}} \quad (1)$$

where t_0, t_1, \dots, t_7 are the time intervals of the steps.

The initial load K_{iA} is the ratio between the basic equivalent load, S_{iA} , and the transformer rated power, P_n :

$$K_{iA} = S_{iA} / P_n \quad (2)$$

The peak load, K_{pA} , is presented in a dimensionless form as the ratio between the maximum step load, $S_{\max A}$, of this level and the transformer rated power, P_n :

$$K_{pA} = S_{\max A} / P_n \quad (3)$$

2) *Level M* - The basic equivalent load S_{iM} for this level is the rated mean square of the step loads, S_i , of the level:

$$S_{iM} = \sqrt{\frac{S_8^2 \times t_8 + \dots + S_{12}^2 \times t_{12}}{t_8 + \dots + t_{12}}} \quad (4)$$

where t_8, t_9, \dots, t_{12} are the time intervals of the steps.

The initial load K_{iM} is the ratio between the basic equivalent load, S_{iM} , and the transformer rated power, P_n :

$$K_{iM} = S_{iM} / P_n \quad (5)$$

The peak load, K_{pM} , is presented in a dimensionless form as the ratio between the maximum step load, $S_{\max M}$, of this level and the transformer rated power, P_n :

$$K_{pM} = S_{\max M} / P_n \quad (6)$$

3) *Level T* - The basic equivalent load S_{iT} for this level is the rated mean square of the step loads, S_i , of the level:

$$S_{iT} = \sqrt{\frac{S_{13}^2 \times t_{13} + \dots + S_{18}^2 \times t_{18}}{t_{13} + \dots + t_{18}}} \quad (7)$$

where $t_{13}, t_{14}, \dots, t_{18}$ are the time intervals of the steps.

The initial load K_{iT} is the ratio between the basic equivalent load, S_{iT} , and the transformer rated power, P_n :

$$K_{iT} = S_{iT} / P_n \quad (8)$$

The peak load, K_{pT} , is presented in a dimensionless form as the ratio between the maximum step load, $S_{\max T}$, of this level and the transformer rated power, P_n :

$$K_{pT} = S_{\max T} / P_n \quad (9)$$

4) *Level N* - The basic equivalent load S_{iN} for this level is the rated mean square of the step loads, S_i , of the level:

$$S_{iN} = \sqrt{\frac{S_{19}^2 \times t_{19} + \dots + S_{23}^2 \times t_{23}}{t_{19} + \dots + t_{23}}} \quad (10)$$

where $t_{19}, t_{20}, \dots, t_{23}$ are the time intervals of the steps.

The initial load K_{iN} is the ratio between the basic equivalent load, S_{iN} , and the transformer rated power, P_n :

$$K_{iN} = S_{iN} / P_n \quad (11)$$

The peak load, K_{pN} , is presented in a dimensionless form as the ratio between the maximum step load, $S_{\max N}$, of this level and the transformer rated power, P_n :

$$K_{pN} = S_{\max N} / P_n \quad (12)$$

B. Computation of the Rise of the Top Oil and Winding Temperatures

For each level, its peak load value is compared with the peak load value of the previous level. The first level is compared with the last level, as the load cycle is considered as a closed one.

If the peak loads value of the level under consideration is lower than the value of the previous level, than it is considered as a cooling level. If, however, the peak load value of the level under consideration is higher than the value of the previous level, than it is considered as a heating level.

In order to compute the top oil temperature and the hottest spot temperature, the equations should be selected according to the cooling or heating characteristic of the level.

Considering the peak load values K_{pA}, K_{pM}, K_{pT} and K_{pN} , Figure 3:

$K_{pM} > K_{pA}$, the level M is a heating level;

$K_{pT} > K_{pM}$, the level T is a heating level;

$K_{pN} < K_{pT}$, the level N is a cooling level;

$K_{pA} < K_{pN}$, the level A is a cooling level.

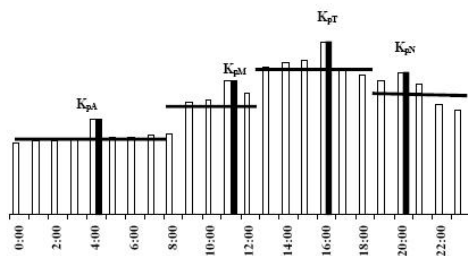


Fig. 3. Level Classification

1) Level A – As $K_{pA} < K_{pN}$, Figure 3, the level A is a cooling level and the temperatures should be computed as follows:

- Rise of the oil temperature during the cooling, $\Delta\theta_{or}$, for the first time interval of the level A

Taking into account that the level N is a cooling one, it was assumed that the oil temperature is stable and corresponds to the basic load of the level. The rise of the oil temperature during the cooling, $\Delta\theta_{or}$ of the level A will then be considered as having the same value of the initial top oil temperature rise, $\Delta\theta_{oi}$, of the former level:

$$\Delta\theta_{or} = \Delta\theta_{oi} = \Delta\theta_{on} \left[\frac{K_{iN}^2 \times R + 1}{R + 1} \right]^n \quad (13)$$

In case of the level N be a heater one, its final top oil temperature rise, $\Delta\theta_{of}$, would be used instead of $\Delta\theta_{oi}$ to

compute the rise of oil temperature during the cooling for the level A.

- Rise of the oil temperature during the cooling for the subsequent time intervals of the level A

For each time interval, the rise of oil temperature $\Delta\theta_{or}$, is calculated by:

$$\Delta\theta_{or} = (\Delta\theta_{om} - \Delta\theta_{oi}) \times e^{-\frac{t_A}{T_o}} + \Delta\theta_{oi} \quad (14)$$

$$\Delta\theta_{oi} = \Delta\theta_{on} \left[\frac{K_{iA}^2 \times R + 1}{R + 1} \right]^n \quad (15)$$

where $\Delta\theta_{om}$ is replaced by the value of $\Delta\theta_{or}$ of the former interval, successively for each interval and t_A is a convenient splitting time interval for this level.

