

TESE

71

Impresso no
DLP
DEPARTAMENTO DE LIVROS E PUBLICAÇÕES
DO
GRÊMIO POLITÉCNICO
PRAÇA CEL. FERNANDO PRESTES, 74 — FONE 36-2213
SÃO PAULO



PROFESSOR FRANCISCO RENNÓ NETO

REJEIÇÃO DE CARGA EM SISTEMAS
ELÉTRICOS DE POTENCIA

TRABALHO APRESENTADO COMO TESE DE LIVRE
DOCENCIA, À COORDENAÇÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO DA
ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ.

AGOSTO DE 1974

A família representa, para nós, um dos circuitos da
mais alta prioridade; apesar disto, muitas vezes,
por força de compromissos assumidos, somos quase que
forçados a "rejeitá-la", durante alguns momentos.
Por sua compreensão, nos momentos de rejeição, dedico
este trabalho às três mulheres da minha vida:

Maria Inês - Marcia - Mônica.

I N D I C E

	Pág.
PREFÁCIO -----	04
SUMÁRIO -----	07
 <u>CAPÍTULO I</u>	
Introdução -----	08
 <u>CAPÍTULO II</u>	
Comportamento da Frequência do Sistema -----	24
 <u>CAPÍTULO III</u>	
Características dos Dispositivos	
Empregados em uma RDC -----	46
 <u>CAPÍTULO IV</u>	
Programas de R D C -----	56
 <u>CAPÍTULO V</u>	
Determinação dos Ajustes dos Relês do	
Sistema de R D C -----	67
 <u>APÊNDICE I</u>	
Tabela de Constantes de Máquinas Típicas -----	86
 <u>APÊNDICE II</u>	
Bibliografia -----	89

PREFÁCIO

Desde 1958, quando fizemos a primeira análise do sistema elétrico da Refinaria Presidente Bernardes - Petrobrás - Cubatão - SP, um problema chamava-nos a atenção sôbre todos os demais: - o trabalho em paralelo da geração própria da Refinaria com a Concessionária, na época a S.Paulo - LIGHT S/A. A operação do sistema elétrico da Refinaria reportava situações de emergência e de grande risco, resultantes do trabalho em paralelo; a própria concessionária opunha serias restrições a tal tipo de operação, a não ser para manobras com os geradores próprios da Industria.

Mais tarde, em 1963, fizemos análise semelhante para a Cia. Siderúrgica Paulista - COSIPA e constatamos que, dadas as condições de sobrecarga que poderiam advir sôbre os geradores e dadas as características dos relés de sub-frequência, então existentes, eletromecânicos, o trabalho em paralelo poderia acarretar sérios transtornos, inclusive de colapso total.

Após o colapso de energia, havido na região nordeste dos EE.UU., em Novembro de 1965, do qual um dos motivos se constituiu na falta de um sistema adequado de rejeição de cargas, novos relés de sub-frequência, a estado sólido, foram desenvolvidos, a partir do que a operação em paralelo de pequenas gerações com grandes sistemas interligados passou a apresentar maiores possibilidades de êxito.

A partir desta época, o problema de rejeição automática de cargas passou a preocupar sèriamente as Concessionárias de energia em todo o mundo.

No Brasil, tivemos oportunidade de participar dos estudos, projeto, implantação e testes de alguns sistemas de rejeição, principalmente o da COSIPA e o da Cia. de Eletricidade de Brasília.

Este trabalho, que temos a satisfação de apresentar à Coordenação de Pós-Graduação, como tese de Livre Docência, procura reunir e ordenar as várias informações coligidas sobre o assunto, de modo a poder servir como guia para a realização de trabalhos semelhantes.

Que nos seja permitido, nestas linhas, expressar os nossos mais sinceros agradecimentos aos professores Amadeu C. Caminha, pelo incentivo, e Edilberto P. Teixeira, pela colaboração prestada, indispensáveis a esta realização.

O autor

Itajubá, Agosto de 1974.

SUMÁRIO

REJEIÇÃO DE CARGA EM SISTEMAS ELETRICOS
DE POTENCIA

SUMÁRIO

Este trabalho se destina a fixar algumas diretrizes básicas necessárias ao estudo e implantação de um sistema de rejeição de cargas, seja para um sistema interligado de varias concessionárias, seja para um sistema elétrico industrial, com geração própria, em paralelo com a Concessionária.

CAPITULO I

INTRODUÇÃO

4.1
1.1. Oferecer um máximo de confiabilidade no seu sistema elétrico é um dos objetivos principais de uma concessionária de energia elétrica. De modo a se atingir este objetivo, os sistemas de potencia são projetados e operados de forma que, para qualquer condição prevista, haja sempre um montante de geração capaz de suprir energia a qualquer area do sistema. Apesar disto, podem ocorrer situações em que, como consequência de sérios defeitos sobre o sistema, partes do mesmo se separem, e esta separação pode ocorrer de tal forma, que, numa determinada area, resulte uma carga maior do que a geração disponível. Afim de restabelecer o equilibrio, duas soluções se apresentam: colocar mais geração em serviço ou eliminar o excesso de carga.

A primeira, além de, na maioria dos casos não ser possível, não é viável, em virtude do tempo que levaria.

A segunda solução - eliminar o excesso de carga - é a que, normalmente, se adota, nestes casos. Esta eliminação de cargas constitui a "rejeição de cargas", feita por meio de relés que atuam rápida e eficientemente, de modo a evitar um colapso total na area atingida.

Neste trabalho, serão discutidos os fatores que envolvem uma rejeição de cargas, bem como os dispositivos necessários a sua implantação, com suas respectivas características e adaptação em cada caso.

1.2 Tipos de Rejeição

1.2. O termo rejeição de cargas, do inglês "load shedding", abrange as etapas de eliminação de cargas, num sistema, de modo a eliminar eventuais sobrecargas permanentes sobre a (s) fonte (s) de geração. No Brasil, o termo rejeição de cargas pode ter 2 significados distintos, aos quais é conveniente dar-se designações também distintas:

- * Rejeição Não Deliberada de Carga (R N D); e
- * Rejeição Deliberada de Carga (R D C).

A rejeição não deliberada de carga (RND) é aquela que ocorre, quando um circuito alimentador qualquer desliga por ação de um relé, digamos, de sobrecorrente. Desta forma, parte da carga é eliminada, não deliberadamente, e o (s) gerador (es) do sistema deverá (ão) adaptar-se, por seus reguladores, às novas condições de carga. Um teste bastante comum em usinas geradoras é o de rejeição, que consiste em eliminar etapas sucessivas de carga sobre cada gerador, registrando-se o tempo de atuação dos reguladores de velocidade no sentido de fechar a admissão da turbina.

A rejeição deliberada de carga (RDC) é aquela que é feita através de um sistema especialmente implantado para tal e deverá atuar de modo a eliminar, deliberadamente, o excesso de carga que resulta sobre um sistema gerador, na eventualidade de perda de um ou mais geradores. Este tipo de rejeição procura manter em funcionamento as cargas que permanecem ligadas; daí, já se tornar comum o emprego da expressão "conservação de carga", para designá-lo.

O presente trabalho se destina a fornecer as indicações básicas para se implantar um sistema de rejeição deliberada de carga (ou de conservação de carga); embora as técnicas aqui indicadas possam ser utilizadas para a análise de uma R N D.

4.3 RDC

Num esquema de rejeição R D C, as cargas podem ser classificadas em 2 grandes grupos:

- * Essenciais ou Prioritárias; e
- * Não-Essenciais.

As cargas essenciais são aquelas que devem permanecer ligadas após a atuação da rejeição; as demais são cargas que podem ser desligadas. Na composição dos grupos de carga a desligar, é possível também estabelecer-se graus de prioridade, ou seja, cargas prioridade 0, (que nunca devem ser desligadas), prioridade 1 (que podem ser desligadas em certas condições extremas), etc.

1.3. Na fig. 1.1., indicamos um gerador debitando uma corrente I sobre um barramento infinito. Sendo a potencia entregue pelo gerador igual a $VI \cos \varphi$, temos, observando a fig. 1.1.:

No triâng. ABC: $AB = XI \cos \varphi$

No triâng. OAB: $AB = E_g \sin \delta$

Logo: $XI \cos \varphi = E_g \sin \delta$ (1)

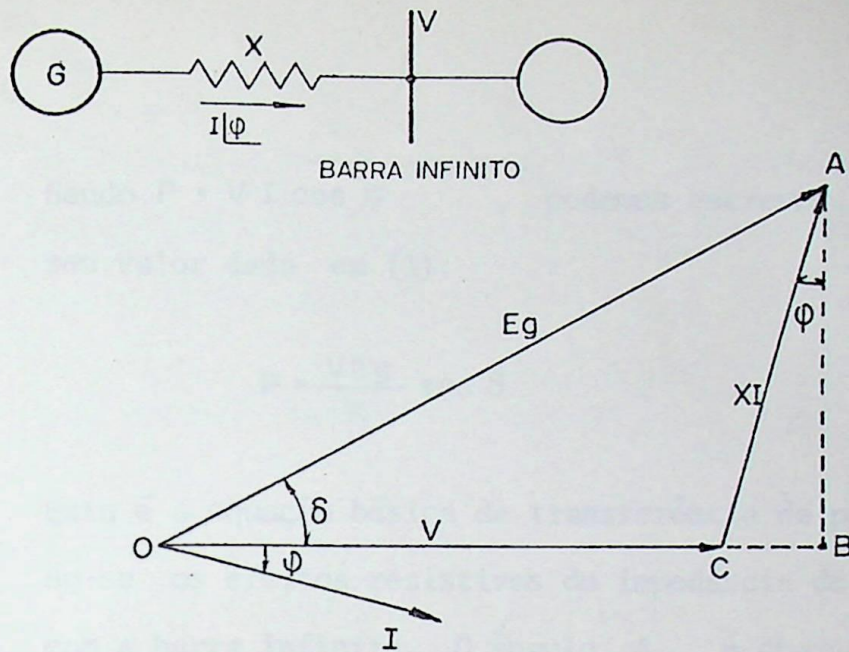


Fig.:1.1. Diagrama Vetorial de um Geradar

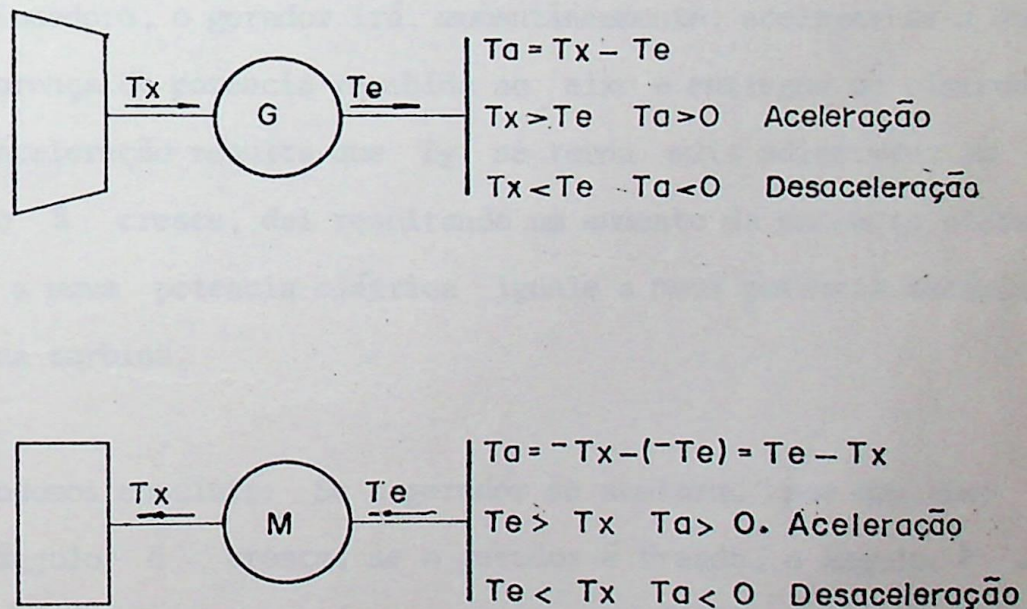


Fig 1.2 – Conjugados de Aceleração em um gerador e em um motor

Sendo $P = V I \cos \phi$, podemos escrever, substituindo $I \cos \phi$ pelo seu valor dado em (1):

$$P = \frac{VEg}{X} \sin \delta$$

Esta é a equação básica de transferência de potencia ativa, desprezando-se os efeitos resistivos da impedância de interligação do gerador com a barra infinita. O ângulo δ é chamado ângulo de potencia e representa o defasamento entre a tensão interna da máquina e a tensão nos terminais.

Se, através de um comando, abrirmos, por exemplo, a admissão da turbina acionadora, o gerador irá, momentaneamente, acelerar-se a custa da diferença de potencia recebida no eixo e entregue ao sistema; desta aceleração resulta que E_g se torna mais adiantado, ou seja, o ângulo δ cresce, daí resultando um aumento da potencia elétrica, até que a nova potencia elétrica iguale a nova potencia mecânica recebida da turbina.

Assim podemos concluir: Se o gerador se acelera, por qualquer motivo, o ângulo δ cresce; se o gerador é freado, o ângulo δ decresce. No caso de um motor, acontece o inverso, ou seja se o motor acelera δ decresce, se o motor é freado, δ cresce.

1.4. As oscilações bruscas de carga sobre um gerador (que são as que ocorrem durante uma rejeição de carga), são compensadas, momentaneamente, por sua energia cinética própria.

Esta energia cinética é dada por:

$$E_C = \frac{1}{2} I \omega^2 \quad (1), \text{ onde}$$

I = momento de inércia

ω = velocidade angular.

A quantidade de movimento angular, M , é dada por:

$$M = I \cdot \omega.$$

Donde podemos escrever:

$$E_C = \frac{1}{2} M \cdot \omega$$

Sendo $\omega = 360 f$, temos:

$$E_C = 180 M f \quad (2)$$

Uma grandeza muito utilizada nestes estudos é a constante de inércia H , definida como sendo a relação entre a energia total armazenada e a potencia da máquina, ou seja:

$$H = \frac{Ec}{G}, \text{ onde } G = \text{potencia da máquina.}$$

Substituindo $Ec = GH$ em (2), temos:

$$M = \frac{GH}{180f}$$

Nas máquinas de procedência americana, o momento de inércia I é dado em termos de WR^2 (lb - ft²).

Substituindo na eq. (1), temos:

$$Ec = \frac{1}{2} \times \frac{WR^2}{32.2} \times \left[\frac{2 \pi n}{60} \right]^2, \text{ ft-lb; ou}$$

$$Ec = 2,31 \times 10^{-10} WR^2 n^2 \text{ Mj,}$$

Donde se conclue:

$$H = \frac{2,31 \times 10^{-10} WR^2 \cdot n^2}{MVA} \frac{MWS}{MVA} \text{ ou } S.$$

WR^2 = Peso das partes rotativas da máquina (incluindo o acionamento ou carga), multiplicado pelo quadrado do raio de giração.
Para uso, na formula acima, deve ser dado em lb - ft²

n = Rotações por minuto (r p m).

MVA = potencia nominal da máquina.

Nas máquinas de procedência europeia, ao invés de WR^2 , costuma-se trabalhar com GD^2 que é o peso das partes rotativas multiplicado pelo quadrado do diametro de giração; GD^2 , normalmente, é dado em t. m². Neste caso, a constante H será dado pela seguinte expressão:

$$H = 1.37 \times \frac{GD^2}{MVA} \left(\frac{n}{1000} \right)^2 \quad \frac{M w s}{M V A} \quad \text{ou } S.$$

Nota: GD^2 é dado em t. m² e n em rotações por minuto; MVA é a potencia nominal da máquina.

No apêndice I indicamos alguns valores típicos de H para diferentes tipos de máquinas.

- 1.5. Conforme mencionado anteriormente, as oscilações bruscas de carga sobre um gerador são compensadas por sua própria energia cinética, com variações correspondentes de sua velocidade angular; consequentemente, o ângulo δ sofrerá variações durante tais oscilações. As variações do ângulo δ podem ser determinadas através da equação de oscilação, que passamos a deduzir.

Da fig. 1.2, podemos concluir que, num gerador, sempre que o conjugado no eixo, T_x , for maior do que o conjugado elétrico T_e , resultará um conjugado de aceleração T_a , positivo, dado por $T_x - T_e$. No caso de um motor os sinais se invertem, resultando em $T_a = T_e - T_x$, sendo que o conjugado T_a será positivo quando T_e for maior do que T_x .

Analogamente, podemos escrever:

$$P_a = P_x - P_e = \text{Potencia de Aceleração.}$$

$$P_a = T_a \cdot \omega = I \cdot \alpha \cdot \omega, \text{ onde } \alpha = \text{aceleração angular.}$$

$$P_a = M \cdot \alpha$$

$$\alpha = \frac{d^2\theta}{dt^2}, \text{ onde } \theta = \delta + \omega t$$

Logo:

$$\alpha = \frac{d^2\delta}{dt^2}$$

Donde concluímos:

$$M \cdot \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_x - P_e \quad \text{ou:}$$

$$M \cdot \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_x - \frac{VEg}{x} \sin \delta$$

Equação de
Oscilação

As variações de δ em função do tempo podem ser obtidas através da resolução da equação acima. Uma das maneiras de resolver tal equação é por meio do processo ponto-a-ponto, no qual são determinados incrementos de ângulo $\Delta \delta$ para intervalos de tempo Δt . (ver nota).

Num instante n qualquer, o ângulo δ_n é dado por:

$$\delta_n = \delta_{n-1} + \Delta \delta_n, \text{ sendo}$$

$$\Delta \delta_n = \Delta \delta_{n-1} + \frac{Pa (n-1)}{M} (\Delta t)^2, \text{ ou ainda}$$

$$\Delta \delta_n = \Delta \delta_{n-1} + Pa \cdot K_1, \text{ onde:}$$

$$K_1 = \frac{180 f. (\Delta t)^2}{G H}$$

O valor Δt é adotado e normalmente se usa o valor de 0.05 s, a não ser que se deseje uma precisão maior, quando, então, podem ser adotados valores menores.

NOTA: A dedução completa do processo ponto-a-ponto é mostrada no capítulo 15 - Item 15.7. - do livro "Elementos de Análise de Sistemas de Potencia" - Willian D. Stevenson, Jr. - Mc Graw Hill do Brasil, Ltda.

No caso de se referir todo o sistema a uma potencia base comum, os valores H das varias máquinas devem também ser referidos a esta base comum. Desta forma, o produto \underline{GH} passa a ser igual a H, pois $G = 1$; e o fator K_1 é dado por:

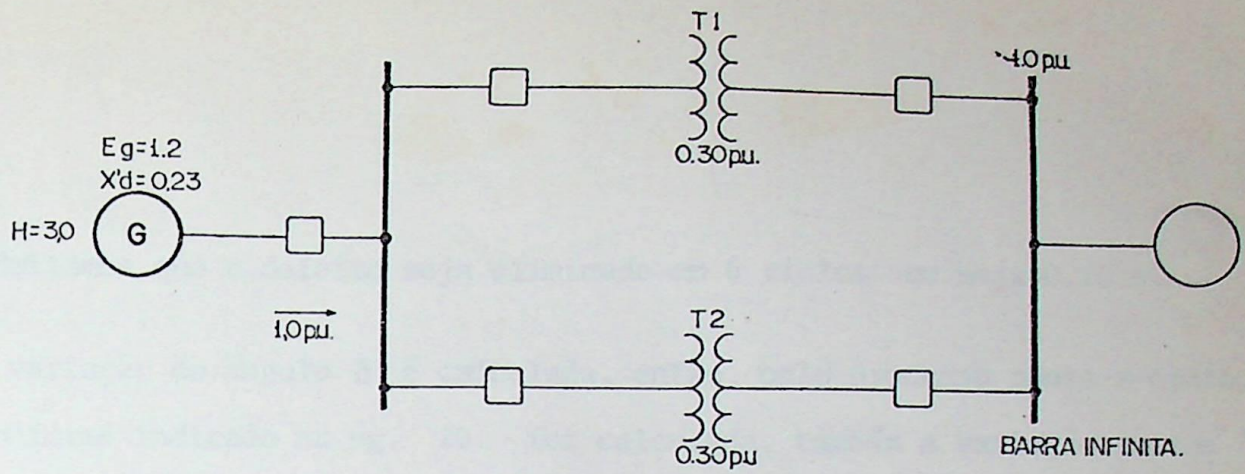
$$K_1 = \frac{180 f (\Delta t)^2}{H}$$

Na pg. 17, mostramos uma folha-padrão, que pode ser usada para os cálculos dos incrementos angulares.

