

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

FILOSOFIA DE CARREGAMENTO EM
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

MOACYR T. DE OLIVEIRA ANDRADE
Orientador: IOSHIKI DOI

Tese apresentada à Faculdade
de Engenharia Elétrica, da
Universidade Estadual de Cam-
pinas - UNICAMP, como parte
dos requisitos exigidos para
a obtenção do título de Mes-
tre em Engenharia Elétrica.

Este exemplar corresponde à redação final da Tese defendida por
MOACYR T. DE OLIVEIRA ANDRADE e aprovada pela Comissão Julgado-
ra, em 13-11-87.

UNICAMP, 11 de dezembro de 1987.


IOSHIKI DOI

NOVEMBRO 1987

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

À Tania, Gabriela e Andrea
pelo alento e dedicação de
sempre.

Aos meus pais, que sempre
proporcionaram o apoio e os
meios apesar de nem sempre
acreditarem.

AGRADECIMENTOS

Ao mestre Ioshiaki Doi, pelo interesse e apoio constantes.

Aos meus mestres, pela paciência.

Aos colegas, amigos e todos aqueles que de um meio ou outro influenciaram e fortaleceram.

Ao amigo Alvaro Vinhas que com sua perseverança e fé proporcionou meios para esta realização.

As amigas Elenice e Suely que dedicaram um carinho todo especial em tornar legível este trabalho.

Aos amigos José Carlos e Richard pela colaboração espontânea e alentadora.

A Sueli e Selma que mesmo sem tempo, possibilitaram a emissão deste.

FILOSOFIA DE CARREGAMENTO EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo principal a demonstração da conveniência em se utilizar como critério de substituição de transformadores de subestação distribuidoras, não o atual critério de carregamento máximo idêntico à capacidade nominal do equipamento, mas sim um estudo baseado na perda de vida útil do transformador.

Esta mudança de critério não implica em nenhuma depreciação do equipamento, quer nos aspectos eletromecânicos, quer na valorização do mesmo, pois não se está impondo nenhum esforço adicional às limitações especificadas no transformador. Na realidade está se substituindo o valor de referência "Capacidade Máxima Nominal (MVA)" pela "Temperatura Máxima Admissível de Operação do Equipamento".

As avaliações aqui apresentadas tem como base a Metodologia de Planejamento das Concessionárias de Energia Elétrica quanto a previsão de substituição ou ampliação da transformação de subestação distribuidoras.

Numa segunda etapa do trabalho, está se sugerindo a pré-determinação de uma perda de vida útil aceitável do transformador, como uma nova exploração do equipamento existente no sistema.

Esta consideração deve ser o resultado de uma avaliação econômica de custo-benefício, comparando-se os eventuais déficits provocados pela redução de vida útil do transformador, em relação aos ganhos econômicos propiciados pela manutenção do equipamento por tempo adicional na subestação.

Ressalta-se que esse melhor desempenho dos equipamentos reduz significativamente a folga que, atualmente, é explorada pelos Departamentos de Operação das Concessionárias no suprimento à carga.

Resumidamente, o que se propõe neste trabalho é uma nova consideração para a sobrecarga em condições normais de operação, substituindo-se o atual desperdício na troca de transformadores, pelo investimento em melhoria da qualidade de medição e avaliação do desempenho dos equipamentos e sistema elétrico como um todo.

ABSTRACT

The main objective of this study is to demonstrate the convenience on using as criteria for substitution of transformers on distribution substations, instead of present criteria of maximum loading equal to nominal rating of the equipment, a study based on transformer's loss of useful life.

This change of criteria does not involve any kind of depreciation of the equipment, be it electromechanical or rating values, since no additional efforts are included on the specified limits of the transformers.

In fact it is a substitution of the reference value (maximum nominal rate-MVA) by the maximum temperature admissible on the operating equipment.

The evaluations here presented are based on the planning methodology of Power Utilities Forecasts of substitution or increase of transformation capacity on distributions substations.

On the second step of the study it is suggested a pre-determination of loss of useful life of the transformer, which is acceptable as a new utilization of existing system equipment.

This consideration must be the result of an economical evaluation of cost-benefit, which compares eventual deficits due to the reduction on the useful life of transformer which the economical gains afforded by keeping longer the substation equipment.

It is obtained a better performance of equipment reducing a significant margin which is actually explored by operation Departments of Power Utilities in load supplies.

Summing up this study proposes a new consideration for overloading in normal operating conditions, in substitution of actual waste in changing transformes, by investing on improvement in measurements and evaluation of the performance of equipments on the Electrical System as a whole.

ÍNDICE

	Página
I - INTRODUÇÃO	
I.1 - Objetivo	1
I.2 - Desenvolvimento	2
II - ASPECTOS GERAIS	4
II.1 - Introdução	4
II.2 - Terminologia	4
II.3 - Conceitos	5
II.4 - Cargas	7
II.5 - Sobrecargas	8
II.6 - Evolução Histórica da Necessidade de Carregamento de Transformadores Acima das Condições Nominais	10
II.7 - Comparação entre as Normas mais Usuais de Carregamento de Transformadores de Potência	10
III - REVISÃO GERAL DAS TEORIAS	
III.1 - Introdução	13
III.2 - Materiais Isolantes	13
III.3 - Teoria de Descarga em Isolantes	15
III.3.1 - Ionização por Colisão	16
III.3.2 - Elevação da Temperatura (Descarga Térmica)	16
III.3.3 - Teoria Eletrônica	17
III.3.4 - Considerações	17
III.4 - Transmissão de Calor em Transformadores	18
III.5 - Metodologias dos Guias de Carregamento em Transformadores de Potência	20
III.6 - Estudo Econômico/Financeiro de Operação de Transformadores de Potência	22
IV - POLITICA ATUAL DE CARREGAMENTO DE TRANSFORMADORES	
IV.1 - Introdução	25
IV.2 - Metodologia de Planejamento de Transformadores	25
IV.2.1 - Transmissão	25
IV.2.2 - Distribuição	27
IV.3 - Curvas de Carga	30

	Página
V - PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DA FILOSOFIA DE CARREGAMENTO EM TRANSFORMADORES DE SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO	
V.1 - Introdução	33
V.2 - Metodologia para Determinação do Carregamento Máximo Admissível	33
V.2.1 - Aplicação da Metodologia	34
V.3 - Construção do Receituário de Carregamento para Transformador Padrão 138-13,8 kV, 25,0MVA	43
V.4 - Avaliação de Obras (1977 - 1991)	44
V.4.1 - Área de Matão	44
V.4.2 - Área de Franca	51
VI - CONCLUSÕES	60
VII - BIBLIOGRAFIA	62
VIII - ANEXOS	66

I - INTRODUÇÃO

I.1 - Objetivo

A prioridade deste trabalho está na obtenção de uma filosofia de carregamento de transformadores de distribuição, que inclua não só os aspectos técnicos de especificação dos equipamentos mas sim um estudo baseado na perda de vida útil do transformador.

Basicamente, as concessionárias determinam o período de tempo no qual o equipamento deve ser amortizado. Este tempo não é igual à vida média de utilização do mesmo. No caso de transformadores de distribuição, por exemplo, este tempo é inferior ao da sua vida média.

Esta condição caracteriza a existência de uma folga, a qual se procurará explorar com o intuito de obter otimizações tanto na utilização do equipamento como na alocação de recursos das concessionárias para investimento na expansão dos sistemas próprios.

Esta exploração deve ser cautelosa, uma vez que ao se otimizar a utilização desses transformadores, se estará reduzindo a manuseabilidade das equipes de operação das empresas, que aproveitam esta folga para possíveis remanejamentos de cargas devido a contingências da subtransmissão ou distribuição.

De forma conservativa, as empresas procuram substituir os transformadores de subestações de distribuição, antes que os mesmos alcancem a sua capacidade nominal.

A previsão de carga, obtida através do histórico da subestação, apresenta o máximo carregamento verificado na subestação durante o ano. Porém, esta condição de carga ocorre em certa parte do ano, relativa ao ciclo de carga da região. Portanto, na maior parte do ano, o carregamento médio deste transformador será bem inferior ao máximo anual, registrado no histórico.

Fora este aspecto, alguns outros dados como o horário da ponta máxima, condição climática particular da região (ponta do sistema nos meses de inverno) e outros, são desprezados, buscando-se ser mais conservativo na definição do carregamento permissível dos transformadores.

A ponta dos sistemas elétricos que ocorram nos meses de inverno, passam a usufruir da vantagem adicional da temperatura ambiente mais baixa, que não é considerada; além disso, a ponta diária concorrendo, normalmente, no período de 17:30 às 21:00 horas, reduz ainda mais a temperatura ambiente. Somente estes dois fatores permitem um acréscimo no carregamento dos transformadores, que não é explorado pelo planejamento.

A não utilização desses recursos fornece aos departamentos de operação das empresas uma certa maleabilidade no remanejamento de cargas entre subestações, mesmo no período de ponta, e ainda salvaguarda o equipamento, quando da necessidade de submetê-los a sobrecargas maiores, decorrentes de contingências.

Verificando-se todos estes aspectos, não parece ser razoável o alto investimento em transformadores, apenas para fornecimento de recursos operativos durante o período de ponta. Pretende-se neste trabalho obter uma melhor caracterização das condições a que estará sujeito o equipamento, possibilitando sua melhor utilização. Dessa forma, passa-se a aceitar sobrecargas no equipamento em condição normal de operação no período da ponta de carga, considerando-se como referência não mais a capacidade nominal do transformador, e sim a máxima temperatura admissível.

Deve-se, portanto, encontrar um ponto de substituição ótima do equipamento, tendo em vista:

- I - Período de amortização do transformador
- II - Disponibilidade econômica/financeira das empresas
- III - Características nominais do equipamento
- IV - Fatores que influenciam no carregamento máximo permissível ao equipamento

A reunião de todos estes fatores, possibilitará a decisão da forma mais conveniente de se planejar o carregamento de transformadores, aceitando-se condições até então desconsideradas, e que podem ser divididas em duas etapas de aplicação:

- I - A aceitação do critério de inexistência de perda de vida útil, como balizador na substituição de transformadores
- II - A determinação de uma perda de vida útil máxima, obtida por estudo técnico/econômico, individualizada por equipamento como novo critério de substituição.

Estas duas condições associadas, irão compor o receituário de carregamento máximo admissível a ser recomendado a todos os equipamentos do sistema. Apenas deve-se ressaltar que o condicionamento deve ser individualizado, isto é, deve se ater às condições particularizadas de cada equipamento e região.

I.2 - Desenvolvimento

O trabalho foi desenvolvido com base no procedimento dos planejamentos das Concessionárias Nacionais de Energia Elétrica, na análise de substituição dos transformadores em subestações de distribuição.

Será enfocado, mais especificamente, o procedimento em utilização na CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz), o qual se reflete na emissão de um relatório decenal de programação de obras (P.E.S.E. - Plano de Expansão do Sistema Elétrico).

No capítulo II serão apresentados as normas, conceitos, critérios e definições em utilização no setor elétrico, relativos a operação de transformadores, além de evidenciar a experiência nacional e internacional sobre o assunto.

O capítulo III apresenta as teorias sobre os diversos tópicos abordados no decorrer do trabalho, tais como caracterização dos mecanismos de descarga em isolantes, transmissão de calor em transformadores e outros. O objetivo desse capítulo é apresentar um panorama do desenvolvimento internacional, sobre os diversos pontos que são determinantes nas considerações dos limites admissíveis para operação dos transformadores de distribuição.

O capítulo IV apresenta, crítica e avalia a metodologia em utilização na CPFL e em diversas empresas do setor elétrico nacional. Foram construídas curvas de cargas anuais e diárias, típicas do sistema CPFL e de diversas localidades, com o intuito de servir de base para a aplicação da proposta deste trabalho.

O capítulo V apresenta a metodologia utilizada neste trabalho para determinação dos carregamentos admissíveis na operação do transformador de distribuição, comparando as decisões tomadas no P.E.S.E. (Plano de Expansão do Sistema Elétrico) da CPFL com aquelas que poderiam ser obtidas, se a referência passasse a ser proposta deste trabalho. Ainda nesse capítulo é apresentada uma avaliação econômica da viabilização da proposta apresentada.

O capítulo VI apresenta as principais conclusões e recomendações deste trabalho.

II - ASPECTOS GERAIS

II.1 - Introdução

O transformador de potência, no Brasil, tem sido considerado como um elemento que deve ser preservado, sob todos os aspectos, de sobrecargas. Na evolução das redes de transmissão e distribuição isoladas para sistemas interligados, foram feitas algumas concessões com o intuito de se salvaguardar o sistema interligado como um todo. Deste modo, foram estipuladas algumas condições críticas, nas quais se admite sobrecargas, até um limite pré-determinado, por tempo relativamente curto. (1, 2, 3, 4, e 5)

Ainda sob este prisma, foram formados grupos de trabalho, com elementos pertencentes às empresas do sistema interligado, a fim de analisar, entre outros quesitos, o desempenho mínimo aceitável de transformadores, dentro do contexto do sistema interligado. Estes grupos elaboraram alguns documentos que buscam obter uma normalização e dados para especificação dos equipamentos a serem instalados no sistema interligado ou isolados.

Analisando estes documentos, nota-se a existência da precaução em manter o transformador operando em condições nominais, ou melhor, inferiores às nominais, de modo que o mesmo não venha a sofrer danos durante a ocorrência de uma possível sobrecarga em condições críticas especificadas para o sistema.

Os atuais aspectos econômicos levam as concessionárias a reanalisarem o carregamento de transformadores, uma vez que os mesmos representam cerca de 30% do custo de uma subestação média de distribuição, sem levar em consideração os equipamentos de proteção ligados aos mesmos, representando, assim, parcela substancial dos investimentos necessários.

Esta reavaliação deve ser meticulosa, pois o estrangulamento de recursos atingem não só as concessionárias, mas também os fabricantes, os quais procuram otimizar os seus equipamentos.

II.2 - Terminologia

A - Potência Nominal

Potência, em MVA, na qual o transformador pode funcionar em regime permanente, com tensão secundária e frequência nominais, sem que sejam excedidas as especificações do fabricante.

B - Vida

Espaço de tempo de duração do equipamento.

Considera-se finda a vida de um equipamento, quando seu estado tem grande probabilidade de vir a comprometer o sistema, isto é, o equipamento se encontra impossibilitado de funcionar em condições compatíveis com o sistema.

C - Vida Estimada

Tempo esperado de duração de um equipamento.
 Dado obtido através da comparação de equipamentos si-
 milares, operando em condições equivalentes.

No caso específico de transformadores, não se dispõe de dados suficientes para a fixação da vida estimada, devido as grandes variações ocorridas na concepção de seu projeto, tais como a substituição de materiais utilizados, melhoria da tecnologia de avaliação do desempenho, substituição dos materiais isolantes, constante aperfeiçoamento dos mesmos e outros.

Aceita-se uma variação entre 25 e 30 anos como sendo o tempo mais provável de vida, muito embora existam equipamentos em uso com mais de 40 anos em serviço. As empresas nacionais utilizam, no cálculo de depreciação do equipamento, a vida média de 20 anos, porém constatou-se ser necessário um tempo superior a este, para amortização do equipamento.

Pode-se obter dados mais conservativos, a partir deste parâmetro inicial, dependendo principalmente da importância do equipamento para o sistema.

D - Perda de Vida

Todo e qualquer equipamento que operar acima de suas condições nominais (dados de placa), está sujeito a uma redução de vida, que será brusca ou gradativa, de acordo com a maneira com que lhe é imposto este esforço adicional.

E - Nomenclatura

Em relação ao tipo de resfriamento utilizado em transformadores, pode-se ter as seguintes nomenclaturas:

ON - Resfriamento Natural

OD - Resfriamento Forçado Indiretamente

OF - Resfriamento Forçado Diretamente (Bombas para circulação do óleo)

II.3 - Conceitos

Atualmente, na visão do planejamento, o transformador é considerado, sob alguns aspectos, de maneira conservativa, ou melhor, procura-se eliminar ou prevenir a maior parte das possíveis

contingências que venham a impor condições adversas à operação nominal do equipamento.

Alguns dos principais conceitos são aqui expostos, com o intuito de serem reavaliados no decorrer deste estudo.

- O transformador deve sempre operar em condições tais, que as suas temperaturas registradas se encontrem dentro dos limites que impeçam uma deteriorização precoce da isolação.
- Além da temperatura, a umidade e a oxidação são outros fatores responsáveis pela deteriorização da isolação.
- Levando-se em conta que todos estes fatores serão devidamente observados, pode-se dizer que a vida útil de um transformador está finda, quando após um estágio gradativo de debilidade, falhe a sua isolação.
- A vida do transformador pode ser definida como sendo o período necessário para que o isolamento fique seriamente deteriorado, fazendo com que a probabilidade de falha se torne excessivamente elevada.

Contudo, isto não significa que um equipamento, que tenha perdido 100% de sua vida útil, não possa operar. O equipamento neste estado pode atender perfeitamente a condição de carregamento normal. Porém, seus enrolamentos não podem sofrer solicitações anormais, tais como esforços mecânicos devido a um curto circuito momentâneo, excessivos carregamentos, deslocamento do equipamento ou sobretensões momentâneas, sob pena de romper-se o isolamento.

Portanto, perder 100% de vida útil, representa baixar a confiabilidade do sistema, pois o transformador estará sempre sujeito às condições retromencionadas pelas próprias características do sistema interligado, exposto ao risco de ocorrência de contingências aleatórias.

O transformador, em operação no sistema, deve ser confiável. Isto é, deve atender às necessidades de solicitação do sistema pre-determinadas (operação normal e contingência simples), e para tal, deve-se tomar precaução com alguns tópicos, tais como:

- Quando se faz necessário impor um carregamento superior ao máximo nominal do transformador, se estará exercendo um aceleração do processo de degradação da isolação deste equipamento.
- As formas de se impor o carregamento ao transformador, também são significativas para a determinação das condições de deteriorização da isolação, por exemplo, se gra

dual ou bruscas.

- Após atingir um ciclo de carga favorável às condições impostas pelo transformador, reduz-se os limites de carregamento permissível em função de outros fatores, tais como:
 - Expansão do líquido isolante
 - Pressão nas unidades seladas
 - Buchas
 - Terminais (lides)
 - Conexões soldadas (unidades velhas)
 - Comutadores de derivação
 - Capacidade térmica dos componentes complementares (cabos, motores, chaves religadoras e transformadores de corrente, etc..)

A certeza total na definição do ciclo de carga se torna difícil, devido às próprias condições impostas pelo sistema, implicando em variações nem sempre passíveis de análise prévia. Constituem-se, dessa forma, as chamadas situações de emergência, impossíveis de serem equacionadas, dada suas aleatoriedades.

Além das condições do sistema elétrico, as condições climáticas regionais podem também influir na condição de operação dos transformadores. O mesmo equipamento terá desempenho diversificado em regiões cujas condições climáticas sejam bem distintas. Isto implica em análise individualizada, também com relação às condições ambientais a que o transformador estará sujeito.

II.4 - Carga

Para se analisar as consequências que um determinado carregamento impõe ao transformador, é necessário conhecer não só o montante máximo de carga atingido, mas também o seu ciclo completo. O conhecimento da forma de evolução da carga a que estará sujeito o transformador, tem importância idêntica, ou até superior, ao valor máximo registrado.

Tal fato se dá devido a correlação possível entre a carga e a temperatura imposta ao transformador. Portanto, o conhecimento do ciclo de carga completo a que estará sujeito o equipamento, implica na possibilidade de previsão dos valores de temperatura impostos pelo mesmo. Sendo a temperatura máxima um dos fatores determinantes na obtenção da capacidade nominal dos transformadores, o conhecimento de sua evolução interna, através da carga, tem fundamental importância nos processos de especificação, manutenção e previsão do transformador.

II.5 - Sobrecargas

A definição do termo sobrecarga é a operação de equipamentos acima de suas capacidades nominais (dados de placa). Porém, o fato de se impor uma sobrecarga, não implica obrigatoriamente numa redução da vida útil do equipamento.

No caso de transformadores, na definição de sua capacidade nominal, está se estabelecendo uma temperatura máxima de operação dos enrolamentos, porém, ao submeter o equipamento a sobrecargas, de qualquer magnitude, não se terá atingido instantaneamente, o limite máximo de temperatura do enrolamento. Toda a massa do transformador imporá um retardamento na elevação da sua temperatura, denominada inércia.

Tendo em vista este fato, pode-se afirmar que é possível a submissão dos transformadores a sobrecargas, sem qualquer efeito negativo quanto ao desempenho e a durabilidade do mesmo. Para tal, basta se ter o perfeito controle da temperatura durante todo o processo de evolução da carga e o equacionamento matemático que traduz a curva de carga numa curva de evolução da temperatura.

Nessas condições, pode-se determinar o tempo máximo de duração do carregamento imposto, em função da temperatura inicial do processo, obtida pela curva de carga anterior a ocorrência, e da característica do equipamento, relativa a evolução da sua temperatura. O tempo de duração máximo da sobrecarga imposta é idêntico àquele da evolução da temperatura, até o valor limite admissível.

O objetivo, pelo qual se deve analisar a capacidade de sobrecarga do equipamento, precisa ser bem definido. As medidas corretivas e de proteção a serem tomadas, dependem principalmente das premissas adotadas.

Lahoti e Flowers (6) definem muito bem as condições básicas de análise da capacidade de carregamento, fazendo uma divisão do tipo de sobrecarga a que se pretende submeter o equipamento. Desta forma se tem dois tipos de requisitos a serem obtidos; a determinação da capacidade de sobrecarga máxima do equipamento para condições de emergência ou sobrecargas programadas.

Uma vez que as duas condições diferem basicamente no aspecto de carregamento anterior à sobrecarga, ambas devem ser analisadas separadamente.

É óbvio que haverá influência do carregamento de emergência na determinação da sobrecarga planejada, pois o número de ocorrências influirá na redução da vida útil do equipamento, o qual estará debilitado e, portanto, não terá as mesmas condições de um equipamento que não sofreu este tipo de ação destrutiva.

Este trabalho se aterá apenas à condição de sobrecarga de corrente de condições de emergência. Recomenda-se, entretanto, que as sobrecargas programáveis possam fazer parte, também, dos critérios

de planejamento. Esta condição exigirá uma perfeita avaliação das condições impostas ao transformador, o que é praticamente impossível de ser obtida, dadas as condições de medição disponível nas concessionárias, que visa, quase unicamente, o faturamento das empresas e não o desenvolvimento tecnológico.

Independente da capacidade de sobrecarga do equipamento, a forma de se aplicar a mesma, poderá causar uma degradação de forma gradual ou brusca da isolação.

Analisando a curva de carga do transformador, determina-se as condições de carga durante e anterior a ponta (sobrecarga). Se as condições anteriores a ponta forem de carregamento reduzido, a própria inércia do volume de óleo imporá um tempo maior para alterar sua temperatura inicial, podendo até não atingir as condições limites de temperatura durante a ponta, dependendo apenas da duração da mesma. Porém, caso seja o carregamento anterior a ponta, próximo ao nominal do transformador, reduz-se a inércia do volume de óleo, atingindo-se rapidamente a temperatura máxima admissível.

Desta forma ter-se-á uma degradação gradual da isolação ao exercer um efetivo controle da curva de carga, durante toda a vida do transformador (condicionamento do ciclo de carga que implique numa lenta variação da temperatura, até o valor limite), ou restrição de carga, evitando atingir-se condições indesejáveis.

A degradação brusca ocorrerá quando o transformador operar com carregamento próximo ao nominal pois, ao se impor uma sobre carga, o tempo necessário para se atingir as condições limitantes será muito menor.

Pode-se observar que os fatores mais importantes em relação às sobrecargas são:

- Condições de carga antes da ocorrência da ponta
- Tempo de duração da sobrecarga
- Magnitude da sobrecarga

Ter-se-á situações cada vez piores, quando as sobrecargas forem percentualmente grandes em relação à capacidade nominal do transformador (independentemente da condição anterior a sua ocorrência), ou ainda sobrecargas de qualquer magnitude mas de longa duração.

Conseqüentemente, a sobrecarga crítica não se deve às contingências de baixa probabilidade ou a períodos que as condições ambientais possibilitem, o crescimento das temperaturas internas dos transformadores. Deve-se a utilização dos equipamentos em condições limitantes de carregamento, ao desconhecimento do ciclo de carga imposto e a falta de controle efetivo da evolução da carga exigida pelo sistema.

II.6 - Evolução Histórica da Necessidade de Carregamento em Transformadores de Potência, Acima das Condições Nominais

A princípio entendia-se que o transformador, por ser um equipamento de suprimento ao sistema e, portanto, responsável pela receita da concessionária, deveria ser resguardado de qualquer contingência que viesse a comprometer o mesmo.

Com o passar dos tempos e a interligação dos sistemas, viabilizando o suprimento, mesmo em condições adversas, alguns usuários passaram a aceitar o risco de ocorrência de sobrecargas em condições de emergência, que pouco ou nenhum efeito tinham na expectativa de vida normal dos transformadores.

A necessidade de se conservar os materiais críticos de guerra, levou os usuários de transformadores a buscarem uma otimização de seus equipamentos durante a mesma (9, 10, 11, 12, 13 e 14). O próprio crescimento da indústria armamentista gerou um sorvedouro de energia, que precisava ser suprida por equipamentos não substituíveis, pois eram constituídos de matéria prima necessária às indústrias bélicas.