- Rise of winding temperature during the cooling, $\Delta\theta_{er}$, for the first interval of the level A

Taking into account that the level N is a cooling one, it was assumed that the winding temperature is stable and corresponds to the basic load of the level. The rise of the winding temperature during the cooling, $\Delta\theta_{er}$, of the level A will then be considered as having the same value of the initial winding temperature, $\Delta\theta_{ei}$, of the former level:

$$\Delta\theta_{er} = \Delta\theta_{ei} = \Delta\theta_{en} (K_{iN})^{2 \times m} \quad (16)$$

In case of the level N be a heating one, its final winding temperature rise, $\Delta\theta_{ef}$, would be used instead of $\Delta\theta_{ei}$ to compute the rise of the winding temperature during the cooling for the level A.

- Rise of winding temperature during the cooling for the subsequent time intervals of the level A

For each time interval, the rise of winding temperature, $\Delta\theta_{er}$, is calculated by:

$$\Delta\theta_{er} = (\Delta\theta_{em} - \Delta\theta_{ei}) \times e^{-\frac{t_A}{T_o}} + \Delta\theta_{ei} \quad (17)$$

$$\Delta\theta_{ei} = \Delta\theta_{en} (K_{iA})^{2 \times m} \quad (18)$$

where $\Delta\theta_{em}$ is replaced by the value of $\Delta\theta_{er}$ of the former interval, successively for each interval and t_A is a convenient splitting time interval for this level.

2) Level M – As $K_{pM} > K_{pA}$, Figure 3, M is a heating level and the temperature should be computed as follows:

- Rise of the oil temperature during the heating, $\Delta\theta_{oa}$

For each time interval, the rise of oil temperature is calculated by:

$$\Delta\theta_{oa} = (\Delta\theta_{of} - \Delta\theta_{oi}) \times [1 - e^{-\frac{t_M}{T_o}}] + \Delta\theta_{oi} \quad (19)$$

$$\Delta\theta_{of} = \Delta\theta_{on} \left[\frac{K_{pM}^2 \times R + 1}{R + 1} \right]^n \quad (20)$$

where $\Delta\theta_{oi}$ is replaced by the value of $\Delta\theta_{oa}$ of the former interval, successively for each interval and t_M is a convenient splitting time interval for this level.

- Rise of winding temperature during the heating, $\Delta\theta_{ea}$

$$\Delta\theta_{ea} = (\Delta\theta_{ef} - \Delta\theta_{ei}) \times [1 - e^{-\frac{t_M}{T_e}}] + \Delta\theta_{ei} \quad (21)$$

$$\Delta\theta_{ef} = \Delta\theta_{en} (K_{pM})^{2 \times m} \quad (22)$$

where $\Delta\theta_{ei}$ is replaced by the value of $\Delta\theta_{ea}$ of the former interval, successively for each interval and t_M is a convenient splitting time interval for this level.

3) *Level T* - As $K_{pT} > K_{pM}$. Figure 3, T is a heating level and the temperature should be computed as follows:

- Rise of the oil temperature during the heating, $\Delta\theta_{oa}$

For each time interval, the rise of oil temperature is calculated by:

$$\Delta\theta_{oa} = (\Delta\theta_{of} - \Delta\theta_{oi}) \times [1 - e^{-\frac{t_T}{T_o}}] + \Delta\theta_{oi} \quad (23)$$

$$\Delta\theta_{of} = \Delta\theta_{on} \left[\frac{K_{pT}^2 \times R + 1}{R + 1} \right]^n \quad (24)$$

where $\Delta\theta_{oi}$ is replaced by the value of $\Delta\theta_{oa}$ of the former interval, successively for each interval and t_T is a convenient splitting time interval for this level.

- Rise of winding temperature during the heating, $\Delta\theta_{ea}$

$$\Delta\theta_{ea} = (\Delta\theta_{ef} - \Delta\theta_{ei}) \times [1 - e^{-\frac{t_T}{T_e}}] + \Delta\theta_{ei} \quad (25)$$

$$\Delta\theta_{ef} = \Delta\theta_{en} (K_{pT})^{2 \times m} \quad (26)$$

where $\Delta\theta_{ei}$ is replaced by the value of $\Delta\theta_{ea}$ of the former interval, successively for each interval and t_T is a convenient splitting time interval for this level.

4) *Level N* - As $K_{pN} < K_{pT}$, N is a cooling level and the temperatures should be computed as follows:

- Rise of the oil temperature during the cooling, $\Delta\theta_{or}$

For each time interval, the rise of oil temperature is calculated by:

$$\Delta\theta_{or} = (\Delta\theta_{om} - \Delta\theta_{oi}) \times e^{-\frac{t_N}{T_o}} + \Delta\theta_{oi} \quad (27)$$

$$\Delta\theta_{oi} = \Delta\theta_{on} \left[\frac{K_{pN}^2 \times R + 1}{R + 1} \right]^n \quad (28)$$

where $\Delta\theta_{om}$ is replaced by the value of $\Delta\theta_{or}$ of the former interval, successively for each interval and t_N is a convenient splitting time interval for this level.

- Rise of winding temperature during the cooling, $\Delta\theta_{er}$

$$\Delta\theta_{er} = (\Delta\theta_{em} - \Delta\theta_{ei}) \times e^{-\frac{t_N}{T_e}} + \Delta\theta_{ei} \quad (29)$$

$$\Delta\theta_{ei} = \Delta\theta_{en} (K_{pN})^{2 \times m} \quad (30)$$

where $\Delta\theta_{em}$ is replaced by the value of $\Delta\theta_{er}$ of the former interval, successively for each interval and t_N is a convenient splitting time interval for this level.

III. STUDY OF CASE

A power transformer that supplies the metropolitan area of Porto Alegre and presents a commercial load profile was selected as example to explain the *Level Methodology*. The load curve of the transformer, presented at Figure 4, corresponds to the day with the maximum peak load. The hourly ambient temperature data for the same day, necessary to compute the temperatures of the transformer, are presented at Figure 5.