No cálculo das potencias de aceleração, usaremos sempre a reatancia transitória das máquinas, uma vez que estas estarão oscilando em torno de sua posição de equilíbrio.

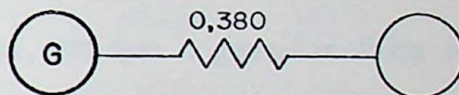
1.6. Faremos, a seguir, um exemplo de aplicação do método ponto-a-ponto.

Seja o esquema mostrado na fig. 1.3. Admitamos um curto-circuito no meio do transformador T2, conforme indicado. Na figura estão indicados os valores da reatancia transferencia antes, durante e após o defeito.

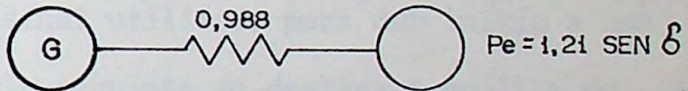


MVA — BASE = 10

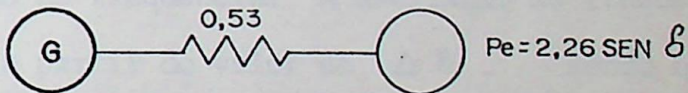
ANTES DO DEFEITO



DURANTE O DEFEITO



APÓS O DEFEITO



ANTES DO DEFEITO: $P = \frac{1.2 \times 1}{0.38} \text{ SEN } \delta \therefore \delta_0 = \text{ARC SEN } 0.32$
 $\delta_0 = 18.7^\circ$

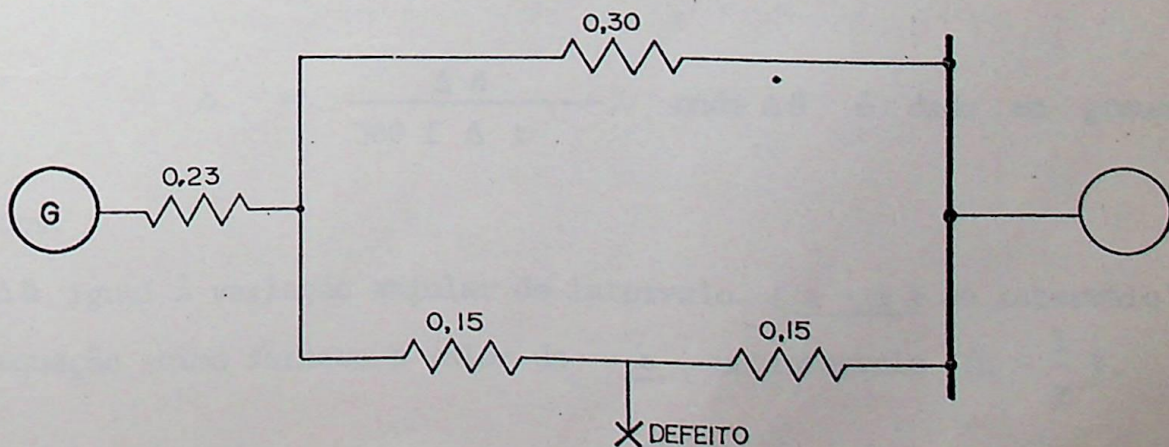


FIG. 13. EXEMPLO DE APLICAÇÃO DO MÉTODO PONTO-a-PONTO

Admitamos que o defeito seja eliminado em 6 ciclos ou seja 0.10 s.

A variação do ângulo δ é calculada, então, pelo processo ponto-a-ponto, conforme indicado na pg. 20. foi calculada, também a variação correspondente de frequência. Na fig. 1.4. está mostrada, a curva do ângulo δ e da frequência em função do tempo. Conforme se deduz na fig. 1.4, o gerador permanece estável, porque o ângulo δ retorna à sua posição de equilíbrio.

- 1.7. No caso de uma rejeição de carga, em que o gerador fica submetido, durante um certo tempo, a uma sobrecarga, haverá, como consequência, uma queda de frequência. Este é o sinal utilizado para dar início a uma rejeição. Desta forma, o capítulo seguinte se destina a análise do problema de cálculo desta oscilação de frequência. A oscilação de frequência, Δf , pode ser calculada a partir do valor de $\Delta \delta$, sendo que
- $$\Delta f = \Delta \delta / 360 \Delta t$$

- 1.8. No caso, de, entre as cargas, se encontrar motores de indução, o deslizamento, a cada instante, pode ser calculado pela formula:

$$s = \frac{\Delta \delta}{360 f \Delta t}, \text{ onde } \dot{\Delta \delta} \text{ é dado em graus}$$

elétricos.

Sendo $\Delta \delta$ igual à variação angular do intervalo $(n - 1)$ ao intervalo n , a equação acima fornece o valor de s no intervalo $(n - \frac{1}{2})$.

DETERMINAÇÃO DE CURVA DE BALANÇO E VARIAÇÃO DE FREQUÊNCIA
METODO PONTO-A-PONTO

EXEMPLO DA FIGURA 1.3

GERADOR Nº = UNICO MVA BASE = 10 $\Delta t = 0,05s$

H = 3,0 $M = H/180f = 2,77 \times 10^{-4}$ $K_1 = \Delta t^2 / M = 9,0$

$K = 1/360 \Delta t = 1/18$ POTENCIA INICIAL 1,0 p.u.

Tempo em seg.	Pot. El. P_e	Pot. Acel. $P_a = P_i - P_e$	$K_1 P_a$	$\Delta \delta_n = \Delta \delta_{n-1} + K_1 P_a$	$\delta_n = \delta_{n-1} + \Delta \delta_n$	$\Delta f_n = \Delta \delta_n \cdot K_2$	f
0(-)	1,00	-	-	-	$\delta_0 = 18,7$	-	60,00
0(+)	0,39	0,61	$5,49 \times 1/2$	2,75	$\delta_0 = 18,7$	0,15	60,00
0,05	0,44	0,56	5,04	7,79	21,45	0,43	60,15
0,10(-)	0,59	0,41	-	-	29,24	-	60,58
0,10(+)	1,10	-0,10	-	-	29,24	-	60,58
0,10(médio)	-	0,16	1,40	9,19	29,24	0,51	60,58
0,15	1,40	-0,40	-3,60	5,59	38,43	0,31	61,09
0,20	1,57	-0,57	-5,13	0,46	44,02	0,03	61,40
0,25	1,58	-0,58	-5,22	-4,76	44,48	-0,26	61,43
0,30	1,44	-0,44	-3,96	-8,72	39,72	-0,48	61,17
0,35	1,16	-0,16	-1,44	-10,16	31,00	-0,56	60,69
0,40	0,80	0,20	1,80	-8,36	20,84	-0,46	60,13
0,45	0,49	0,51	4,59	-3,77	12,48	-0,21	59,67
0,50					8,71		59,46

Angulo de
Potencia
Gráu el.

Frequencia,
Hz

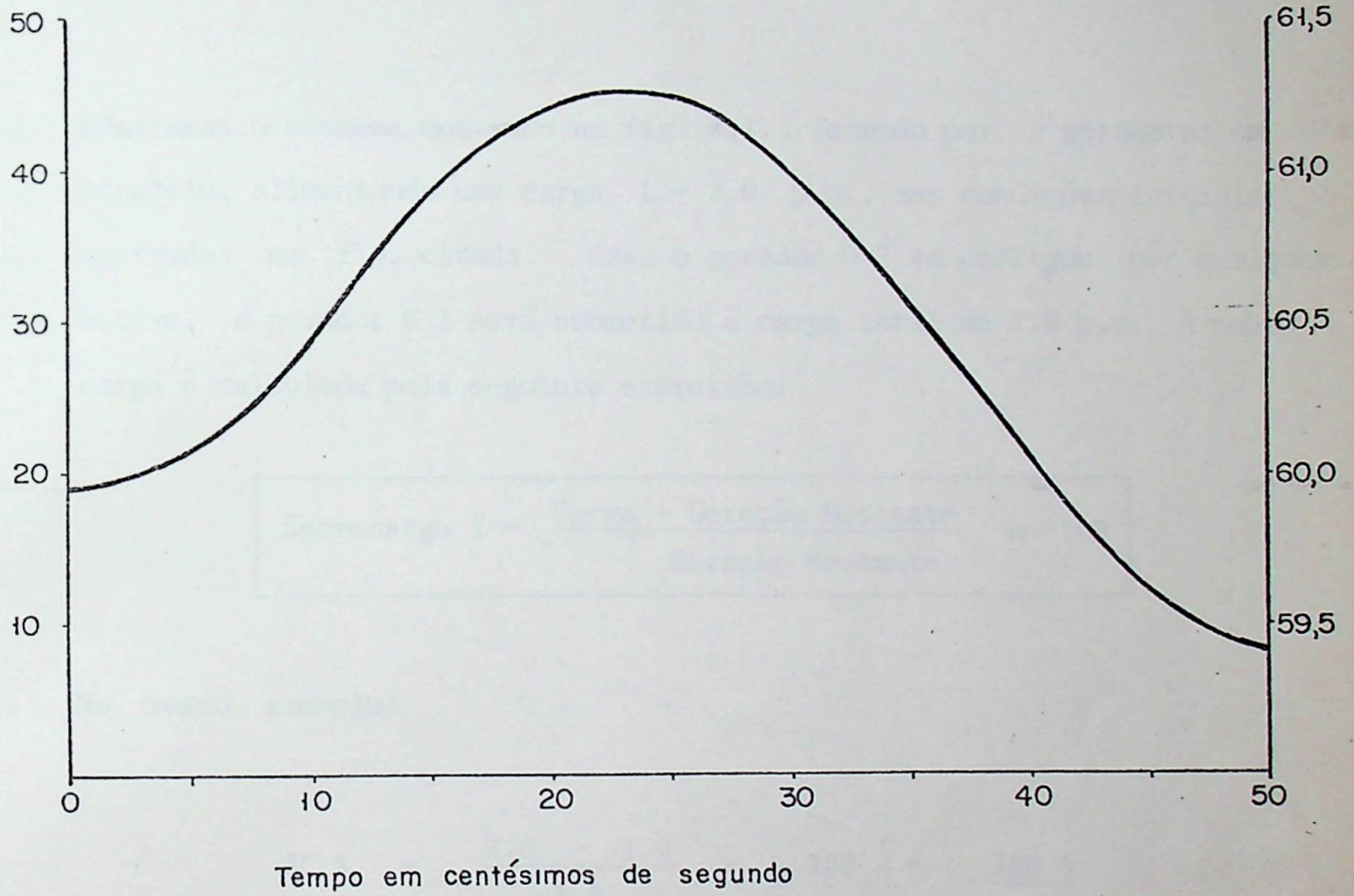


Fig. 1.4 - Curva de balanço do gerador da fig. 1.3 - Angulo de potência e frequência.

CAPITULO II

COMPORTAMENTO DA FREQUENCIA DO SISTEMA

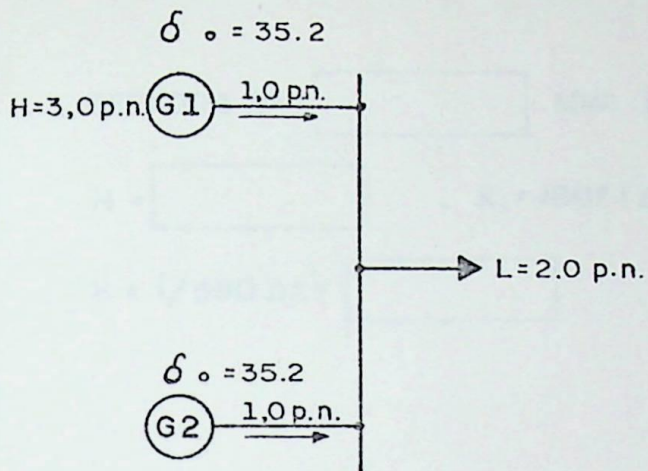
2.1. Admitamos o sistema mostrado na fig. 2.1., formado por 2 geradores em paralelo, alimentando uma carga $L = 2.0$ p.u., nas condições iniciais mostradas na fig. citada. Caso o gerador G 2 se desligue, por qualquer motivo, o gerador G 1 será submetido à carga total de 2.0 p.u. A sobre carga é calculada pela seguinte expressão:

$$\text{Sobrecarga \%} = \frac{\text{Carga} - \text{Geração Restante}}{\text{Geração Restante}} \times 100$$

No nosso exemplo:

$$\text{SC \%} = \frac{2.0 - 1.0}{1.0} \times 100 = \underline{100 \%}$$

2.2. A sobrecarga sobre o gerador G 1 provocará uma queda de frequência, a partir da diminuição do ângulo δ . A carga, por sua vez, sofrerá variações em função da frequência e da tensão. Com o uso de um analisador de circuitos, pode-se proceder a determinação ponto-a-ponto, dos valores da frequência, usando a folha padrão da pg. 24.



No instante $t = 0$,
desliga-se o gerador G 2.

Fig. 2.1. - Análise preliminar de rejeição de carga. Exemplo.

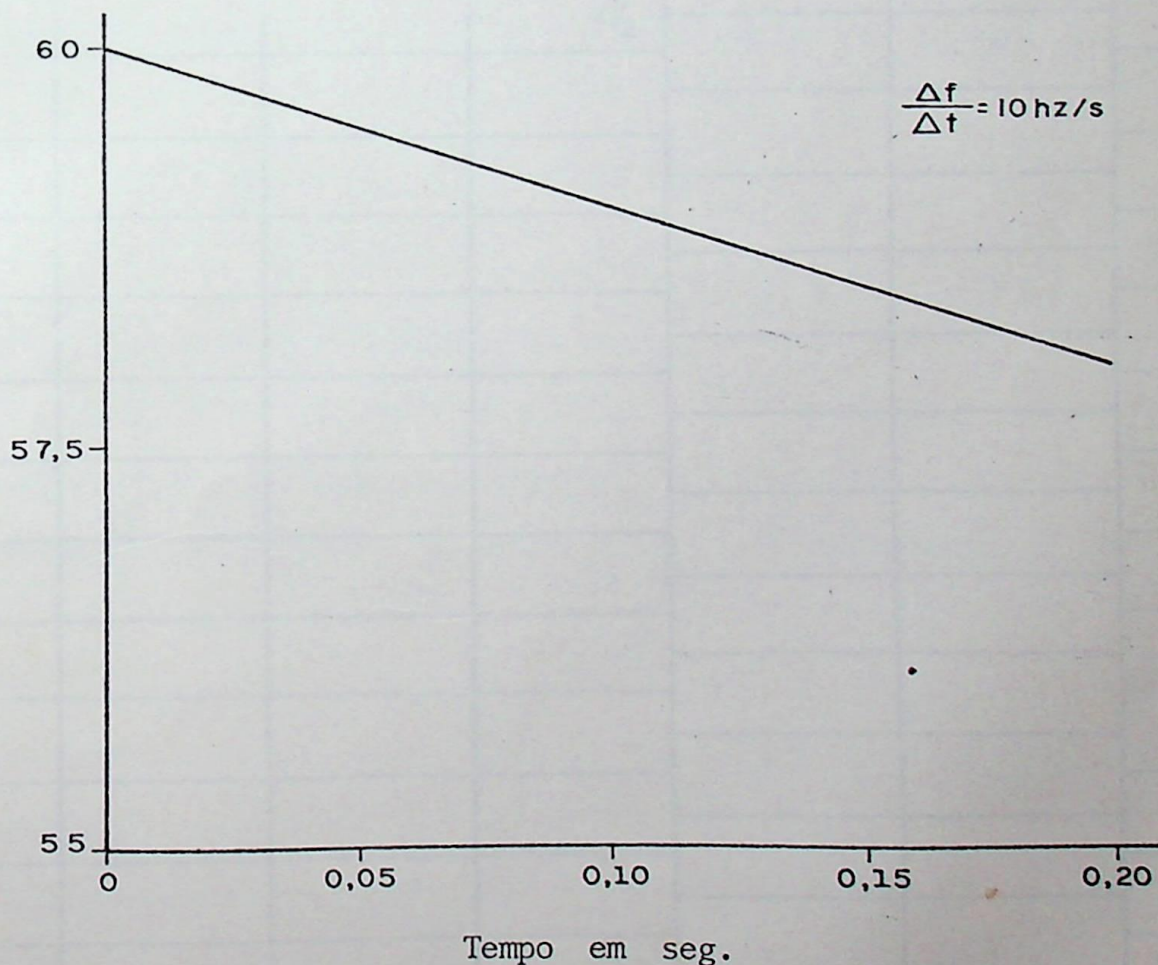


Fig. 2.2. - Queda de frequência no exemplo da fig. 2.1.
Carga L e torque do gerador mantidos constante

2.3. A equação de oscilação pode ser escrita da seguinte forma:

$$\frac{H}{180f} \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} = Pa \quad \text{Eq. 2.1}$$

A velocidade angular \underline{w} , de uma máquina, pode ser dada por:

$$W = 360 f = W_0 + \frac{d\delta}{dt}$$

Derivando esta última equação, temos:

$$360 \frac{df}{dt} = \frac{d^2 \delta}{dt^2}$$

Portanto, substituindo $\frac{d^2 \delta}{dt^2}$ por seu valor dado na eq. (2.1. vem:

$$\boxed{\frac{df}{dt} = \frac{f_0}{2H} \times Pa} \quad \text{Eq. 2.2}$$

Esta equação permite calcular as variações de frequência em função do tempo, sendo f_0 = frequência inicial e Pa = potência (ou torque) de aceleração (ou desaceleração). Supondo Pa constante, a variação $\frac{\Delta f}{\Delta t}$ é inversamente proporcional ao valor da constante de inércia H e constante para cada valor de H .

2.4. Voltando ao exemplo da figura 2.1, vamos supor que o valor da carga L permaneça constante, após o desligamento de G_2 .

Consequentemente, $Pa = 1.0 - 2.0 = -1.0$ p.u.

$$\text{Logo: } \frac{\Delta f}{\Delta t} = \frac{1}{2 \times 3} \times 60 \times (-1) = -10 \text{ hz / seg}$$

Na fig. 2.2., indicamos os diversos valores de frequência ao longo do tempo.

2.5. Na figura 2.3a, indicamos as quedas de frequência, para um sistema de $H = 3.0$ e submetido a diferentes valores de sobrecarga constante. Na figura 2.3b, temos idêntica representação para um sistema de inércia $H = 5.0$.

2.6. O torque da carga TL, bem como o torque do gerador TG, pode sofrer variações como uma consequência direta da variação de frequência. Por outro lado, a carga pode variar em consequência das variações da tensão.

Conhecidas estas funções, pode-se, pelo método ponto-a-ponto, determinar-se a cada instante, os valores de TL e TG, a partir dos quais se determina Ta e, conseqüentemente, o valor da frequência.