Portanto, durante esse período, exigia-se obter a capacidade máxima de sobrecarga em transformadores, particularmente sob raras condições de emergência, como por exemplo a sabotagem. Isto resultou no desenvolvimento do primeiro guia de carregamento conhecido em 1942 da "AIEE" (15.1). Sua principal contribuição foram as novas informações relativas a grandes sobrecargas, que até então não eram consideradas, e que resultaram em sacrifício moderado da vida dos transformadores.

A partir deste primeiro passo, foram desenvolvendo-se técnicas de carregamento em transformadores de forma a obter as melhores condições de carregamento, pertinentes a cada evento. Isto gerou o guia de carregamento da "ANSI", (15.2) que é utilizado até os dias de hoje. O mesmo procura não se ater a casos específicos, e sim possibilitar uma ampla visão das consequências de uma sobrecarga, e as várias formas de aplicação da mesma.

Atualmente, o interesse na sobrecarga de equipamentos, vem do fato de que o capital investido no transformador é invariavelmente caro. Isto está encorajando os usuários a adquirirem conhecimento prático dos carregamentos, que venham a otimizar o investimento.

II.7 - Comparação entre os Guias de Transformadores de Potência

Na avaliação das normas específicas, pode-se observar a existência de diversos pontos distoantes na definição de parâmetros fundamentais. O comitê 12 de transformadores do "CIGRE" [16], apresenta alguns destes pontos, pela comparação entre as normas mais usuais.

A.N.S.I. - A capacidade nominal é aquela que pode ser imposta à tensão secundária nominal (tensão de carga) e à frequência nominal.

Entretanto, para se obter a mesma tensão secundária de carga [V₂] à corrente nominal, o transformador "IEC" precisa ter:

Tensão secundária nominal

$$(EQ. II.7.1) V_{2n} = \delta_n V_2$$

ONDE:

$$\delta_n = \frac{1}{(1 - V_{\Delta n})}$$

V_n = É a queda (ou acréscimo - regulação) de tensão à corrente nominal e fator de potência especificado.

O guia "IEC" especifica que o transformador estará apto a suprir a corrente nominal a uma tensão de 105% da tensão nominal. Entretanto, se nenhum ajuste for feito, a tensão é limitada a:

$$(EQ. II.7.2) \frac{V}{V_n} = 1,1 - 0,05 \frac{I^2}{I_n^2}$$

SENDO:

V_n = Tensão nominal

I_n = Corrente nominal

I = Corrente de carga

Já segundo a ANSI, o transformador deverá ser capaz de operar, continuamente, acima da tensão nominal ou abaixo da frequência nominal, se a tensão secundária e a relação volts/hertz não exceder a 105% dos valores nominais, se o fator de potência for 80% e se a frequência for maior ou igual a 95% da nominal. Em vazio, nem a tensão nem a relação volts/hertz podem exceder 110% do valor nominal.

As tensões admissíveis durante as sobrecargas não são mencionadas nas normas e guias.

A potência nominal dos transformadores, nas normas, se baseia na elevação de temperatura. Entretanto, considerando-se o carregamento dos transformadores e o tempo de vida dos mesmos, as temperaturas de resfriamento médio, mais elevação de temperatura, são decisivas.

O guia de carregamento da IEC considera a temperatura de

20 graus centígrados para resfriamento médio e operação contínua à corrente nominal. A temperatura correspondente ao ponto mais quente é 98 graus C.

O guia de carregamento da ANSI assume uma temperatura de 30 graus C, para resfriamento a ar, ou 25 graus C, para resfriamento a água. A expectativa de via normal, resultaria de uma operação contínua a uma temperatura de 110 graus C, para o ponto mais quente do enrolamento.

Nos guias de carregamento são dadas apenas fórmulas simplificadas para o cálculo da temperatura do ponto mais quente do condutor, ou ainda gráficos aproximados para obtenção da mesma. Nenhuma distinção é feita entre os fluxos de óleo forçados direta ou indiretamente (OF e OD).

Para transformadores com resfriamento OD e OF, na superfície superior do tanque, ter-se-á uma mistura do óleo quente, levado do enrolamento e do óleo frio, fluindo através do mesmo.

Além dos aspectos mencionados quanto às diferenças entre as normas e entre as mesmas e a prática, existem outros fatos distoantes, como por exemplo, a avaliação do fluxo magnético. Não se considera o fluxo de dispersão, que também influirá na densidade de fluxo admissível, além de outros fatos de menor importância em relação ao enfoque deste trabalho.

III - REVISÃO GERAL DAS TEORIAS

III.1 - Introdução

Como já ressaltado, a vida útil dos transformadores termina quando, após um estágio gradativo de debilidade, falha a sua isolação. A vida do equipamento pode ser definida como sendo o período necessário para que o isolamento fique seriamente deteriorado, fazendo com que a probabilidade de falha se torne excessivamente alta.

Com base nesta definição, o fator mais importante na análise de transformadores seria, a primeira vista, a obtenção das características dos materiais isolantes utilizados, as condições que os mesmos estão operando e os principais fatores que poderiam influenciar as características de operação destes materiais.

O objetivo básico da análise seria a avaliação das condições que poderiam levar a uma falha da isolação, a qual se caracteriza pela descarga no isolante. Portanto, é importante aqui uma análise dos materiais isolantes que compõem o equipamento e as condições que os levariam a falhas.

III.2 - Materiais Isolantes

Tendo em vista que os materiais isolantes serão responsáveis pela definição da vida dos transformadores (falha da isolação), V.M. Montiger (17) apresentou uma série de observações sobre as condições operativas da isolação em transformadores. Tendo em vista o escopo deste trabalho, serão ressaltados apenas os tópicos de maior importância.

Em contraste com os materiais metálicos que compõem o transformador, os materiais isolantes, sólidos e líquidos, se comportam de maneira irregular, dificultando uma perfeita avaliação da velocidade da deteriorização a que estará sujeita a isolação, devido aos esforços mecânicos e elétricos em certas circunstâncias.

A irregularidade natural dos isolantes é mais pronunciada nos óleos minerais, quando usados sozinhos.

Embora os sólidos sejam menos irregulares que os óleos, ainda assim estes variam largamente suas características, e em duas medições não se apresenta, precisamente, os mesmos resultados.

Para obter condições mais estáveis da isolação, é necessária uma combinação das duas formas, sólida de líquida.

Além dos aspectos de variação da isolação, a mesma precisa ser adequada e eficiente durante toda a vida do transformador. Portanto, a mesma deve ser protegida de fatores que poderiam alterar suas características naturais, debilitando-a, reduzindo assim a vida do equipamento.

Os fatores mais importantes a serem controlados são a umidade, a temperatura e a presença de partículas estranhas à composição da isolação, isto é, prevenção de depósito ou mistura destas partículas durante a vida do equipamento. (18, 19 e 20).

O que se pretende, em suma, é ter uma avaliação da forma com que certas características de operação dos transformadores afetam a rigidez dielétrica dos materiais isolantes, possibilitando assim a ocorrência de descargas neste meio.

A combinação da isolação sólida e líquida nos transformadores está presente em diferentes partes de sua estrutura interna; entre espiras, núcleos, bobinas e entre estes elementos e a carcaça.

Em alguns tipos de transformadores, o ar é utilizado como uma vantagem adicional, no intuito de se reduzir a temperatura do óleo e do isolante sólido em redor das fontes térmicas do equipamento. Isto é, além da troca de calor natural efetuada pelo corpo do transformador com o ambiente, por meio de aletas (canalização externa ao corpo do transformador para circulação do óleo, figura III.2.1), aumenta-se a superfície de contato entre o óleo circulante e o meio externo.

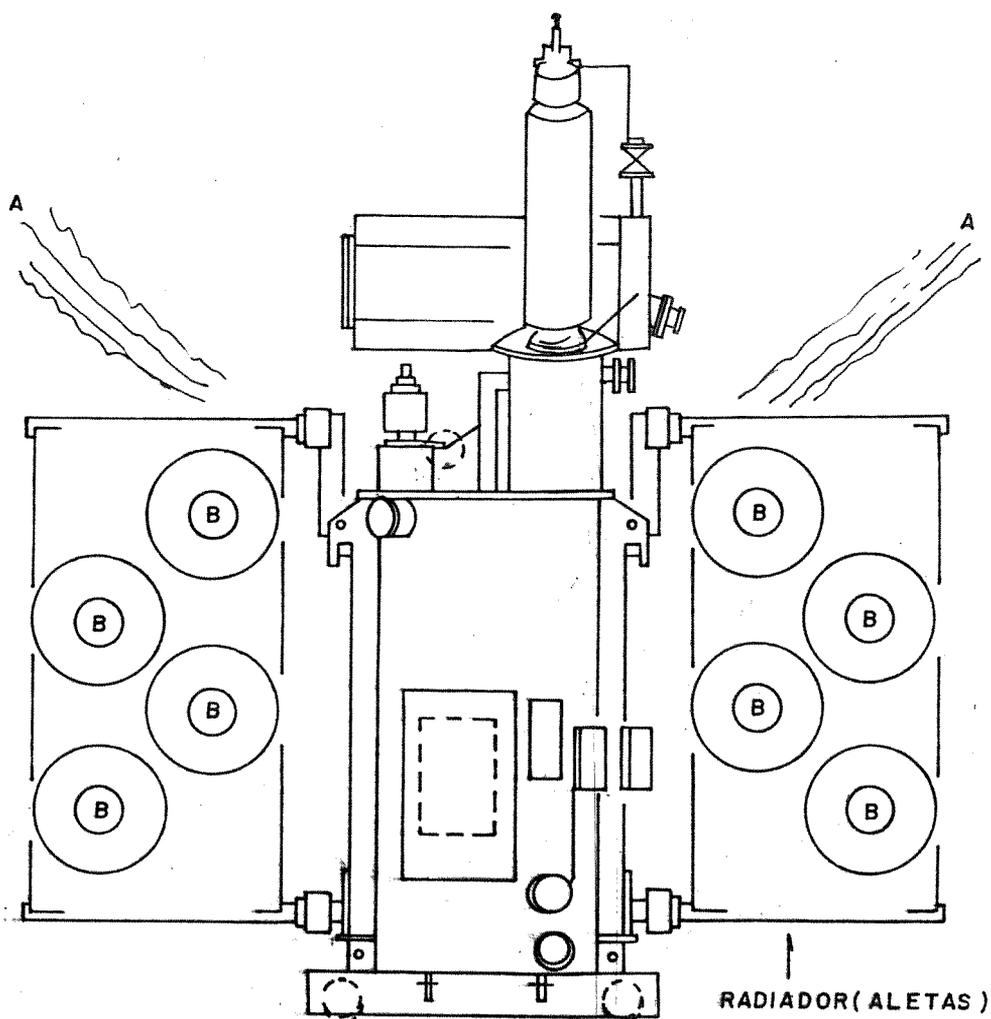


Figura III.2.1 - Localização das aletas em transformadores para refrigeração do óleo circulante.

Tipos de refrigeração	{	a - Refrigeração natural (ON)
		b - Refrigeração forçada (OD)
		- Refrigeração forçada com bombas de óleo (OF)

Obtem-se uma refrigeração adicional, pela circulação do óleo nos condutores externos ao transformador, em contato com o AR (ON). Pode-se adicionar uma bateria de ventiladores, ou circulação de água, na superfície externas das aletas, com o intuito de reduzir-se ainda mais a temperatura do óleo (OD), caracterizando, assim, o que se denomina de refrigeração forçada. Essa refrigeração pode ser feita também pela circulação forçada do óleo, no bombeamento do mesmo através de serpentinas (OF).

III.3 - Teorias de Descargas em Isolantes

Várias teorias sobre o mecanismo de descarga na isolação tem sido desenvolvidas, destacando-se as teorias de ionização por colisão (III.3.1.), elevação da temperatura (III.3.2) e teoria eletrônica (III.3.3), como as mais prováveis no caso de transformadores.

Alguns pesquisadores propõem que a descarga é consequência da passagem de uma simples avalanche, provida de energia, transferida dos elétrons para a canalização condutora, através da qual a mesma passa a ser acrescida de determinado potencial por átomo. As dimensões da avalanche dependem das condições do material isolante.

Para a ocorrência da avalanche, seria necessária uma tal densidade eletrônica que impusesse ao campo um valor superior ao crítico, criando condições para caracterização do líder (descarga inicializadora), e a consequente descarga.

Experimentalmente as avalanches ocorrem de forma desordenada sobre a área do eletrodo, atingindo áreas muito restritas. Estatisticamente, tem se obtido boas tendências, observando o tempo de retardo e a dependência de enfraquecimento do campo, possibilitando algumas considerações tais como:

- A descarga é resultado da passagem de muitas avalanches autodestrutivas, todas originárias da mesma área crítica do catodo. As cargas positivas da primeira avalanche se dirigem para o catodo, aumentando localmente o campo e a possibilidade de uma segunda avalanche no mesmo ponto.
- Sucessivas avalanches sustentam o desenvolvimento de cargas espaciais positivas, o envolvimento localizado do campo no catodo e a taxa de ocorrência, provocando, ao longo do caminho das mesmas, uma corrente de instabilidade que viabilizará a descarga.

III.3.1 - Ionização por Colisão

Resumidamente, a teoria de ionização por colisão de "TOWNSEND", induz que a causa da falha elétrica deve-se, em geral, às partículas condutoras em sucessivos impactos com as moléculas do gás inerte (Neutro).

Exemplificando, poder-se-ia relacionar este efeito ao de duas placas paralelas, constituindo um campo elétrico, cujo isolamento entre as mesmas seria o ar.

O movimento acelerado, adquirido pelos elétrons livres, é resultante do gradual aumento do potencial e conseqüentemente aumento da energia cinética dos mesmos, sendo o valor da tensão aplicada, limitado ao aparecimento do efeito corona.

Nessa tensão, as partículas originalmente presentes, são dotadas com suficiente energia cinética, pelo campo elétrico, para gerar mais partículas condutoras pelo impacto com o gás neutro. O aumento do número de cargas criará um caminho para a corrente entre as placas, permitindo a descarga através do gás.

Nos sólidos o problema é de maior extensão, uma vez que os resultados obtidos são normalmente distorcidos por fatores estranhos ao próprio material. As pesquisas de Rogowski e Widerol (21) e outros (22), evidenciaram a existência de fendas microscópicas entre todos os cristais, as quais conteriam gás e a descarga seria decorrente da ionização do mesmo e do bombardeamento eletrônico.

III.3.2 - Elevação de Temperatura (Descarga Térmica)

Muitas substâncias também conduzem por transporte de ions. Um ion se move de um local de equilíbrio para outro ao adquirir energia para suplantar o potencial que o mantém nessa condição.

Este fato depende enormemente do componente de temperatura adicionado ao componente eletrônico. Ao lado das perdas de energia devido à condução, existem as perdas dielétricas, devido aos bipolos, todos contribuindo para a variação da temperatura.

O aquecimento também é acrescido pelas descargas no vácuo e no ambiente, que elevam a temperatura. O calor gerado na condução é parcialmente perdido e absorvido.

Toda esta associação de fatos viabiliza a instabilidade térmica e impõe uma condição limite de temperatura a partir da qual é provável a ocorrência da descarga.

III.3.3 - Teoria Eletrônica

Esta teoria é a de melhor aceitação e que fornece maior estímulo para a pesquisa, com grande probabilidade de se completar uma análise consistente do mecanismo principal de descargas em sólidos.

A mesma analisa a integração entre os elétrons excitados e condutores, ou entre os elétrons condutores entre si.

Basicamente existem estas duas linhas de concepção do mecanismo de descarga defendidos por Von Hippel e por Frolich (23) respectivamente, denominados de baixa e alta energia.

Resumidamente, a diferença de concepção se materializa na consideração da energia proveniente unicamente da recombinação eletrônica (baixa energia de Von Hippel) ou da emissão de elétrons pela associação da energia estrutural e recombinação eletrônica (energia alta de Frolich).

III.3.4 - Considerações

Estes estudos consideram os materiais como sendo constituídos por estruturas homogêneas, porém os materiais fibrosos, normalmente utilizados em transformadores, estão longe de ser homogêneos, e usualmente são impregnados por outros materiais isolantes, tais como vernizes compostos, óleos e, às vezes, por bolhas de ar decorrentes de defeitos de fabricação ou aplicação de materiais impregnantes.

Sempre que os materiais sólidos estão impregnados, como a Herkolite, sua descarga é, na maioria das vezes, senão sempre, controlada pelas características do material impregnante, desprezando as características próprias de isolamento das fibras.

Os trabalhos práticos tem demonstrado que não só as teorias são inadequadas. No caso de mecanismos de descarga em sólidos, existem também muitos processos secundários que interagem no mesmo, podendo inclusive suplantar o principal e provocar a descarga. Dentre esses podemos destacar:

1. O efeito térmico da pré-descarga e as perdas elétricas.
2. A força de compressão devido às cargas nas faces do dielétrico.
3. Arborização causada por:

Descarga no meio ambiente ou em torno do eletrodo

Descargas nos gases presentes nas cavidades submicroscópicas.

Concentração de falhas em pequenas áreas ou no próprio eletrodo.

4. Reações eletroquímicas com o meio ambiente, seguidas de dissociação de impurezas que podem causar o enfraquecimento das propriedades isolantes.

Desta forma, até o momento não se dispõe de uma definição precisa de um único mecanismo de descarga em sólidos, sendo mantida grande quantidade de pesquisas e experiências com o intuito de se aprimorar o conhecimento de todos os mecanismos influentes no processo.

III.4 - Transmissão de Calor em Transformadores

A capacidade nominal (dado de placa) de um transformador se apoia, quase que exclusivamente, em bases térmicas, sendo que a limitação é a temperatura máxima em que a isolação pode trabalhar, tendo uma vida útil economicamente razoável. O constituinte crítico da maioria dos transformadores é a celulose, que se deteriora mecânica e fisicamente a uma taxa determinada pela temperatura, umidade, forças de origem elétrica e pureza do óleo. O fator mais importante é a temperatura.

Sendo o óleo em que está mergulhado o material isolante, mantido a uma temperatura inferior a 75 graus C, o isolamento manterá as suas características por longo período. Por outro lado, se a temperatura for mantida acima deste limite, a vida útil do mesmo se reduzirá (24, 25, 26 e 27).

Portanto, o conhecimento da real temperatura a que estará sujeita a isolação é de fundamental importância na determinação da expectativa de vida de um transformador.

A massa de óleo que circunda o material isolante tem a capacidade de absorver parte do calor gerado pelos enrolamentos, em função da carga, e transmitida para a isolação. Conhecendo-se a capacidade de resfriamento que o óleo propiciará a isolação, obter-se-á um melhor aproveitamento das reais disponibilidades deste transformador.

O resfriamento obtido pela massa de óleo circundante se deve à circulação natural do mesmo, devido às diferentes temperaturas a que estará sujeita a massa de óleo.

O volume circundante aos enrolamentos e isolação terá a mesma temperatura das fontes de calor, enquanto que, próximo à carcaça do transformador, o óleo se encontra em contato com a temperatura ambiente externa ao equipamento, provocando a troca de calor e consequente resfriamento da massa de óleo.

Desta forma tem-se, internamente ao transformador, varia

ções sensíveis de temperatura, fazendo com que o óleo à temperaturas mais baixas, se localize na parte inferior do tanque, e o de temperatura mais elevada na parte superior. Mantendo-se esta condição, emissão de calor nos enrolamentos e retirada pelo meio externo, a massa de óleo permanecerá circulando no tanque, permitindo ao enrolamento uma potência superior a nominal, pela refrigeração.

A esse tipo de resfriamento, denominado natural, se deve a possibilidade de operar o transformador a valores mais elevados de potência. Portanto, obtém-se melhor desempenho do equipamento, sofisticando-se o processo de refrigeração do mesmo.

O princípio de aletas, desenvolvido para transformadores, colocadas externamente ao corpo do mesmo, fariam uma interligação entre as temperaturas máximas e mínimas do óleo no equipamento, forçando a massa em resfriamento a passar pelas mesmas, sendo que apenas pelo maior contato com o meio externo se obterá um melhor resfriamento, ou ainda, redução da temperatura mínima que reiniciará o processo.

Atualmente é especificado, quando da compra de transformadores, o tipo de resfriamento e a potência desejada em cada estágio de ventilação adicionada. O transformador mais utilizado nas subestações de distribuição da Companhia Paulista de Força e Luz, no nível de 138 kV, por exemplo, tem as seguintes características de potência:

15 MVA	Resfriamento natural
20 MVA	Primeiro estágio de refrigeração
25 MVA	Segundo estágio de refrigeração

Desse modo se obterá, pelo controle de temperatura da isolação, através do resfriamento, um aumento de 33,3% da capacidade do equipamento no primeiro estágio e de 66,7% no segundo estágio de ventilação. Esta prática também pode ser utilizada em equipamentos existentes, adaptando-se a ventilação ou chuveiro posteriormente. Esta solução foi aplicada pela CPFL, por exemplo, na subestação Laranjeiras 138/69 kV, sendo a capacidade ampliada de 25 MVA para 30 MVA numa primeira fase e de 30 MVA para 37,5 MVA numa segunda etapa.

A elevação média da temperatura do óleo pode ser determinada por diferentes métodos. As curvas de resfriamento do enrolamento, após o ciclo de calor, são utilizadas para obter-se este dado graficamente. Pode-se dizer que o método de exploração interna é adequado para os resfriamentos tipo "ON" e "OD"; entretanto, transformadores com resfriamento "OF", requerem medições adicionais durante os testes.

Outro método é se determinar a temperatura média do óleo como sendo a diferença entre a temperatura do topo do óleo e a metade da queda de temperatura no equipamento de resfriamento.

Medidas diretas da temperatura do óleo, próximo ao topo e do ponto mais quente do enrolamento, tem sido levantadas em vários países, porém, elas não são confiáveis para aplicações gerais (16). Utiliza-se atualmente, métodos artificiais de obtenção das temperaturas em transformadores (29 e 30).

Conclusivamente, não existe, ainda hoje, uma opinião totalmente sedimentada quanto ao valor da máxima temperatura admissível para o ponto mais quente do enrolamento.

Este fato advém dos vários tipos de isolantes sólidos utilizados na isolação de transformadores (papéis impregnados). Por exemplo, nos transformadores de 55 graus C (ANSI), é utilizado o papel Kraft Standard. O mesmo não permite a obtenção de resultado confiável sobre o valor de 150 graus C de temperatura máxima, através das pesquisas químicas. Este fato provoca a redução da temperatura máxima admissível, optando-se também pela temperatura de 140 graus C.

Transformadores de 65 graus C (IEC), utilizam o papel Kraft estabilizado, que difere basicamente do anterior, pelo reforço aplicado nos pontos de enfraquecimento e instabilidade das cadeias carbônicas. Porém, as informações disponíveis até então, são que a temperatura de 180 graus C admissível, deve ser melhor analisada, levando-se a admitir também os mesmos 140 graus C utilizados para o papel Standard.

Até que novos fatos venham a modificar esta condição de confiabilidade das pesquisas, está se limitando em 140 graus C a temperatura máxima admissível na isolação de transformadores conservativamente, principalmente no caso dos transformadores de 65 graus C.

III.5 - Metodologia dos Guias de Carregamento em Transformadores de potência

O relacionamento básico utilizado, aceito como propriedade da deteriorização térmica dos materiais de isolação à celulose, é conhecida como lei de Arrhenius "Chemical Reaction Rate Theory" (31). Esta teoria se baseia na hipótese de que uma única taxa de reação se aplica a toda gama de variação de temperatura do ciclo de carga do transformador, isto é, da aplicação de cargas inferiores à nominal aquelas atingidas quando da ocorrência de sobrecargas.

Baseado na teoria de Arrhenius, a expectativa de vida de um transformador, limitada a $T = 413 \text{ k}$ (200 C), é dada por:

$$(3) \quad \text{LOG } L = \frac{B}{T} - A$$

ONDE

L = Expectativa de vida, em unidade de tempo

T = Temperatura do ponto mais quente do enrolamento em graus K

A, B = Constantes normalizadas

Esta equação baseia-se apenas na determinação da temperatura da isolação do transformador, em função da temperatura do ponto mais quente do enrolamento.