Fig. 4. Load Curve

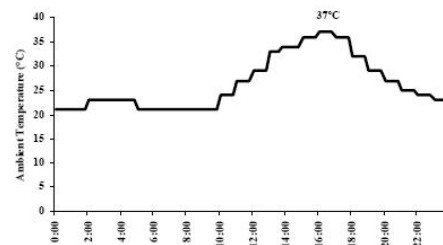


Fig. 5. Ambient Temperature Hourly Values

The transformer will be analyzed with the purpose of determine if there is an increment in the loss of useful life and also if necessary to determine the maximum admissible load in order to avoid this loss.

The rated data of the transformer, used in the analysis, are presented at Table II.

TABLE II
Characteristic and Constants

Top oil temperature rise, above ambient temperature	65°C
Hottest spot temperature rise, above oil temperature	37°C
Hot spot to top oil temperature difference	28°C
Top oil time constant	1.25h
Hottest spot time constant	0.08h
Time intervals for calculation of temperatures	0.25h
Ratio of load losses at rated current to no-load losses	5
Winding exponent	0.8
Top oil exponent	0.9

According to NBR 5416, the actual load cycle can be represented by a thermally equivalent load cycle with:

- a basic load of 0.92 p. u.;
- a peak load of 1.03 p. u..

The NBR 5416 allows the computation of the hottest spot of the windings and the top oil temperatures by means of equations or tables. At Figure 6 the resulting hottest spot temperatures, obtained by the two methods and considering the variation of the ambient temperature, are plotted for the entire load cycle.

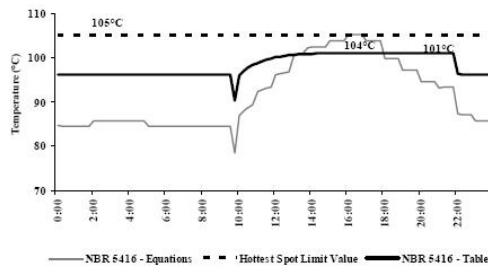


Fig. 6. Winding Temperature

The results are not the same if using tables with fixed ambient temperature or equations with the hourly temperature date. The use of equation results a daily loss of useful life of 0.03677%, which is lower than the limit value of 0.03691%. Conversely, the tables indicate that there is loss of useful life, but do not quantify the percent of loss.

The criteria of the Level Methodology divide the actual load cycle in six load levels, being three cooling levels (R) and three heating levels (A).

TABLE III
Basic and Peak Load Values for each Level

VALUES	P.U.
Value of Basic Load - Level (R) 00:00h - 04:15h	0.71
Value of Basic Load - Level (A) 04:30h - 10:30h	0.86
Value of Basic Load - Level (A) 10:45h - 16:15h	1.02
Value of Basic Load - Level (R) 16:30h - 18:00h	1.04
Value of Basic Load - Level (A) 18:15h - 19:30h	1.10
Value of Basic Load - Level (R) 19:45h - 23:45h	0.97
Value of Peak Load - Level (R) 00:00h - 04:15h	0.81
Value of Peak Load - Level (A) 04:30h - 10:30h	0.99
Value of Peak Load - Level (A) 10:45h - 16:15h	1.10
Value of Peak Load - Level (R) 16:30h - 18:00h	1.07
Value of Peak Load - Level (A) 18:15h - 19:30h	1.13
Value of Peak Load - Level (R) 19:45h - 23:45h	1.07

Then the corresponding equations of top oil and hottest spot temperatures are applied for each level. The results are presented at Figure 7. The computed daily loss of useful life is 0.05915%, a higher value than the limit of 0.03691%, prescribed by the norm.

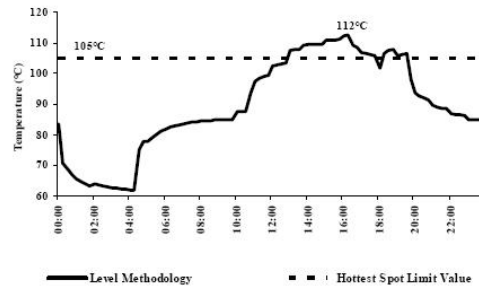


Fig. 7. Hottest Spot Temperature

The energy efficiency management acting on the load cycle of this transformer, by means of the typical load curve of Energy Conservation (Figure 8) in the time intervals of 10:45h to 16:15h and 18:15h to 19:30h, allows the reduction of the respective loads (Table IV) in order to achieve a normal level of daily useful life loss. The necessity of upsizing the transform unit is therefore postponed by the application of a straightforward DSM procedure at time intervals indicated by the Level Methodology.

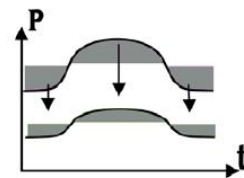


Fig. 8. Energy Conservation

TABLE IV
Reduction of the Loads to achieve a Normal Useful Life

VALUES	P.U.
Value of Basic Load - Level (R) 00:00h - 04:15h	0.71
Value of Basic Load - Level (A) 04:30h - 10:30h	0.86
Value of Basic Load - Level (A) 10:45h - 16:15h	1.02
Value of Basic Load - Level (R) 16:30h - 18:00h	1.04
Value of Basic Load - Level (A) 18:15h - 19:30h	1.10
Value of Basic Load - Level (R) 19:45h - 23:45h	0.97
Value of Peak Load - Level (R) 00:00h - 04:15h	0.81
Value of Peak Load - Level (A) 04:30h - 10:30h	0.99
Value of Peak Load - Level (A) 10:45h - 16:15h	1.03
Value of Peak Load - Level (R) 16:30h - 18:00h	1.07
Value of Peak Load - Level (A) 18:15h - 19:30h	1.10
Value of Peak Load - Level (R) 19:45h - 23:45h	1.07

For the calculation of the hottest spot temperature increase, the Level Methodology presents higher result values than that of the NBR 5414 during the peak load interval and lower values than that of the NBR 5414 during the cooling in the basic load interval (Figure 9).