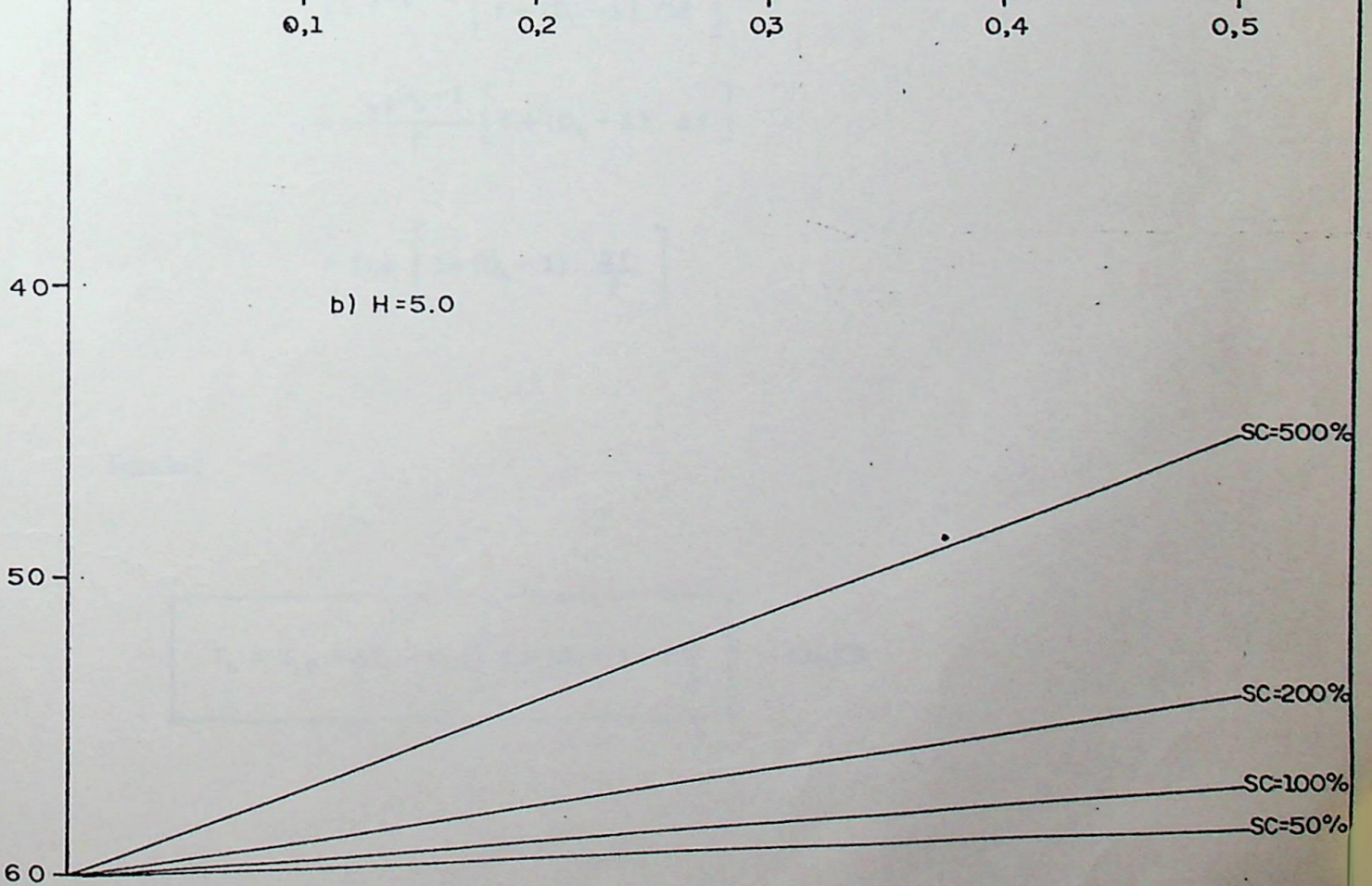
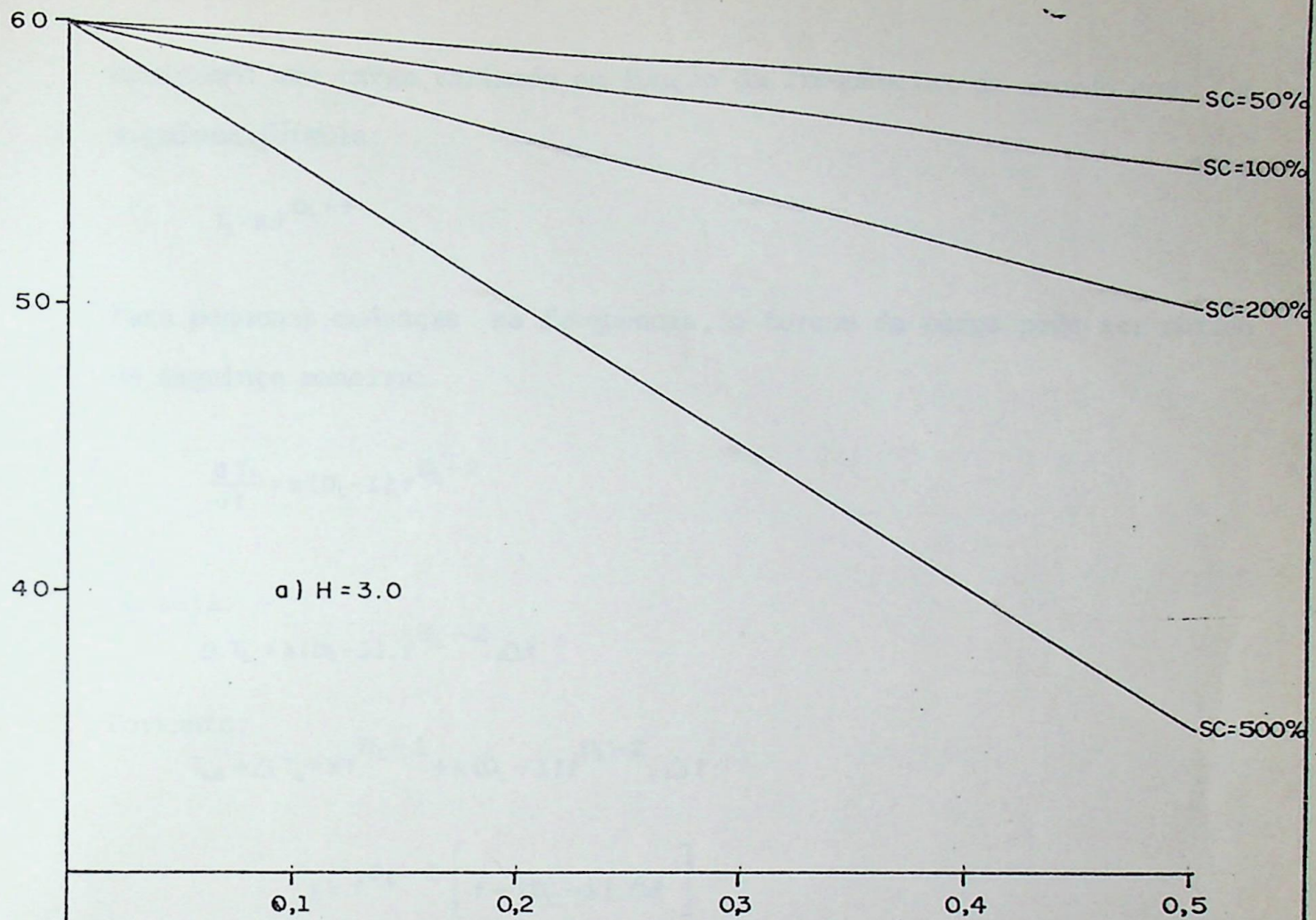


Fig. 2.3 - QUEDA DE FREQUENCIA EM SISTEMAS SUBMETIDO A SOBRECARGAS CONSTANTES.

Admitamos uma carga variando em função da frequência, de acordo com a seguinte fórmula:

$$T_L = k.f^{D_L-1}$$

Para pequenas mudanças na frequência, o torque da carga pode ser obtido da seguinte maneira:

$$\frac{dT_L}{df} = k(D_L-1).f^{D_L-2}$$

Ou seja:

$$\Delta T_L = k(D_L-1).f^{D_L-2}.\Delta f$$

Portanto:

$$T_{Lo} + \Delta T_L = kf^{D_L-1} + k(D_L-1)f^{D_L-2}.\Delta f$$

$$= k.f^{D_L-2} \left[f + (D_L-1).\Delta f \right]$$

$$= \frac{kf^{D_L-1}}{f} \left[f + (D_L-1).\Delta f \right]$$

$$= T_{Lo} \left[1 + (D_L-1).\frac{\Delta f}{f} \right]$$

Donde:

$$T_L = T_{Lo} + \Delta T_L = T_{Lo} \left[1 + (D_L-1).f' \right]$$

Eq.23

Na equação acima:

$f' = \frac{\Delta f}{f} =$ variação da frequência, p.u. Será positivo para variações acima de 60 Hz; será negativo para variações abaixo de 60 Hz.

D_L é um fator que define a variação da carga em função da frequência. É chamado fator de amortecimento e é uma função da composição da carga. Deve ser obtido através de uma análise da carga elétrica (motor síncrono ou assíncrono) e respectiva máquina acionada (bomba, compressor, ventilador, etc). Pode ser obtido, experimentalmente, para cada tipo de carga do sistema a ser analisado.

2.7. O torque do gerador, T_G , também varia com a frequência e para pequenas variações desta, o valor de T_G pode ser obtido da seguinte maneira:

$$T_G = \frac{K}{f} \quad \text{donde:}$$

$$\frac{dT_G}{df} = -Kf^{-2} \quad \text{ou seja:}$$

$$T_{G0} + \Delta T_G = Kf^{-1} - Kf^{-2} \cdot \Delta f$$

$$= Kf^{-1} \left(1 - \frac{\Delta f}{f}\right)$$

Donde:

$$T_G = T_{G0}(1 - f') \quad \text{Eq. 24}$$

2.8. A partir das equações 2.2, 2.3 e 2.4, pode-se escrever:

$$2H \frac{df'}{dt} = T_a = T_G - T_L$$

$$2H \frac{df'}{dt} = T_{G0}(1-f') - T_{L0} \left[1 + (D_L - 1)f' \right]$$

$$2H \frac{df'}{dt} = (T_{G0} - T_{L0}) - \left[T_{G0} + (D_L - 1)T_{L0} \right] f'$$

Fazendo $T_{G0} + (D_L - 1)T_{L0} = D_T$, temos:

$$2H \frac{df'}{dt} + D_T f' = T_a = T_{G0} - T_{L0}$$

Donde:

$$f' = \frac{T_a}{D_T} \left[1 - e^{-\frac{D_T}{2H} t} \right] \quad \text{eq. (2.5)}$$

, onde:

T_a = Torque acelerador inicial em p.u. na base da geração restante.

H = Constante de inércia do sistema de geração restante, em p.u. na base do sistema restante.

f' = Variação da frequência, em p.u.

A variação da frequência, em hz, será igual ao valor de f' vezes a frequência nominal.

2.9. A dedução da eq. 2.5. supõe que a frequência decae a partir de 60 hz.

A queda de frequência, partindo de algum outro nível de frequência, depois de alguma carga já ter sido desligada, pode ser obtida usando-se a mesma expressão; neste caso, o torque acelerador inicial, na nova fre

quência, deve ser determinado, usando-se as equações dos torques de gerador e da carga (eqs. 2.3 e 2.4).

2.10. Seja o exemplo mostrado na fig. 2.4.

Torque inicial do gerador = T_{G0} = 1.0 p.u.

Torque inicial da carga = T_{L0} = 4.0 p.u.

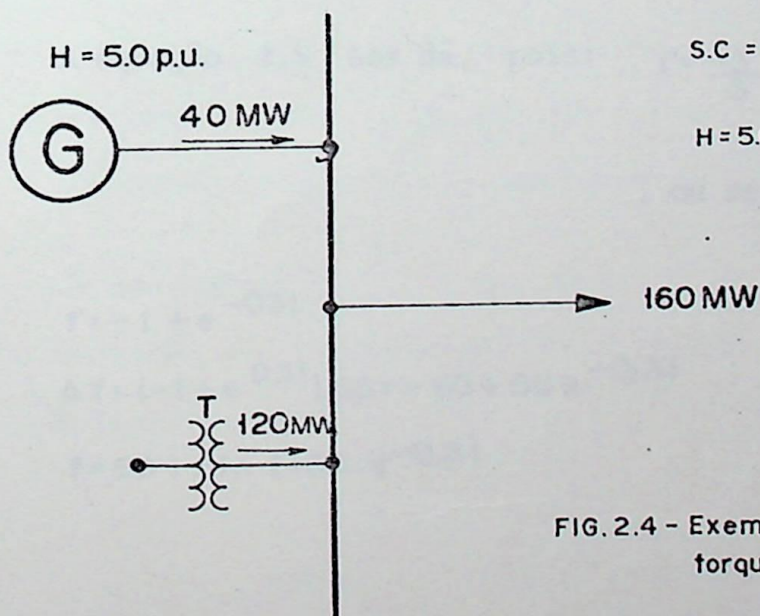
Constante de inercia do sistema = H = 5.0 p.u.

Amortecimento de gerador = D_G = 1.0

Amortecimento da carga = D_L = 1.5

$$DT = T_{G0} + (D_L - 1)T_{L0} = 1 + 0,5 \times 4 = 3$$

$$D_T = 3$$



Desligando a interligação T, temos:

$$S.C = \frac{160-40}{40} = 3 \text{ p.u.}$$

$H = 5.0$ pu. na base de 40 MVA

FIG. 2.4 - Exemplo para cálculo da queda de frequência torques variando em função da frequência

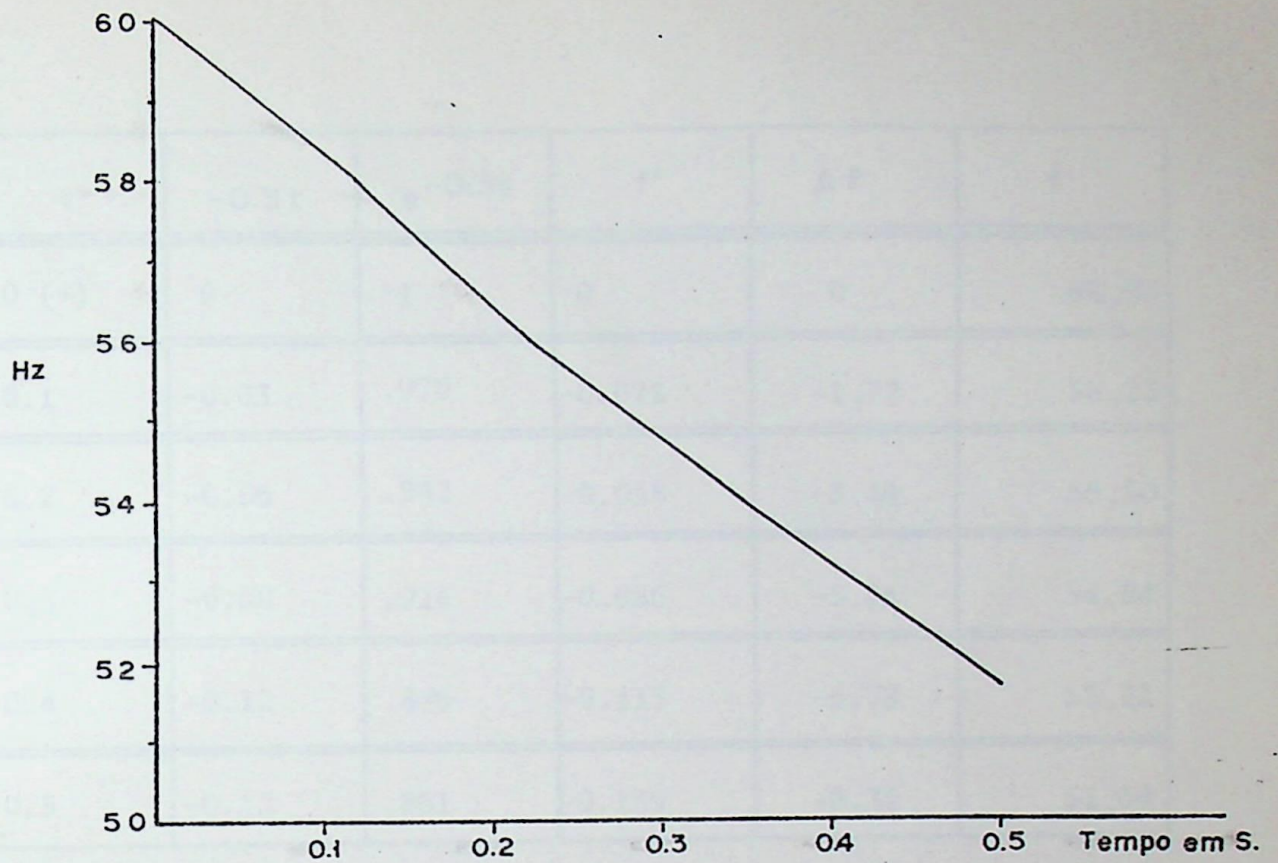


Fig. 2.5 Queda de frequência do exemplo da fig 2.4.

O torque acelerador inicial é igual a -3.0 p.u. ($\tau_a = \tau_{go} - \tau_{io}$).

A equação 2.5 nos dá, pois: $f' = \frac{-3}{3} \left[1 - e^{-\frac{3}{10}t} \right]$

, ou seja

$$f' = -1 + e^{-0.3t}$$

$$\Delta f = (-1 + e^{-0.3t}) \cdot 60 = -60 + 60e^{-0.3t}$$

$$f = 60 + \Delta f \therefore f = 60 \cdot e^{-0.3t}$$

t	-0.3t	$e^{-0.3t}$	f'	Δf	f
0 (+)	0	1	0	0	60,00
0.1	-0.03	.970	-0.025	-1.77	58,23
0.2	-0.06	.942	-0.058	-3.49	56,50
0.3	-0.09	.914	-0.086	-5.16	54,84
0.4	-0.12	.886	-0.113	-6.78	53,21
0.5	-0.15	.861	-0.139	-8.36	51,64

Na fig. 2.5, indicamos a curva de variação da frequência em função do tempo.

Admitamos, agora, que, no instante 0.2 seg. haja uma eliminação de 120 MW. Conseqüentemente, a partir deste instante, o conjugado acelerador deverá ser novamente calculado, conforme mostrado a seguir:

No instante 0.2 s., a frequência é de 56.50 hz, correspondente a uma variação de -0.058 p.u. Portanto, o torque da carga, a esta frequência, é igual a:

$$T_L = T_{LO} [1 + (D_L - 1) f']$$

$$T_L = 4 [1 + (1.5 - 1) \cdot (-0.058)] =$$

$$T_L = 3,884 \text{ pu.}$$

A carga rejeitada - 120 MW - corresponde a 3.0 p.u, que, entre tanto, à frequência de 56,52 hz tem um valor menor ou seja:

$$T_{LR} = 3 \left[1 + (1.5 - 4) (-0.058) \right]$$

$$T_{LR} = 2,910 \text{ pu}$$

Assim sendo, após a rejeição, o conjugado líquido da carga passa a ser:

$$T_{L LIQ} = 3.884 - 2.910$$

$$T_{L LIQ} = 0,974 \text{ pu}$$

O torque da geração, a 56,52 hz, é igual a:

$$T_G = T_{G0} (1 - f') = 1 (1 + 0.058)$$

$$T_G = 1,058$$

O torque acelerador será, então:

$$T_a = T_G - T_{L LIQ} = 1.058 - 0.974$$

$$T_a = 0.084 \text{ pu}$$

O fator D_T , a 56,52 hz, passa a ser:

$$D_T = T_G + (D_L - 1) T_{L LIQ}$$

$$D_T = 1,058 + 0,5 \cdot 0,974$$

$$D_T = 1,545$$

Com os valores acima, obtem-se a nova equação de f' :

$$f' = \frac{0,084}{1,545} \left[1 - e^{-\frac{1,545}{10} \times t} \right]$$

$$f' = 0,0544 \left[1 - e^{-0,155 t} \right]$$

t A partir da início da ocorrência	t' A partir da do instante da rejeição	(A) -0,155 t'	(B) e ^A	(C) 1 - B	(D) = f' 0,0544 C	(E) = Δf 60 f'	(F) f + Δf
0,2 (-)	—	—	—	—	—	—	56,52
0,2 (+)	0	—	—	—	—	—	56,52
0,3	0,1	-0,0155	0,98	0,02	0,0011	0,07	56,59
0,4	0,2	-0,0310	0,97	0,03	0,0016	0,10	56,62
0,5	0,3	-0,0465	0,95	0,05	0,0027	0,16	56,68
0,6	0,4	-0,0620	0,94	0,06	0,0033	0,20	56,72
0,7	0,5	-0,0775	0,93	0,07	0,0038	0,23	56,75
0,8	0,6	-0,0930	0,91	0,09	0,0049	0,29	56,81
0,9	0,7	-0,1085	0,90	0,10	0,0054	0,32	56,84
1,0	0,8	-0,1240	0,88	0,12	0,0065	0,39	56,91

Na fig. 2.6 indicamos a curva de variação da frequência, onde se pode ver a recuperação.