Construindo-se o gráfico da expectativa de vida em função da temperatura do ponto mais quente (Figura III.5.1), observa-se o seguinte:

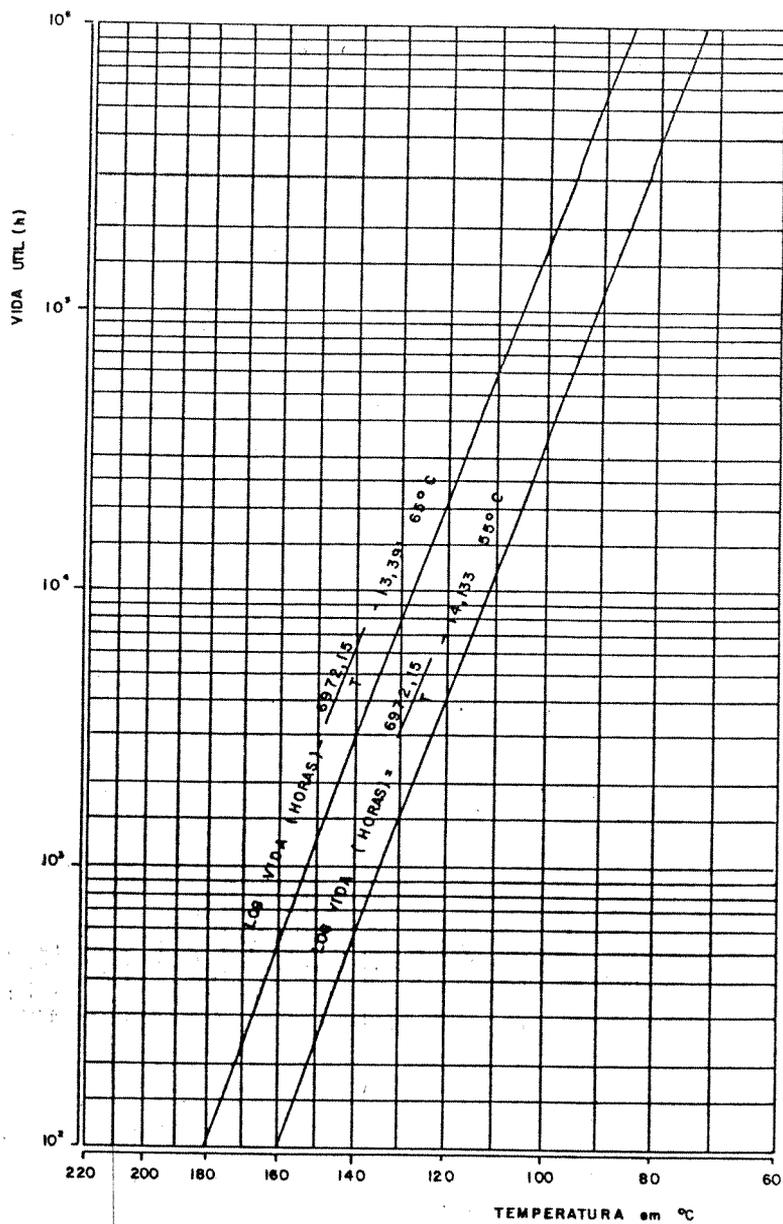


Fig. III.5.1. Expectativa de vida útil em transformadores em função de temperatura do ponto mais quente.

Para as considerações das normas e guias de carregamento, ABNT, ANSI e outras, as temperaturas limites de 95 e 110 graus C, (transformadores tipo 55 e 65 graus C respectivamente), a expectativa de vida será de apenas 7 anos e meio (65.000 horas), quando se considera a temperatura ambiente de 30 graus C.

Ao se considerar a temperatura ambiente de 20 graus C, a expectativa de vida será de cerca de 22 anos (200.000 horas).

Todos estes são obtidos considerando-se a curva de carga constante, o que também não se verifica na prática, permitindo portanto se estender esta expectativa de vida para mais de 30 anos.

Como pode-se observar no sistema interligado, existem diversos transformadores em operação com mais de 40 anos de funcionamento, o que deveria induzir às concessionárias a melhor avaliar os fatores considerados na determinação da expectativa de vida, bem como a atuação do equipamento face a amortização do mesmo.

III.6 - Estudo Econômico/Financeiro de Operação de Transformadores de Potência

Na apresentação dos itens anteriores, foram ressaltados diversos pontos onde as atuais normas e critérios utilizadas pelas concessionárias de energia elétrica no país, são por demais conservativos.

A primeira vista, o aspecto conservativo no tempo, deveria ser gradativamente eliminado por diversas razões, tais como:

- Melhoria da qualidade de medição.
- Melhor avaliação individual e por região, das reais condições climáticas a que estará sujeito o transformador.
- Melhor caracterização da curva de carga típica imposta ao equipamento.

Porém, entre outros, o aspecto mais relevante na manutenção desse procedimento, nos últimos anos, tem sido a recessão econômica a que estão sujeitas as concessionárias de energia, a ponto de constituírem um grupo de estudo para a elaboração do plano de recuperação do setor elétrico (33) que, apesar de aprovado pelas concessionárias, ELETROBRÁS, DNAEE, M.M.ENERGIA e Presidência da República, foi inviabilizado pela implementação do pacote econômico nacional e o congelamento das tarifas.

Assim sendo, as empresas que já não dispunham de recursos suficientes para viabilizarem um plano de recuperação do setor ou das próprias empresas, foram ainda mais retraídas nesta nova condição.

O que é incompreensível, entretanto, é que com todas as melhorias de qualidade na obtenção e medição de dados mais reais, em relação ao condicionamento de transformadores, e da grave recessão atual, as empresas não estão atuando no sentido de otimização de transformadores, que no caso de empresas unicamente de distribuição, significa cerca de 30 a 40% do custo da subestação e conseqüentemente, do seu investimento em obras.

Para citar um exemplo, a empresa Canadense de Energia Elétrica (Ontário Hidro), apresenta uma filosofia (16) em plena utilização, que é a especificação de sobrecarga para novos equipamentos (perfil da sobrecarga). Esta condição propicia uma elevação da capacidade de absorção de sobrecarga em torno de 17,6% superior a unidade padrão especificada pela norma nema, anteriormente utilizada nessa empresa.

Na avaliação do custo-benefício efetuada pela concessionária, computando-se todos os aspectos de custos relativos a nova unidade e do acréscimo de perdas decorrentes da manutenção da transformação por tempo superior ao recomendado anteriormente, foi obtido o valor (1/5), indicando a viabilidade e oportunidade de efetivação do processo.

Desde que se decidiu planejar a sobrecarga do sistema, e em particular das subestações transformadoras na eventual perda de unidade adjacente, circuito de linha de transmissão ou manutenção programada, é considerada de suma importância a manutenção de pontos seguros no sistema, a fim de que não ocorram falhas durante as emergências.

Caso ocorra uma falha na subestação transformadora, poderá ocorrer um maior desligamento de carga e consumidores. Por esta razão, acredita-se que a temperatura limite de 140 graus C para o ponto mais quente em sobrecarga, não deve ser excedida, especialmente pelo perigoso desconhecimento do processo de formação dos gases na isolação acima desta temperatura. Nesse intento, a análise do ciclo térmico de sobrecarga, tem dado suporte para o aumento da confiança na capacidade das novas unidades em suportar estas condições de carregamento.

Pode ser observado, pela experiência canadense, que o simples fato de manter um equipamento instalado por tempo maior, resulta numa vantagem econômica significativa.

Outro enfoque a ser analisado é o de avaliação, mesmo para transformadores não especificados para sobrecargas previstas, de procedimento semelhante ao executado por diversas empresas no exterior, obtendo-se a real capacidade (suportabilidade) de cada equipamento da concessionária em operação, levando em consideração as condições a que o mesmo estará sujeito (climática e perfil de carga), para dois estágios :

1. Operação sem perda de vida, isto é, dadas as condições reais do equipamento, obter a sua capacidade de sobrecarga, sem depreciação da vida do equipamento.
2. Operação com perda de vida ótima, tendo-se em vista os aspectos econômicos e financeiros, de modo a encontrar sob este novo enfoque, o carregamento máximo admissível de planejamento acima da nominal, para cada caso.

O primeiro estágio já propiciaria um melhor aproveitamento do equipamento, simplesmente pela manutenção do equipamento instalado por um tempo maior.

No segundo estágio, obter-se-ia nova retração do investimento, aumentando ainda mais a disponibilidade de recursos para aplicação em outras áreas do sistema. Porém, esta condição implica numa análise prévia de custo-benefício e da disponibilidade de recursos da concessionária.

Este trabalho se aterá aos dois estágios aqui discriminados. Entretanto, face aos promissores resultados apresentados pela experiência internacional, seria desejável a continuidade do processo de otimização, avaliando-se também num trabalho futuro, as condições nacionais de ampliação da capacidade de sobrecarga em transformadores, pela alteração das especificações de projeto. (perfil da sobrecarga)

IV - POLÍTICA ATUAL DE CARREGAMENTO DE TRANSFORMADORES

IV.1 - Introdução

Neste capítulo é feita uma avaliação do desempenho de transformadores de subestações de distribuição do sistema CPFL, bem como do sistema de transmissão da mesma.

Será feita uma correlação entre os procedimentos do planejamento para o sistema e subestações distribuidoras, tendo como objetivo evidenciar a atuação distoante das empresas em relação à substituição desses transformadores.

IV.2 - Metodologia de Planejamento de Transformadores

IV.2.1 - Transmissão

Os departamentos de planejamento das empresas analisam o sistema para as condições de carga pesada, intermediária e leve. A máxima demanda anual (carga pesada), no sistema CPFL, ocorre em torno dos meses de junho e julho. Para estes níveis de carga, são feitas análises das condições de operação normal e de emergência para o sistema próprio e supridor da concessionária.

Nestas condições, são tidos como parâmetros de referência, os critérios de planejamento definidos pela Eletrobrás. Estes critérios foram obtidos através de trabalho conjunto das empresas, neste caso pelo GTCP (Grupo de Trabalho de Critérios de Planejamento). Este grupo emite e revisa anualmente o documento básico de critérios (2) para utilização nos estudos de planejamento.

A figura IV.2.1 apresenta a curva de carga diária do sistema CPFL, para o dia de ponta máxima anual. Nesta figura são exemplificadas as condições de estudo para carga pesada, média e leve do sistema.

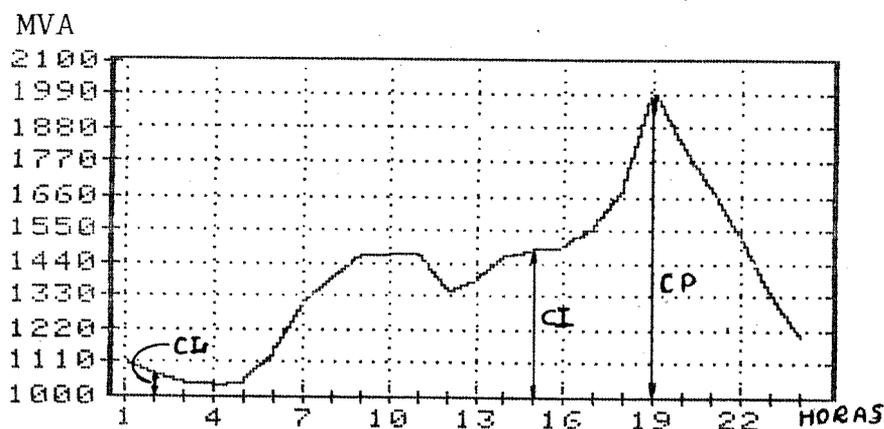


Figura IV.2.1 - Curva de carga do sistema CPFL para o dia de carga máxima anual

OBS: CP - Carga pesada (Ponta do sistema)
 CI - Carga intermediária
 CL - Carga leve

Dos estudos de planejamento para as condições de carga pesada, intermediária e leve são extraídas as necessidades de obras para o período enfocado. Como premissas para estudos de planejamento são considerados o mercado oficial das empresas (CTEM - Comitê Técnico de Estudos de Mercado), os critérios apresentados pelo documento básico do CTCP, os despachos viáveis das usinas existentes e previstas no período para a condição de hidraulicidade média a cada ano em estudo. (CTEE-Comitê Técnico para Estudos Energéticos)

As unidades transformadoras que suprem o sistema, devem ser analisadas independentemente, pois, o estudo da carga pesada (demanda máxima coincidente do sistema) não considera a carga máxima individual de cada equipamento.

O quadro IV.2.1, apresenta os critérios de carregamento de transformadores do sistema de transmissão, para condição de emergência, onde os limites de operação normal são suplantados e se admite sobrecarga nos equipamentos.

EVENTO	SOBRECARGA ADMISSÍVEL
Perda de Linha	Até 20% em todos transformadores
Perda de Transf.	Até 40% nas unidades remanescentes
OBS: Deve ser preservada qualquer condição específica dos equipamentos que restrinja a valores menores a sobrecarga suportável, sem perda de vida útil nos mesmos.	

Quadro IV.2.1 - Critérios de carregamento de transformadores de transmissão em condições de emergência

As sobrecargas máximas especificadas no quadro IV.2.1, são obtidas em relação à capacidade nominal do equipamento (dado de placa), considerando-se de modo genérico o seguinte:

- Temperatura ambiente média de 30 graus C.
- Fluxo médio no transformador (carga equivalente), anterior a ocorrência da sobrecarga, seja de até 70% da capacidade nominal.(perda de linha)*

*Nessas condições, o transformador estará apto a suportar a sobrecarga recomendada pelo critério, por um período máximo de 2 horas, sem perda de vida útil (2).

Efetua-se, a nível de planejamento e com base nessas premissas, a ampliação da capacidade transformadora para condição de emergência. Para condição normal de operação, não é permitida sobrecarga alguma.

Para os transformadores de subestações distribuidoras, o estudo da condição normal analisa o histórico de demandas máximas de cada equipamento e, com base neste, projeta as demandas máximas destas subestações, por períodos que variam de empresa para empresa. Este período deve, no mínimo, enfocar o plano de obras da empresa a ser consolidado junto à Eletrobrás (PPE - Plano Plurianual de Expansão) e, portanto, para os próximos cinco anos.

No ano em que houver a superação da capacidade nominal do equipamento em condição normal, será proposta a substituição ou ampliação da capacidade do mesmo.

A Figura IV.2.2, apresenta a curva de carga típica dos transformadores de subestações distribuidoras da CPFL. Demais curvas diárias de subestações de distribuição da CPFL, encontram-se no anexo 1.

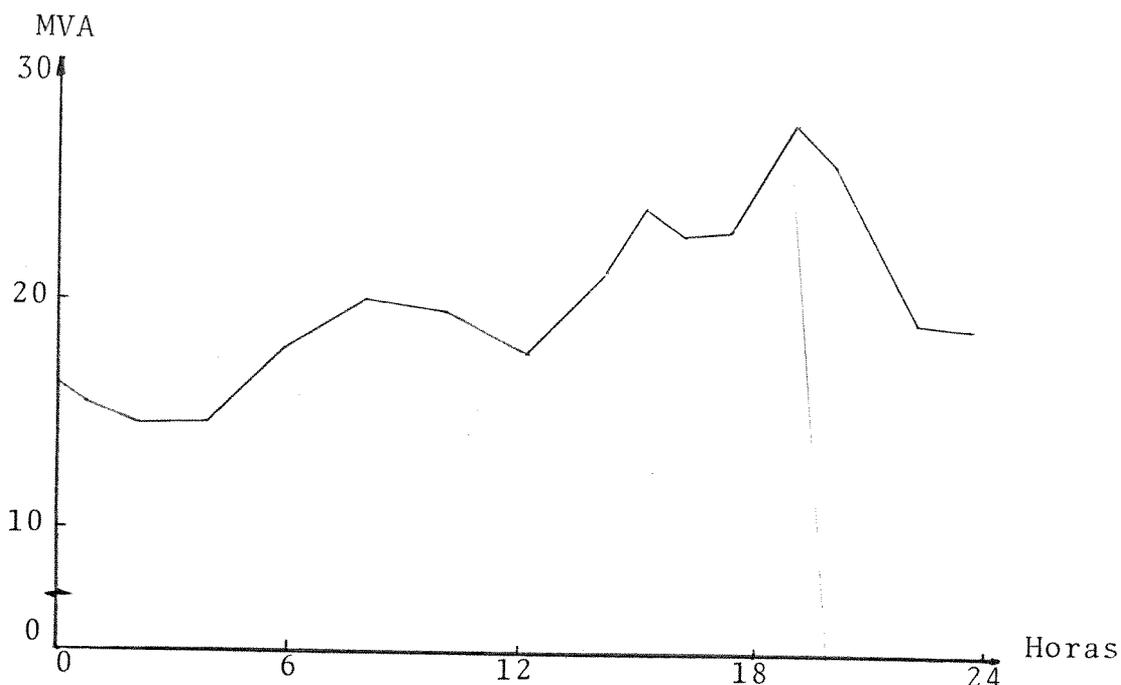


Figura IV.2.2 - Curva de carga diária típica dos transformadores de distribuição da CPFL.

Tomando-se como base o ano em curso (X), se no ano (X + 2), o transformador em análise apresentar previsão de demanda máxima superior à nominal, será programada a substituição ou ampliação de sua capacidade transformadora para este ano e no período anterior a ocorrência da ponta na região.

Este procedimento implica em não admitir sobrecarga no equipamento em condição normal. Porém, nas atuais condições de restrição financeira das empresas do setor, o mesmo parece ser por demais conservador e antieconômico, uma vez que a demanda máxima, superior à nominal, não implica obrigatoriamente na existência de perda de vida útil do equipamento.

A mesma condição pode ser aplicada a transformadores de subestações de distribuição. Deve-se explorar a inércia da massa do transformador em alterar sua temperatura do ponto de serviço, antes da ocorrência da ponta diária, até ser atingido o seu limite na ponta de carga, demanda máxima diária, considerando a mesma constante, por tempo determinado, a partir de sua ocorrência.

Verifica-se, pela figura IV.2.2, que a ponta diária (demanda máxima) é de curta duração, isto é, o equipamento estará sujeito àquela condição de carga por um tempo muito curto, na maioria dos casos analisados, a demanda máxima não se manteve nem por uma hora, em geral limitando-se a minutos.

Porém, se de modo conservativo fosse mantida esta demanda máxima constante, a partir de sua ocorrência, ainda se disporia de todo o tempo necessário para alteração da sua condição térmica até os valores limites.

Parece claro que, a não utilização desse benefício proposto, implica em antecipação da substituição ou ampliação do equipamento.

Na análise das curvas de carga de uma dada subestação distribuidora (curvas de carga diárias, semanais, mensais e anuais), observa-se uma tendência de agrupamento dos períodos de máxima.

Portanto, identifica-se facilmente no ano, o mês que aglutinará as maiores demandas da transformação. Neste mês, de forma idêntica, a semana com os maiores valores de ponta. Nessa semana o dia ou dias de maior demanda e, no dia(s), a(s) hora(s) de ocorrência da demanda máxima que irá compor o registro de demandas máximas anuais.

Este será o dado projetado e que atualmente serve como base para recomendação de atuação do planejamento na subestação.

Pode-se concluir, portanto, que o transformador suportará num ano, por um período conhecido, em dias determinados, uma sobrecarga de duração média conhecida.

Deste modo, uma análise da sobrecarga prevista nos anos subsequentes poderá indicar a existência ou não de perda de vida no equipamento e deverá ser o balisador para sua troca ou ampliação.

Nesta condição, a obra necessária pelo atual método pode ser postergada, até o aparecimento de perda de vida no transformador (1º estágio), ou ainda, analisar economicamente sua manutenção, mesmo com perda de vida (2º estágio).

Prevê-se um melhor aproveitamento desta unidade, pois também é conhecido que o remanejamento de transformadores é, às vezes, mais prejudicial que a própria sobrecarga. Os efeitos térmicos esta-

riam sendo. Substituídos por esforços mecânicos na isolação e no transformador como um todo, os quais imporiam perda de vida ao equipamento.

Além do aspecto carregamento máximo imposto ao transformador, o outro ítem de grande influência é a temperatura ambiente. Como foi evidenciado, anteriormente, é possível se determinar a época de ocorrência e a modulação da carga e sua ponta máxima anual. Pode-se obter novo incremento no carregamento máximo admissível pela consideração da real temperatura ambiente a que estará sujeito o transformador. Neste enfoque deve ser observada a época do ano de ocorrência da ponta bem como o seu horário.

As figuras IV.2.3 e IV.2.4 apresentam a variação de temperatura diária e anual para a região de Campinas-SP.

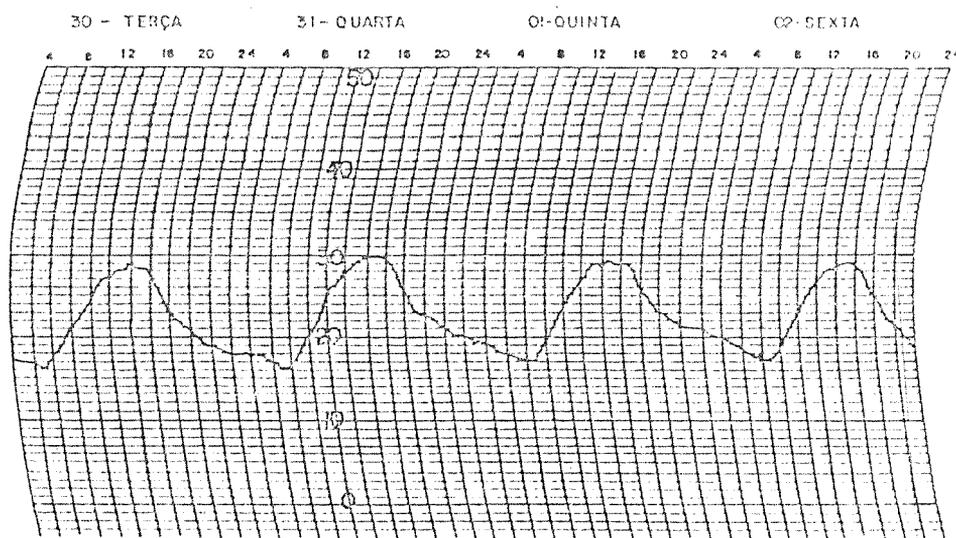


Figura IV.2.3 - Curva de variação diária da temperatura-(Campinas 04/85)

Fonte: ITAL - S.Paulo

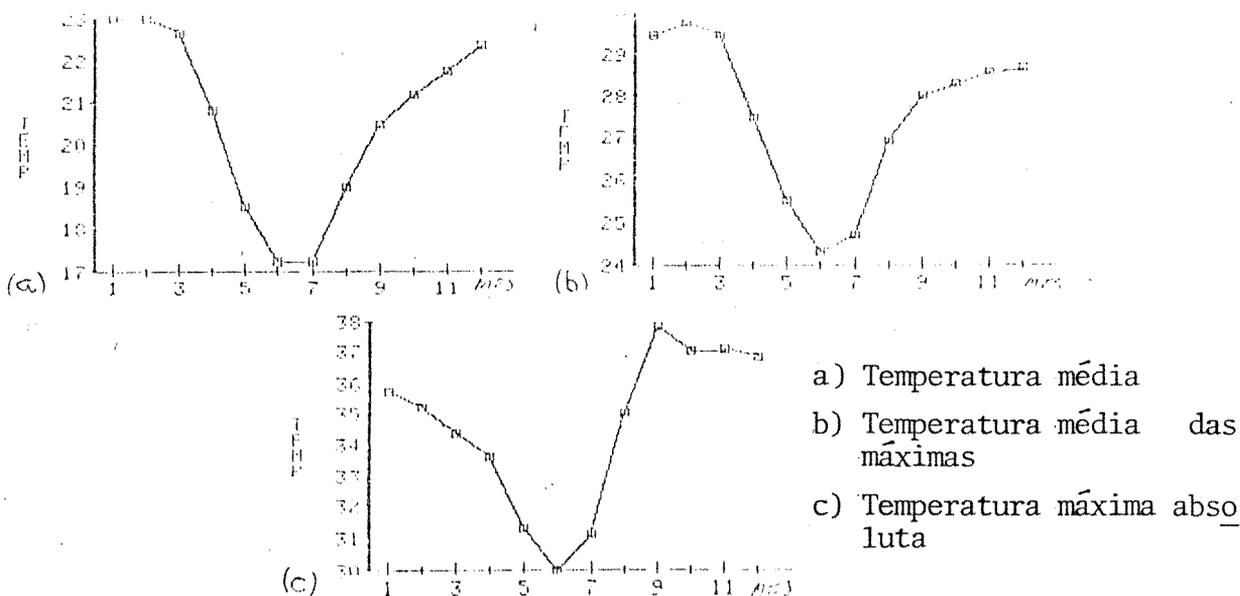


Figura IV.2.4 - Curva de variação anual da temperatura
Fonte: Instituto Agrônomo - S.Paulo

Os dados relativos à temperatura apresentados, vem comprovar o exposto neste trabalho, quanto às condições climáticas favoráveis, durante e ocorrência da ponta máxima do sistema.

Conclui-se que o fato de não se admitir carregamento superiores ao nominal dos transformadores, efetivamente revela o caráter extremamente conservativo do planejamento.

Como benefício adicional, conseqüente da alteração proposta do critério de planejamento, obter-se-ia o investimento em qualidade de medição.

Atualmente, maior parte dos transformadores de subestações distribuidoras, contam apenas com medição dos valores máximos (registrador de fim de curso. Esta condição implica no desconhecimento da evolução da carga, motivo pelo qual se é conservativo.

Se não forem tomadas providências no sentido de se investir em medição, estar-se-á sempre temeroso em alterar critérios. Este condicionamento cria uma interdependência de fatos que acabam por inviabilizar evoluções técnico-econômicas e redundam em investimentos desnecessários.

Cabe lembrar que o fato de se dispor do conhecimento da evolução da carga nas subestações distribuidoras, implica numa gradual evolução do processo de previsão de mercado da empresa.

Como conseqüência, passa-se a ter condições mais confiáveis para realização de estudos do desempenho previsto para o sistema próprio, para análises e efetivação de contratos de suprimento.

A medida tomada não será isolada e efetiva exclusivamente aos transformadores de distribuição. O sistema poderá lucrar significativamente, pois, em pouco tempo, se disporá de dados mais confiáveis para extrapolar o processo, também para as subestações de transmissão e de suprimento, com nova evolução dos equipamentos de medição.