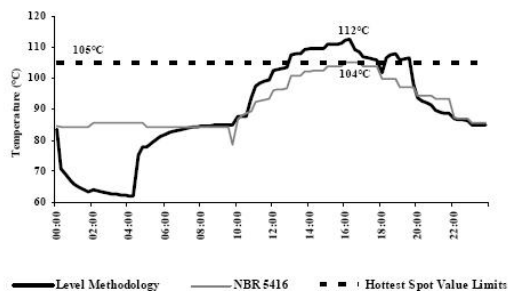


Fig.9. Comparative Analysis

Taking into account that the load curve is obtained by the integration of the load values for each 15 minutes interval, the above fact is justified considering that:

- At the *Level Methodology* the basic load is computed for each step and will ever give, for the cooling levels, lower values than the basic load obtained as a daily mean of a complete work cycle, as is recommended by the NBR 5416.
- At the *Level Methodology* the peak load for the heating level is considered equal to the maximum load of the level. This value will be ever higher than the values obtained by the NBR 5416 methodology that prescribes the mean value of the period.

A huge advantage of the *Level Methodology* is that the entire process of determine the levels of the thermally equivalent load cycle can be computed by means of a standard algorithm. Consequently the process becomes safe of the human subjectivity, unless if there is a management decision of split or joins a specific level in order to improve the analysis.

Another advantage of the *Level Methodology* over the NBR 5416 is the warranty of an accurate analysis at peak load interval, considering that the peak load for each level is in correspondence to the maximum actual peak load.

IV. CONCLUSIONS

The *Level Methodology* allows the analysis of any operating load cycle of a power transformer, by computing the maximum value of the acceptable load for each level.

The solid insulation can then be controlled respectful to the operating temperatures.

The useful life gain or loss expected as a consequence of the adoption of any energy efficiency measure, represented by the load curves of DSM (Figure 1), can also be properly evaluated.

As the presented methodology allows the calculation of the maximum admissible load value for each level, including values over the normal load, the necessity of expansion of transformer installed power to respond to localized demands can also be evaluated.

If the load cycle of a given transformer has large intervals with low load levels, which may lead to reevaluate the investment, the typical load curve Valley Filling (Figure 10) can be applied. The *Level Methodology* is a useful tool in this context to evaluate, for each previously chosen level, the maximum allowable load value in order to avoid losses of additional useful life or, if it was the case, to allow those losses as a management decision.

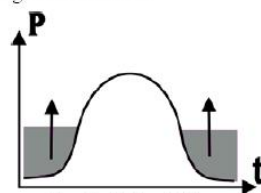


Fig. 10. Valley Filling

For transformers that are still classified as with loss of additional useful life, due to the peak load values, the presented *Level Methodology* determines the values of load, for each level, that need to be achieved by means of energy efficiency measures in order to avoid or relieve the situation.

The *Level Methodology* still allows the analysis of the gain in useful life expectancy obtained by the use of the typical load curve Load Shifting, (Figure 11). The mentioned displacement is obtained establishing conveniently the peak time interval, with higher tariffs discouraging the use of electric energy during the peak load period.

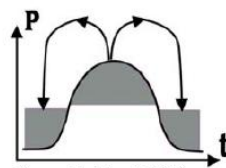


Figura 11. Load Shifting

REFERENCE

- [1] Associação Brasileira de Normas Técnicas - NBR 5416 - *Aplicação de cargas em transformadores de potência* - Procedimento, Jul. 1997.
- [2] KAEHLER, J.W.M., *Un Outil d'Aide à la Décision et de Gestion des Actions pour la Maitrise de la Demande d'Énergie - de la Conception au Développement*- Thesis with emphasis in energy, on July 06, 1993, Docteur en Énergétique, École Nationale Supérieure des Mines de Paris, France.

ANEXO D ARTIGO PUBLICADO

Gerenciamento pelo Lado da Demanda em Transformadores de Potência 21-23 de Novembro, Covilhã - Portugal

Zuleika Wichrowski B. Gautério*, Moisés Godinho**, José Wagner Kaehler*** e Guilherme A. D. Dias***

* Mestranda em Engenharia Elétrica

** Estudante de Graduação em Engenharia Elétrica

*** Professor Titular, Doutor e Pesquisador

Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul

Porto Alegre – Brasil

Telf: +55 51 33203500 ramal 4841; e-mail: zuleika.gauterio@pucrs.br

Resumo — Este artigo apresenta uma metodologia que permite avaliar o carregamento de unidades transformadoras, que apresentam mais de dois níveis de carga em seu ciclo de carga diário, visando possibilitar a tomada de decisões de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), de forma a proporcionar a exclusão ou adiamento de situações que caracterizariam perdas adicionais em suas vidas úteis.

Palavras Chave: Ciclos de Carga, Transformadores de Potência, Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD).

1. Introdução

A energia nas suas mais diversas formas é indispensável à sobrevivência da espécie humana. A possibilidade de esgotamento, escassez, racionamento de energia elétrica é um forte limitante para o progresso econômico de uma região em uma época em que o aumento da industrialização, urbanização, requer cada vez maior disponibilidade desta energia.

Dentro deste conceito, coerentemente com a realidade econômica, é que novas políticas de carregamento de transformadores, acima de seus valores nominais, se tornaram atrativas, visando auferir plenamente a capacidade de transformação dos mesmos sem, no entanto, incorrer em risco de danificação precoce de suas características intrínsecas.

A Associação Brasileira de Normas Técnicas através da NBR 5416 [1], estabelece procedimentos para aplicação de carga em transformadores de potência, fabricados e ensaiados de acordo com a NBR 5356 [2] e imersos em óleo isolante, portadores de um ciclo de carga simples, formado por uma carga básica e um pico de carga, constantes ao longo de sua duração.

Este estudo abrange ciclos de carga de unidades transformadoras que necessitam serem representados por mais de dois níveis de carga, através de adaptações no processo desenvolvido na NBR 5416[1].

Estas adaptações se restringem somente na representação do ciclo de carga em patamares, tantos quantos forem necessários, de aquecimento ou de resfriamento, conservando válidas todas as demais considerações da respectiva norma.

2. Objetivo

Sabe-se que o valor limite de carregamento não mais está condicionado ao valor de placa de sua potência nominal e sim as características de seu ciclo operativo e da temperatura ambiente, fatores estes responsáveis pela elevação dos valores de temperatura do ponto mais quente do enrolamento.