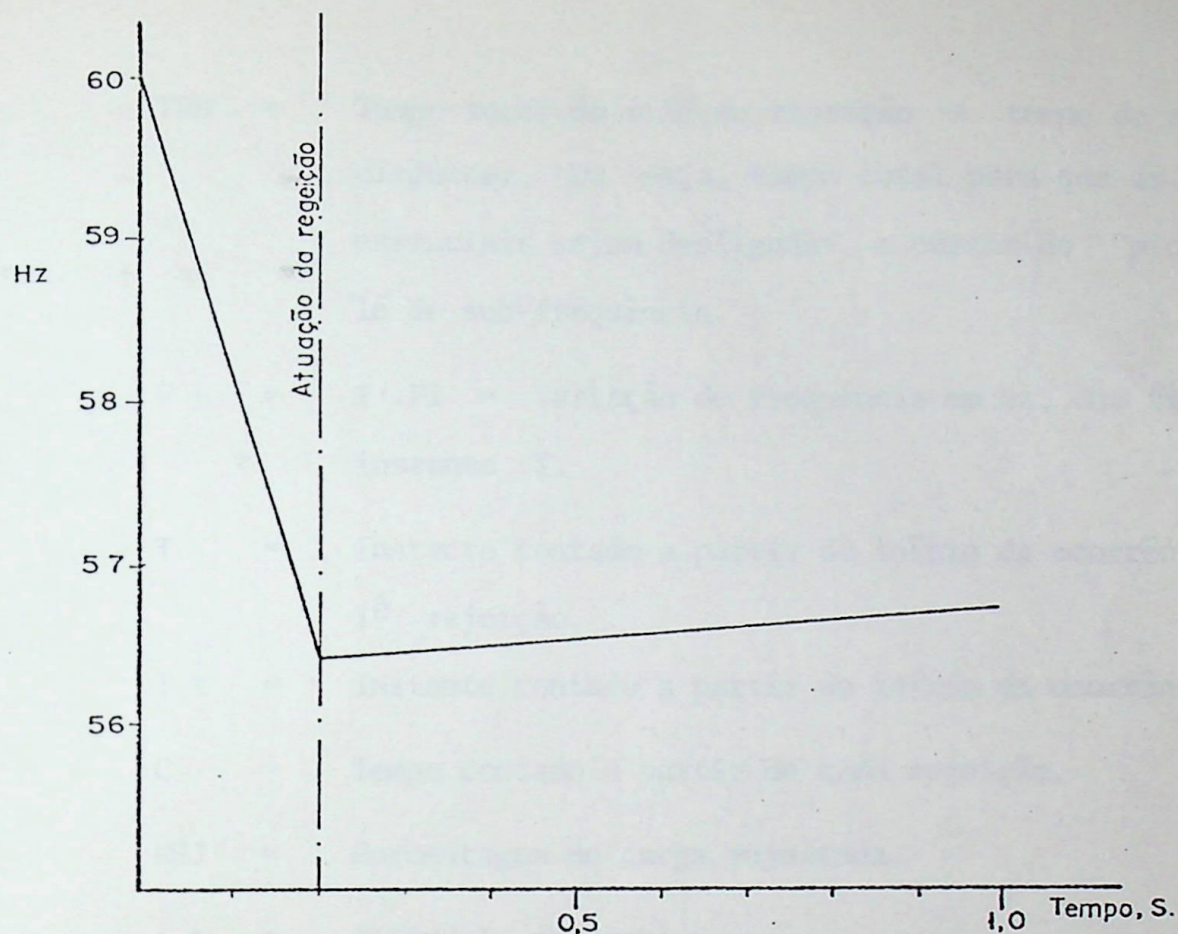


Fig. 2.6 - Freq. x tempo do exemplo da fig. 2.4.

2.11. A sequência de cálculos indicada nos itens anteriores pode ser programada para solução num computador digital, de acordo com o diagrama de blocos mostrado na fig. 2.7, onde temos:

S C = Sobrecarga inicial, calculada conforme indicado no item 2.1.º.

T G = Torque do gerador - p.u. :

H = Constante de inércia do sistema - p.u.

D G = Amortecimento do gerador - p.u.

D L = Amortecimento da carga - p.u.

T A = Torque Acelerador.

TRD = Tempo total do relé de rejeição + tempo de abertura do disjuntor, ou seja, tempo total para que as cargas não-essenciais sejam desligadas, a partir do "pick-up" do relé de sub-frequência.

F L = $f' \cdot F_i$ = Variação de frequência em hz, no fim de cada instante T.

T = Instante contado a partir do início da ocorrência e até a 1^a rejeição.

T t = Instante contado a partir do início da ocorrência.

C = Tempo contado a partir de cada rejeição.

REJ = Porcentagem de carga rejeitada.

Δt = Intervalo de tempo.

F = Frequência no instante Tt

F i = Frequência inicial (base) = 60 hz

Após cada rejeição, os acréscimos de frequência devem ser somados ao valor de frequência, no momento da rejeição.

2.12. O mesmo exemplo da fig. 2.4 foi refeito, usando-se um computador digital, TR 86, da Telefunken, de 64 K de memória, e os resultados obtidos estão mostrados nas pgs. 41, 42 e 43. Para emprego do programa indicado na fig. 2.7, são necessários 10 K de memória.

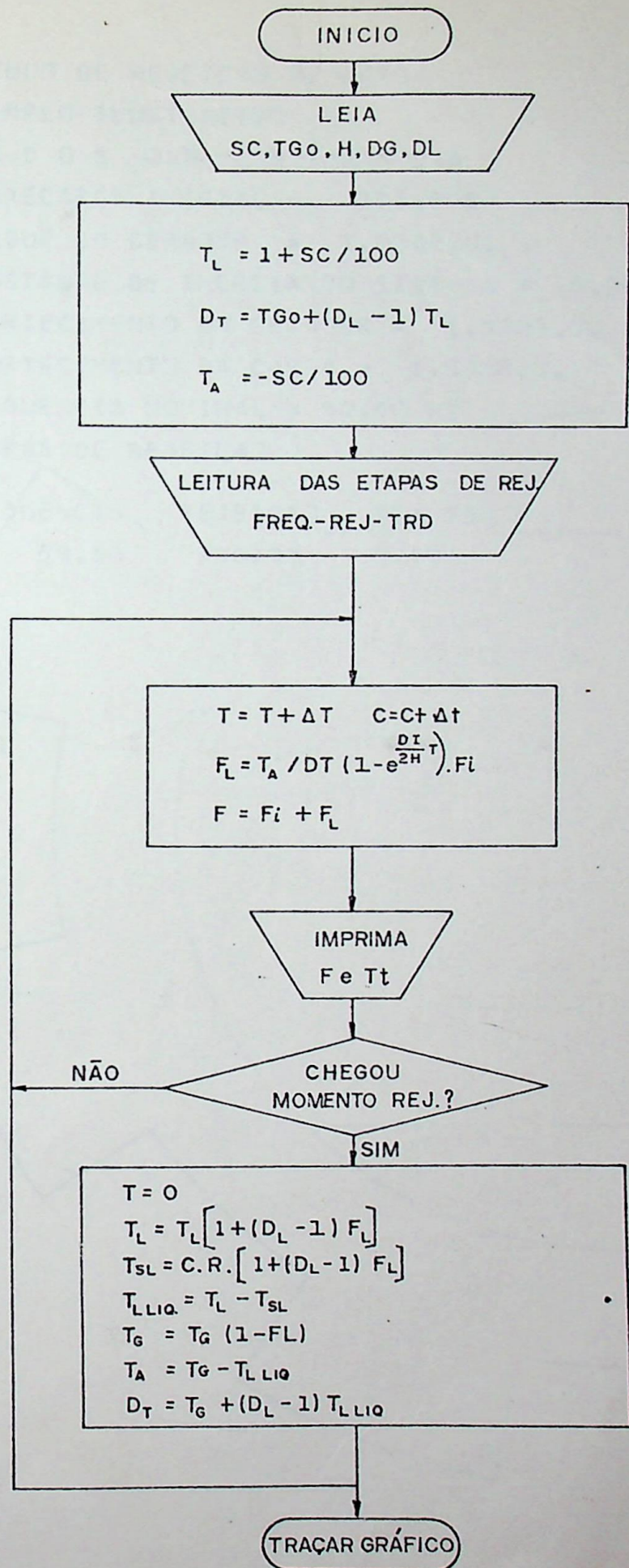


Fig:2.7
 DIAGRAMA DE BLOCOS
 DA SOLUÇÃO DA REJEIÇÃO,
 COM COMPUTADOR DIGITAL.

ESTUDO DE REJEICAO DE CARGA

EXEMPLO ILUSTRATIVO

D A D O S D E E N T R A D A

SOBRECARGA INICIAL = 300.00%

TORQUE DO GERADOR = 1.000P.U.

CONSTANTE DE INERCIA DO SISTEMA = 5.000P.U.

AMORTECIMENTO DO GERADOR = 1.000P.U.

AMORTECIMENTO DA CARGA = 1.500P.U.

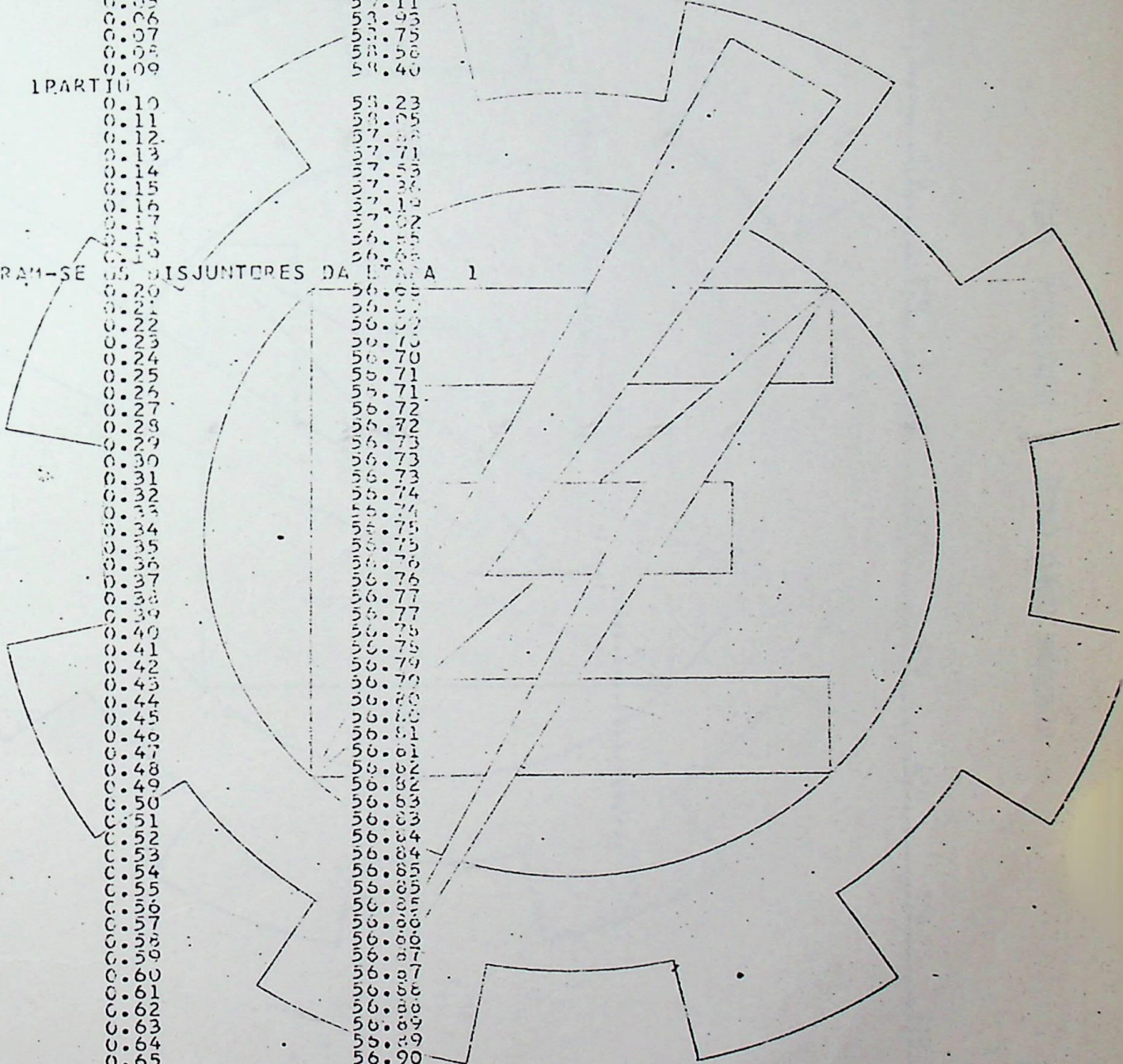
FREQUENCIA NOMINAL = 60.00 HZ

ETAPAS DE REJEICAO

FREQUENCIA	REJEICAO	TR+ TD
58.50	300.00	0.10

VARIACAO DA FREQUENCIA

TEMPO SEG	FREQUENCIA HZ
0.00	60.00
0.01	59.32
0.02	59.64
0.03	59.46
0.04	59.28
0.05	59.11
0.06	59.05
0.07	59.75
0.08	59.58
0.09	59.40
RELE 1 PART I	
0.10	59.23
0.11	59.05
0.12	59.00
0.13	59.71
0.14	59.53
0.15	59.36
0.16	59.19
0.17	59.02
0.18	59.00
0.19	59.00
ABRIRAM-SE DISJUNTORES DA BARRA 1	
0.20	59.00
0.21	59.00
0.22	59.00
0.23	59.70
0.24	59.70
0.25	59.71
0.26	59.71
0.27	59.72
0.28	59.72
0.29	59.73
0.30	59.73
0.31	59.73
0.32	59.74
0.33	59.74
0.34	59.75
0.35	59.75
0.36	59.76
0.37	59.76
0.38	59.77
0.39	59.77
0.40	59.78
0.41	59.78
0.42	59.79
0.43	59.79
0.44	59.80
0.45	59.80
0.46	59.81
0.47	59.81
0.48	59.82
0.49	59.82
0.50	59.83
0.51	59.83
0.52	59.84
0.53	59.84
0.54	59.85
0.55	59.85
0.56	59.86
0.57	59.86
0.58	59.87
0.59	59.87
0.60	59.87
0.61	59.88
0.62	59.88
0.63	59.89
0.64	59.89
0.65	59.90
0.66	59.90
0.67	59.91
0.68	59.91
0.69	59.92
0.70	59.92
0.71	59.92
0.72	59.93
0.73	59.93
0.74	59.94
0.75	59.94
0.76	59.95
0.77	59.95
0.78	59.95



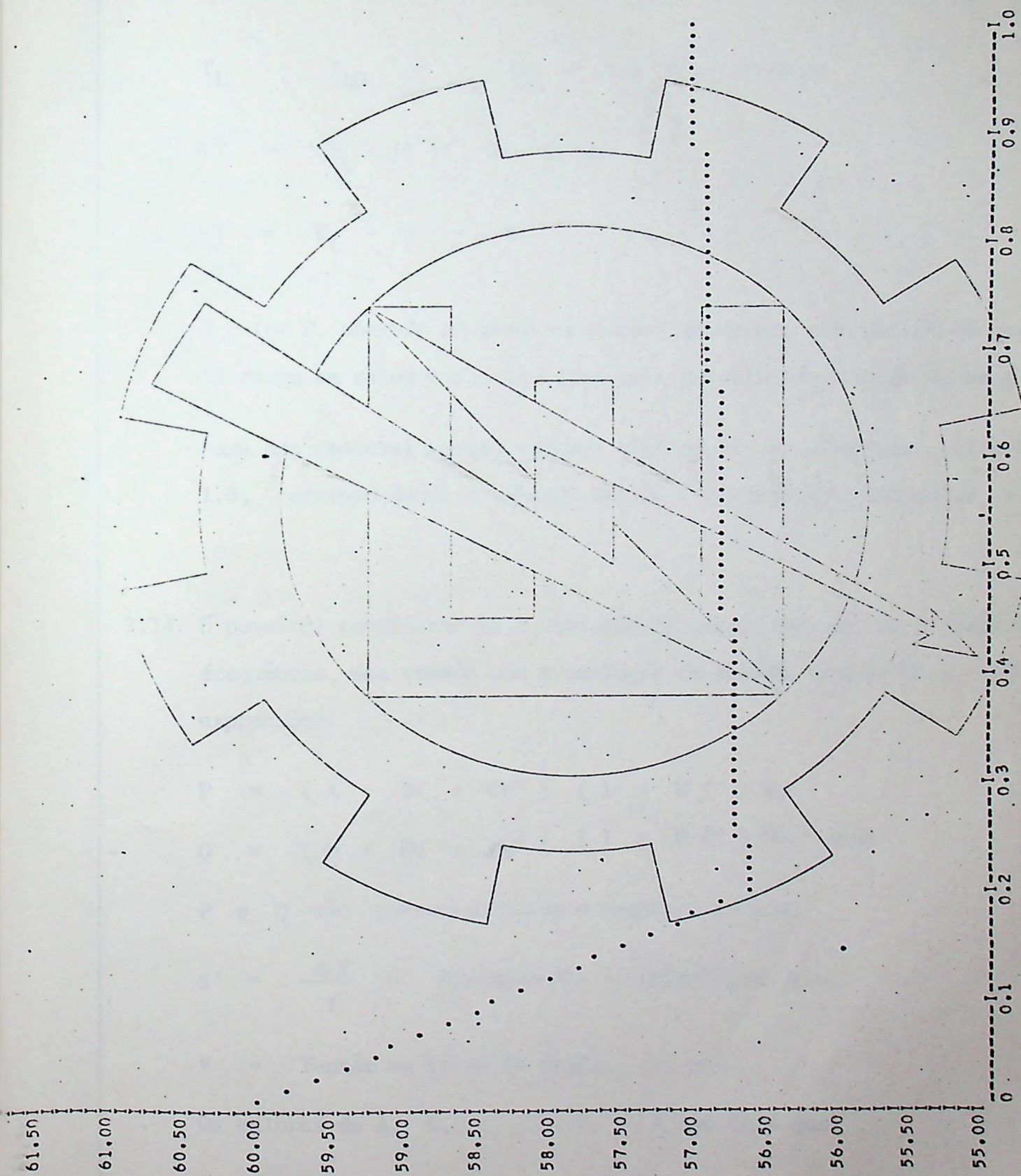


DIAGRAMA TEMPO (SEG) X FREQUENCIA (HZ)

2.13. A partir da equação 2.3, pode-se escrever:

$$T_L - T_{LO} = (D_L - 1) f', \text{ ou seja:}$$

$$\Delta T = (D_L - 1) f', \text{ ou ainda:}$$

$$\frac{\Delta T}{f'} = D_L - 1 = D.$$

O fator D, chamado de auto-regulação da carga, nada mais é do que a variação da carga em valor p.u., dividida pela variação da frequência em p.u.