IV.3 - Curvas de Carga

Para consolidação da proposta deste trabalho, foram levantadas curvas de carga anual e diária para o sistema CPFL e para subestações de distribuição, localizadas nas cinco regiões elétricas e administrativas da empresa. As mesmas, encontram-se no anexo 2.

Esse levantamento compreendeu dados do sistema para período (1982/1986) e das subestações de distribuição para (1976-1986). O objetivo desse trabalho é a avaliação no tempo, da atuação da empresa, quanto a substituição de transformadores de subestações distribuidoras.

A tabela IV.3.1, apresenta a relação entre as demandas máximas mensais e a máxima absoluta por ano, para análise da evolução da carga do sistema nos mesmos.

MÊS	ANO				
	1982	1983	1984	1985	1986
JAN	0.778	0.812	0.770	0.798	0.786
FEV	0.809	0.814	0.804	0.851	0.808
MAR	0.837	0.858	0.840	0.860	0.852
ABR	0.916	0.927	0.882	0.901	0.912
MAI	0.965	0.968	0.963	0.947	0.965
JUN	0.999	1.000	1.000	0.992	1.000
JUL	1.000	0.993	0.993	1.000	0.999
AGO	0.993	0.977	0.979	0.995	0.986
SET	0.980	0.949	0.963	0.948	0.959
OUT	0.950	0.926	0.940	0.921	0.949
NOV	0.943	0.901	0.930	0.895	0.896
DEZ	0.922	0.896	0.918	0.867	0.859

Tabela IV.3.1 - Relação entre as demandas máximas mensais e absoluta por ano do sistema CPFL.

Observa-se na tabela IV.3.1, que o sistema apresenta comportamento anual semelhante durante o período avaliado. As demandas máximas ocorrem nos meses de junho e julho e a variação entre os valores máximos e mínimos anuais se mantiveram em torno de 21.0%.

A curva de carga do sistema, figura IV.2.1, também demonstrou ser constante quanto a sua modulação nesse período.

A curva típica de subestações distribuidoras espelha a característica sócio-econômica da região de suprimento. Esta modulação de carga depende basicamente do desenvolvimento local, isto é, regiões industrializadas, desenvolvimento rural, comercial, etc...

A figura IV.2.2 apresentada, é característica do maior número de subestações distribuidoras da CPFL, cuja modulação retrata um condicionamento misto de carga com predominância da ponta residencial.

Devido às possíveis modelações de carga, em função das características regionais, não devem ser propostas soluções genéricas para avaliação do carregamento de transformadores de subestações distribuidoras. Devem ser considerados todos os demais aspectos relacionados neste trabalho.

V - PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DA FILOSOFIA DE CARREGAMENTO EM TRANSFORMADORES DE SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO

V.1 - Introdução

Neste capítulo se analisará a consolidação da proposta da alteração do critério de carregamento de subestações distribuidoras.

Escolheu-se uma metodologia de avaliação do carregamento em transformadores e se aplicou a mesma em duas localidades atendidas pelo sistema CPFL que apresentaram nos últimos anos, diversas atuações da empresa no sentido de ampliação de suas capacidades transformadoras.

Posteriormente, para estas duas localidades, foram também analisadas as decisões previstas no plano de obras da CPFL (34).

V.2 - Metodologia para Determinação do Carregamento Máximo Admissível

Dentre as metodologias para determinação de carregamentos admissíveis, se optou pelo mais conservador dos mesmos, a norma ANSI C.52 (15) ou PNB-110 (32).

A opção por esse processo foi devido ao fato de, por ser o mais conservador, espelhará efetivamente um benefício em se alterar o atual critério de substituição de equipamentos. Qualquer outra metodologia aplicada resultará em conclusões ainda mais otimistas.

Cabe ressaltar que existem vários programas computacionais que avaliam o carregamento em transformadores (29 e 30). Estes programas consideram todos os fatores que influenciam o processo, tais como a variação diária da temperatura e da carga,

A aplicação na norma escolhida, entretanto, se deve mais a sua apresentação, didaticamente mais simples, e pela caracterização do seu aspecto conservativo.

Dessa forma passa-se à apresentação da metodologia em questão e sua aplicação aos objetivos desse trabalho.

O principal ponto a ser equacionado no problema de vida útil em transformadores é o aquecimento da isolação.

O método consiste na obtenção da temperatura do ponto mais quente da isolação para compará-la, através de gráficos, por correla

ção, a possível existência de perda de vida útil.

O método apresenta uma série de curvas a serem utilizadas para obtenção da temperatura máxima admissível, de acordo com as características da carga imposta ao transformador.

Para facilitar sua compreensão, será feito um exemplo onde se evidenciará a evolução do processo de determinação da temperatura do ponto mais quente.

V.2.1 - Aplicação da Metodologia

Na avaliação do processo, a curva de carga da subestação de distribuição é transformada numa curva de carga equivalente. Este fato se deve a impossibilidade de obter-se a variação de temperatura no tempo, isto é, substitui-se a modulação da carga por um valor constante que produza o mesmo efeito térmico obtido por sinusoidalidade das áreas no gráfico de variação de carga no tempo.

Através da curva de carga equivalente, obtêm-se a temperatura média do processo para as condições de ponta e anterior à mesma.

Como exemplo, mostrar-se-á a determinação da curva de carga equivalente, a partir dos dados de uma subestação típica do sistema de distribuição da CPFL.

A figura V.2.1.1, apresenta a curva de carga típica, a qual será aplicada a metodologia. Para determinação da carga equivalente, a cada intervalo de tempo TI , utilizando a seguinte equação :

$$(Eq.V.2.1.1) \quad LI = \frac{LF - LO}{2}$$

onde

LI = Carga Equivalente no intervalo TI
 TI = Intervalo de Tempo Avaliado
 LF = Carga no Final do Intervalo
 LO = Carga inicial do Intervalo

A partir das cargas equivalentes por unidade de tempo, serão construídas as tabelas V.2.1.1 A e B, que apresentam respectivamente as condições de carga anterior e durante a ponta. Estes dados são utilizados para obtenção das cargas equivalentes a esses dois períodos. Os valores de carga equivalente são obtidos pela equação V.2.1.2, apresentada após a figura e tabelas mencionadas.

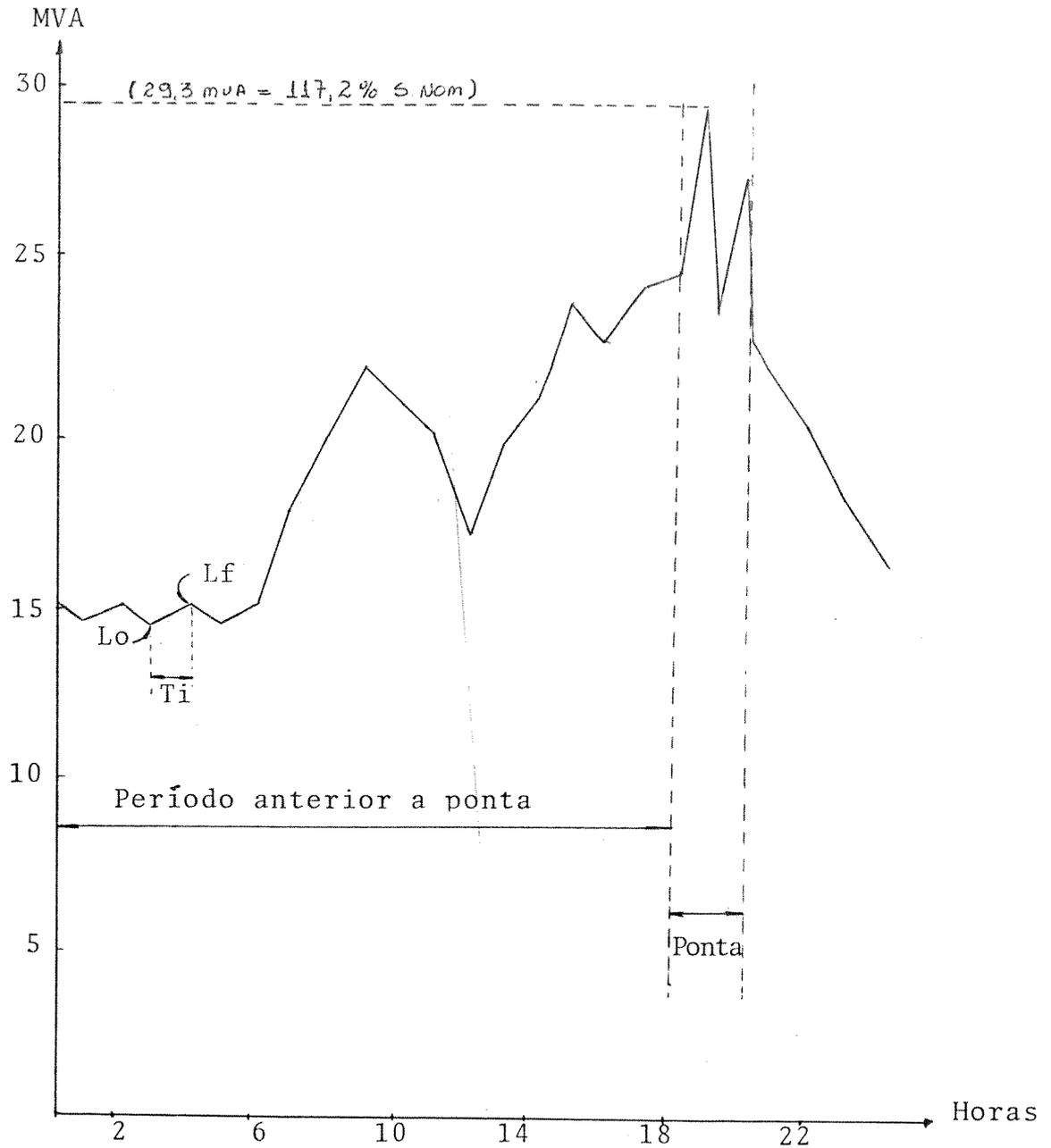


Figura V.2.1.1 - Curva de carga típica

OBS - Lo - Carga inicial (no período avaliado)

Lf - Carga final (no período avaliado)

Ti - Período avaliado

As tabelas V.2.1.1 A e B, apresentam os dados de demanda da transformação utilizada no exemplo de aplicação do processo, respectivamente para os períodos anterior e durante a ponta.

PERÍODO ANTERIOR À PONTA

HORAS	DEMANDA (MVA)	LI	(LI ²)
00	15.0	-	---
01	14.5	14.75	217.56
02	15.0	14.75	217.56
03	14.5	14.75	217.56
04	15.0	14.75	217.56
05	14.5	14.75	217.56
06	15.0	14.75	217.56
07	18.0	16.50	272.25
08	20.0	19.00	361.00
09	22.0	21.00	441.00
10	21.0	21.50	462.25
11	20.0	20.50	420.25
12	17.0	18.50	342.25
13	19.5	18.25	328.52
14	21.0	20.25	410.06
15	23.5	22.25	495.06
16	22.5	23.00	529.00
17	23.8	23.15	535.92
18	24.2	24.00	576.00

Tabela V.2.1.1-A - Dados de carga da subestação de Distribuição (antes da ponta)

PERÍODO DE PONTA

HORA	DEMANDA	LI	(LI) ²	(LI) ² X TI
18:45	29.3	26.75	715.56	536.67
19:00	23.2	26.25	689.06	172.26
19:45	27.3	25.25	637.56	478.17
20:00	22.7	25.00	625.00	156.25

Tabela V.2.1.1-B - Dados de carga da subestação de distribuição (durante a ponta)

OBS:
$$LI = \frac{LO + LF}{2}$$

ONDE:

LO = Carga inicial do período avaliado

LF = Carga final do período avaliado

TI = Tempo (horas) período avaliado

\sum = Somatória de $LI^2 \times TI$ para os períodos de ponta (2) e anterior a mesma (1)

$$\sum(1) = 6.498,74$$

$$\sum(2) = 1.343,36$$

A carga equivalente é obtida pela avaliação do período determinado durante a ponta e anterior a mesma.

A perfeita definição do período de duração da ponta é importante, pois este período influencia, consideravelmente, na determinação de carga equivalente obtida. (35)

As normas ANSI e ABNT, para evitar uma escolha inadequada do período de ponta, impõem uma carga equivalente de ponta não inferior a 90% da demanda máxima registrada.

A carga equivalente anterior à ponta (LA) e durante este período (LP), são obtidas pela equação:

$$(EQ.V.2.1.2) \quad LEQ = \sqrt{\frac{\sum(LI)^2 \cdot TI}{\sum TI}}$$

ONDE :

LEQ = Carga equivalente

Com base nos dados apresentados, serão os seguintes os valores de carga equivalente para os períodos de ponta (LP) e anterior a mesma (LA):

$$LA = \sqrt{\frac{6.478.94}{18}} = 18.972 \text{ MVA}$$

$$LP = \sqrt{\frac{1.343.36}{2}} = 25.917 \text{ MVA}$$

A figura V.2.1.2, apresenta a curva de carga equivalente da subestação em análise.

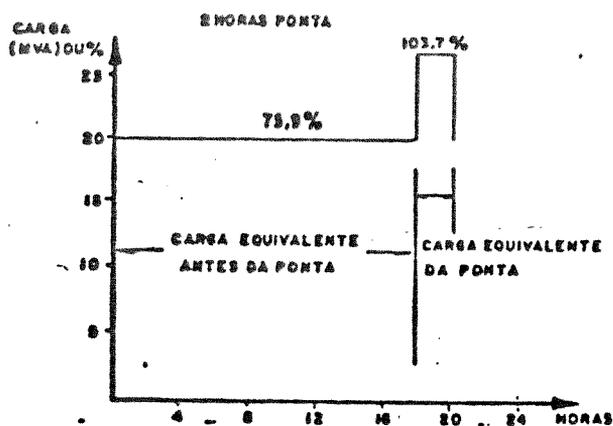


Figura V.2.1.2 - Curva de carga equivalente

Pode-se notar que as cargas equivalentes correspondem a uma percentagem da capacidade nominal do transformador. Este dado será utilizado na aplicação da metodologia.

Para o caso em análise (transformação de 25.0 MVA), as cargas equivalentes aos períodos anterior e durante a ponta, correspondem, respectivamente, a 75,9% e 103,7%.

Para continuidade de aplicação da metodologia, far-se-á correlação das curvas de carga equivalente à temperatura.

A temperatura do ponto mais quente da isolação, pode ser obtida através da equação:

$$(EQ.V.2.1.3) \quad \Theta = \Theta_a + \Delta + \delta$$

Θ_a = Temperatura (°C) ambiente

Δ = Elevação de temperatura da parte superior do líquido isolante acima da temperatura ambiente. (°C)

δ = Elevação da temperatura do ponto mais quente do condutor, acima da temperatura da parte superior do líquido isolante, em graus Celcius.

Além dos dados de carga, são necessários também, as características do transformador. Cumpre ressaltar que, para o sistema 138 Kv da CPFL os equipamentos são padrões, portanto, estes dados são característicos para todos os equipamentos analisados nesse trabalho.

Dados do transformador padrão 138-13,8 Kv, 25,0 MVA.

Elevação da temperatura do óleo a plena carga = 43°C.

$$R = \text{Relação de Perdas} = \frac{\text{Perdas no cobre a plena carga}}{\text{Perdas em vazio}} = 3,0$$

Constante de tempo (CTE). Este item avalia o equipamento quanto a sua sensibilidade em relação a variação térmica. Fundamentalmente, está se determinando a forma de atuação da inércia da massa do transformador em relação a drástica alteração das condições de carga.

$$\text{CTE} = \frac{C (\text{Elevação temperatura final} - \text{inicial})}{\text{Variação da perda devido a variação da temp.}} = 3 \text{ H}$$

C = capacidade térmica do transformador

$$C = 0,132 (\text{kg núcleo} + \text{bobinas} + \text{tanque}) + 0,510 (\text{vol. óleo em L})$$

A partir dos dados disponíveis de carregamento anterior à ponta (LA), carregamento de ponta (LP), dados genéricos do transformador padrão da CPFL e considerando-se a temperatura ambiente de 30 graus C aplicada a equação (5), iniciará-se o processo de avaliação da condição imposta ao equipamento.

Determinação da elevação da temperatura da parte superior do líquido isolante acima da temperatura ambiente em graus celcius. (Δ)

A figura V.2.1.2 apresenta a elevação da temperatura do isolante acima do ambiente, em função das percentagens do carregamento nominal anterior e durante a ocorrência da ponta de carga.

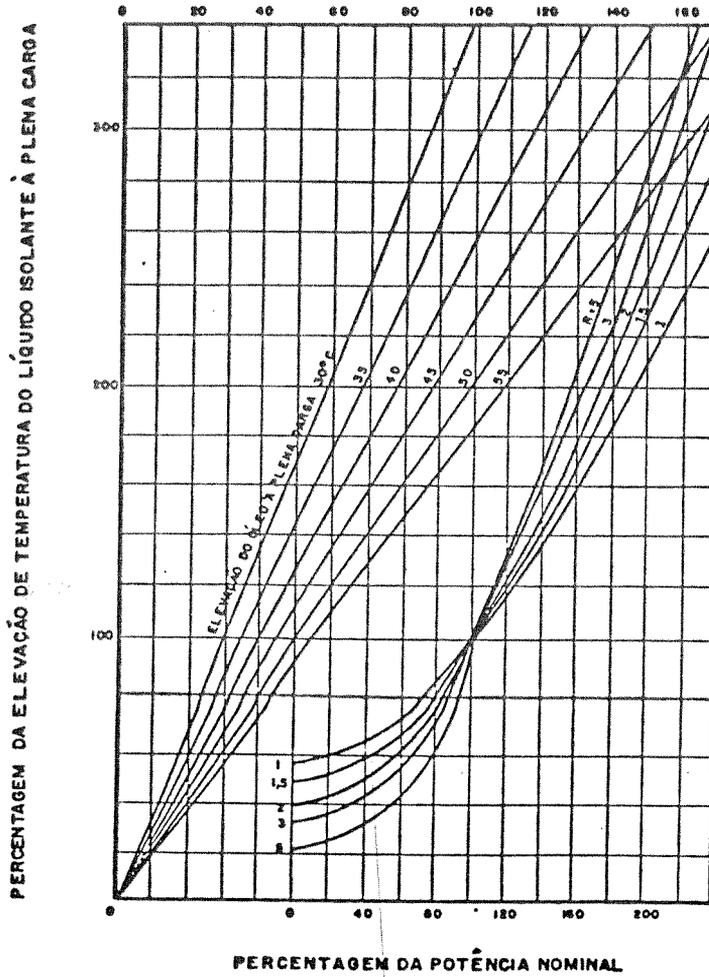


Figura V.2.1.2 - Elevação final da temperatura da parte superior do líquido isolante em graus C (R = relação de perdas)

A aplicação das cargas equivalentes do transformador em análise, apresentou os seguintes valores de elevação da temperatura:

LA % ----- 28°C
LP % ----- 42°C

A figura V.2.1.3, apresenta a elevação da temperatura da parte superior do líquido isolante, para um período de tempo especificado, em relação a constante de tempo (inércia) do transformador e de carga aplicada.

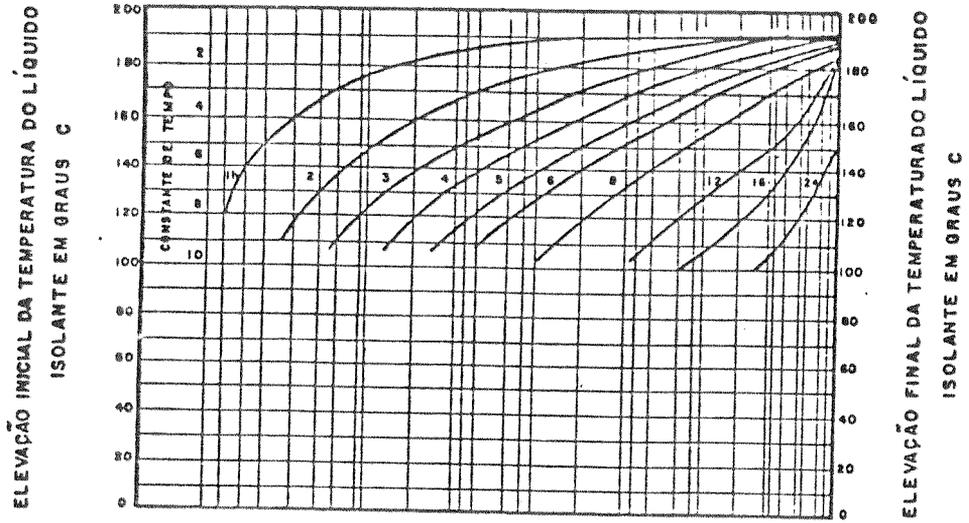


Figura V.2.1.3 - Elevação da temperatura da parte superior do líquido do isolante ao fim de um período de carga especificado

Para os valores obtidos da curva V.1.2.1 no caso analisado (LA% = 28.C E LP% = 42.C), características do transformador e duração da ponta de duas horas, obteve-se como elevação final da temperatura acima do ambiente $\Delta = 38^{\circ}\text{C}$.

Determinação da temperatura do ponto mais quente do condutor acima da temperatura da parte superior do líquido isolante. (δ)

A figura V.2.1.4, apresenta o gráfico da elevação da temperatura do ponto mais quente do condutor acima do isolante.

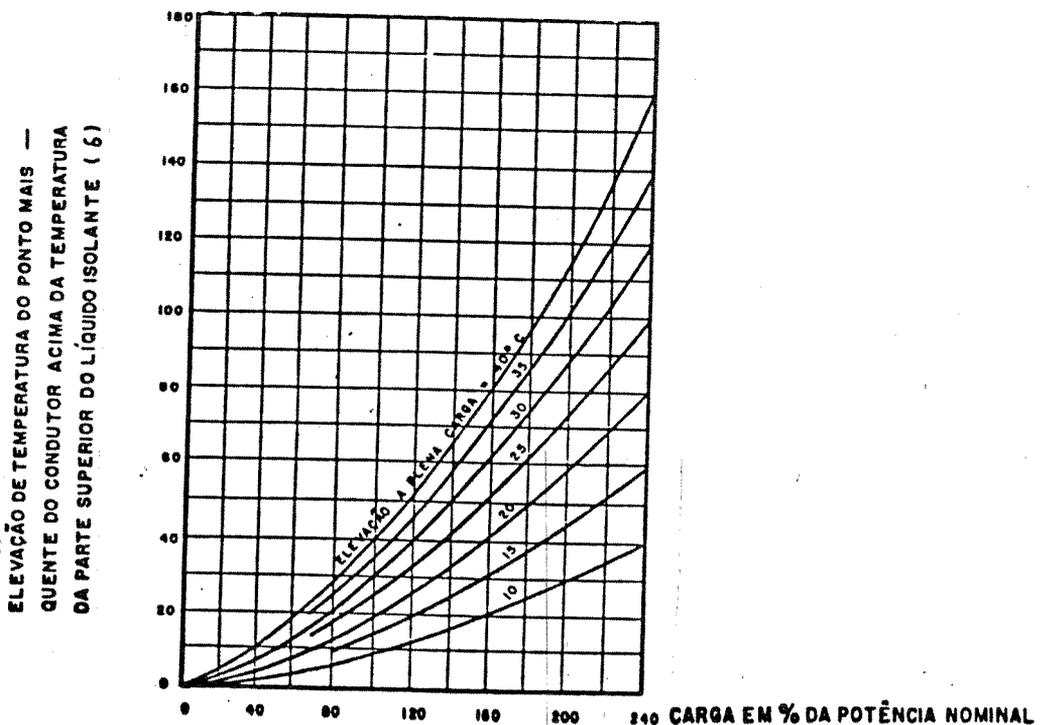


Figura V.2.1.4 - Elevação da temperatura do ponto mais quente do condutor acima da temperatura da parte superior do líquido isolante.

Com base neste gráfico, na elevação da temperatura a ple na carga do transformador e do carregamento de ponta percentual, obtém-se o valor de $\delta = 40^\circ\text{C}$.

De posse dos valores de Δ , δ e da temperatura ambiente aplicadas à equação tem-se como temperatura do ponto mais quente da isolação:

(EQ.V.2.1.2)

$$\Theta = \Theta_a + \Delta + \delta$$

$$\Theta = 30 + 38 + 40 = 108^\circ\text{C}$$

A figura V.2.1.5, apresenta a redução provável de vida útil do transformador, em função da temperatura do ponto mais quente em graus C.