Através da remodelagem da curva de carga, pode-se conseguir que a temperatura do ponto mais quente do enrolamento, não ultrapasse os valores limites estabelecidos, variáveis de acordo com as características de cada transformador.

A divisão do ciclo operativo do transformador, em vários patamares, moldáveis de acordo com a conveniência individual de cada caso em estudo, e a possibilidade de flexibilidade no intervalo de integração de tempo para verificação dos valores de temperatura do óleo e do ponto mais quente do enrolamento, permite um resultado mais preciso do cálculo destes valores.

Esta ferramenta auxilia na escolha da melhor ação de gerenciamento na curva de carga, entre as sete possibilidades para sua remodelagem (Figura 1), através da Gestão pelo Lado da Demanda - GLD: rebaixamento de pico, preenchimento de vales, conservação de energia, deslocamento do período de ponta, crescimento gerenciado, curva de carga flexível e redução de sazonalidade [3].

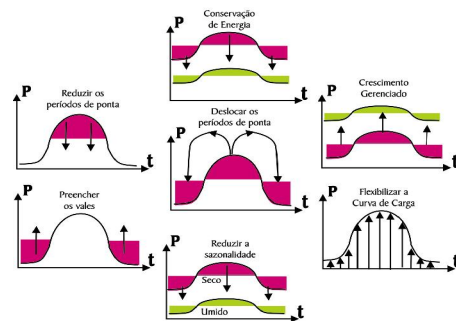


Fig.1. Figuras de Mérito de GLD

3. Metodologia

Os dados necessários para determinação do valor limite para o carregamento do transformador em função do máximo valor admissível para a temperatura do ponto mais quente do enrolamento são:

A. Temperatura ambiente

É um fator importante para a determinação do valor limite de carregamento do transformador, uma vez que a elevação de temperatura para qualquer carga deve ser acrescida da temperatura ambiente, visando determinar o valor da temperatura do ponto mais quente do enrolamento.

Quanto menor a diversidade entre os instantes de ocorrência de temperatura máxima ambiente e do máximo valor de carregamento, em um ciclo de carga, maior será a máxima temperatura do ponto mais quente do enrolamento, fator restritivo para curvas de carga com fator de carga reduzido (Figura 2).

Portanto a disponibilidade de medições locais de temperatura ambiente, com intervalo horário, auxilia na obtenção de resultados confiáveis.

B. Ciclo de Carga Real

É a variação da potência aparente, caracterizando as solicitações impostas em cada instante pelo seu sistema de distribuição, pelo período de 24 horas. É obtido através da integralização das leituras de potência ativa e reativa da unidade transformadora (Figura 2).

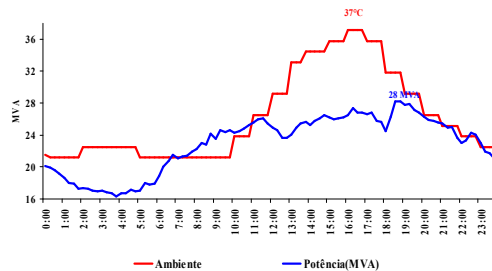


Fig.2. Ciclo de Carga e de Temperatura Ambiente

C. Sistema de Resfriamento

Os transformadores deverão ser designados de acordo com o método de resfriamento utilizado, através de quatro símbolos de acordo com a NBR 5356 [2].

As designações típicas para transformadores imersos em óleo e com circulação natural do mesmo (ON), segundo o sistema de resfriamento externo são:

- ONAN (resfriamento natural a ar - AN);
- ONAN/ONAF (com alternativas de resfriamento natural - AN ou forçado a ar - AF);

-ONAN/ONAF/ONAF (com alternativas de resfriamento natural - AN ou forçado a ar - AF, esta última em dois estágios).

D. Classe do Transformador

-Classe 55 °C – São aqueles transformadores cuja elevação de temperatura dos enrolamentos, acima da ambiente, não excede 55°C e cuja elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento, acima da ambiente não excede 65 °C.

-Classe 65 °C – São aqueles transformadores cuja elevação de temperatura dos enrolamentos, acima da ambiente, não excede 65°C e cuja elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento, acima da ambiente não excede 80 °C.

E. Simbologia Utilizada

Todas as temperaturas são calculadas em graus Celsius, os intervalos dos degraus de tempo e as constantes de tempo em horas e os demais valores são constantes adimensionais, variando seus valores em relação à classe e ao sistema de resfriamento da unidade transformadora.

TABELA I
CONSTANTES CARACTERÍSTICAS

Elevação de temperatura do topo do óleo acima da ambiente	$\Delta\theta_{on}$
Elevação da temperatura do ponto mais quente acima do óleo	$\Delta\theta_{en}$
Constante de tempo do topo do óleo	T_o
Constante de tempo do ponto mais quente	T_n
Intervalos de tempo	t_A, t_M, t_P, t_N
Relação entre perdas no cobre e no ferro	R
Expoente do enrolamento	m
Expoente do óleo	n

F. Equações Utilizadas

Este estudo, conforme referenciado, abrange ciclos de carga que podem ser representados por mais de dois níveis de carregamento, através de adaptações na metodologia apresentada na NBR 5416 [1].

O ciclo de carga real terá início a zero hora do dia e se estenderá até as vinte e quatro horas do mesmo dia, devendo ser normalizado pela potência nominal do transformador.

Este ciclo será dividido, em patamares moldáveis, de aquecimento(A) ou de resfriamento(R), podendo ser tanto alterado os horários de início e fim de cada patamar, bem como os seus intervalos dos degraus de tempo.

Para a classificação básica dos patamares de aquecimento ou resfriamento, utiliza-se o ciclo de carga real diário do transformador em p.u., tendo como horário inicial a zero hora e zero minutos, com valores de cada degrau de carga integralizados em quinze minutos.

dois degraus consecutivos, deverá ser considerado o horário da primeira inversão como o início de um novo patamar.

Efetuem-se subdivisões de um mesmo patamar sempre que:

- O patamar for de aquecimento iniciando com valor inferior a 1 p.u. e subir gradativamente para permanecer com valores superiores a este por mais de dois intervalos consecutivos (30 minutos), a fim de ficar evidenciado que neste período de tempo o ciclo deste transformador ultrapassa sua capacidade nominal, já no cálculo de sua carga básica equivalente.