Para uma concessionária, valores típicos de D situam-se entre 0.5 e 1.0, correspondendo a valores de D_L , compreendido entre 1.5 e 2.0.

2.14. É possível considerar-se a variação de carga, não só com a variação de frequência, mas também com a variação de tensão, usando-se as seguintes expressões:

$$P = (A + BV + CV^2) (1 + G f') P_0$$

$$Q = (D + EV + FV^2) (1 + H f') Q_0, \text{ onde}$$

P e Q são potências ativa e reativa, em p.u.

$$f' = \frac{\Delta f}{f} = \text{Variação da frequência, em p.u.}$$

V = Tensão na barra da carga, em p.u.

Os valores de A, B, C, D, E e F são tais que:

$$A + B + C = 1$$

$$D + E + F = 1$$

2.15. Um outro ponto a considerar na análise de uma RDC, é que os reguladores de tensão e de velocidade, durante a rejeição, atuarão no sentido de corrigir, respectivamente, a tensão e a rotação das máquinas correspondentes. Conhecidas as funções de transferência destes reguladores, é possível, a cada instante, efetuar as correções nos respectivos valores de tensão e frequência, aplicando-se a seguir os cálculos indicados anteriormente.

o mesmo método aplicado a um cálculo.

Evidentemente, a efetivação de cálculos manuais, no método ponto-a-ponto, levando em conta todas as implicações citadas, resultaria num trabalho tremendamente exaustivo. Daí, a formulação de programas especiais para computadores digitais, onde todas as considerações acima podem ser levadas em conta, sem maiores problemas e onde a precisão dos resultados obtidos é bem maior.

CAPITULO III

CARACTERISTICAS DOS DISPOSITIVOS EMPREGADOS EM UMA RDC

3.1. Quando a RDC é feita por meio de relés de sub-frequência, dois tipos destes relés podem ser empregados, dependendo de cada caso:

3.1.1. Relés de sub-frequência, eletromecânicos, de alta velocidade, si' milares ao tipo CFF, da General Electric.

3.1.2. Relés de sub-frequência, de estado sólido, similares ao tipo SFF, da General Electric.

3.2. Os relés similares ao tipo CFF, da GE, são relés de alta velocidade, cujo elemento de atuação é um disco de indução, no qual o torque é uma função da frequência do sistema. Estes relés são os de maior velocida' de, entre todos os tipos de relés eletromecânicos; entretanto, dada a inércia inerente ao seu sistema construtivo, não apresentam a mesma ra pidez e precisão dos relés de estado sólido. Estes relés são continua mente ajustáveis numa faixa de 55 a 59.5 hz e o ajuste apresenta uma precisão da ordem de $\pm 0,10$ hz. O "pick-up" destes relés varia ligeiramente com os valores de tensão e temperatura, nas seguintes condi ções:

3.2.1. A variação do "pick-up" é da ordens de 0,6 hz, para uma varia' ção de tensão de 40 a 140 Volts; a variação do "pick-up" é pro porcional à tensão.

3.2.2. O "pick-up" sofre uma variação de $\pm 0,2$ hz, para uma variação de temperatura na faixa de -20 a $+ 40^{\circ}\text{C}$.

O tempo de operação destes relés é uma função da razão de variação ("rate of change") da frequência. Na figura 3.1., acham-se indicados os tempos de operação para os tipos de relés CFF, da GE. No caso de se utilizar relés de outros fabricantes, recomenda-se utilizar as curvas fornecidas pelos mesmos.

As curvas da fig. 3.1 fornecem o tempo de operação do relé, depois que a frequência atingiu o valor de "pick-up".

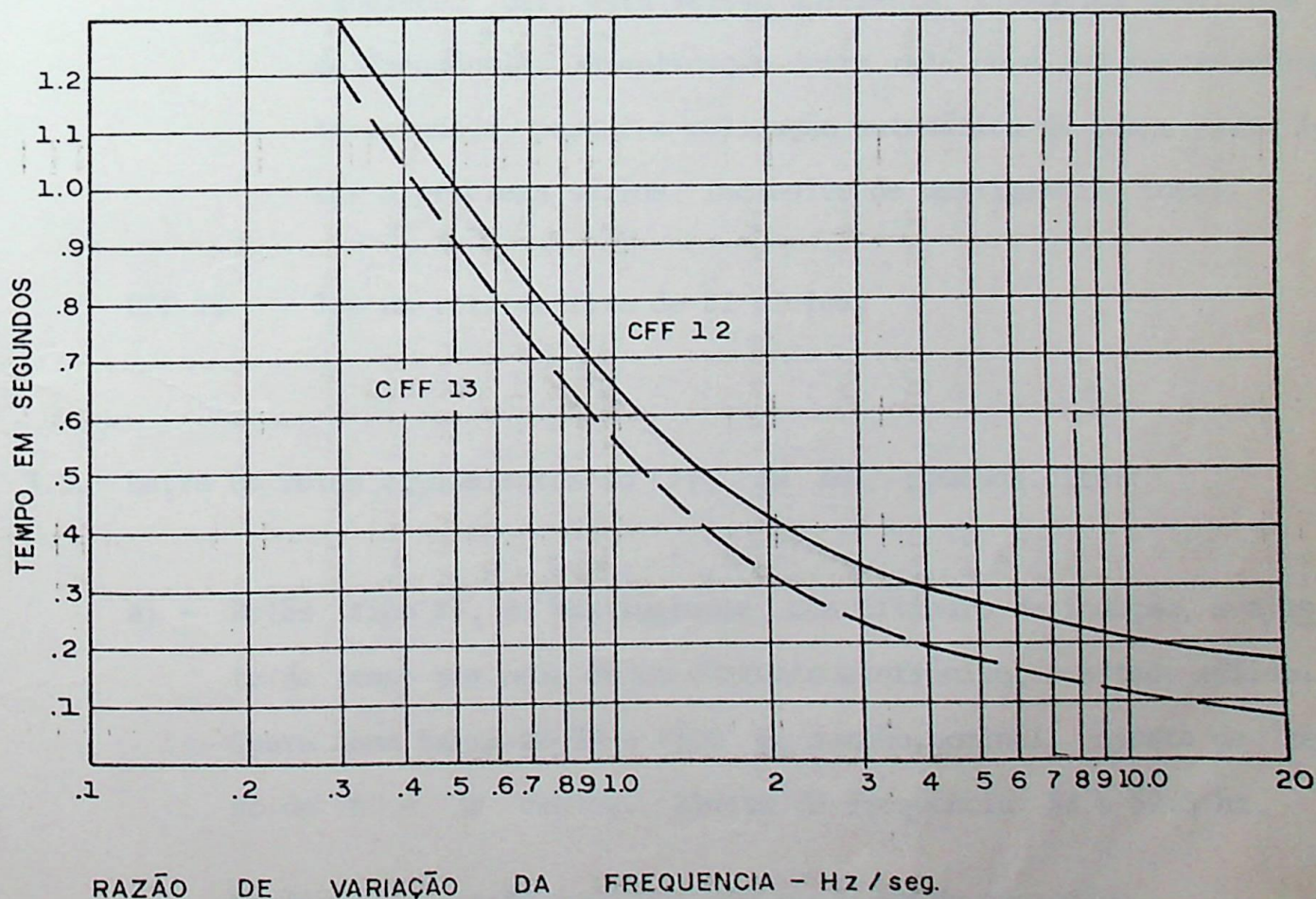


Fig. 3.1. CARACTERÍSTICA TEMPO FREQUENCIA PARA RELÉS, CFF DA SE.

Fig. 3.1.

O relé CFF pode se apresentar nas seguintes versões:

CFF 12 A - Dispõe um temporizador auxiliar para atrazar sua ação de um tempo fixo igual a 6 ciclos. Este retardo é introduzido para evitar falsa operação quando a tensão é subitamente aplicada ou removida. Esta versão é a mais utilizada.

CFF 13 A - Idem CFF 12 A, sem o retardo de 6 ciclos.

CFF 14 - Este relé rejeita cargas com valores de sub-frequência e tem possibilidades de religar cargas, quando a frequência se restabelece. Daí, esta versão apresentar 2 ajustes distintos de frequência. A aplicação deste relé deve ser cuidadosamente estudada, porque a religação automática de carga pode levar a problema sérios, inclusive de desligamento total.

CFF 15 - Tem um retardo fixo de 21 ciclos.

3.3. Entre os relés equivalentes ao CFF, da GE, podemos citar:

a) - Relés tipo KF, da Westinghouse, com cilindro de indução, e ajuste de tempo por meio de um circuito eletrônico, a estado sólido. Opera numa faixa de 70 a 110% da tensão nominal. Ajuste de tempo de 6 a 30 ciclos. Ajuste de frequência: 55 a 59.5 hz.

Na fig. 3.2., está indicada sua condição de operação.

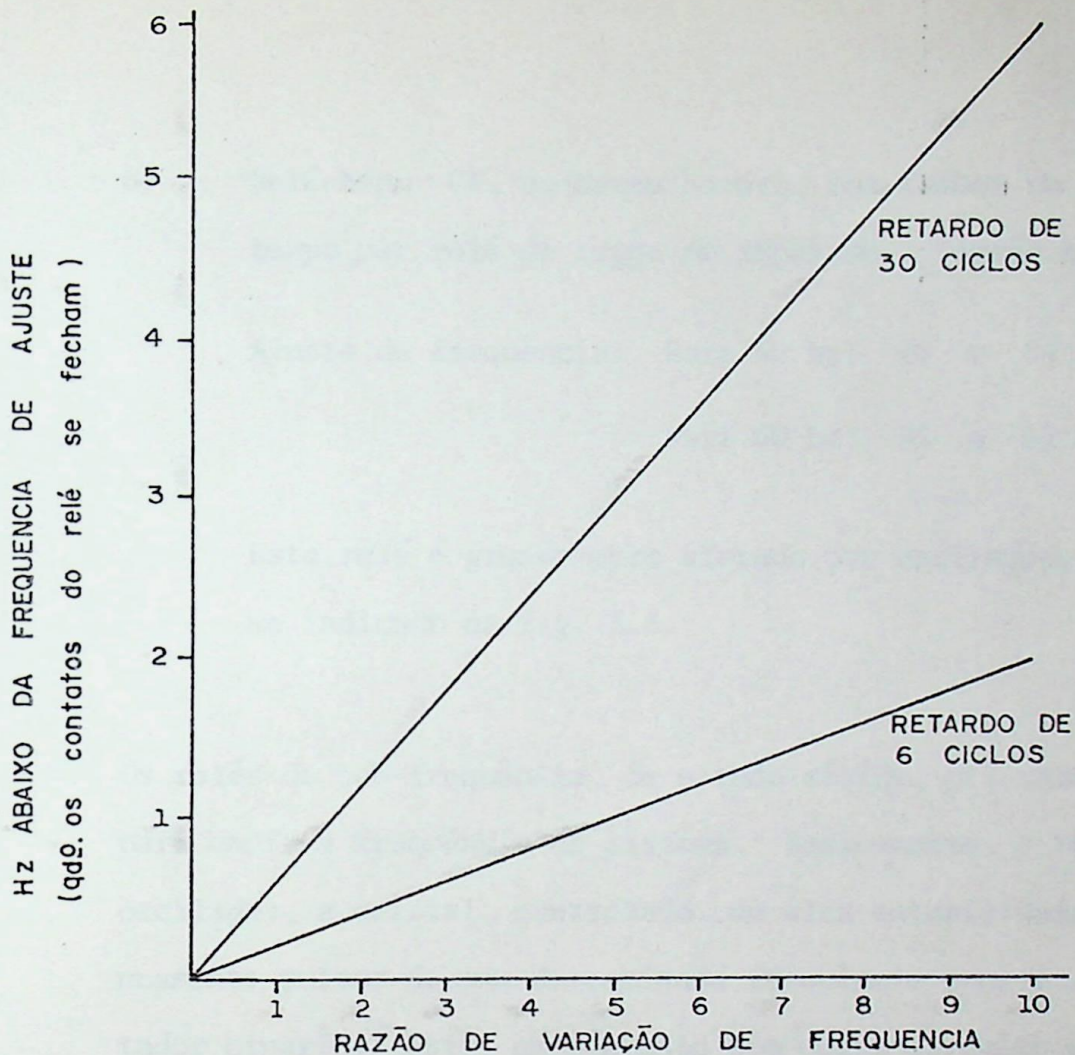


Fig.3.2 - CONDIÇÃO DE ATUAÇÃO DOS RELÉS KF, DA WESTINGHOUSE

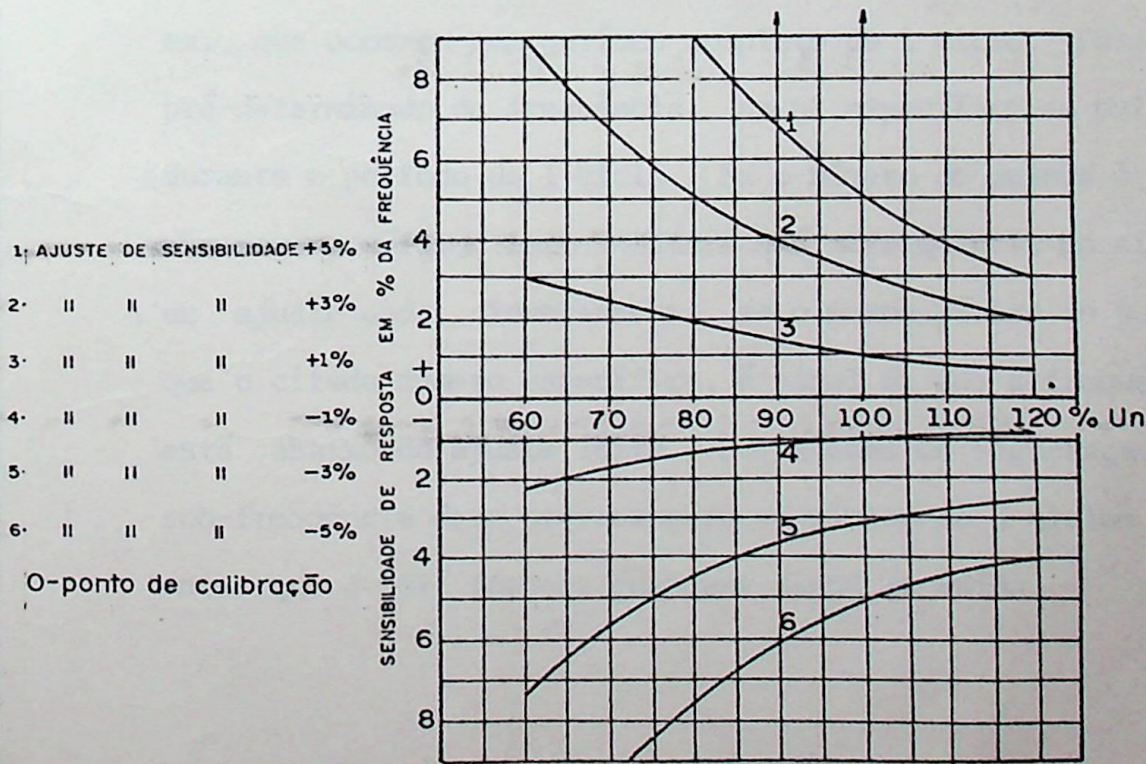


Fig.3.3. VARIAÇÃO DE RESPOSTA EM FUNÇÃO DA TENSÃO. RELÉS CF DA BBC.

b) - Relé tipo CF, da Brown Boveri, com tambor de indução, ajuste de tempo por relé de tempo em separado. Tensão nominal: 100 a 110V.

Ajuste de frequência: Para 50 hz: 46 a 54 hz

Para 60 hz: 55 a 65 hz

Este relé é grandemente afetado por oscilações de tensão, conforme indicado na fig. 3.3.

3.4. Os relés de sub-frequência, de estado sólido, utilizam técnicas digitais para medir a frequência do sistema. Basicamente, o relé consiste de um oscilador, a cristal, controlado, de alta estabilidade, suprindo continuamente pulsos de uma determinada frequência (por ex., 2 Mhz) a um contador binário. Este, em conjunto com outro circuito de lógica, determina a frequência do sistema, contando o número de pulsos de 2 MHz, por ex., que ocorrem num período completo de 1 ciclo. Para um dado ajuste pré-determinado de frequência, um nº específico de pulsos deve ocorrer durante o período de 1 ciclo. Se o número de pulsos é menor do que este número específico, isto indicará que a frequência do sistema está acima do ajuste dado; inversamente, se o mesmo número de pulsos é maior do que o citado número específico, é sinal de que a frequência do sistema está abaixo do ajuste feito. Por razões de segurança, uma indicação de sub-frequência deve ocorrer para um mínimo de 3 ciclos consecutivos, antes que o relé forneça qualquer sinal de saída.

Este tempo mínimo pode ser estendido a valores maiores, por meio de dispositivos auxiliares de temporização, também com circuitos eletrônicos.

Caso a frequência do sistema se recupere, antes do tempo total previsto para sua atuação, os circuitos de tempo voltam a zero e o relé, imediatamente, volta a supervisionar a frequência do sistema.

Os relés de sub-frequência, a estado sólido, são dispositivos de alta precisão e altamente estáveis.

Entre os vários tipos existentes no mercado, podemos mencionar os seguintes:

- * SFF, da General Electric
- * FCX, da Brown Boveri
- * SDF, da Westinghouse

Na fig. 3.4, tem-se o diagrama de blocos do relé SFF. Na tabela a seguir, encontra-se uma comparação entre os 3 tipos acima mencionados.

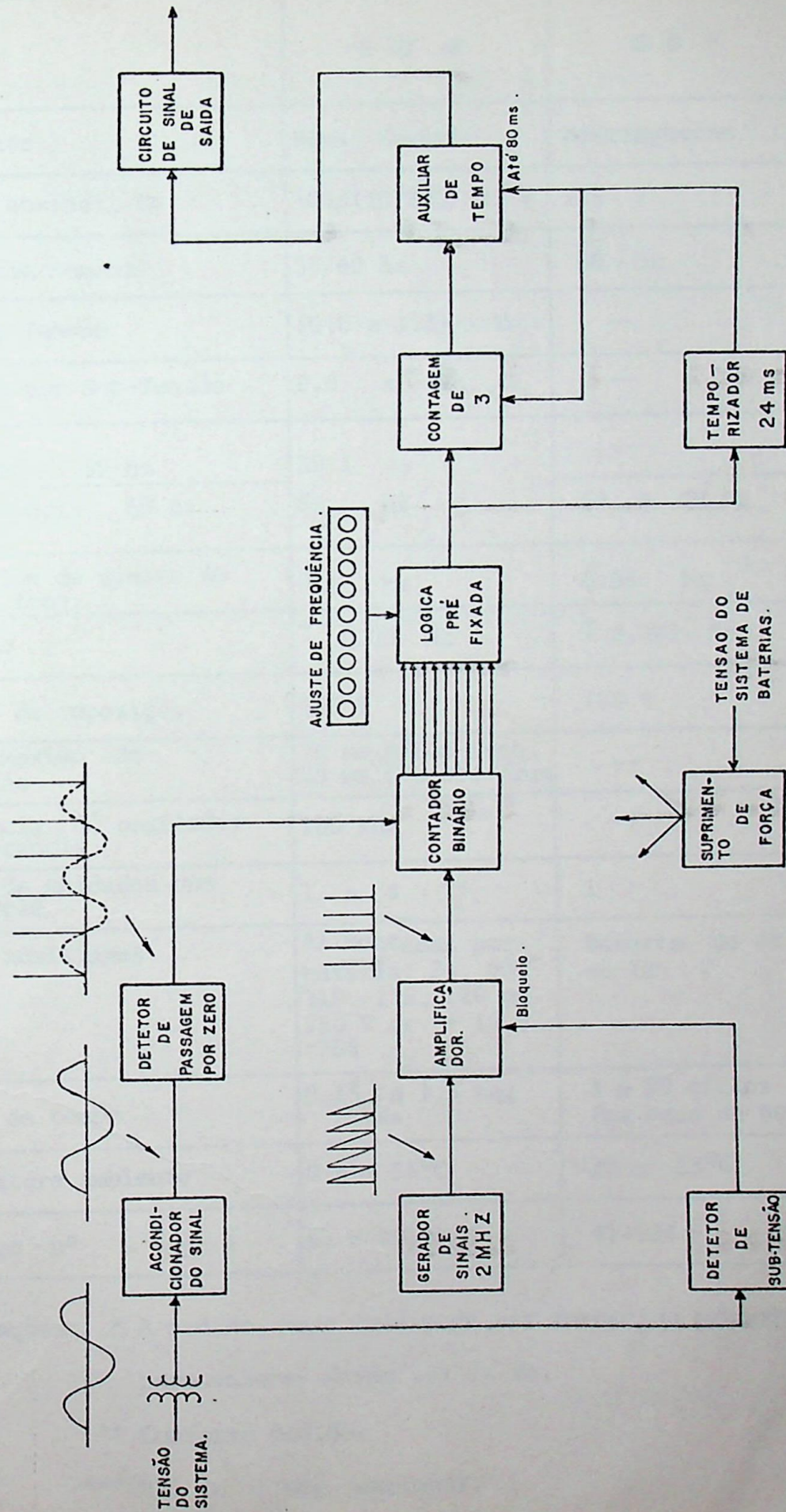


Fig. 3.4. - Diagrama de blocos funcional, do relé SFF, da GE.