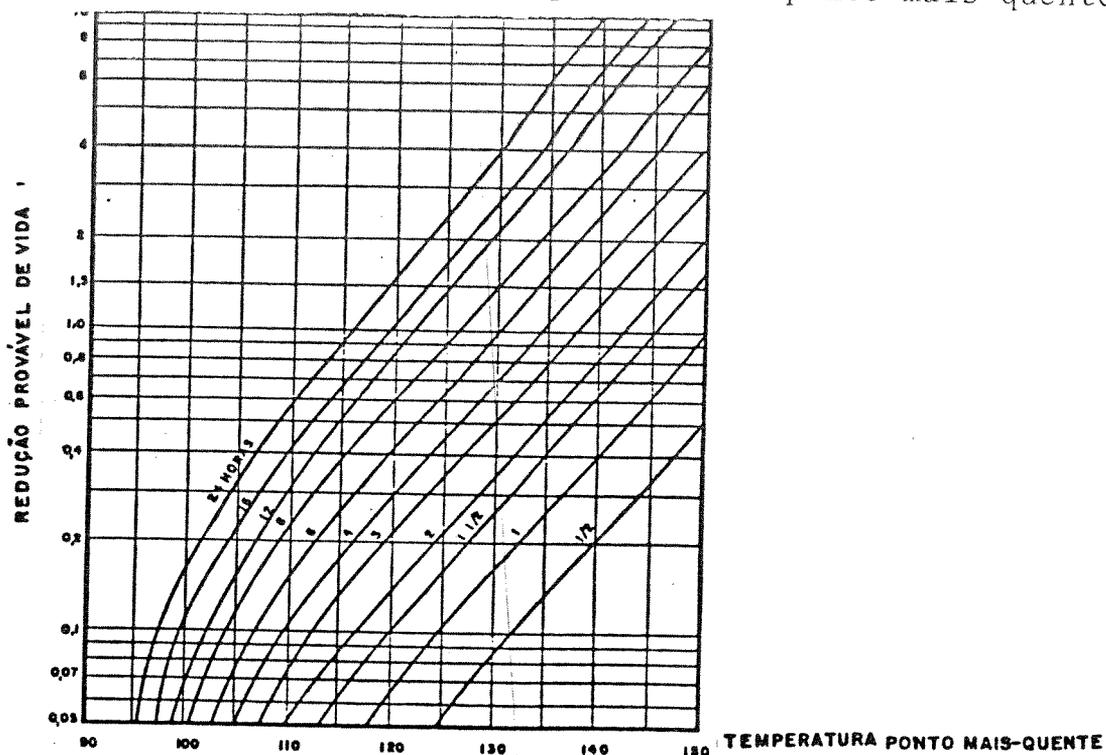


Figura V.2.1.5 - Redução provável de vida em função da temperatura do ponto mais quente ($^\circ\text{C}$).

Portanto, para a curva de carga apresentada (figura V.2.1.1), com um alto carregamento anterior a ocorrência da ponta ($LA\% = 75.9\%$), e atingindo-se uma demanda de 29.3 MVA (maior valor instantâneo registrado), representando 117.2% da potência nominal do equipamento, não foi constatada a existência de perda de vida útil do transformador.

Considerando, como atualmente ocorre, o crescimento médio do mercado de energia elétrica em torno de 6%, disporia-se de cerca de 3 anos de utilização adicional do equipamento, sem atuação da concessionária.

Pela metodologia atual, este transformador teria sido su

bstituído quando a previsão de carga indicasse a probabilidade de ser atingida a demanda nominal do equipamento, o que implica em antecipação de investimento.

V.3 - Construção do Receituário de Carregamentos Máximos Admissíveis para o Transformador Padrão 138/13,8 kV, 25 MVA

Procurando atingir todos os tipos de carregamentos equivalentes anterior a ocorrência da ponta e a amplitude de variação da temperatura ambiente na área de concessão da CPFL, construiu-se um receituário de carregamento máximo admissível. O mesmo foi obtido pela aplicação inversa da metodologia, resultando numa tabela de temperaturas máximas admissíveis para cada condição de perda de vida útil determinada. Com base nessa, na temperatura ambiente e no carregamento anterior a ponta, percorrendo-se a metodologia de forma inversa, obteve-se os carregamentos de ponta máximos para cada condição especificada.

A tabela V.3.1, apresenta os valores máximos de temperatura para cada condição de perda de vida especificada.

DURAÇÃO DA PONTA	TEMPERATURA DO PTO. + QUENTE (CORRELAÇÃO COM O CARREGAMENTO MÁXIMO)							
	°C							
	SEM PERDA DE VIDA	PERDA DE VIDA 0,2%	0,5%	0,8%	1,0%	1,5%	2,0%	2,5%
1/2	124	140	150	-	-	-	-	-
1	118	132	142	148	190	-	-	-
1 1/2	113	127	137	143	145	149	-	-
2	110	123	134	140	142	146	150	-
3	107	119	130	135	138	141	145	148
4	106	116	126	132	134	138	142	144
6	102	112	122	127	130	134	138	140
8	100	109	118	123	126	130	134	136
12	98	107	115	119	121	125	129	131
16	97	104	112	116	119	123	127	129
24	95	101	109	113	116	119	123	125

Tabela V.3.1 - Tabela de temperaturas máximas do ponto mais quente da isolação em função da expectativa de perda de vida especificada.

A partir dos dados relacionados pela tabela V.3.1 e das condições de temperatura ambiente (variando entre 15 e 40 °C), e do carregamento anterior à ponta (variando de 50 a 80%), construiu-se o receituário de carregamentos máximos admissíveis para o transformador padrão CPFL. Este receituário encontra-se no anexo 2.

Estes dados podem ser utilizados para transformadores similares. Porém, face ao caráter extremamente conservador da metodologia utilizada, recomenda-se a adoção de programas computacionais onde também são consideradas as variações de carga e temperatura ambiente no tempo.

Os resultados obtidos por estes programas (29 e 30), deverão prolongar ainda mais a estada do equipamento sem atuação da concessionária.

Estes programas já se encontram em disponibilidade nas concessionárias ou Eletrobrás (GTCP).

V.4 - Avaliação de obras (1976 - 1991)

Dentre as localidades avaliadas, foram selecionadas duas que ilustram melhor a atuação conservadora da concessionária. O objetivo desta avaliação é evidenciar as vantagens obtidas pela alteração da filosofia de carregamento em transformadores de subestação distribuidora.

A avaliação será efetuada em duas etapas, em cada região. A primeira etapa se aterá na atuação da concessionária, no período onde se evidencia a tendência conservadora na substituição de transformadores de subestações distribuidoras. A segunda etapa avaliará a recomendação de obras do P.E.S.E. (Plano de Expansão do Sistema Elétrico) (34), comparando-se as recomendações efetuadas para as localidades em foco com aquelas obtidas pela alteração da filosofia de carregamento proposta por este trabalho, ou seja, a inexistência de perda de vida útil.

Não serão avaliadas as obras em função do segundo estágio da filosofia proposta (determinação de perda de vida útil máxima aceitável), devido a não disponibilidade da real situação econômico-financeira da concessionária, no período de emissão do seu plano de obras.

V.4.1 - Área de Matão

A cidade de Matão se localiza na região de Araraquara, área central do Estado de São Paulo. Atualmente o suprimento da mesma é efetuado pelas subestações Matão 69/13,8, 13.0 MVA e Progresso 138/13,8 kV, 30.0 MVA (25.0 + 5.0).

A figura V.4.1.1, apresenta a evolução da carga da área de Matão no período 1976 - 1986.

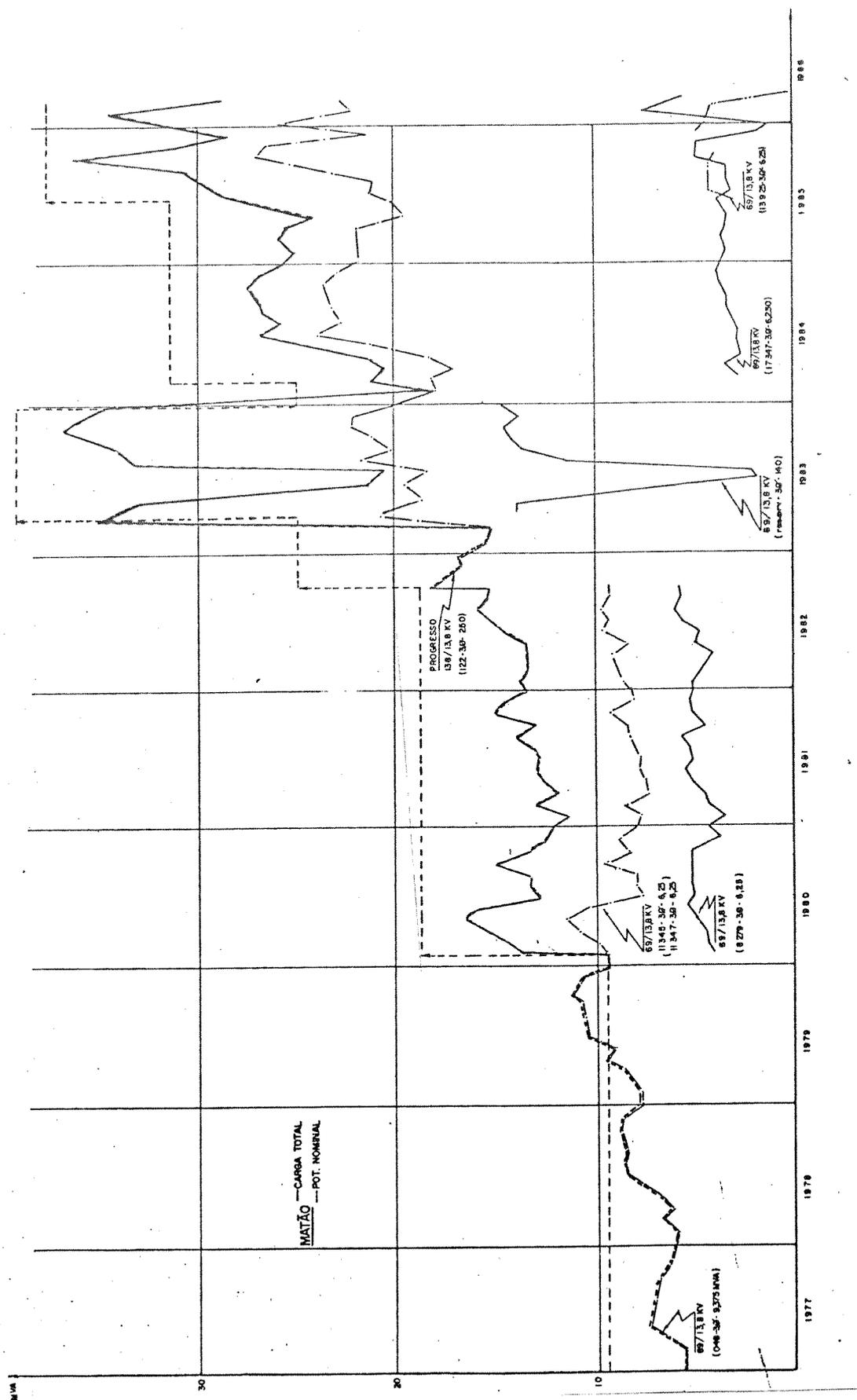


Figura V.4.1.1 - Curva de carga da área de Matão (período 1977-1986)

Observa-se, nessa figura, que no período avaliado houve diversas providências tomadas, no sentido de ampliação da capacidade transformadora de suprimento a Matão. Em 1979, houve crescimento inesperado de carga.

Constata-se ainda, a existência de problemas devido ao tipo de medição utilizada pela concessionária. Em 1983, por exemplo, ao se instalar transformação reserva, registrou-se apenas os máximos de cada equipamento que não são coincidentes, além de desconhecer a existência de remanejamento de carga. Como consequência, aparentemente se tem uma sensível elevação da carga total. Porém, a mesma não se mantém pelo resto do período.

Analisando-se o comportamento da carga anual de Matão, identifica-se o período de final de ano como o de ponta máxima, sendo outubro o mês de maior ocorrência da mesma.

O quadro V.4.1.1, apresenta o histórico de ampliação da capacidade transformadora, a evolução da carga e percentagem de utilização da capacidade transformadora disponível.

ANO	CAPACIDADE TRANSF. KVA	CARGA KVA	PERCENTAGEM UTILIZACAO
1977	9.375	7.470	79,8
1978	9.375	8.093	86,3
1979	9.375	11.426	121,9
1980	18.750	13.002	69,8
1981	18.750	15.100	80,6
1982	25.000	20.972	83,9
1983	39.000	22.226	57,0
1984	31.250	27.540	88,2
1985	37.500	27.540	73,5

Quadro V.4.1.1 - Evolução da capacidade transformadora, carga suprida e porcentagem de utilização da capacidade disponível. (período 77-85)

Conclui-se da avaliação da figura e quadro V.4.1, que a preocupação básica da concessionária é ampliar a capacidade nominal da transformação, sempre que a demanda prevista seja superior a mesma no ano.

O quadro V.4.1.2, apresenta a demanda esperada distribuída pelas transformações existentes e previstas, bem como uma estimativa da porcentagem de utilização da capacidade transformadora disponível no período 1986-1991.

SUBESTAÇÕES	TENSÃO	CAP. KVA	DATA
MATÃO	69/13.8	14.000	
DOBRADA	138/13.8	9.375	01/80
MARQUEZAN (CONS.)	138/13.8	25.000	03/80
PROGRESSO	138/13.8	25.000	03/89

ANO	PRO-1/2	MAT-1/2	DOBRADA	CAP. MVA	PREVISÃO	UTIL. %
86	27,467	11,306	---	44,50	34,282	82,3
87	29,771	11,499	---	44,50	38,619	86,8
88	27,095	11,717	5,361	53,875	41,251	76,6
89	28,110	11,962	5,791	78,875	42,924	54,4
90	29,370	12,242	6,274	78,875	44,886	56,8
91	36,780	12,549	6,813	78,875	46,921	59,5

Quadro V.4.1.2 - Evolução e distribuição da carga prevista pelo plano de obras da concessionária. (MVA)

OBS : Desconsiderada a carga do consumidor particular "Marquesan".

Como se pode notar pela comparação da previsão de demandas com a ampliação da capacidade nominal disponível no período do plano de obras da CPFL, se ampliará a disponibilidade de transformação antes mesmo que a demanda prevista atinja a capacidade nominal transformadora. Comparativamente se estará utilizando a cada ano, percentagens cada vez mais inferiores da capacidade disponível.

Esta condição reflete uma situação completamente inversa à realidade, pois tanto as concessionárias como o setor elétrico atravessam um período de dificuldades. O que se observa neste quadro é o investimento desnecessário, que poderia ser aplicado, por exemplo, em melhoria da qualidade de medição no sistema.

A figura V.4.1.2, apresenta a curva de carga diária típica da subestação progresso, maior transformação de suprimento a Matão.

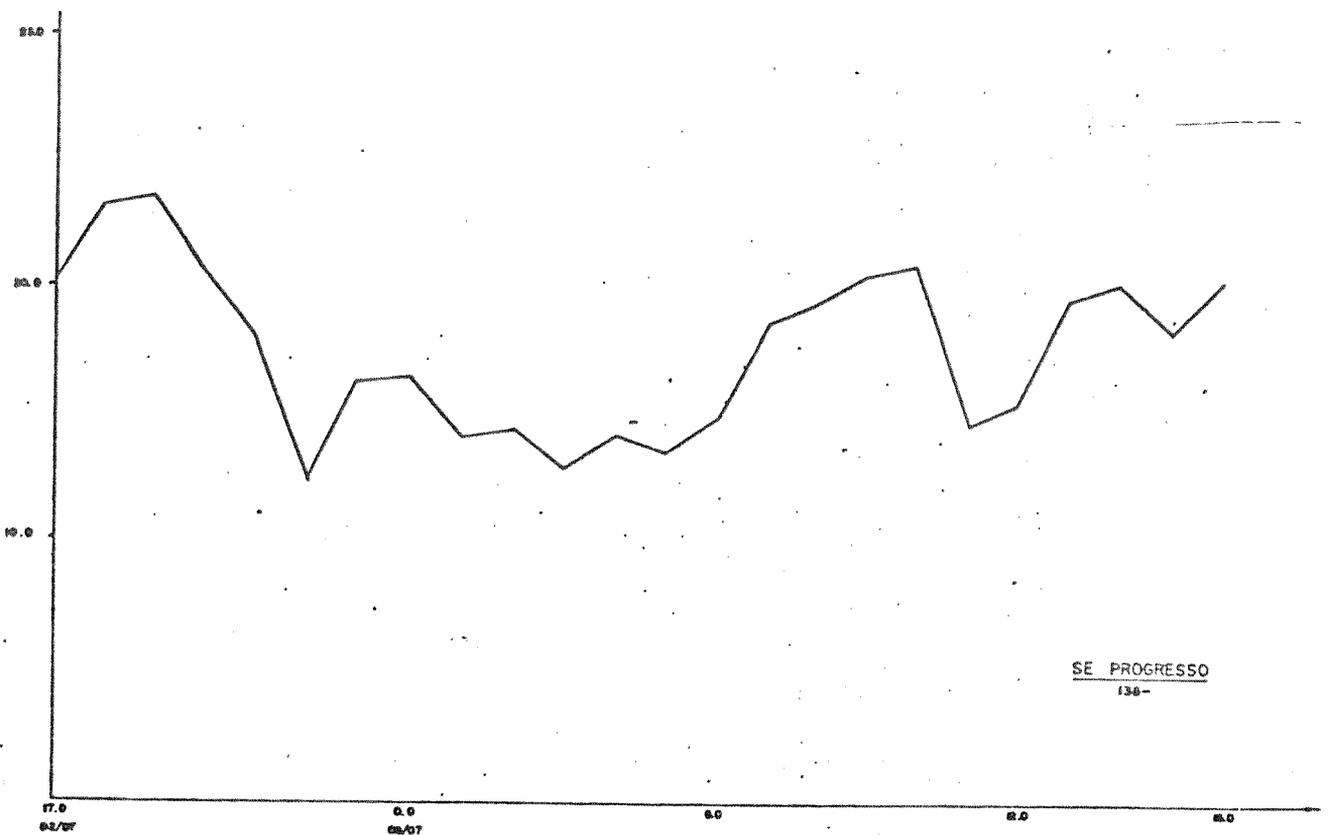


Figura V.4.1.2 - Curva de carga diária da subestação Progresso.

Esta transformação será então analisada, considerando - se a proposição de obras apresentadas pelo PESE CPFL (34), aplicando - se a metodologia apresentada em V.2, tomando - se como base os dados apresentados de curva de carga, figura V.4.1.2, e de demandas máximas previstas para a região, quadro V.4.1.3.

O quadro V.4.1.3, apresenta os valores de carga equivalente obtidos pela aplicação da metodologia à curva de carga diária típica da subestação Progresso, bem como a relação percentual entre os mesmos e a capacidade nominal.

CARGA EQUIVALENTE		
TIPO	KVA	% DA NOMINAL
LA	17.187	68,75
LP	21.711	86,85
LP/LA = 1,2632		

Quadro V.4.1.3 - Avaliação da carga equivalente da subestação Progresso.

OBS : LA = carga equivalente anterior a ponta
 LP = carga equivalente de ponta

Aplicação da Metodologia

A partir dos dados apresentados tem-se:

Ponta Regional	= outubro
Temperatura média	= 23,3 °C
Carregamento percentual anterior a ponta	= 86,3 %
Carregamento percentual de ponta	= 109,06%

$$(7) \theta = 23.3 + \Delta + \delta$$

Utilizando os gráficos da metodologia obtêm-se para temperatura do ponto mais quente (θ) 106,3 °C.

Do quadro V.3.1, observa-se que, a temperatura limite do ponto mais quente da isolação, sem perda de vida útil é 110 °C, para ponta de duas horas. Portanto, não haverá perda de vida útil na transformação da subestação Progresso em 1989, mesmo considerando apenas a transformação 138/13,8 kV, 25 MVA.

Entretanto, no plano de obras da empresa, considerando ambas transformações na subestação Progresso, está sendo recomendada a ampliação da capacidade transformadora de 30 para 50 MVA, substituindo a transformação de 5 por 25 MVA.

Desta forma, está caracterizada a condição de investimento desnecessário propiciada pela atual filosofia de substituição de transformadores de subestações de distribuição.

V.4.2 - Área de Franca

A área de Franca localiza-se na região de Ribeirão Preto, nordeste do estado de São Paulo. O atual suprimento a área é feito pelas subestações 138/13,8 kV de Franca (50 MVA) e Resende (25 MVA).

A figura V.4.2.1, apresenta a evolução da carga na área da cidade de Franca.

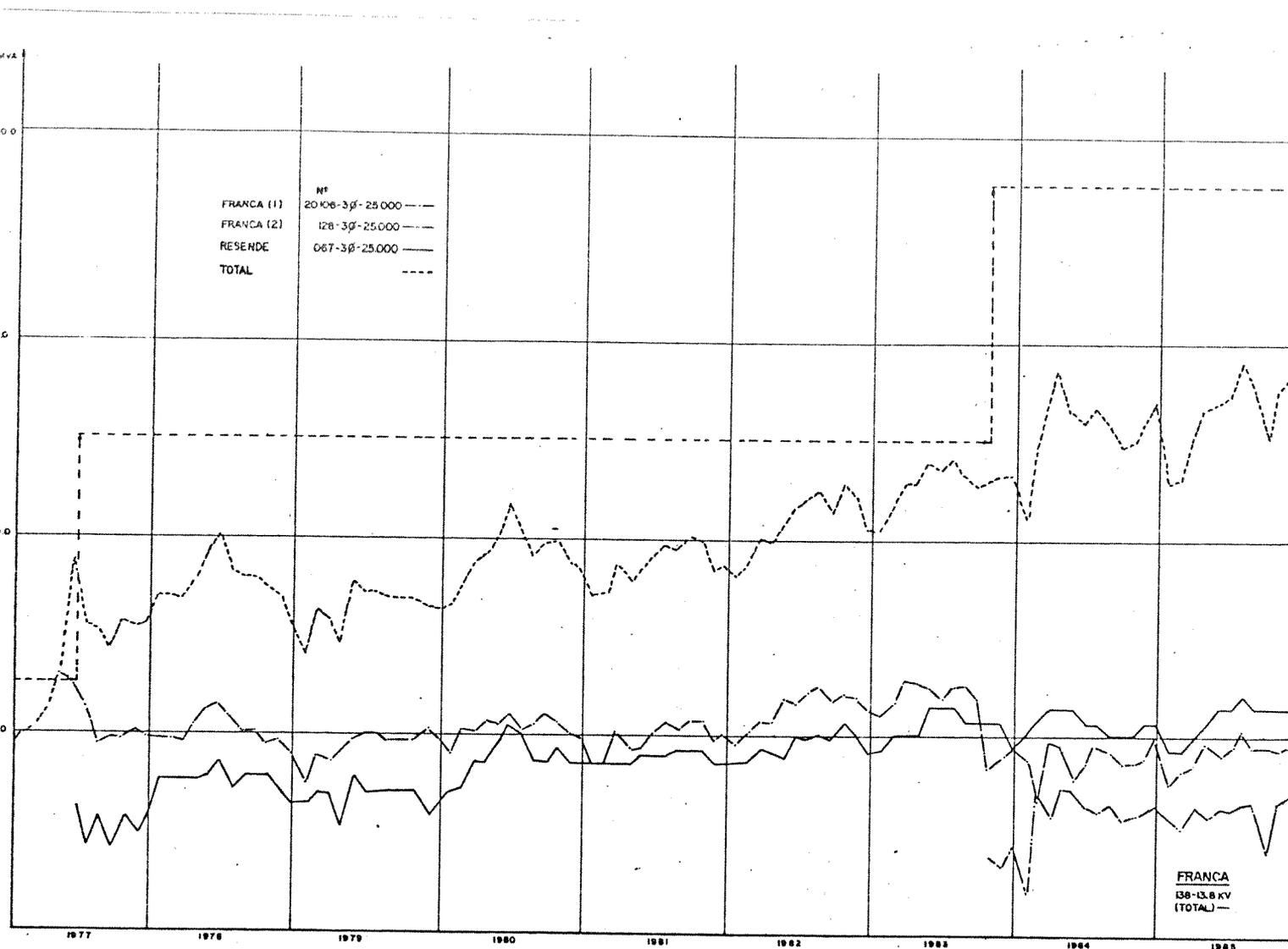


Figura-V.4.2.1 - Curva de carga da área de Franca (período 1977-1986)

Observa-se que no período, 1977-1985, houve atuação da empresa em 1977 e 1983, respectivamente, com a construção da subestação Resende e ampliação da transformação em Franca de 25 para 30 MVA

O quadro V.4.2.1 apresenta a evolução da capacidade transformadora da carga suprida e da percentagem de utilização da capaci

dade nominal disponível.

ANO	CAPACIDADE NOMINAL (KVA)	CARGA SUPRIDA (KVA)	UTILIZAÇÃO PERCENTUAL (%)
1976	35.000	20.011	57,1
1977	50.000	31.037	62,1
1978	50.000	35.230	70,5
1979	50.000	36.421	73,2
1980	50.000	35.436	71,7
1981	50.000	40.155	80,3
1982	50.000	44.052	88,1
1983	75.000	48.043	64,1
1984	75.000	53.349	71,1
1985	75.000	55.540	74,1

Quadro V.4.2.1 - Evolução da carga e capacidade nominal no período 1976-1985

O quadro V.4.2.2, apresenta a relação de obras recomendadas pelo P.E.S.E da CPFL (34), para a área de Franca.

SUBESTACAO	CAPAC. NOM.(KVA)	DATA
FRANCA	50.000	
RESENDE	25.000	
PATROCINIO PTA.	9.375	04/88
FRANCA SUL	25.000	07/89
CRISTAIS PTA.	9.375	08/90

Quadro V.4.2.2 - Obras previstas (período 1986-1991)

O quadro V.4.2.3, apresenta a evolução da carga e sua distribuição prevista, somente para a cidade de Franca. Não são consideradas as subestações de Patrocínio e Cristais Paulista.