- Existir variações dos degraus de carga $S_{(i)}$ em um mesmo patamar tais que a diferença entre o valor inicial e final exceder a 0,2 p.u., mesmo que tais valores não ultrapassem a sua capacidade nominal.

A metodologia a seguir expõe os patamares já adequados para a tipologia de curva de carga com perfil comercial, onde temos caracterizado uma ponta diurna, com o pico da tarde superior ao da manhã e com uma duração aproximada de 10 horas, sem decréscimo de demanda no intervalo do almoço e sem sobreposição de elevação de demanda noturna o que caracterizaria também uma tipologia residencial [4].

A representatividade desta tipologia é feita subdividindo o ciclo de carga do transformador em quatro patamares horários:

- Patamar A - das zero às sete.
- Patamar M - das oito às doze.
- Patamar T - das treze às dezoito.
- Patamar N - as dezenove às vinte e três.

Considera-se que a duração do intervalo de cada patamar inicia no horário referenciado e se estende até o último período de integração, anterior ao próximo horário cheio.

Assim sendo para o Patamar A, por exemplo: abrange das zero hora até às sete horas e cinquenta e nove minutos e cinquenta e nove segundos.

Patamar A - das Zero horas às Sete horas.

Será calculado, para este intervalo, o valor de carga básica equivalente (S_{iA}), através do valor médio quadrático dos vários degraus de carga (S_i) em MVA, pertencentes a este patamar, sendo t_0, t_1, t_3 , etc as respectivas durações desses degraus, pela equação 1.

$$S_{iA} = \sqrt{\frac{S_0^2 \times t_0 + \dots + S_7^2 \times t_7}{t_0 + \dots + t_7}} \quad (1)$$

A carga inicial K_{iA} , razão entre a carga básica equivalente S_{iA} e a potência nominal do transformador (P_n) em MVA, será em p.u.:

$$K_{iA} = S_{iA} / P_n \quad (2)$$

A carga de ponta K_{pA} será a razão entre o máximo valor de degrau de carga $S_{\max A}$, encontrado no ciclo de carga deste patamar e a potência nominal do transformador (P_n).

$$K_{pA} = S_{\max A} / P_n \quad (3)$$

Patamar M - das Oito horas às Doze horas.

Será calculado para este intervalo o valor de carga básica equivalente (S_{iM}), através da equação 4 e a carga inicial (K_{iM}) através da equação 5.

$$S_{iM} = \sqrt{\frac{S_8^2 \times t_8 + \dots + S_{12}^2 \times t_{12}}{t_8 + \dots + t_{12}}} \quad (4)$$

$$K_{iM} = S_{iM} / P_n \quad (5)$$

A carga de ponta K_{pM} será a razão entre o máximo valor de degrau de carga $S_{\max M}$, encontrado no ciclo de carga deste patamar e a potência nominal do transformador (P_n).

$$K_{pM} = S_{\max M} / P_n \quad (6)$$

Patamar T - das Treze horas às Dezoito horas.

Será calculado para este intervalo o valor de carga básica equivalente (S_{iT}), através da equação 7 e a carga inicial (K_{iT}) através da equação 8.

$$S_{iT} = \sqrt{\frac{S_{13}^2 \times t_{13} + \dots + S_{18}^2 \times t_{18}}{t_{13} + \dots + t_{18}}} \quad (7)$$

$$K_{iT} = S_{iT} / P_n \quad (8)$$

A carga de ponta K_{pT} será a razão entre o máximo valor de degrau de carga, encontrado no ciclo de carga deste patamar $S_{\max T}$ e a potência nominal do transformador (P_n).

$$K_{pT} = \frac{S_{\max T}}{P_n} \quad (9)$$

Patamar N - das Dezenove horas às Vinte e Três horas.

Será calculado para este intervalo o valor de carga básica equivalente (S_{iN}), através da equação 10 e a carga inicial (K_{iN}) através da equação 11.

$$S_{iN} = \sqrt{\frac{S_{19}^2 \times t_{19} + \dots + S_{23}^2 \times t_{23}}{t_{19} + \dots + t_{23}}} \quad (10)$$

$$K_{iN} = \frac{S_{iN}}{P_n} \quad (11)$$

A carga de ponta K_{pN} será a razão entre o máximo valor de degrau de carga $S_{\max N}$, encontrado no ciclo de carga deste patamar e a potência nominal do transformador (P_n).

$$K_{pN} = \frac{S_{\max N}}{P_n} \quad (12)$$

Com o resultado dos valores das cargas de ponta para os quatro patamares K_{pA} , K_{pM} , K_{pT} e K_{pN} , se estabelece uma comparação onde é verificado se o patamar subsequente é superior ou inferior ao patamar anterior a fim de permitir a escolha das equações de cálculo das temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento, como pertencentes ao período de elevação de temperatura durante o aquecimento ou de elevação de temperatura durante o resfriamento.

Considerando os valores conforme a Figura 3 onde:

- $K_{pA} < K_{pM} < K_{pT}$;
- $K_{pN} < K_{pT}$;
- $K_{pA} < K_{pN}$.

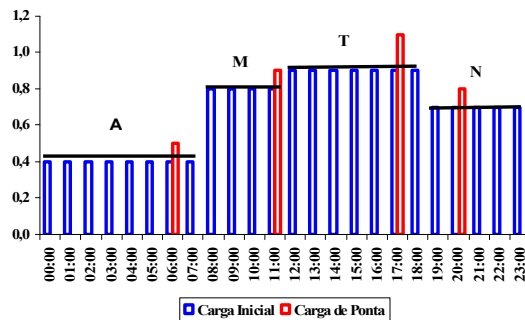


Fig 3. Ilustração do Método dos Patamares – 4

1) Cálculos para o Patamar A

Supondo que o patamar A possua a carga de ponta K_{pA} inferior a carga de ponta do patamar anterior K_{pN} .