TABELA COMPARATIVA ENTRE OS VÁRIOS RELÉS DE SUB-FREQUENCIA, A ESTADO SÓLIDO

TIPO	F C X	S D F	S F F
Fabricante	Bown Boveri	Westinghouse	GE
Tensão nominal, Vn	100/110/200/220 V	115 V	120 V
Frequência Nominal	50/60 hz	60 hz	50/60
Faixa de Tensão	(0.6 a 1.2) x Vn	--	--
Bloqueio por Sub-Tensão	0.6 x Vn *	--	Ajustável de (0.5 a 0.9) x Vn
Faixa de Ajuste 50 hz	39.1 a	--	45.25 a 50.9 hz
de Frequência 60 hz	65 hz	54 a 60 hz	54.20 a 60.90hz
Intervalos de ajuste de freq.	0.1 hz	0.05 hz	0.05 hz
Precisão	\pm 0.03 hz	\pm 0.007 hz	\pm 0.005 hz
Relação de reposição	100 %	100 %	100 %
Tempo máximo de reposição	70 ms p/Sub-freq. 25 ms p/sobre-freq	--	--
Frequencia do oscilador de referencia	100 khz	--	2 MHZ
Numero de unidades num unico relé	1 a 4 **	1	1
Fontes auxiliares	Alimentadas por bateria: 24, 60, 110, 125, 220 ou 250 V dc + 10 % -25%	Bateria de 48 ou 125 V	Bateria de 48 ou 125 V.
Ajuste de tempo	0.15 a 1,5 seg ***	3 a 99 ciclos (na base de 60hz)	3 a 80 ciclos (na base de 60hz)
Temperatura ambiente	0 a + 55°C	-20 a 55°C	-20 a + 60°C
Catálogo nº	62 = 00.01	41-504	27959

Observações: * A pedido, este relé pode ser fornecido p/bloqueios de sub-tensão para valores desde 10% de Vn.

** Conforme pedido.

*** 0.5 a 5 seg opcional.

3.5. Os relés de sub-frequência, a estado sólido, constituem um desenvolvimento relativamente recente (de 1969 para cá). Há varios relés deste tipo já aplicados em todo o mundo, sendo que, no Brasil, se acham em operação relés tipo SFF nas seguintes companhias: LIGHT, Cia de Eletricidade de Brasília - C E B - , e Cia. Siderúrgica Paulista - COSIPA. Os resultados de sua aplicação têm sido amplamente satisfatórios, não havendo qualquer notícia de falha de operação ou operação intempestiva ou mesmo indevida. A única coisa a notar é que, em alguns destes relés, costuma encontrar-se um defeito de fábrica no circuito lógico de tetor de sub-tensão; este defeito é localizado nos testes iniciais do relé, antes, de sua colocação em serviço e é facilmente sanado pela troca do elemento defeituoso.

Recentes pesquisas realizadas, em um laboratório sueco, com alguns relés de sub-frequência, a estado sólido, ofereceram os seguintes resultados:

- * A dependência da temperatura entre 20 e 60°C é praticamente desprezível;
- * Os sinais de tensão foram baixados instantaneamente da tensão nominal até o valor de bloqueio, por sub-tensão, não tendo sido observada qualquer tendência de operação defeituosa. Inclusive a tensão auxiliar nominal, d c, foi rebaixada a 75% do valor nominal, sem qualquer problema.
- * Harmônicos e componente d-c da tensão de alimentação têm pouca ou quase nenhuma influência na atuação dos relés.

3.6. No projeto de um sistema de RDC, outros relés podem surgir como elementos necessários a consecução dos objetivos em vista. Entre tais relés, podemos mencionar:

- * Relés de sub-tensão; e
- * Relés direcionais de potência.

Os relés de sub-tensão podem ser usados para supervisionar relés de sub-frequência, evitando-se sua atuação intempestiva durante oscilações bruscas de frequência, não acompanhadas por oscilações de tensão.

Os relés direcionais de potencia podem ser usados na separação, de 2 sistemas (uma Concessionaria de grande porte e uma industria, por ex.), em que as quedas de tensão muito acentuadas causam um decréscimo tal nas cargas que a queda de frequência não chega a ser suficiente para atuar relés de sub-frequência.

Um estudo ponto-a-ponto, suficientemente detalhado, e realizado em um computador digital, mostrará tais necessidades bem como os valores de tensão, frequência e potencia inversa que possibilitarão a adoção e ajuste de tais relés.

CAPITULO IVPROGRAMAS DE RDC

4.4 - Sistema / com RDC
Programas

4.1. ^A Uma aplicação criteriosa de relés de rejeição resultará num programa de RDC, que pode ser considerado ideal quando fôr capaz de atingir os seguintes objetivos principais:

- 4.1.1. Reconhecer qualquer deficiência de geração no sistema;
- 4.1.2. Eliminar, de forma precisa, o valor de sobrecarga detetada;
- 4.1.3. Restabelecer a frequência a seu valor nominal.

Estes objetivos, embora fãcilmente alcançãveis num sistema pequeno, para um sistema composto de varias interligações, já requerem algumas soluções de compromisso, inevitãveis em tais casos. Em alguns locais, poderá ocorrer desligamentos de cargas, desnecessariamente, motivados por oscilações de frequência, durante perturbações do sistema.

Estudos feitos em computadores, levando em conta todas as variãveis do sistema e todas as condições provãveis e possíveis de seu funcionamento, seja em situações normais, seja em condições de defeitos, tais estudos, repetimos, resultam numa indicação valiosíssima para o estabelecimen' to dos programas de RDC, escolha dos relés, projeto de sua instala' ção, teste e colocação em serviço de um sistema de RDC.

Antes de se chegar ao projeto final de um sistema RDC, as seguintes premissas básicas devem ser estabelecidas:

- 4.1.a. Sobrecarga máxima previsível no sistema.
- 4.1.b. Carga máxima a ser rejeitada.
- 4.1.c. Valores de frequência, nos quais devem ser iniciadas as etapas de rejeição.
- 4.1.d. Queda máxima permissível na frequência.
- 4.1.e. Definição das cargas prioritárias e não-prioritárias.

B
4.2. A sobrecarga máxima que resultará sobre um sistema pode ser determinada a partir da análise do comportamento deste sistema, em conexão com os demais sistemas que formam uma determinada rede. Normalmente, esta sobrecarga resulta de separações de sistemas, motivadas, geralmente, por problemas de estabilidade nas interligações.

Quando se trata de um sistema municipal ou industrial, com geração própria, é mais fácil localizar-se a sobrecarga, porque esta é motivada, em 1ª instância, pela perda do suprimento externo da Concessionária.

C
4.3. O valor de carga a ser rejeitada deve ser tal que possibilite a recuperação da frequência a seu valor normal ou próximo do normal (acima de 59 hz, para sistemas de 60 hz). Para se conseguir isto, normalmente, o valor da carga a rejeitar deve ser igual ou próximo do valor da sobrecarga. Por outro lado, a frequência não tem que, necessariamente, se recuperar a nível de 60hz, porque os próprios reguladores de velocidade das máquinas

- 4.1.a. Sobrecarga máxima previsível no sistema.
- 4.1.b. Carga máxima a ser rejeitada.
- 4.1.c. Valores de frequência, nos quais devem ser iniciadas as etapas de rejeição.
- 4.1.d. Queda máxima permissível na frequência.
- 4.1.e. Definição das cargas prioritárias e não-prioritárias.

B
4.2. A sobrecarga máxima que resultará sobre um sistema pode ser determinada a partir da análise do comportamento deste sistema, em conexão com os demais sistemas que formam uma determinada rede. Normalmente, esta sobrecarga resulta de separações de sistemas, motivadas, geralmente, por problemas de estabilidade nas interligações.

Quando se trata de um sistema municipal ou industrial, com geração própria, é mais fácil localizar-se a sobrecarga, porque esta é motivada, em 1ª instância, pela perda do suprimento externo da Concessionária.

C
4.3. O valor de carga a ser rejeitada deve ser tal que possibilite a recuperação da frequência a seu valor normal ou próximo do normal (acima de 59 hz, para sistemas de 60 hz). Para se conseguir isto, normalmente, o valor da carga a rejeitar deve ser igual ou próximo do valor da sobrecarga. Por outro lado, a frequência não tem que, necessariamente, se recuperar a nível de 60hz, porque os próprios reguladores de velocidade das máquinas

também atuarão durante o fenômeno (após os 2 segundos iniciais), de modo a restabelecer a frequência original.

D

4.4. Tendo em vista problemas de estabilidade do sistema, e, principalmente, as possibilidades de danos que podem ser causados a turbinas a vapor, recomenda-se que o sistema não seja mantido, por muito tempo, em frequências abaixo de 59 hz (ou 49 hz, p/ sistemas de 50 hz).

Os fabricantes americanos indicam os seguintes valores limite:

Frequência a Plena Carga - HZ	Tempo Máximo permissível, minutos
58.8	90
58.2	10
57.6	1

Os fabricantes europeus indicam os seguintes valores limite:

Frequência a Plena Carga - HZ	Tempo Máximo permissível
48.5	30 min.
47.5	5 min.
47.0	5 seg.

Tendo em vista as indicações acima, recomenda-se sempre que o valor da carga a rejeitar seja maior do que o necessário, porque é preferível desligar-se um pouco mais de carga a atingir-se uma situação catastrófica de colapso total, ocasionada por danos e/ou desligamentos das fontes de geração.

Um levantamento feito nos EE.UU., por volta de 1969, mostrou que das Concessionárias que utilizam RDC, por sub-frequência, 30% delas rejeitam 10 a 25% da carga; 56% rejeitam 25 a 50%; e 12% rejeitam 50 a 75% da carga.

No caso de sistemas municipais ou industriais, com geração, o valor da carga a ser rejeitada, quando da perda do suprimento externo, costuma ser um valor bem maior, da ordem de 200 a 300% da geração própria.

4.5. Os valores de frequência, nos quais o sistema de RDC deve ser acionado, dependem muito das próprias condições do sistema para se recuperar, após submetido a uma sobrecarga, e também das oscilações de frequência que podem ocorrer por motivos outros que não propriamente perda de geração.

Um valor da ordem de 59.0 hz costuma ser adequado para se dar início a uma rejeição. Quando o sistema está sujeito a oscilações de frequência que atinjam este valor, o início da rejeição pode ser rebaixado, temporizado ou mesmo bloqueado durante as oscilações por uma supervisão adicional (relés de sub-tensão, por exemplo).

F
 4.6. O programa de RDC deve coordenar com as condições limite de operação do sistema, em frequências abaixo da normal; estes limites dizem respeito a problemas mecânicos de vibração nas turbinas a vapor, e também a operação adequada dos auxiliares das Estações Geradoras. Assim é que, para frequência na faixa de 53 - 55 hz, a potencia de saída dos geradores pode estar bastante reduzida, senão anulada, como resultado de problemas com os respectivos auxiliares da Estação, tais como: ventiladores, bombas de óleo, sistemas de lubrificação, etc.

Deve-se notar que, uma vez estabelecido o limite mínimo de frequência, o "pick-up" dos relés de sub-frequência deve estar ligeiramente acima, uma vez que após o "pick-up" a frequência continua caindo, até que o relé atue e os disjuntores desliguem a carga.

G
 4.7. Sempre que possível, os relés do sistema de RDC devem ser instalados junto aos centros de consumo, onde é possível efetivar-se a rejeição de cargas não-essenciais; com isto, os blocos de carga a desligar são mais restritos, não há necessidade de "transfer trips", além de possibilitar etapas distintas de uma Subestação a outra.

B
 Em cada Subestação, os varios circuitos devem ser analisados de modo a se determinar os de maior prioridade, podendo-se, a partir dai, fixar a rejeição em 2 ou 3 etapas, conforme necessário, permanecendo ligados aqueles circuitos considerados de alta prioridade (essenciais). Considerando que, na maioria dos casos, o programa de circuitos prioritários pode modificar-se, ao longo do tempo, costuma-se fazer passar a ação dos relés de rejeição através de um sistema seletor de circuitos prioritários e não prioritários. Este sistema seletor é, prefer

141

rencialmente, manual, com comando local, na própria Subestação, ou, se houver conveniência, comando desde uma Estação Central de Telecomando. No caso do Sistema Elétrico da Concessionária ser controlada por uma Estação Central, mencionada, equipada com computador para fins de aquisição e processamento de dados do sistema, pode-se, inclusive, programar o computador com as seguintes funções.

- * Controlar, continuamente, o consumo dos circuitos prioritários em comparação com a geração disponível que os atenderá, após a atuação do sistema RDC;
- * Fornecer um alarme ao Despachante de Carga, quando a potencia dos circuitos prioritários exceder a geração retrocitada;
- * Listar, numa tele-impressora e/ou num "display", os circuitos prioritários com sua respectiva carga, bem como a geração disponível e sua respectiva potencia. A par destes dados, o Despachante poderá decidir a operação a executar, seja colocando mais máquinas em serviço, seja retirando alguns circuitos da prioridade, operações estas que podem também ser feitas desde a Estação Central.

4.8. Como exemplos ilustrativos da exposição feita acima, passamos a resumir as características de alguns sistemas RDC, em operação.

4.8.1. Após o "shutdown" de Novembro de 1965, foi criado o "Northeast Power Coordinating Council (N P C C)", nos EE.UU., abrangendo os estados de New England, Nova York e Ontario, no Canadá, destinado a estudar e implantar medidas visando o máximo de confia

bilidade no sistema interligado da região supra mencionada. Foi, então, implantado um sistema de RDC, cujas características principais são as seguintes:

- * Qualquer perturbação do sistema, que ocasione quedas na frequência, aciona um sistema de RDC, o qual deverá restaurar a frequência a, pelo menos 58.5 hz em 10 segundos ou menos e a 59.5 hz em 30 segundos ou menos. Os equipamentos de geração serão separados do sistema, com ou sem carga, se a frequência cair abaixo de 57.5 hz por 10 segundos ou 56 hz durante 0,35 segundos (21 ciclos). São usados relés de sub-frequência, a estado sólido, e as cargas são rejeitadas em blocos de 10 a 15%.

4.8.2. Na Suécia, um sistema de RDC foi instalado, recentemente, com as seguintes características básicas:

- * A rejeição é feita em 5 blocos de carga, cada um correspondendo a 10% do total, nas seguintes etapas:

Etapa	Frequência hz	Retardo seg.
1 ^a	48.5	0.1
2 ^a	48.0	0.1
3 ^a	47.5	0.1
4 ^a	47.0	0.1
5 ^a	47.0	20

A 2^a, a 3^a e a 4^a etapas têm uma retaguarda de atuação a uma frequência 0,5 hz acima e com um retardo de 20 seg.

Os relês são do tipo sub-frequência, a estado sólido.

4.8.3. Em Brasília, acha-se em operação, um sistema de RDC, já aciona['] do algumas vezes com atuação plenamente satisfatória. Este sistema se destina a manter as cargas essenciais de Brasília, nas perdas de interligação da geração própria (cerca de 40 MW) com o suprimento externo. A carga total rejeitada é da ordem de 120 MW.

Esta rejeição é feita em 2 etapas, a saber:

59.0 hz	-	1 ^a Etapa	-	60% da sobrecarga
58.5 hz	-	2 ^a Etapa	-	40% da sobrecarga

A 2^a etapa tem um retardo de 0.3 seg.

São utilizados relês de sub-frequência, a estado sólido, instalados nas Subestações de Distribuição, 34.5/13.8 kV, monitorizados por relês de sub-tensão, destinados a evitar operações indesejadas durante oscilações do sistema.

A seleção e o controle dos circuitos prioritários serão feitos desde a Estação Central de um Sistema Supervisor, ora em fase de instalação.

Nas fig. 4.1, 4.2 e 4.3, encontram-se detalhes do sistema de RDC da CEB, típico de uma Subestação.