ANO	FRA-1	FRA-2	RESEN	FRASUL	TOTAL	UTIL.%
1986	21.020	17.427	27.159	---	62.406	63,2
1987	27.395	18.542	24.555	---	66.492	68,2
1988	22.899	21.741	27.673	---	66.523	68,7
1989	20.586	19.327	17.855	14.226	72.026	72,0
1990	17.515	17.776	12.159	15.149	71.144	71,1
1991	25.582	18.247	19.512	14.661	88.045	76,1

Quadro V.4.2.3 - Evolução da previsão de carga e supri -
mento da cidade de Franca (período 1986
1991) (KVA)

OBS - FRA-1 e 2- (transformadores da subestação Franca)
RESEN - subestação Resende
FRASUL - subestação Franca Sul
UTIL.% - utilização percentual da capacidade trans
formadora

Observando-se a programação de obras, nota-se que o limi -
te de carregamento da atual capacidade transformadora da cidade de
Franca, só será atingida em 1991. No entanto, está prevista a amplia -
ção da mesma para 1989. Isto indica a possibilidade de postergação mí -
nima de 02 anos, sem ser considerada a análise de perda de vida útil.

Para o ano de 1989, se analisará apenas a transformação 1
da subestação Franca, considerando a não implantação da subestação de
Franca Sul, procurando avaliar-se a data da necessidade real da entra -
da em operação dessa obra.

A figura V.4.2.1, apresenta a curva de carga diária, típi -
ca da subestação Franca.

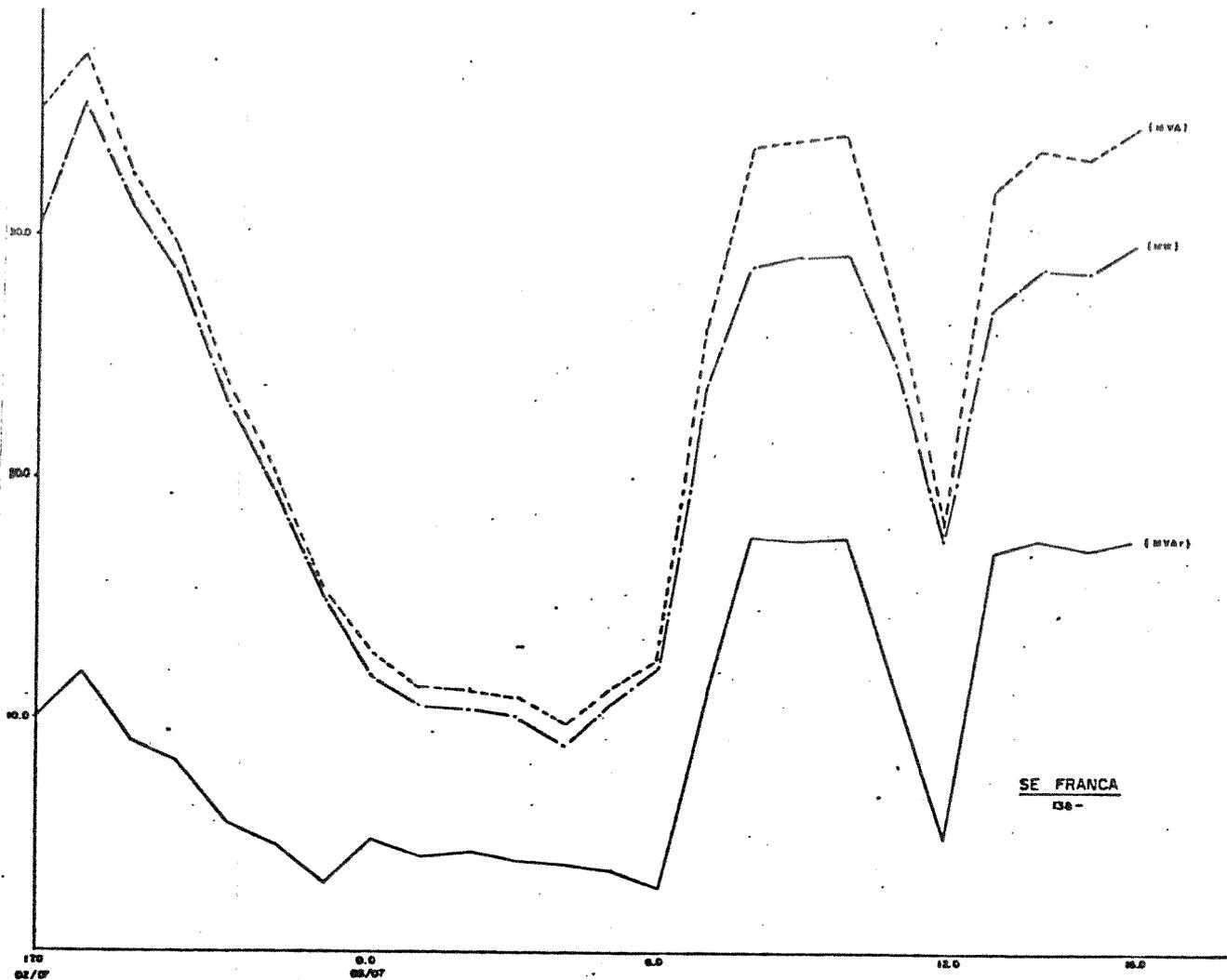


Figura V.4.2.1 - Curvas de Carga Diária da SE Franca

Da curva de carga da figura 4.2.2.1, obteve-se as condições de carga equivalente anterior (LA) e durante (LP) a ponta. O quadro V.4.2.4, apresenta estes dados em kVA e percentuais em relação à capacidade nominal da subestação.

CARGA EQUIVALENTE		
TIPO	KVA	% DA NOMINAL
LA	25.376	50,75
LP	35.656	71,31
LP/LA = 1,4051		

Quadro V.4.2.4 - Avaliação da carga equivalente da subestação Franca

O quadro V.4.2.5 apresenta a variação térmica anual da região. A mesma será utilizada na avaliação da temperatura ambiente para aplicação da metodologia.

MÊS	MÉDIA	MÁXIM. (°C)		ANO	MÍNIM. (°C)		ANO
		MÉDIA	ABSOL.		MÉDIA	ABSOL.	
JAN	22,3	30,1	36,3	1958	10,0	10,0	1970
FEV	23,2	30,2	36,1	1971	10,4	10,5	1960
MAR	22,9	30,2	36,4	1981	10,0	10,0	1916
ABR	21,3	29,1	34,2	1961	10,3	0,6	1917
MAI	19,3	27,3	32,0	1959	12,7	1,0	1979
JUN	18,3	26,5	32,6	1961	11,9	-1,1	1977
JUL	18,5	26,7	32,8	1963	11,7	-1,2	1951
AGO	20,7	29,4	36,6	1963	13,4	-0,4	1968
SET	22,5	30,0	40,0	1947	15,4	0,0	1943
OUT	23,0	30,4	39,2	1963	15,9	5,0	1947
NOV	23,2	30,0	30,5	1954	17,3	9,3	1979
DEZ	23,2	29,7	36,9	1963	18,0	11,0	1949
ANUAL	21,6	29,2	40,0	1947	15,6	-1,2	1981

Quadro V.4.2.5 - Ciclo térmico anual da região

Fonte : Instituto Agronômico de São Paulo
 Posto : Ribeirão Preto Altitude : 621.000
 Latitude : 21 G 11 M S
 Longitude: 47 G 48 M W
 Período : 1943-1981

O mês de ponta regional é junho, cujas temperaturas média, média das máximas e máxima absoluta são respectivamente 18.3, 26.5 e 32.6 .C.

Para a demanda esperada do ano de 1989, desconsiderando a implantação da SE Franca Sul e mantendo-se a distribuição de carga su bestação Franca Sul e mantendo-se a distribuição de carga apresentada entre as demais transformações de suprimento a Franca, se obterá as condições apresentadas pelo quadro V.4.2.6.

ANO	DEMANDA PREVISTA KVA	CARGA EQUIVALENTE			
		LP		LR	
		KVA	%	KVA	%
1989	26.100	24.880	99,50	18.500	74,32

Quadro V.4.2.6 - Dados relativos à carga equivalente da transformação 1 de Franca em 1989.

Desta forma, para carregamento anterior à ponta de 74.32%, conservativamente aproximado para 80,0%, e as temperaturas ambiente conservativamente também consideradas como 20, 30 e 35 °C, o carregamento admissível sem perda de vida útil, consultando-se o receituário do anexo 3, será aquele apresentado pelo quadro V.4.2.7.

TEMPERATURA GRAT °C	CONDIÇÃO DE PONTA	CARREGAMENTO PU	CARREGAMENTO MÁXIMO KVA
20	2 HORAS	1,51	77.780
30	2 HORAS	1,35	68.700
35	2 HORAS	1,26	31.500

Quadro V.4.2.7 - Carregamentos máximos admissíveis para as condições especificadas da transformação 1 da subestação Franca.

Pela pior condição de carregamento, (LA = 80%, T = 35 °C), se terá um carregamento admissível, sem perda de vida útil, de 31.500 kVA. Fazendo-se uma previsão de quando seria atingido esta demanda, considerando a taxa de crescimento de 6.905%, apresentada pelo PESE CPFL (34), teria-se:

$$(EQ.V.4.2.1) \quad D.(\text{prevista}) = D(1989) \times (1,06905)^N$$

onde:

$$D(\text{prevista}) = \text{demanda a ser atingida} = 31,5 \text{ MVA}$$

$$D(1989) = \text{demanda do ano de 1989} = 26,1 \text{ MVA}$$

$$N = \text{número de anos a ser acrescido à 1989, necessários para obtenção da demanda prevista (31,5 MVA)}.$$

Substituindo-se os valores, para a pior condição de carregamento da transformação 1 da subestação de Franca, na equação (8) tem-se:

$$31,5 = 26,1 \times (1,06905)^N$$

$$(1,06905)^N = 31,5/26,1 = 1,2069$$

$$(1,06905)^N = 1,2069$$

$$\text{LOG}(1,06905)^N = \text{LOG} 1,2069$$

$$N \text{ LOG } 1,06905 = \text{LOG } 1,2069$$

$$N = \frac{\text{LOG } 1,2069}{\text{LOG } 1,06905}$$

$$N = 0,817 / 0,0290 = 2,817$$

$$N = 2,817$$

Desse modo o ano limite de realização da obra (implantação da subestação Franca Sul), para a condição de temperatura esperada idêntica à máxima absoluta da região é 1991 (1989 + 2,817), ainda conservativamente.

Cabe acrescentar que, na determinação da data prevista, não foi considerado o alívio de carga propiciado pela inclusão no sistema local da subestação de Cristais Paulista, prevista para 1990, por problemas de suprimento na distribuição, e que a temperatura média no período avaliado é de 20 e não 35 .C.

Portanto, sem maiores problemas, sendo-se ainda extremamente conservador, poderia ser proposta a postergação da implantação da subestação de Franca Sul para no mínimo 1991, obtendo-se assim a liberação da verba relativa à obra para outros pontos do sistema.

V.5 - Análise Econômica

Como já foi discutido neste trabalho, a expectativa de vida dos transformadores é considerada de 30 anos, em virtude principalmente do tempo adotado para efeito de análise de depreciação e remuneração tarifária.

Para a análise sem perda de vida útil, a única condição passível de averiguação seria a determinação do valor perdido pela antecipação da obra.

O custo médio do transformador, fornecido pela Eletrobrás, 138/13.8 kV, 25 MVA, com LTC (Comutação Automática de TAP sob carga) e sem terceiro é de US \$ 11,81 /kVA.

Quando se amplia ou substitui a unidade transformadora sem que tenha sido atingido o seu valor limite de carregamento permissível, está se impondo uma antecipação dos investimentos necessários.

Dos casos analisados neste trabalho, a região de Franca apresenta esta condição de forma mais expressiva.

O fato de se promover a antecipação significa, principalmente nesta época de parcos recursos, a indisponibilidade de verba para demais obras do sistema.

No caso específico da região de Franca, se estaria efetuando uma antecipação de no mínimo 02 anos (de 1991 para 1989).

Além do fato de se estar inviabilizando a liberação de verba, relativa ao custo dos transformadores a serem instalados no ano, estamos também investindo antecipadamente. Isto implica num custo adicional, o qual se avaliará, a seguir, como sendo o custo de antecipação de obras.

Neste caso, se estaria antecipando cerca de 50 milhões de cruzados (julho/87). Considerando-se taxa de juros de 10% ao ano, (bem inferior a atual), teria-se:

$$(EQ.V.5.1) \quad \text{disponível} = \text{custo} (1 + I)^N$$

onde:

$$I = \text{taxa de juros anual} = 10\%$$

$$\text{custo} = \text{preço da obra} = \text{Cz\$ } 50 \text{ milhões}$$

$$\text{disponível} = \text{valor perdido pela antecipação}$$

$$N = \text{número de anos} = 2$$

Para o caso em análise, antecipação de 2 anos, teria-se:

$$\text{disponível} = 50.000.000 (1 + 0.10)^2$$

$$\text{disponível} = 50.000.000 (1.21)$$

$$\text{disponível} = \text{Cz } 60.500.000,00$$

$$\text{Diferença entre o disponível e o capital} = \text{Cz } 10.500.000,00$$

$$\text{Valor perdido pela antecipação desnecessária} = 21.0\%$$

Para o caso de perda de vida máxima de 2.0% (219 dias ou 7.3 meses), escolhido ao acaso, a relação custo-benefício obtida deve levar em conta o acréscimo em perdas ocorridas devido à manutenção do equipamento por tempo superior ao atualmente previsto.

Tomando como exemplo dados obtidos pelo receituário de carregamentos máximos admissíveis, para a pior condição de temperatura e carregamento anterior à ponta ($T = 35 .^{\circ}\text{C}$ e $LA = 80\%$), admitindo-se como elevação das perdas o dado internacional utilizado pela Ontário Hidro (16), obteremos a relação custo benefício para averiguação da viabilidade de implantação da proposta deste trabalho.

$$\text{Custo} = \text{redução de vida de } 2.0\% + \text{perdas}$$

Benefício = postergação do investimento por N anos, a taxa de 10% ao ano (disponível - investimento)

O quadro V.5.1, apresenta os valores obtidos de custo e benefício da aplicação da proposta neste trabalho, onde se considerou o custo de subestação 138/13,8 kV, 25 MVA de Cz\$ 50 milhões (base CPFL julho/87), o custo das perdas = US\$ 138/kVA (base Eletrobras julho/87) e o dolar foi considerado como Cz\$ 60,00.

número anos	benefício Cz\$ x 1.000	custo Cz\$ x 1.000	relação custo-benefício
01	5.000,0	2.341,6	0,46832
02	10.500,0	3.683,2	0,35107
03	16.550,0	4.024,8	0,24319
04	23.206,0	5.366,4	0,23126

Quadro V.5.1 - Relação custo-benefício para transformação 138 / 13,8 kV, 25 MVA para condição de perda de vida total de 2,0%.

Portanto, para a condição especificada, a manutenção do equipamento instalado no mesmo local mostrou ser viável e recomendável economicamente.

Note-se que o aumento de tempo amplia ainda mais as vantagens de utilização da proposição deste trabalho. Portanto, a limitação técnica passa a ser a mais rigorosa e deve ser obtida a partir da análise de estado do equipamento e da disponibilidade de recursos da concessionária.

No caso de empresa pública, como não se explora o capital, se disporá do recurso liberado, pela postergação da obra, para aplicação em áreas carentes do sistema da concessionária.

VI - CONCLUSÕES

O trabalho indica a viabilidade de alteração na programação de obras, em função da alteração do atual critério de substituição de transformadores de distribuição pelo estudo da existência de perda de vida. Devido ao processo de análise utilizado na constatação da existência de perda de vida útil em transformadores, as vantagens obtidas ainda são muito conservadoras.

Como pode ser constatado, sem nenhum refinamento dos programas computacionais em disponibilidade, poder-se-ia postergar obras por pelo menos dois anos, como no caso de Franca, sendo-se ainda extremamente conservador.

Toda essa consideração se baseia apenas no fato de alterar o referencial de substituição ou ampliação da capacidade transformadora, passando-se a admitir sobrecargas em condição normal de operação que não impliquem em perda de vida útil do equipamento.

Ressalta-se que esta proposição não impõe ao equipamento nenhuma depreciação, quer no seu desempenho, quer em sua valorização. De forma simplificada se está recomendando a adoção de critério semelhante ao da transmissão, em condição de emergência, para condição normal em transformadores de distribuição com melhoria dos equipamentos de medição.

Para consolidação do método aqui proposto, é necessário o domínio pleno da evolução da curva de carga a que estará sujeito o equipamento. Portanto, se faz necessária uma melhoria na qualidade da medição, no controle da carga e no processo de previsão de demanda.

Como consequência da melhoria da qualidade da medição, a médio prazo se disporá de melhor conhecimento da carga do sistema. Isto inspirará confiança na ampliação da proposta apresentada a outros equipamentos do sistema. Possibilitará ainda uma melhor condição de análise, de desempenho do sistema e o refinamento no processo de contratação de suprimento ou de ampliação da capacidade geradora da concessionária.

De posse de melhores dados sobre o comportamento da carga, pode-se evoluir na ampliação de otimização do transformador, isto é, deve-se promover a análise individual de cada equipamento e admitir uma perda de vida pré-estabelecida, promovendo assim, nova possibilidade de postergação de obras e reinvestimento em qualidade de medição ou em áreas carentes do sistema.

Outro fator que pode vir a ampliar a otimização em transformadores é a manutenção de estudos e pesquisas dos pontos principais de limitação de carregamento em transformadores, que são o mecanismo de descarga no isolante e a real determinação do limite crítico de suportabilidade da isolação quanto à temperatura. Deve ser estimulada a intensificação desses trabalhos.

Como incentivo à continuidade de otimização em transformadores, deve-se também avaliar a possibilidade de aplicação de reforços aos novos transformadores, identificando pequenas alterações na especificação que impliquem em ampliação da sua capacidade em suportar sobrecargas previstas. No caso dos canadenses, se apresenta um perfil de sobrecarga previsto (16) ao fabricante e obtém-se uma elevação da capacidade de carga de 17.0% com um aumento de custo do equipamento em cerca de 3.5%.

Este trabalho apresenta um primeiro estágio de otimização de transformadores. O mesmo deve ser encarado como incentivo à avaliação de desempenho de equipamentos em geral, tendo em vista que as concessionárias, face à indisponibilidade de recursos, não investem em qualidade de medição, pois a mesma não representa imediata ampliação de receita. Ao mesmo tempo se é conservador ao extremo, devido à imprecisão dos dados disponíveis para avaliação.

Se não for quebrado este ciclo, nunca se disporá de dados confiáveis e, como consequência, se investirá muito mais, desnecessariamente, em função de uma pseudo-segurança.

Cumprе ressaltar que devem ser evidenciados alguns alertas de ordem geral, como um cuidado adicional na adoção da filosofia proposta por este trabalho, tais como :

- Deve-se ter em mente que a busca de otimizações em equipamentos não é meta exclusiva das concessionárias. As restrições orçamentárias atingem também aos fabricantes, o que provoca a busca de otimizações do equipamento a fim de obter uma redução de custo.
- Deve ser obtido junto aos órgãos de operação e manutenção das concessionárias um equacionamento dos limites máximos a serem atingidos, a fim de ser evitada a necessidade de constantes cortes de suprimento à carga em condições de emergência.

VII - BIBLIOGRAFIA

- 1- Andrade, M.T.O. - 07/TEP/78 - "estudo de Perda de Vida do Transformador do S/E Agudos Devido a Sobrecarga Imposta" CPFL-1978
- 2- GT CP/GCPS - (Grupo de Trabalho de Critérios de Planejamento do Grupo Coordenador do Planejamento do Sistemas)- "Critérios Básicos para Avaliação do Desempenho Elétrico do Sistema de Transmissão" - ELETROBRÁS-1985.
- 3- SCEL-CENC-GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada - "Carregamento de Transformadores de Força" - Relatório 03/75 de 09/75 - ELETROBRÁS.
- 4- IEC - "Application Guide for Power Transformers" - 1978
- 5- IEC-354 - "Loading Guide for Oil Immersed Transformers" - 1972
- 6- B.D.Lahoti and D.E. Flowers - "Evaluations of Transformer Loading Above Nameplate Rating" - IEEE-TRANSPAS - April 1981, pg. 1989.
- 7- F.J.Vogel and T.K. Sloat - "Emergency overloads for Oil insulated Transformers" - AIEE-TRANS - pg.669, vol. 61 (1942).
- 8- V.M.Montsinger and P.M. Ketchum "Emergency Overloading for air Cooled Oil Immersed Power Transformers by Hot-Spot Temperatures. AIEE-TRANS, pg.906, vol 61 (1942).
- 9- V.M. Montsinger and G.Camilli - " Thermal Protection of Transformers Under Overload Conditions" - AIEE-TRANS, pg. 160, vol. 63 (1944).
- 10-V.M. Montsinger - "Temperature Limits for Short-Time Overloads for Oil Insulated Neutral Grounding and Transformers" - AIEE-TRANS, pg. 39, vol. 57 (1938)
- 11-K.K. Palueu and L.H. Burnhan - "Cooling Power Transformers by

- Forced Circulation Of Cooling Medium" - AIEE-TRANS, pg. 215
vol. 62, (1943).
- 12- V.M;Montsinger "Effect of Load Factor on Operation of Power
Transformers By Temperature" - AIEE-TRANS, pg. 632, vol 59
(1940).
- 13- Committee on Eletrical Machinery-Transformer- Subcommittee.
"Interim Report on Guides For Overloading Transformers and
Voltage Regulators" - AIEE-TRANS, pg. 692, vol. 61 (1942)
- 14- F.J.Vogel and Paul Narbutoviskih - "Hot-Spot Winding Tempera-
tures in self-Cooled oil Insulated Transformes" - AIEE-TRANS,
pg. 133, vol. 61 (1942)
- 15- (1) ANSI C57.92 (1942) (2) ANSI C57.92) (1962) - "Guide For
Oil Immersed Distribution and Power Transformers"
- 16- W.Dietrich - "Overload and Loading Limitation of Large Trans-
formers" - Report of the Discussion The Coloquium of Study
Committee-12 Transformers, in Cambridge 1981, ELETRA 86, 33-
51, Jan/1983.
- 17- V.M. Montsinger, "Characteristic of Insulating Material" -
Chapter XV - Book Transformer Enginerring, L.F. Blume Et All
John Willey and Sons - 1938
- 18- V.M.Montsinger and J.E. Clem - "Temperature Limits for Short-
Time Overloads for Oil Insulated Neutral Growding Reactors
and Transformer - Part II - AIEE- pg. 966- vol. 65 (1946).
- 19- J.A.Klingensmith - "Controlled Temperature and Insulation
Protection in the Operation for Power Transformers" - AIEE,
pg. 49, vol. 75 (1956).
- 20- Westing House - Mac Graw-Hill "Tranformer Temperature"
(Chapter 8), "Loading, Rating and Life" (Chapter 9), N.Y.
(1959)

- 21- Widerol S. - "Dielectric Strength of Solid Insulation", Archifur Elek, vol. 26, pg 626, (1932)
- 22- K.W.Wagner - "The Physical Nature of Electrical Breakdown of Solid Dielectrics", AIEE-TRANS, pg. 288, vol. 41 (1922)
- 23- E. Kuffel and W.S. Zangel - "High Voltage Engineering Fundamentals", capítulo 5, pags. 297-4119 - Pergamon Press, N.York, NY (1984).
- 24- IEEE-std 101-1972 - "IEEE Guide for Statical Analysis of Thermal Life Test Date.
- 25- IEC - Recommendations for The Classification of Materials for Insulation of Electrical Machinery and Apparatus in Relation to Their Thermal Stability in Service - (1957).
- 26- IEC - 610 (1978) - "Principal Aspects of Functional evaluation of Electrical Insulating Systems - Aging Mechanical and Diagnostic Procedures.
- 27- L.J. Berberich and T.W. Dakin - "Guiding Principles in the Thermal evaluation of electrical insulation" AIEE-TRANS, pg. 752, vol.75, (1956).
- 28- W.H. Horton - "A Statical Method for Predicting Insulation Life from Experimental Data". AIEE, pg. 405, vol.75, (1956)
- 29- L.C. Gesualdi Jr - Estado da Arte em Sobrecarga de Transformadores (parte 1) - Light-SESA - Agosto 1983
- 30- GTCP/CTST/GCPS - Estado da Arte em Sobrecarga de Transformadores - Eletrobrás - 0001/84 - Agosto 1984.
- 31- L.C. Aicher - "Loading Power Transformers Beyond Nameplate Rating" - Allis Chalmers Corporation, Milwaukee, Wisconsin - Tutorial Course - Application fo Distribution and Power Transformers - pg. 59 - (1976).
- 32- PNB - 110 (1962) - Aplicação de Carga em Transformadores de Potência".