Considerando que os ciclos de carga sejam repetitivos, ou seja, que o patamar N do dia em análise seja similar ao patamar N do dia anterior, será efetuado o procedimento relativo ao patamar de resfriamento que segue.

Cálculo da elevação de temperatura do óleo durante o resfriamento - $\Delta\theta_{or}$, para o primeiro horário do Patamar A:

Considera-se que o óleo esteja estabilizado na temperatura correspondente a carga básica do patamar anterior(N), uma vez que era um patamar de resfriamento, assim sendo o $\Delta\theta_{or}$, da zero hora será igual ao $\Delta\theta_{oi}$ do patamar N.

Caso o patamar anterior fosse de aquecimento o valor $\Delta\theta_{of}$ do patamar N seria utilizado como valor inicial.

$$\Delta\theta_{or} = \Delta\theta_{oi} = \Delta\theta_{on} \left[\frac{K_{iN}^2 \times R + 1}{R + 1} \right]^n \quad (13)$$

Cálculo da elevação de temperatura do óleo durante o resfriamento para os demais horários deste Patamar A:

$$\Delta\theta_{or} = (\Delta\theta_{om} - \Delta\theta_{oi}) \times e^{-\frac{t_A}{T_o}} + \Delta\theta_{oi} \quad (14)$$

$$\Delta\theta_{oi} = \Delta\theta_{on} \left[\frac{K_{iA}^2 \times R + 1}{R + 1} \right]^n \quad (15)$$

E $\Delta\theta_{om}$, assumirá o valor de $\Delta\theta_{or}$ calculado na iteração anterior e assim sucessivamente.

Cálculo da elevação de temperatura do enrolamento durante o resfriamento - $\Delta\theta_{er}$, para o primeiro horário do Patamar A:

Considera-se que a temperatura do enrolamento esteja estabilizada na temperatura correspondente a carga básica do patamar anterior(N), uma vez que era um patamar de resfriamento, assim sendo o $\Delta\theta_{er}$ da zero hora será igual ao $\Delta\theta_{ei}$ do patamar N.

Caso o patamar anterior fosse de aquecimento o valor $\Delta\theta_{ef}$ do patamar N seria utilizado como valor inicial.

$$\Delta\theta_{er} = \Delta\theta_{ei} = \Delta\theta_{en} (K_{iN})^{2 \times m} \quad (16)$$

Cálculo da elevação de temperatura do enrolamento durante o resfriamento para os demais horários deste Patamar A:

$$\Delta\theta_{er} = (\Delta\theta_{em} - \Delta\theta_{ei}) \times e^{\frac{-t_A}{T_e}} + \Delta\theta_{ei} \quad (17)$$

$$\Delta\theta_{ei} = \Delta\theta_{en} (K_{iA})^{2 \times m} \quad (18)$$

Sendo que $\Delta\theta_{em}$ assumirá o valor de $\Delta\theta_{er}$ calculado na iteração anterior e assim sucessivamente.

2) Cálculos para o Patamar M

Supondo que o patamar M possua a carga de ponta K_{pM} superior a carga de ponta do patamar anterior K_{pA} .

Cálculo da elevação de temperatura do óleo durante o aquecimento - $\Delta\theta_{oa}$:

$$\Delta\theta_{oa} = (\Delta\theta_{of} - \Delta\theta_{oi}) \times [1 - e^{\frac{-t_M}{T_o}}] + \Delta\theta_{oi} \quad (19)$$

$$\Delta\theta_{of} = \Delta\theta_{on} \left[\frac{K_{pM}^2 \times R + 1}{R + 1} \right]^n \quad (20)$$

E $\Delta\theta_{oi}$ assumirá o valor calculado na iteração anterior e assim sucessivamente.

Cálculo da elevação de temperatura do enrolamento durante o aquecimento - $\Delta\theta_{ea}$:

$$\Delta\theta_{ea} = (\Delta\theta_{ef} - \Delta\theta_{ei}) \times [1 - e^{\frac{-t_M}{T_e}}] + \Delta\theta_{ei} \quad (21)$$

$$\Delta\theta_{ef} = \Delta\theta_{en} (K_{pM})^{2 \times m} \quad (22)$$

E $\Delta\theta_{ei}$ assumirá o valor calculado na iteração anterior e assim sucessivamente.

3) Cálculos para o Patamar T

Supondo que o patamar T possua a carga de ponta K_{pT} superior a carga de ponta do patamar anterior K_{pM} .

Cálculo da elevação de temperatura do óleo durante o aquecimento - $\Delta\theta_{oa}$:

$$\Delta\theta_{oa} = (\Delta\theta_{of} - \Delta\theta_{oi}) \times [1 - e^{\frac{-t_T}{T_o}}] + \Delta\theta_{oi} \quad (23)$$

$$\Delta\theta_{of} = \Delta\theta_{on} \left[\frac{K_{pT}^2 \times R + 1}{R + 1} \right]^n \quad (24)$$

E $\Delta\theta_{oi}$ assumirá o valor calculado na iteração anterior e assim sucessivamente.

Cálculo da elevação de temperatura do enrolamento durante o aquecimento - $\Delta\theta_{ea}$:

$$\Delta\theta_{ea} = (\Delta\theta_{ef} - \Delta\theta_{ei}) \times [1 - e^{\frac{-t_T}{T_e}}] + \Delta\theta_{ei} \quad (25)$$

$$\Delta\theta_{ef} = \Delta\theta_{en} (K_{pT})^{2 \times m} \quad (26)$$

E $\Delta\theta_{ei}$ assumirá o valor calculado na iteração anterior e assim sucessivamente.

4) Cálculos para o Patamar N

Supondo que o patamar N possua a carga de ponta K_{pN} inferior a carga de ponta do patamar anterior K_{pT} .

Cálculo da elevação de temperatura do óleo durante o resfriamento - $\Delta\theta_{or}$:

$$\Delta\theta_{or} = (\Delta\theta_{om} - \Delta\theta_{oi}) \times e^{\frac{-t_N}{T_o}} + \Delta\theta_{oi} \quad (27)$$

$$\Delta\theta_{oi} = \Delta\theta_{on} \left[\frac{K_{iN}^2 \times R + 1}{R + 1} \right]^n \quad (28)$$

E $\Delta\theta_{om}$ assumirá o valor calculado para $\Delta\theta_{or}$ na iteração anterior e assim sucessivamente.