REJEIÇÃO DE CARGA

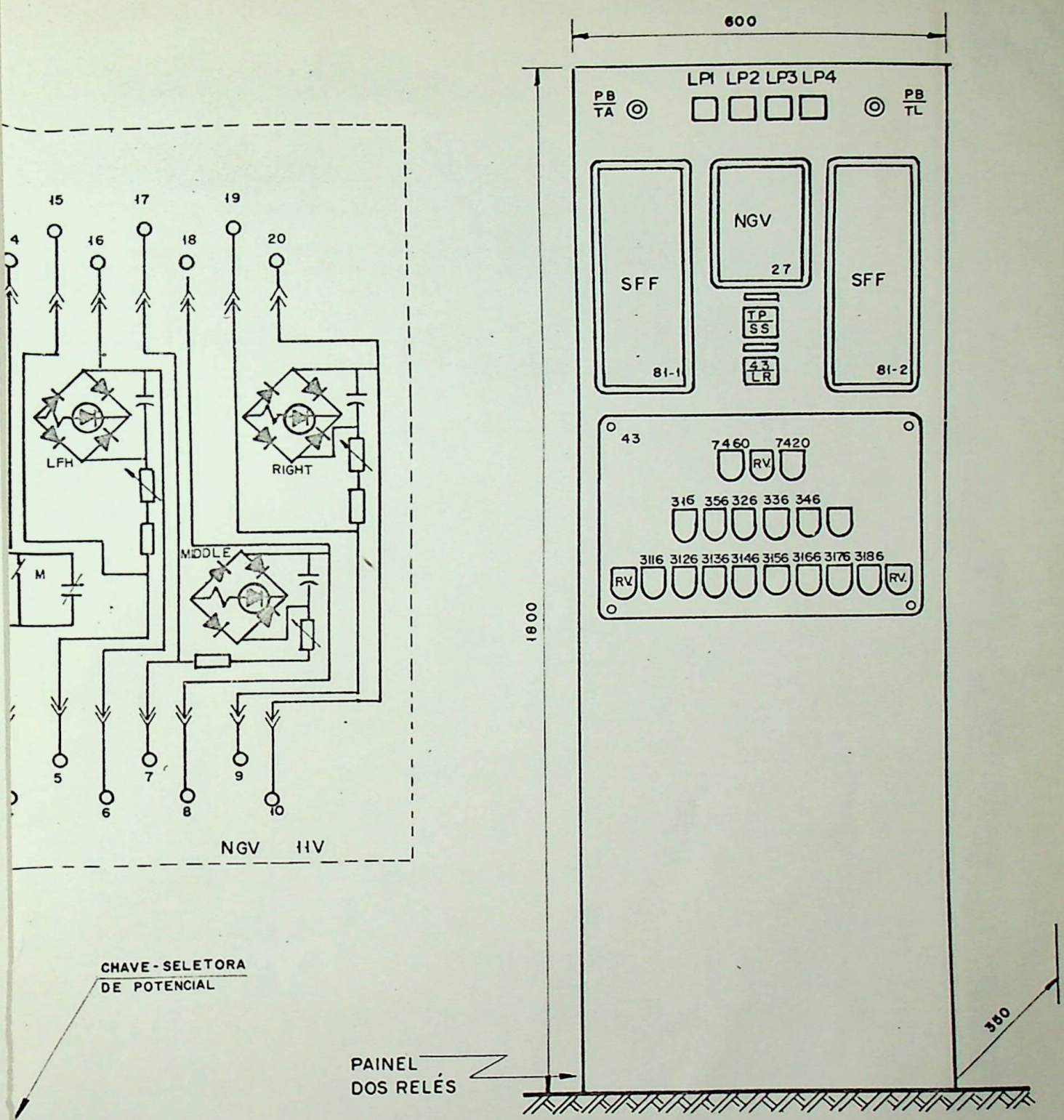
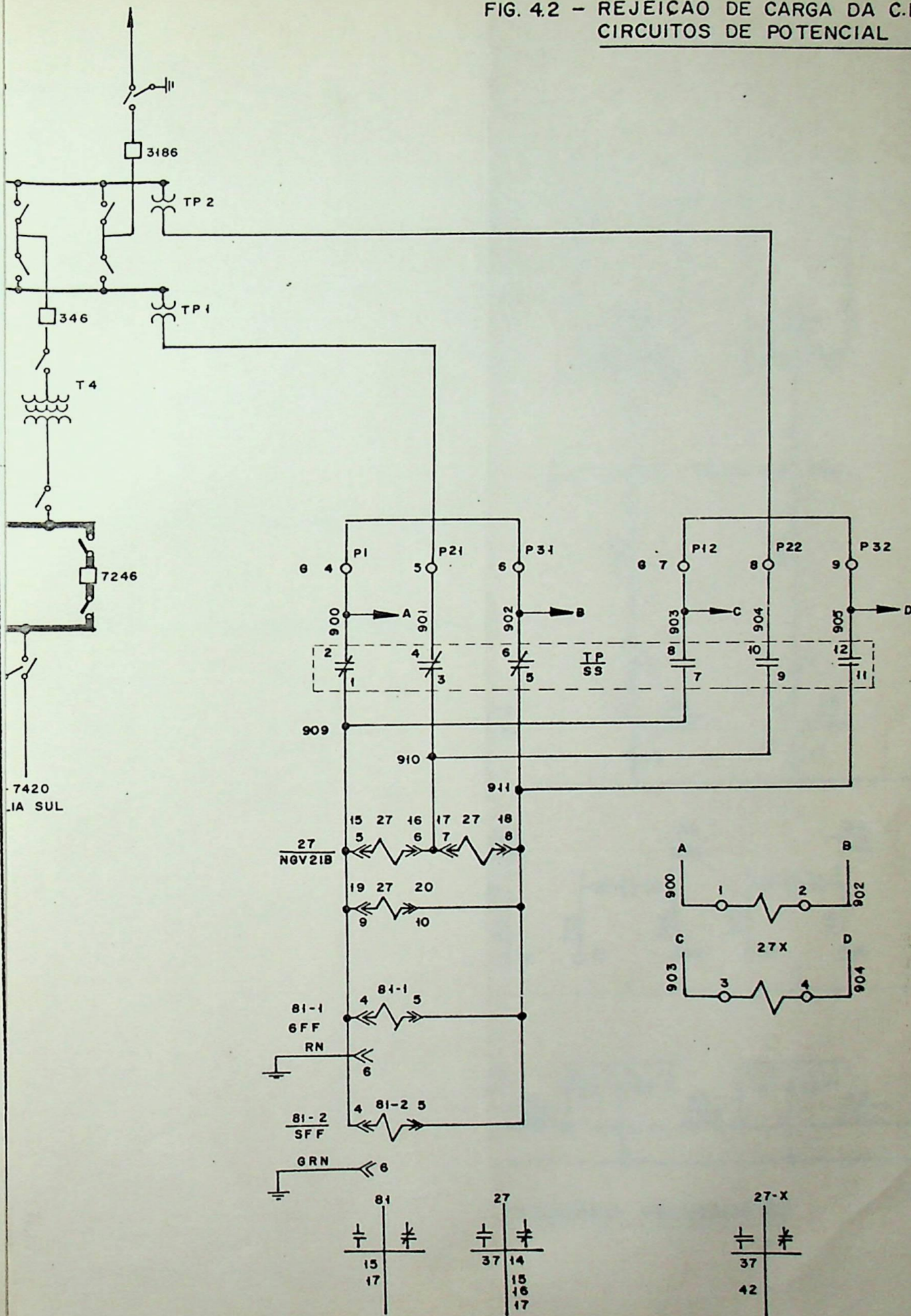


FIG 4.1. - REJEIÇÃO DE CARGA DA C.E.B.

REJEIÇÃO DE CARGA

FIG. 4.2 - REJEIÇÃO DE CARGA DA C.E.B.
CIRCUITOS DE POTENCIAL



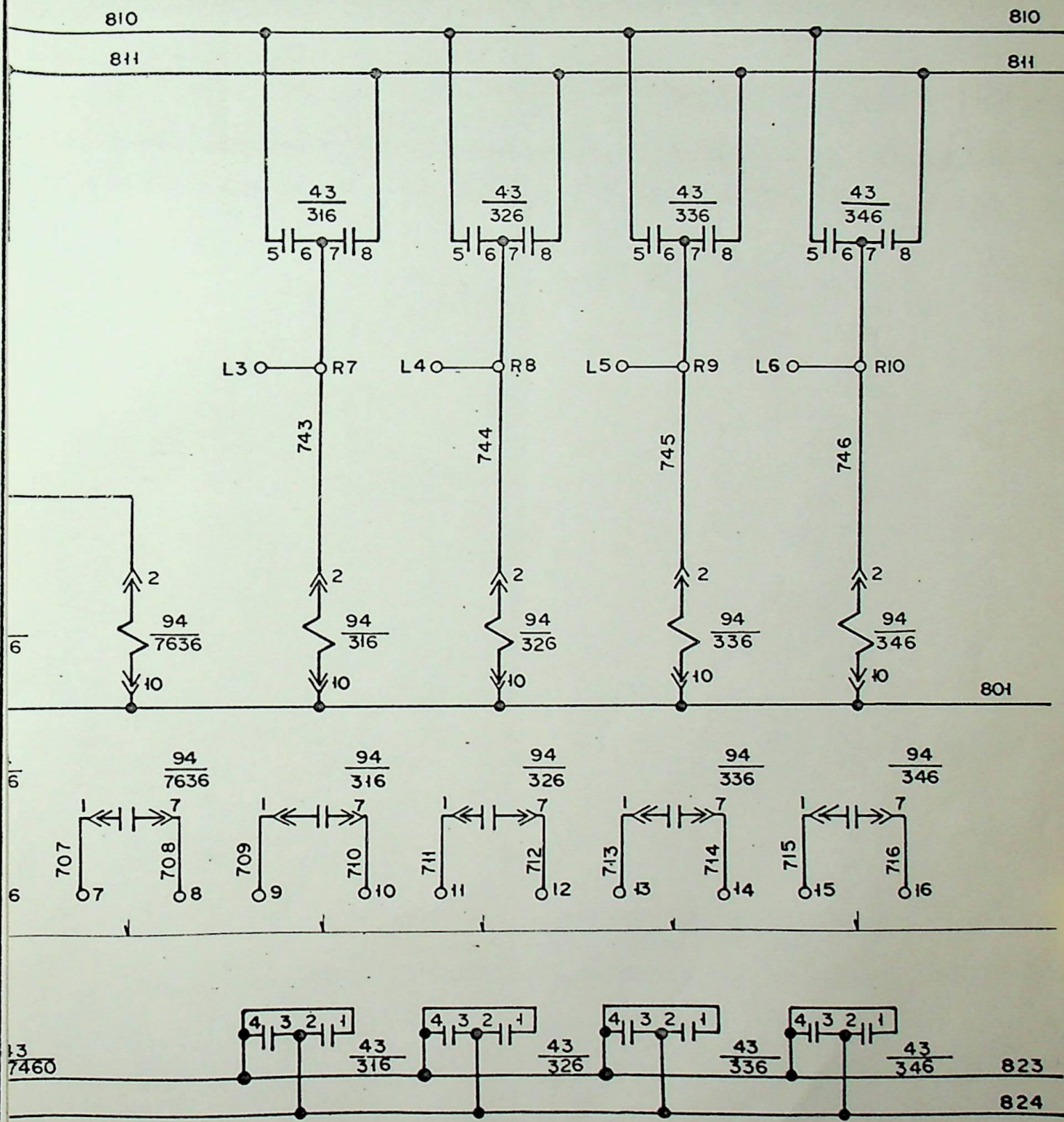


FIG.4.3. REJEIÇÃO DE CARGA DA C.E.B. . DIAGRAMA ESQUEMATICO

CAP VDETERMINAÇÃO DOS AJUSTES DOS RELÉSDO SISTEMA DE RDG

5.1. A determinação dos ajustes dos relés de um sistema de RDC é feita por tentativas, de modo que as premissas básicas pré-estabelecidas sejam atingidas. Neste capítulo, indicaremos alguns pontos que auxiliam na determinação de tais ajustes.

5.2. Inicialmente, devem ser estabelecidas as etapas de rejeição e os respectivos montantes de carga a rejeitar, em cada etapa. O nº de etapas deve ser limitado de 3 a 5, que são números ditados pela experiência.

Na 1ª etapa, a quantidade de carga a rejeitar é função da geração restante ou da capacidade das linhas que mantêm a interligação entre os sistemas de geração que permanecem no sistema.

Para um grande sistema interligado, costuma-se iniciar a rejeição com 10% da carga total.

5.3. Afim de evitar desligamentos desnecessários de cargas correspondente a etapas subsequentes, costuma-se estabelecer um intervalo de tempo entre uma etapa e outra; este intervalo de tempo deve ser, no mínimo, 0,3 segundos, podendo ser estendido a 0,5 segundos, em casos especiais de disjuntores mais lentos ou quando a frequência permanece em valores abaixo do normal por tempos relativamente maiores.

5.4. Afim de elucidar o processo de determinação dos ajustes, vamos utilizar os exemplos, descritos a seguir:

5.4.1. Exemplo nº 1.

Admitamos que se deseje graduar os relés estáticos de sub-frequência, tipo SFF, de um sistema RDC, de modo a proteger o sistema de geração contra uma sobrecarga de 50%. Admitamos que a constante de inércia seja igual a 3 p.u. Pessimisticamente, a queda de frequência será igual a:

$$\frac{\Delta f}{\Delta t} = \frac{0.5}{6} \times 60 = 5 \text{ hz/s.}$$

Suponhamos, ainda, as seguintes hipóteses:

Etapas de Rejeição	% de carga a rejeitar.
1 ^a	10
2 ^a	20
3 ^a	20

"Pick-up" do relé da 1^a etapa: 59.0 hz

Frequência mínima permissível: 56 hz.

Tempo mínimo para evitar operações indevidas, durante oscilações:
0.3 seg.

De acordo com o exposto, conclue-se que para a 1^a etapa, tem-se os seguintes ajustes:

Carga a rejeitar: 10%

"Pick-up" do relé: 59.0 hz

Tempo total de rejeição: 0.2 s para a frequência cair a 59 hz

0.3 s para o relé

0.1 s para o disjuntor

Total ----- 0.6 s.

A 2^a etapa deve ser ajustada de tal forma que, na ocorrência de uma sobrecarga de apenas 10%, a mesma não venha a operar.

Na fig. 5.1., a curva A indica a queda de frequência, para uma sobrecarga de 10%.

O relé da 1^a Etapa - R1 - dá "pick-up" no instante 1.0 seg. e a carga é desligada no instante D1 - 1,4 seg, quando a frequência é de 58.6 hz.

Assim sendo, o "pick-up" do relé da 2^a etapa (R2) deverá ser 58.5 hz, com um retardo também de 0.3 seg.

O "pick-up" do relé da 3^a etapa, analogamente, deve ser tal que não seja atingido quando a sobrecarga for de apenas 30%, correspondente a 1^a e 2^a etapas.

Na fig. 5.1, a curva B indica a queda de frequência para uma sobrecarga de 30%; os relés R1 e R2 dão "pick-up" conforme indicado, e, após o desligamento das cargas da 1^a etapa (10%), a queda de frequência passa para a curva C (20% de S.C) e o relé R2 desliga as cargas da 2^a etapa no ponto D2, em que a frequência é de 57.4 hz. Desta forma, os relés da 3^a etapa

podem ser calibrados em 57.2 hz, com um retardo também de 0.3 seg.

Na fig. 5.2, indicamos a atuação total das 3 etapas, para uma sobrecarga de 50%. A frequência mínima atingida é de 56.05 hz.

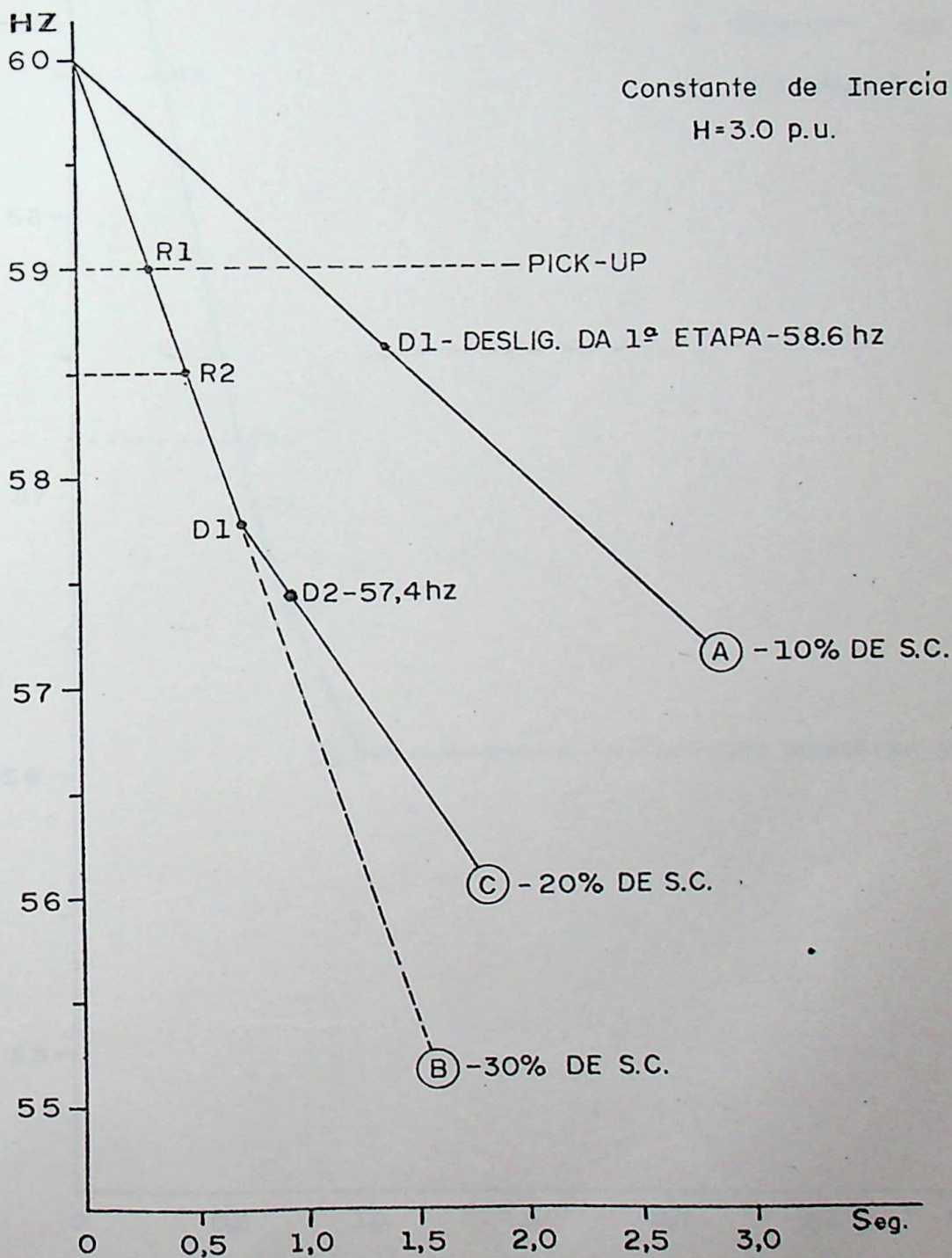


Fig.5.1-AJUSTE DOS RELÉS DE SUB-FREQUENCIA
ETAPAS DE ATUAÇÃO - Ex.: N° 1

REJEIÇÃO DE CARGA

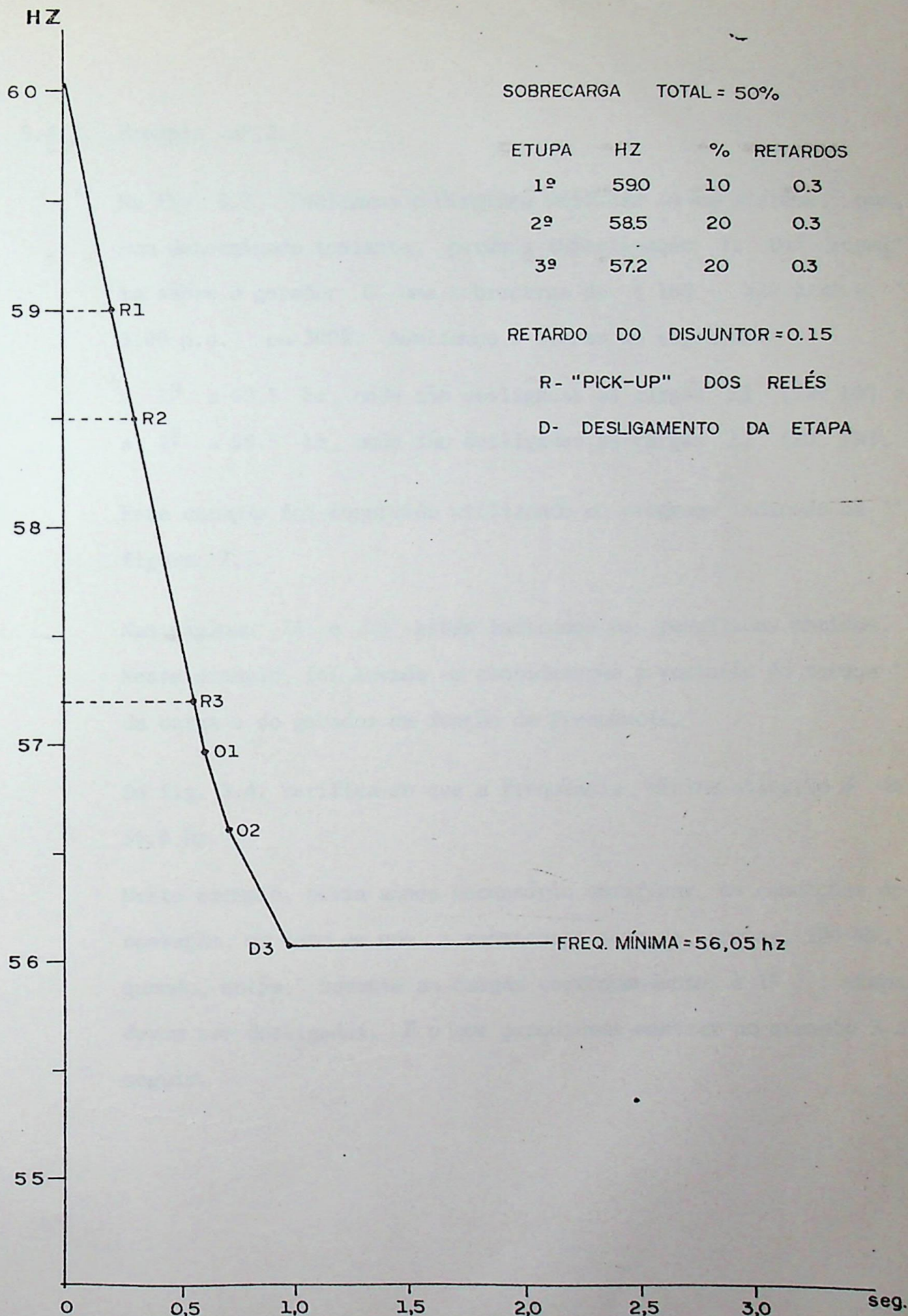


Fig. 5.2- DETERMINAÇÃO DA FREQUENCIA MÍNIMA - EXEMPLO Nº1

5.4.2. Exemplo nº 2.

Na fig. 5.3, indicamos o diagrama unifilar de um sistema, que, num determinado instante, perde a interligação T. Daí resulta sobre o gerador G uma sobrecarga de $(160 - 120)/40 = 3.00$ p.u. ou 300%. Admitamos 2 etapas de rejeição:

a 1^a a 59.5 Hz, onde são desligadas as cargas L1 (100 MW) e a 2^a a 58.5 Hz, onde são desligadas as cargas L2 (20 MW).