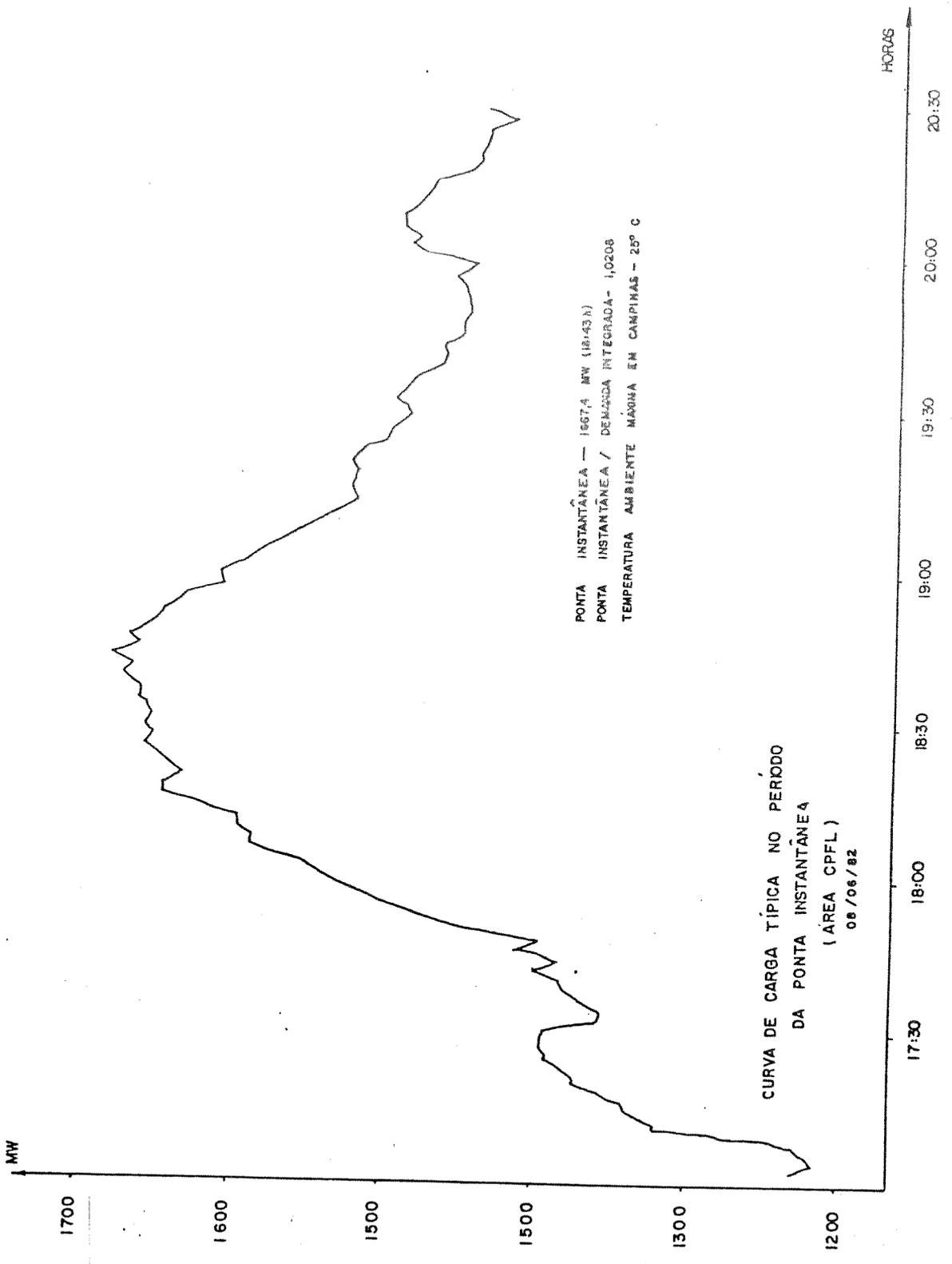
- 33- GCPS - "Plano de Recuperação do Setor Elétrico" Eletrobrás/
DNAEE/M.Minas e Energia/Presidência da República - Dezembro
1985
- 34- CPFL - "Plano de Expansão do Sistema Elétrico - 1986-1991"
(Julho-1985).

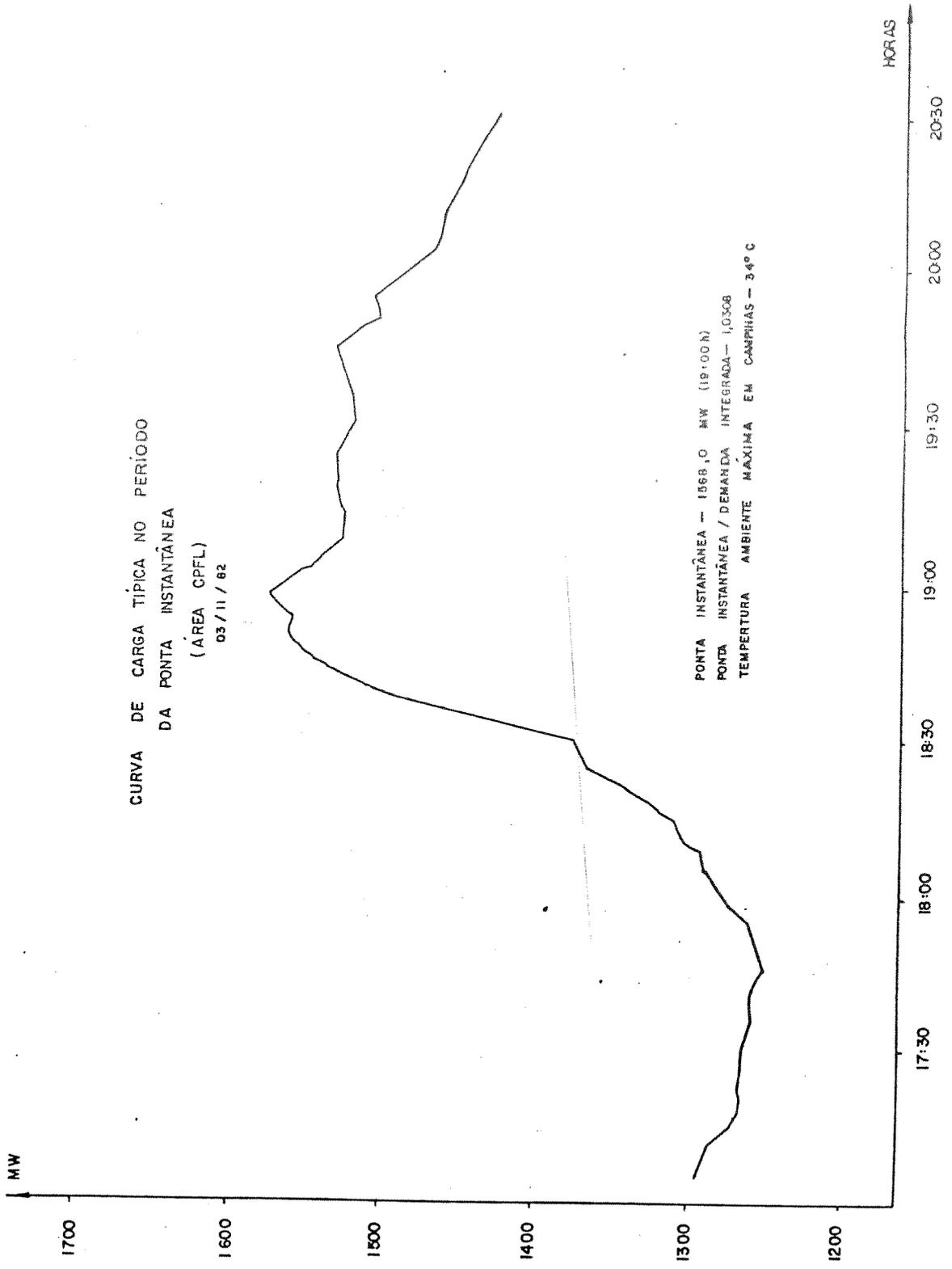
VIII - ANEXOS

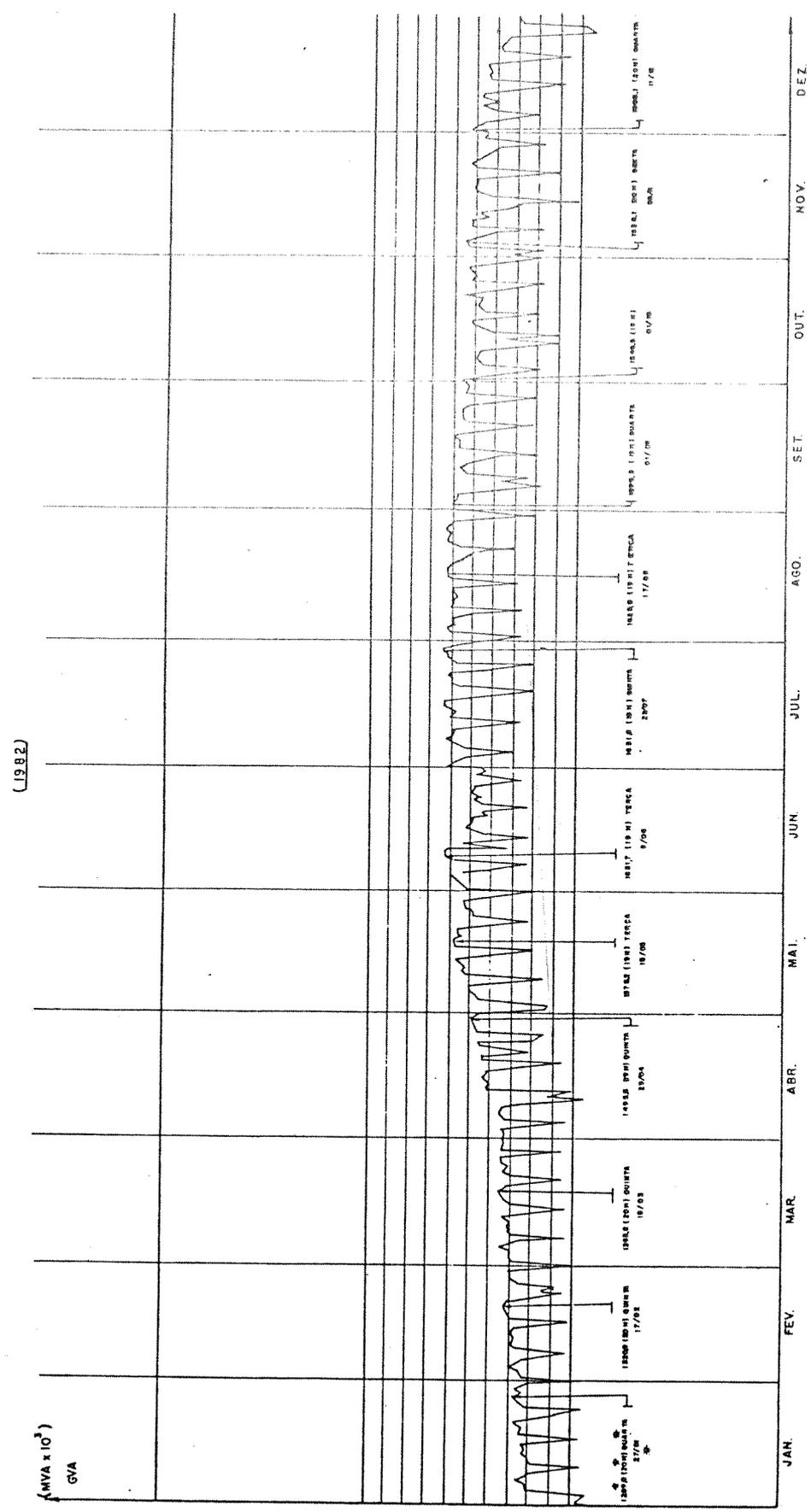
ANEXO I - TABELAS DE CARREGAMENTOS X PERDA DE VIDA

ANEXO 2

- CURVAS DE CARGA
- SISTEMA CPFL
- SUBESTAÇÕES





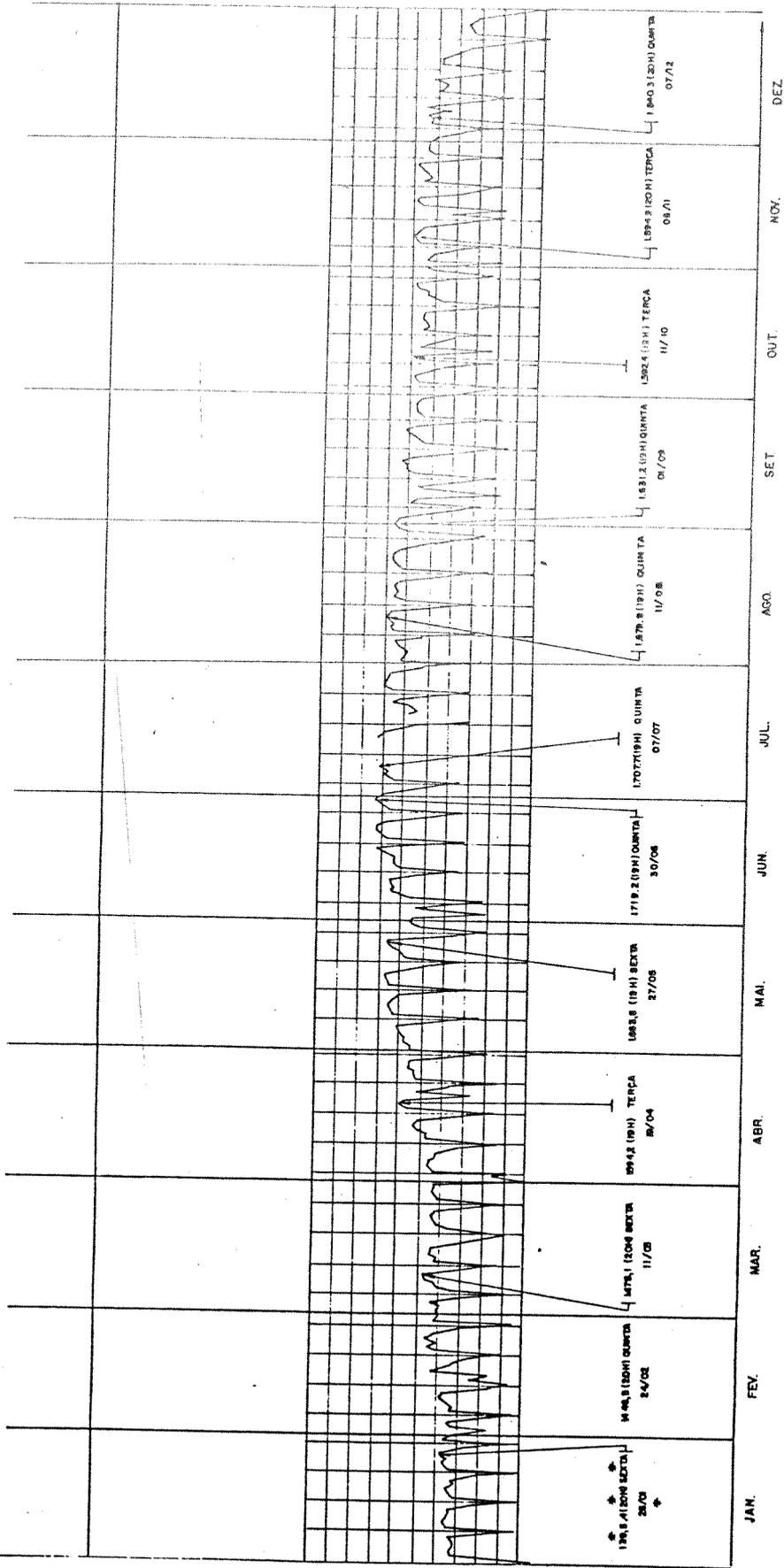


Curva de Carga Anual do Sistema CPFL (1982)

MONITÓRIO, DA SEMANA E DO MÊS
E DA DEMANDA MÁXIMA MENSAL

GVA

(1983)

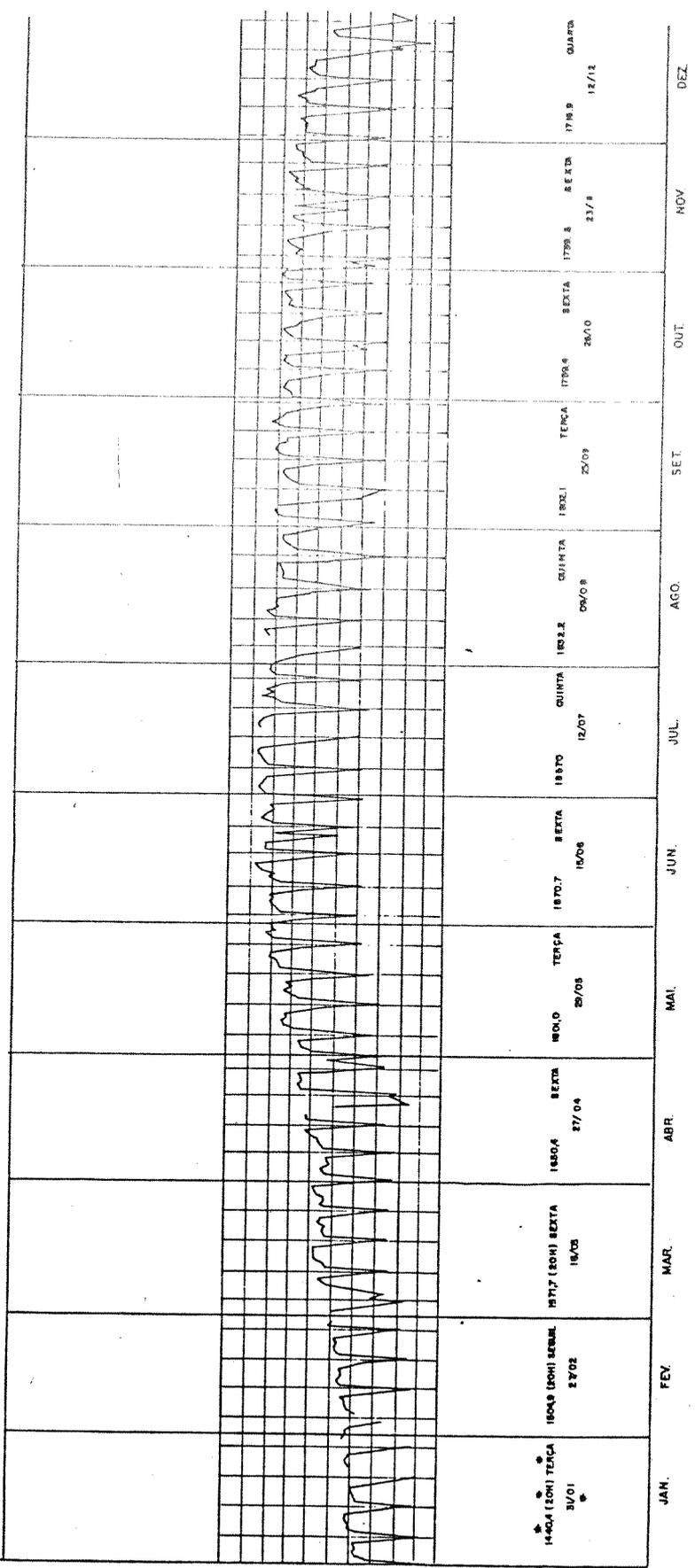


* HORÁRIO DIA DA SEMANA E DO MÊS
 * DA DEMANDA MÁXIMA MENSAL

Curva de Carga Anual do Sistema CPFL (1983)

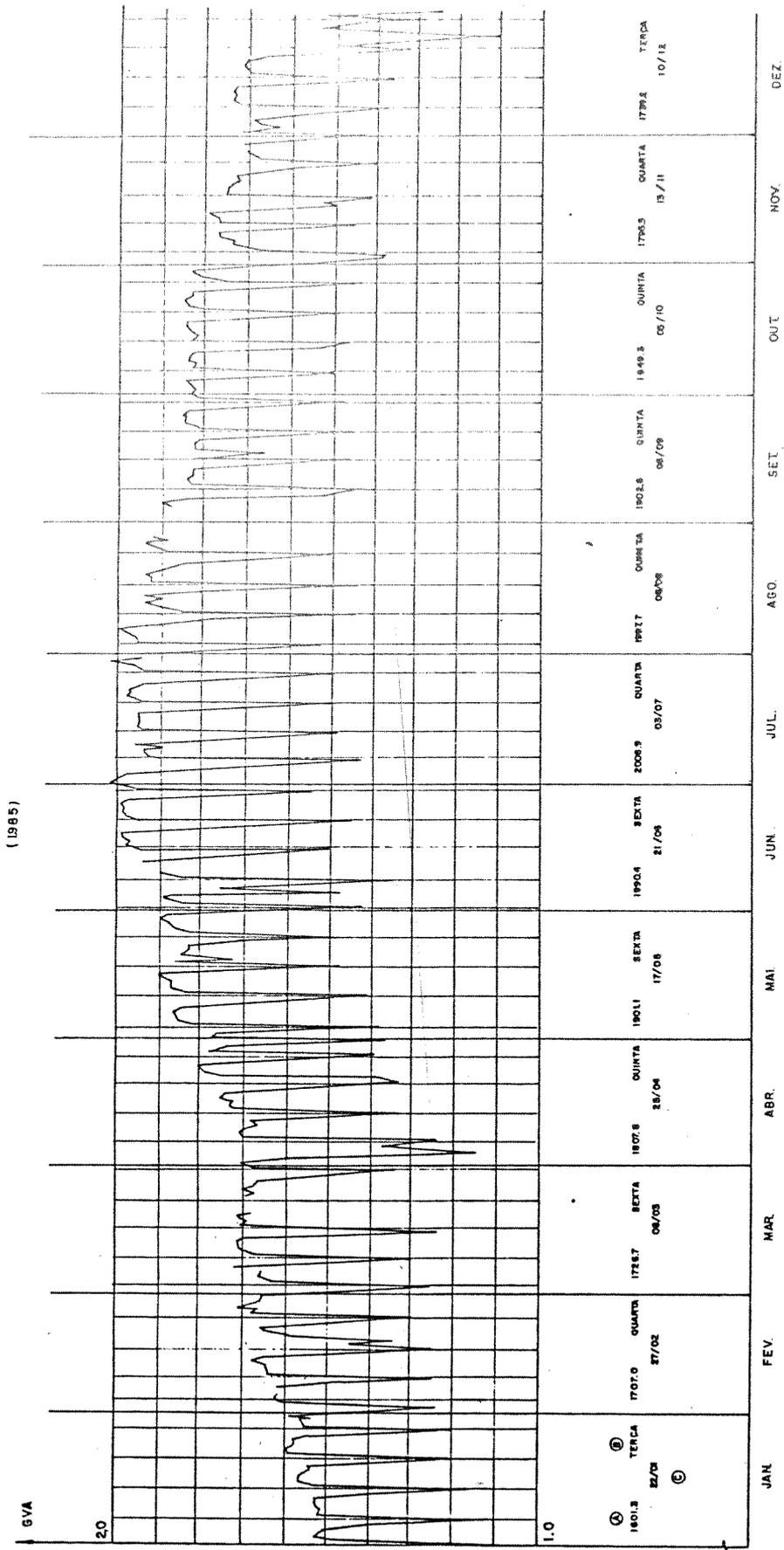
(1984)

GVA



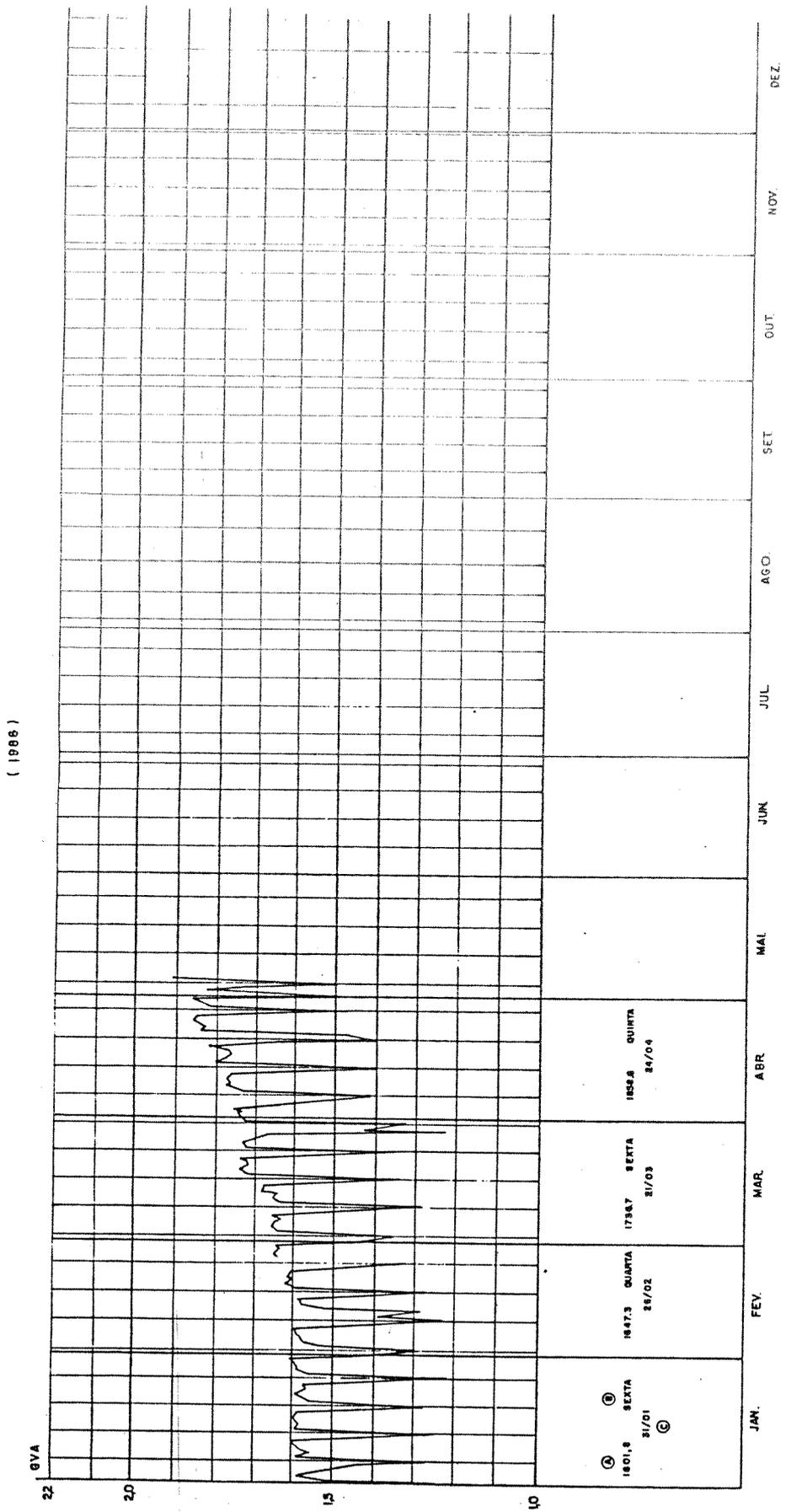
HORÁRIO, DIA DA SEMANA E DO MÊS
 * DA DEMANDA MÁXIMA MENSAL

Curva de Carga Anual do Sistema CPFL (1984)