Cálculo da elevação de temperatura do enrolamento durante o resfriamento - $\Delta\theta_{er}$:

$$\Delta\theta_{er} = (\Delta\theta_{em} - \Delta\theta_{ei}) \times e^{\frac{-t_N}{T_e}} + \Delta\theta_{ei} \quad (29)$$

$$\Delta\theta_{ei} = \Delta\theta_{en} (K_{iN})^{2 \times m} \quad (30)$$

E $\Delta\theta_{em}$ assumirá o valor calculado para $\Delta\theta_{er}$ na iteração anterior e assim sucessivamente.

4. Resultados Obtidos

Como exemplo demonstrativo será analisado o ciclo de carga do dia de máxima ponta de um transformador, que atende a Região Metropolitana de Porto Alegre, com perfil de carga comercial e residencial simultaneamente (Figura 4).



Fig. 4. Carregamento do Transformador

Os registros horários da temperatura ambiente são fornecidos para todo o período do ciclo (Figura 5).

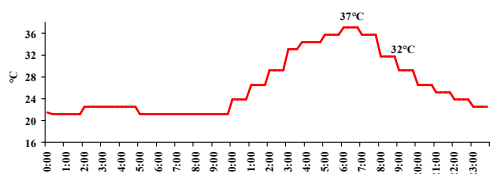


Fig. 5. Curva de Temperatura Ambiente Horária

Os dados característicos necessários para avaliar este carregamento e a divisão escolhida para os patamares, constam na Tabela II.

TABELA II
MÉTODO DOS PATAMARES

CÁLCULO DAS TEMPERATURAS DO ÓLEO E DO ENROLAMENTO	
DADOS INICIAIS - TR 0NAN/0NAF/0NAF - CLASSE 55°C	
Valor da carga inicial no Patamar (R) 00:00h - 04:15h	0,71
Valor da carga inicial no Patamar (A) 04:30h - 10:30h	0,86
Valor da carga inicial no Patamar (A) 10:45h - 16:15h	1,02
Valor da carga inicial no Patamar (R) 16:30h - 18:00h	1,04
Valor da carga inicial no Patamar (A) 18:15h - 19:30h	1,10
Valor da carga inicial no Patamar (R) 19:45h - 23:45h	0,97
Valor da carga de ponta no Patamar (R) 00:00h - 04:15h	0,81
Valor da carga de ponta no Patamar (A) 04:30h - 10:30h	0,99
Valor da carga de ponta no Patamar (A) 10:45h - 16:15h	1,10
Valor da carga de ponta no Patamar (R) 16:30h - 18:00h	1,07
Valor da carga de ponta no Patamar (A) 18:15h - 19:30h	1,13
Valor da carga de ponta no Patamar (R) 19:45h - 23:45h	1,07
Elevação do ponto mais quente acima do ambiente (°C)	65
Elevação do topo do óleo acima do ambiente (°C)	37
Diferença entre ponto mais quente e topo do óleo (°C)	28
Constante de tempo do topo do óleo - T_o (h)	1,25
Constante de tempo do ponto mais quente - T_e (h)	0,08
Relação entre perdas no cobre e perdas no ferro - R	5
m (expoente do enrolamento)	0,80
n (expoente do óleo)	0,90

Utilizando-se as equações de cálculo das temperaturas para os patamares de aquecimento e resfriamento, se obtém a evolução do aquecimento do ponto mais quente do enrolamento, conforme ilustrado graficamente na (Figura 6).

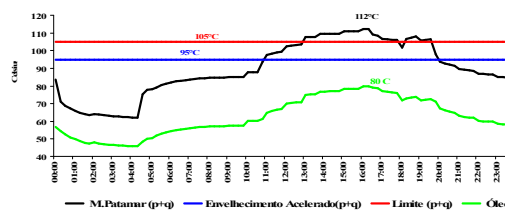


Fig 6. Evolução das Temperaturas do Óleo e do Enrolamento

5. Conclusões

A efficientização do ciclo de carga, através da figura de mérito de GLD - Conservação de Energia, para o Patamar das 10h45min h – 16h15min h e para o Patamar das 18h15min h – 19h30min h, permitirá postergar obras de aumento de capacidade de transformação (Figura7).

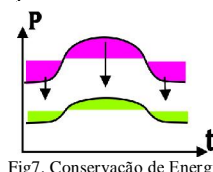


Fig7. Conservação de Energia

A situação de carregamento deste transformador, pela sua localização geográfica, em zona de clima temperado do tipo subtropical, classificado como mesotérmico úmido, embora ultrapasse o valor limite de temperatura do ponto mais quente, 105°C, não é preocupante, pois ocorrerá somente poucas vezes, no forte do verão.

Sempre que a temperatura ambiente se mantiver no primeiro patamar restritivo (10h45minh-16h15minh), onde atingiu 37°C, com seu valor máximo até 30°C e no segundo patamar restritivo (18h15minh-19h30minh), onde atingiu 32°C, com seu valor máximo até 28°C, mesmo sem nenhuma medida de efficientização, a temperatura do ponto mais quente do transformador já não ultrapassaria 105°C.

O fator restritivo de envelhecimento acelerado da celulose, este sim irreversível, não se apresentou caracterizado para este carregamento.

Referências

- [1] Associação Brasileira de Normas Técnicas - NBR 5416 - Aplicação de cargas em transformadores de potência – Procedimento, Jul. 1997.
- [2] Associação Brasileira de Normas Técnicas - NBR 5356 – Transformador de Potência, Ago. 1993.
- [3] KAEHLER, J.W.M., Un Outil d'Aide à la Décision et de Gestion des Actions pour la Maîtrise de la Demande d'Énergie - de la Conception au Développement- Tese de Doutor da École Nationale Supérieure des Mines de Paris, com especialização em Energia, 6 de Julho de 1993.
- [4] Electric Power Distribution - HANDBOOK- T.A.Short.