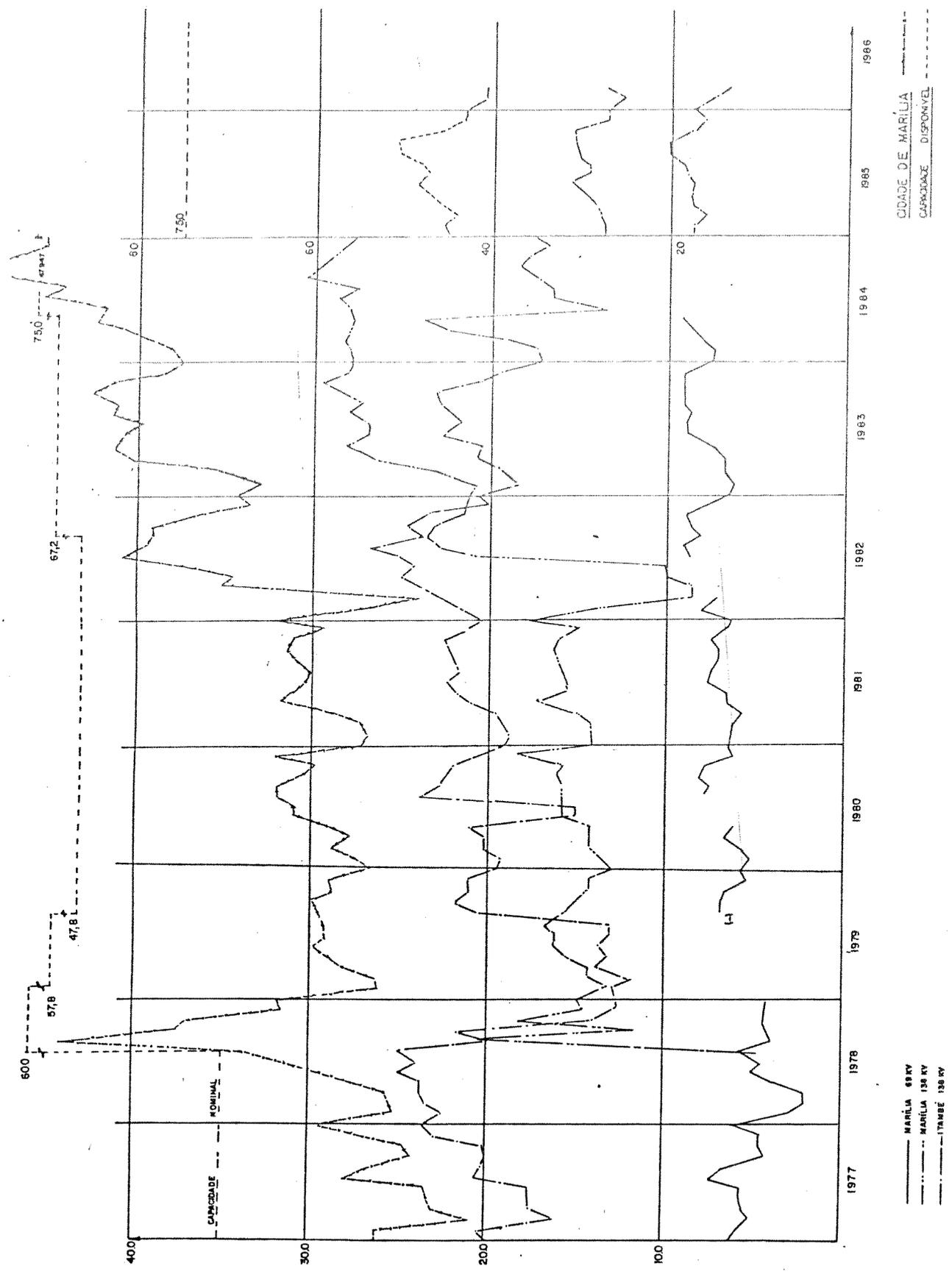
Ⓐ - SEMANA MÁXIMA NO MÊS (GVA)
 Ⓑ - DIA DA SEMANA DA DM
 Ⓒ - DIA DO MÊS DA DM

Curva de Carga Anual do Sistema CPFL (1985)

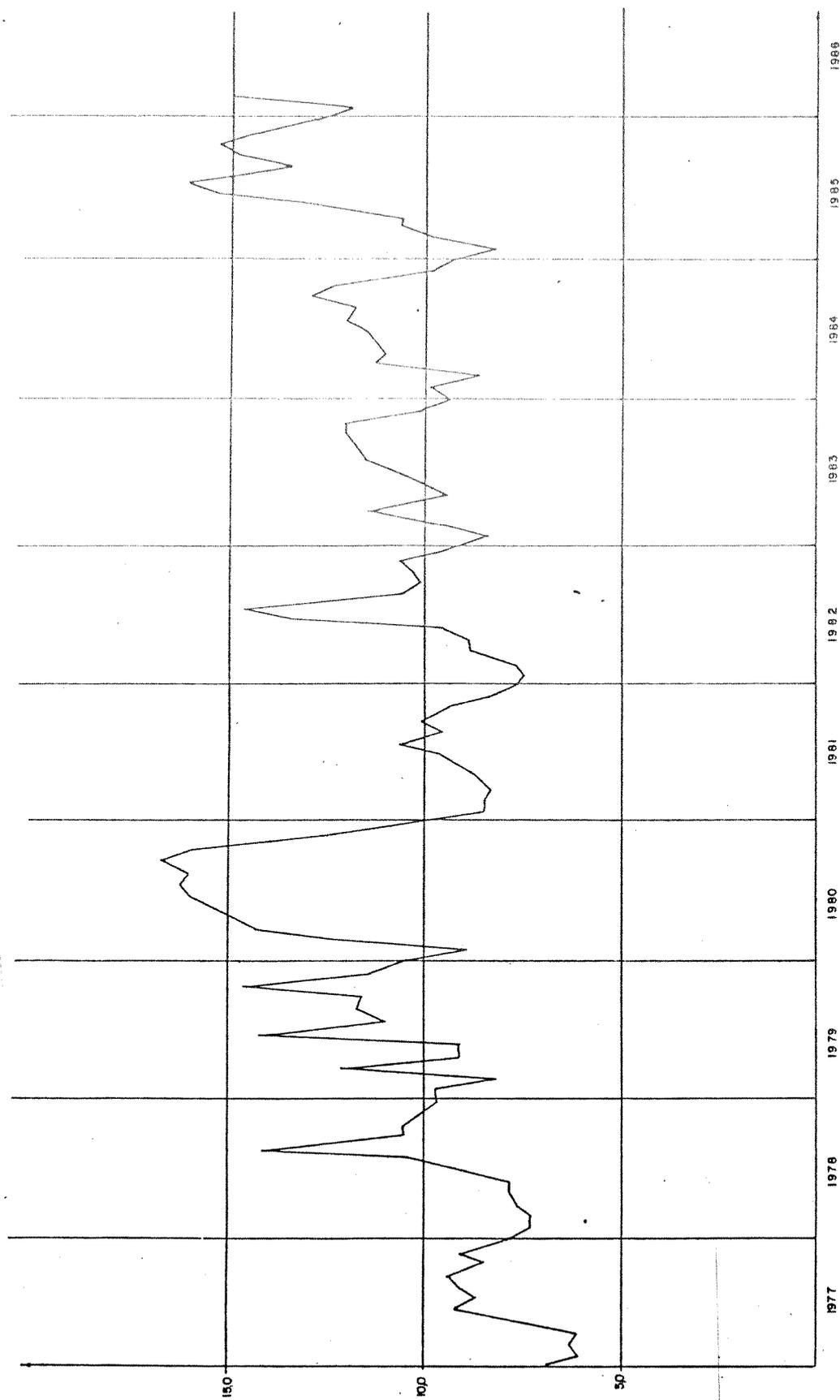


A - DEMANDA MÁXIMA NO MÊS (DM)
 B - DM DA SEMANA DA DM
 C - DM DO MÊS DO DM

Curva de Carga Anual do Sistema CPFL (1986)

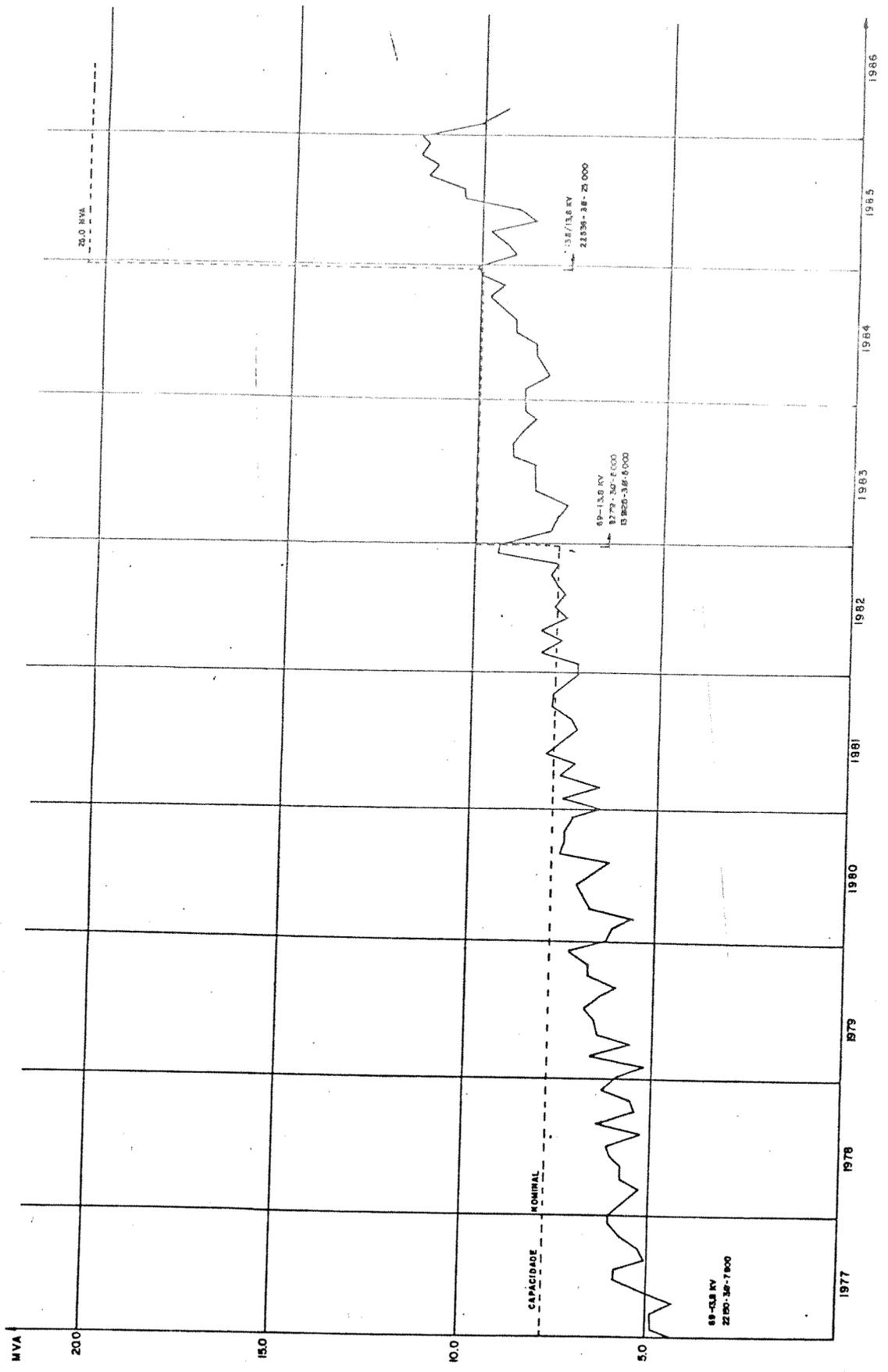


Evolução da Curva de Carga Anual

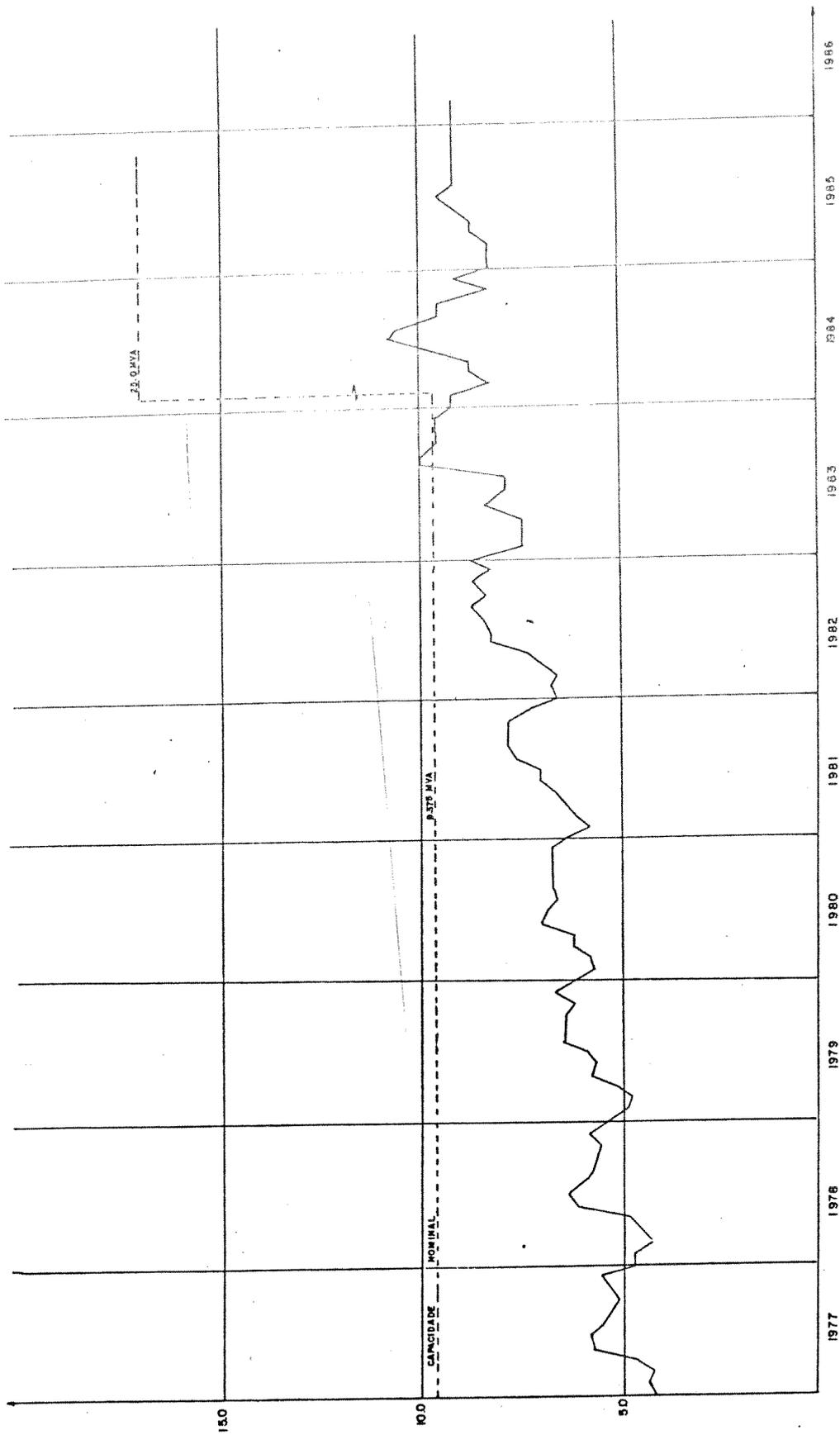


JAU - 138/13,8 KV
20154 - 3φ - 250 MVA

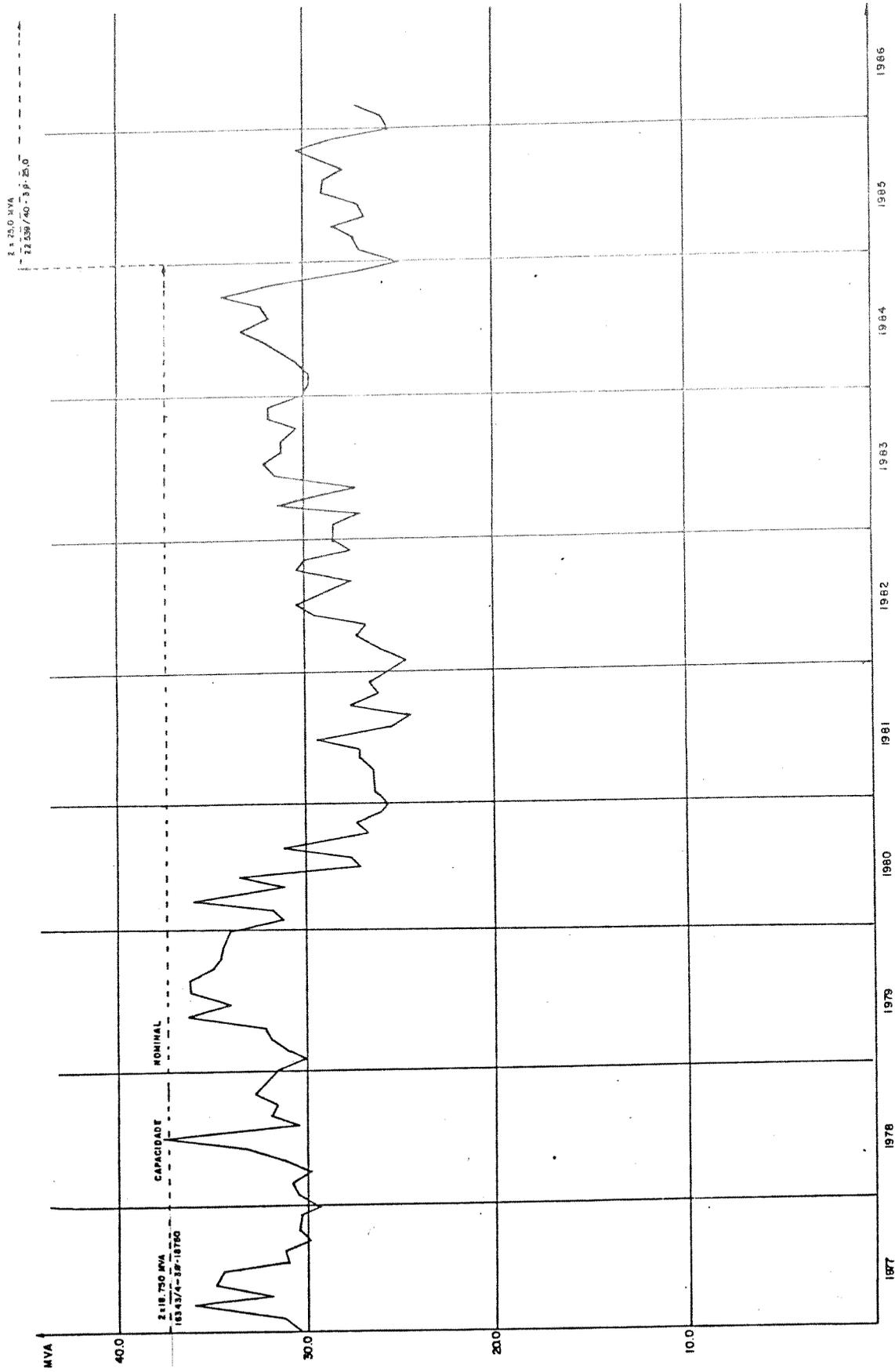
Evolução da Curva de Carga Anual



Evolução da Curva de Carga Anual

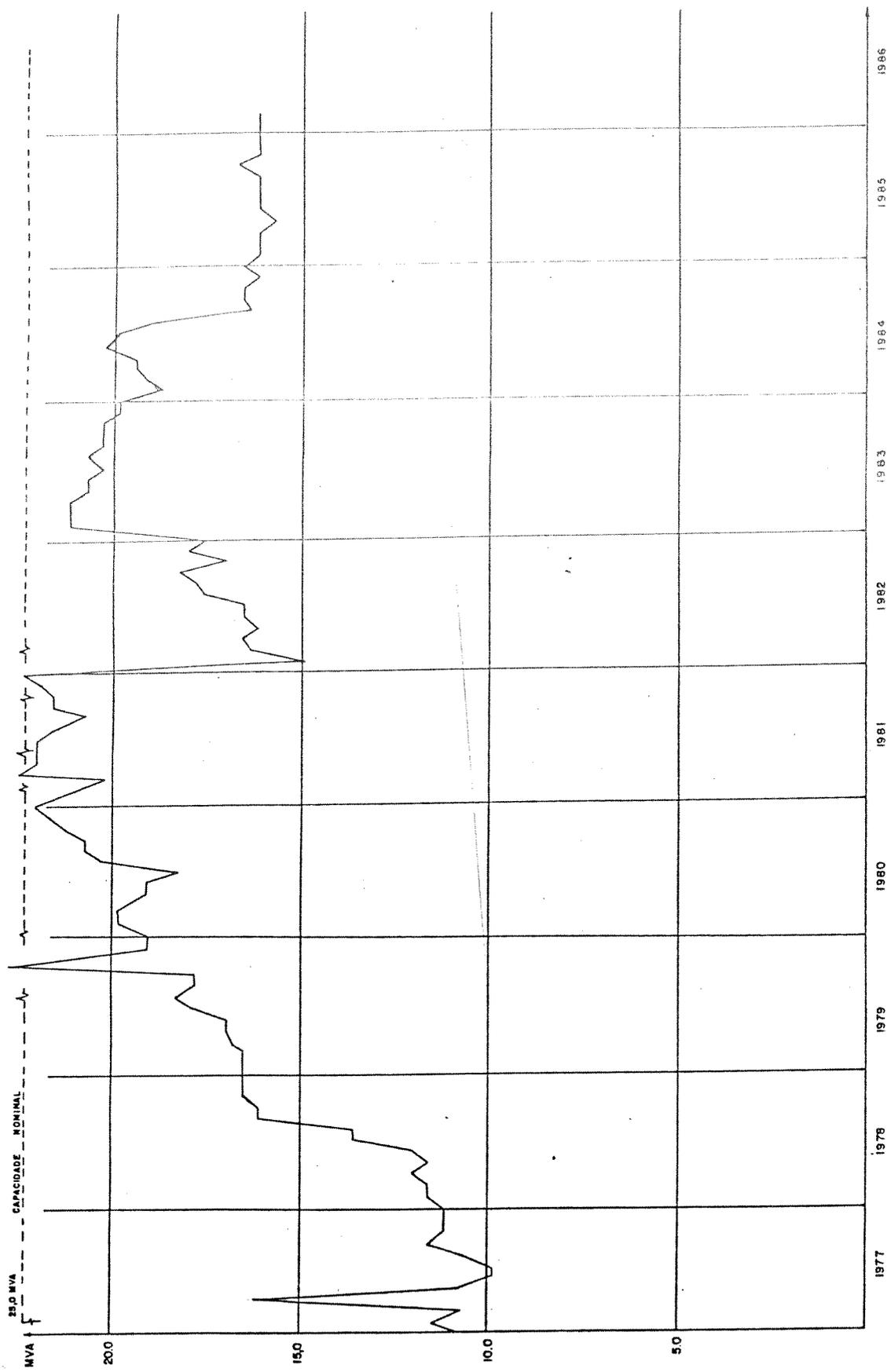


Evolução da Curva de Carga Anual



TREVO - 008 KY

Evolução da Curva de Carga Anual



Evolução da Curva de Carga Anual

VALINHOS - 1977-1986
20156 - 30 - 25.000