Este exemplo foi resolvido utilizando o programa indicado na figura 2.7.

Nas páginas 74 e 75 estão indicados os resultados obtidos. Neste exemplo, foi levada em consideração a variação do torque da carga e do gerador em função de frequência.

Da fig. 5.4, verifica-se que a frequência mínima atingida é de 56.6 Hz.

Neste exemplo, seria ainda necessário verificar as condições de operação, no caso em que a sobrecarga seja de, apenas, 100 MW, quando, então, somente as cargas correspondentes à 1^a etapa devem ser desligadas. É o que procuramos mostrar no exemplo 3 a seguir.

REJEICAO DE CARGA

EXEMPLO NUMERO 2 DE AJUSTE DE RELES DE SUBFREQUENCIA

DUAS ETAPAS DE REJEICAO EM 59.5 HZ - 100MW E EM 58.5 HZ - 20MW

D A D O S D E E N T R A D A

SOBRECARGA INICIAL = 300.00%

TORQUE DO GERADOR = 1.000P.U.

CONSTANTE DE INERCIA DO SISTEMA = 5.000P.U.

AMORTECIMENTO DO GERADOR = 1.000P.U.

AMORTECIMENTO DA CARGA = 1.500P.U.

FREQUENCIA NOMINAL = 60.00 HZ

ETAPAS DE REJEICAO

FREQUENCIA	REJEICAO	TR+TD
59.50	250.00	0.10
58.50	50.00	0.40

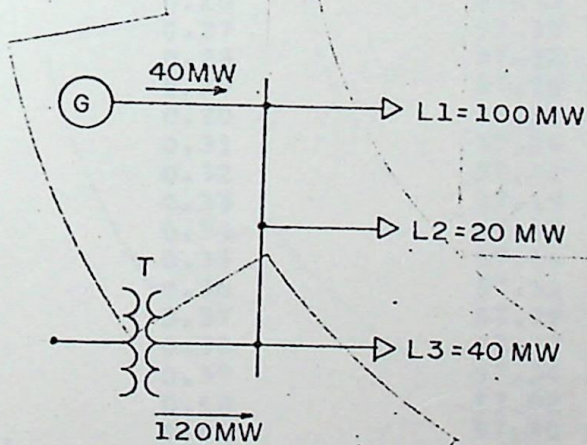


Fig. 5.3 - AJUSTE DOS RELÉS DE SUB-FREQUENCIA
EXEMPLO Nº 2

VARIACAO DA FREQUENCIA

	TEMPO SEG	FREQUENCIA HZ
	0.00	60.00
	0.01	59.82
	0.02	59.64
	0.03	59.46
RELE 1PARTIU	0.04	59.28
	0.05	59.11
	0.06	58.93
	0.07	58.75
	0.08	58.58
RELE 2PARTIU	0.09	58.40
	0.10	58.23
	0.11	58.05
	0.12	57.88
	0.13	57.71
ABRIRAM-SE OS DISJUNTORES DA ETAPA 1	0.14	57.63
	0.15	57.65
	0.16	57.63
	0.17	57.60
	0.18	57.58
	0.19	57.55
	0.20	57.52
	0.21	57.50
	0.22	57.47
	0.23	57.45
	0.24	57.42
	0.25	57.40
	0.26	57.37
	0.27	57.35
	0.28	57.32
	0.29	57.30
	0.30	57.27
	0.31	57.24
	0.32	57.22
	0.33	57.19
	0.34	57.17
	0.35	57.14
	0.36	57.12
	0.37	57.09
	0.38	57.07
	0.39	57.04
	0.40	57.02
	0.41	57.00
	0.42	56.97
	0.43	56.95
	0.44	56.92
	0.45	56.90
	0.46	56.87
	0.47	56.85
	0.48	56.82
	0.49	56.80
ABRIRAM-SE OS DISJUNTORES DA ETAPA 2	0.50	56.81
	0.51	56.82
	0.52	56.83
	0.53	56.83
	0.54	56.84

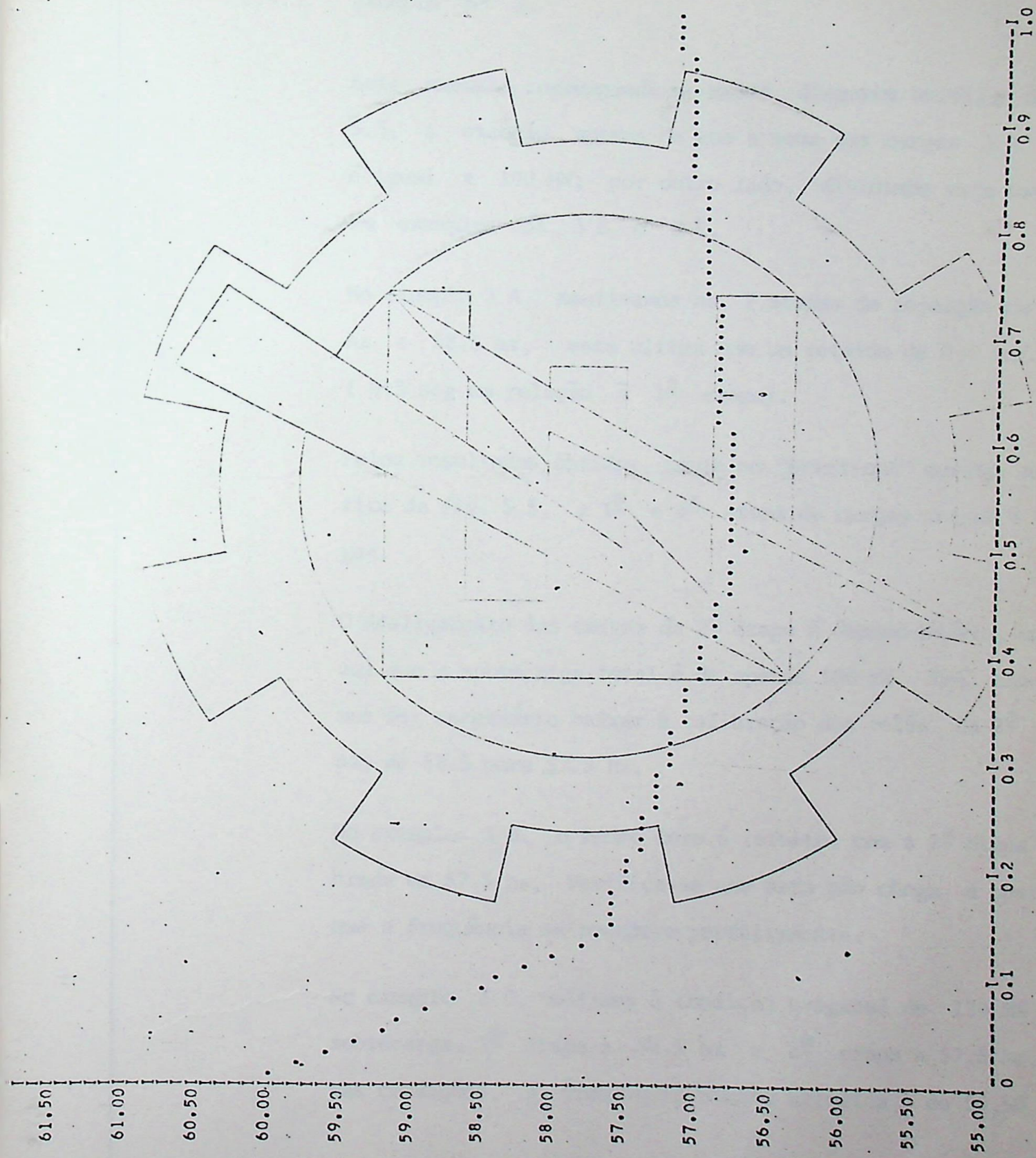


Fig. 5.4 - Variação da frequência para o exemplo nº 2.

DIAGRAMA TEMPO (SEG) X FREQUENCIA (HZ)

5.4.3. Exemplo nº 3.

Este exemplo corresponde ao mesmo diagrama unifilar da fig. 5.3, a exceção apenas de que a soma das cargas L_1 e L_2 é igual a 100 MW; por outro lado, dividimos este exemplo em exemplos 3A, 3B e 3C.

No exemplo 3A, mantivemos as 2 etapas de rejeição em 59.5 hz e 58.5 hz, esta ultima com um retardo de 0,4 seg. (0.3 seg em relação à 1ª etapa).

Pelos resultados obtidos, tanto no 'print-out' quanto no gráfico da fig. 5.5, a 1ª e 2ª etapa de cargas chegam a desligar.

O desligamento das cargas da 2ª etapa é desnecessário, uma vez que a sobrecarga total é de apenas 100 MW. Daí, concluímos ser necessário baixar a calibração dos relés da 2ª etapa, de 58.5 para 57.5 hz.

No exemplo 3B, o mesmo caso é feito, com a 2ª etapa calibrada em 57.5 hz. Verifica-se que esta não chega a operar e que a frequência se recupere perfeitamente.

No exemplo 3C, voltamos à condição original de 120 MW de sobrecarga, 1ª etapa a 59.5 hz e 2ª etapa a 57.5 hz. Nestas condições, a frequência mínima atingida é de 56.50 hz.

REJEICAO DE CARGA
EXEMPLO NUMERO 3A DE RELES DE SUBFREQUENCIA
CARGA EXCEDENTE IGUAL A 100 MW
D A O S D E E N T R A D A
SOBRECARGA INICIAL = 250.00%
TORQUE DO GERADOR = 1.000P.U.
CONSTANTE DE INERCIA DO SISTEMA = 5.000P.U.
AMORTECIMENTO DO GERADOR = 1.000P.U.
AMORTECIMENTO DA CARGA = 1.500P.U.
FREQUENCIA NOMINAL = 60.00 HZ
ETAPAS DE REJEICAO

FREQUENCIA	REJEICAO	TR+ TD
59.50	250.00	0.10
58.50	50.00	0.40

VARIACAO DA FREQUENCIA

TEMPO SEC	FREQUENCIA HZ
0.00	60.00
0.01	59.85
0.02	59.70
0.03	59.55
0.04	59.40
RELE 1PARTIU	
0.05	59.26
0.06	59.11
0.07	58.96
0.08	58.81
0.09	58.67
0.10	58.52
0.11	58.37
RELE 2PARTIU	
0.12	58.23
0.13	58.08
0.14	57.94
ABRIRAM-SE OS DISJUNTORES DA ETAPA 1	
0.15	57.79
0.16	57.65
0.17	57.51
0.18	57.36
0.19	57.22
0.20	57.07
0.21	56.93
0.22	56.78
0.23	56.64
0.24	56.49
0.25	56.35
0.26	56.20
0.27	56.06
0.28	55.91
0.29	55.77
0.30	55.62
0.31	55.48
0.32	55.33
0.33	55.19
0.34	55.04
0.35	54.90
0.36	54.75
0.37	54.61
0.38	54.46
0.39	54.32
0.40	54.17
0.41	54.03
0.42	53.88
0.43	53.74
0.44	53.59
0.45	53.45
0.46	53.30
0.47	53.16
0.48	53.01
0.49	52.87
0.50	52.72
ABRIRAM-SE OS DISJUNTORES DA ETAPA 2	
0.51	52.58
0.52	52.43
0.53	52.29
0.54	52.14
0.55	52.00
0.56	51.85
0.57	51.71
0.58	51.56
0.59	51.42
0.60	51.27
0.61	51.13
0.62	50.98
0.63	50.84
0.64	50.69
0.65	50.55
0.66	50.40
0.67	50.26
0.68	50.11
0.69	49.97
0.70	49.82
0.71	49.68
0.72	49.53
0.73	49.39
0.74	49.24
0.75	49.10
0.76	48.95

DIAGRAMA TEMPO (SEC) X FREQUENCIA (HZ)

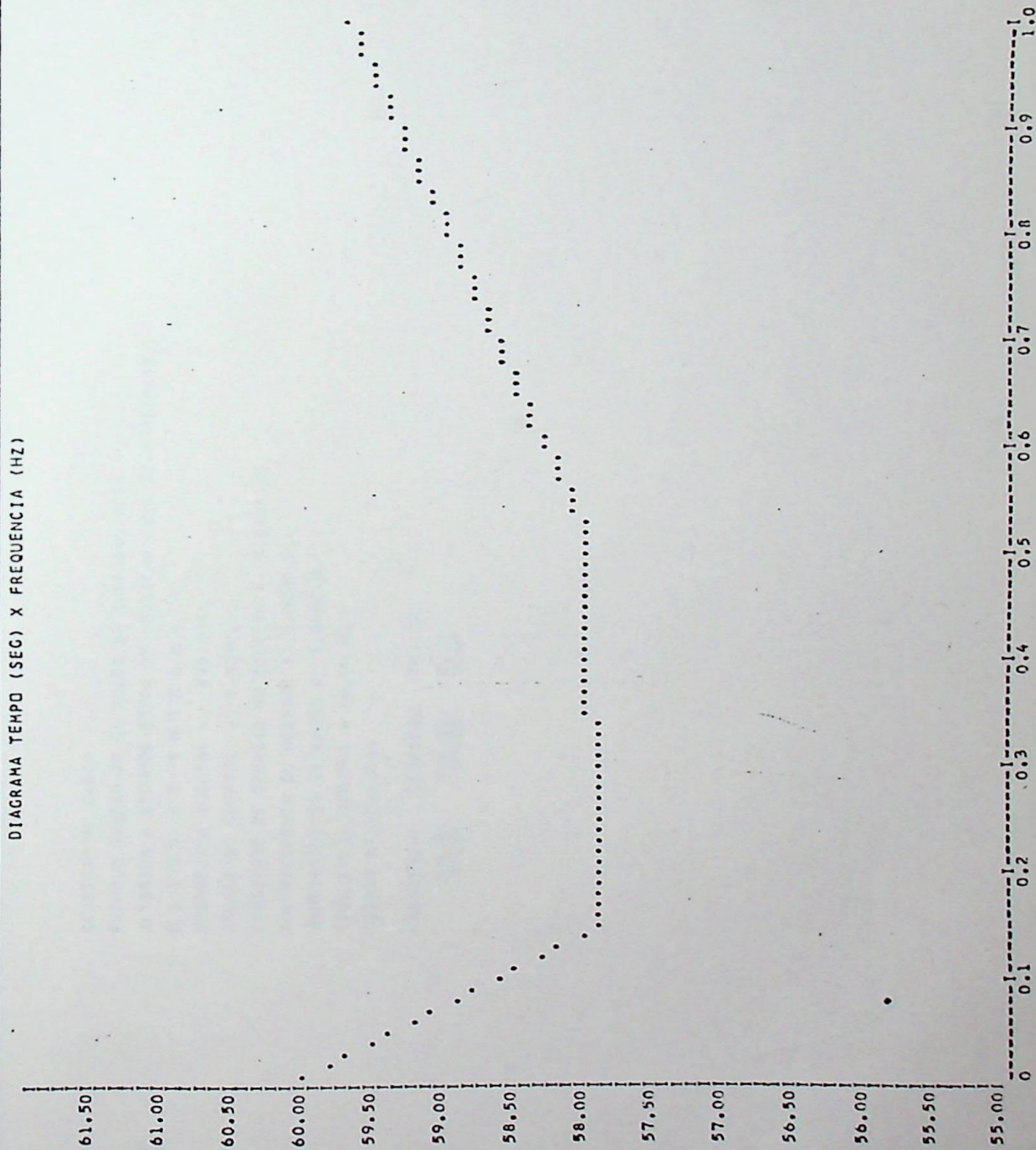


Fig. 5.5. - Variação da frequência para o exemplo nº 3 A

REJEIÇÃO DE CARGA
 EXEMPLO NÚMERO 30 DE RELES DE SUBFREQUENCIA
 ALTERADA A SEGUNDA ETAPA DE REJEIÇÃO PARA 57.5 HZ/0,4S
 D A D O S D E E N T R A D A
 SOBRECARGA INICIAL = 250.00%
 TORQUE DO GERADOR = 1.000P.U.
 CONSTANTE DE INERCIA DO SISTEMA = 5.000P.U.
 AMORTECIMENTO DO GERADOR = 1.000P.U.
 AMORTECIMENTO DA CARGA = 1.500P.U.
 FREQUENCIA NOMINAL = 60.00 HZ
 ETAPAS DE REJEIÇÃO

FREQUENCIA	REJEIÇÃO	TR + TD
59.50	250.00	0.10
57.50	50.00	0.40

VARIACAO DA FREQUENCIA

TEMPO SEC	FREQUENCIA HZ
0.00	60.00
0.01	59.85
0.02	59.75
0.03	59.55
0.04	59.40
0.05	59.26
0.07	59.11
0.08	58.96
0.09	58.81
0.10	58.67
0.11	58.52
0.12	58.37
0.13	58.23
0.14	58.08
0.15	57.94
0.16	57.94
0.17	57.95
0.18	57.95
0.19	57.96
0.20	57.96
0.21	57.96
0.22	57.96
0.23	57.97
0.24	57.97
0.25	57.97
0.26	57.97
0.27	57.97
0.28	57.96
0.29	57.96
0.30	57.99
0.31	57.99
0.32	57.99
0.33	58.00
0.34	58.00
0.35	58.00
0.36	58.01
0.37	58.01
0.38	58.01
0.39	58.02
0.40	58.02
0.41	58.02
0.42	58.02
0.43	58.03
0.44	58.03
0.45	58.03
0.46	58.04
0.47	58.04
0.48	58.04
0.49	58.05
0.50	58.05
0.51	58.05
0.52	58.05
0.53	58.06
0.54	58.06
0.55	58.06
0.56	58.07
0.57	58.07
0.58	58.07
0.59	58.08
0.60	58.08
0.61	58.08
0.62	58.09
0.63	58.09
0.64	58.09
0.65	58.09
0.66	58.10
0.67	58.10
0.68	58.10
0.69	58.11
0.70	58.11
0.71	58.11
0.72	58.12
0.73	58.12
0.74	58.12
0.75	58.12
0.76	58.12
0.77	58.12

RELE 1PARTIU

ABRIRAM-SE OS DISJUNTORES DA ETAPA 1

DIAGRAMA TEMPO (SEG) X FREQUENCIA (HZ)

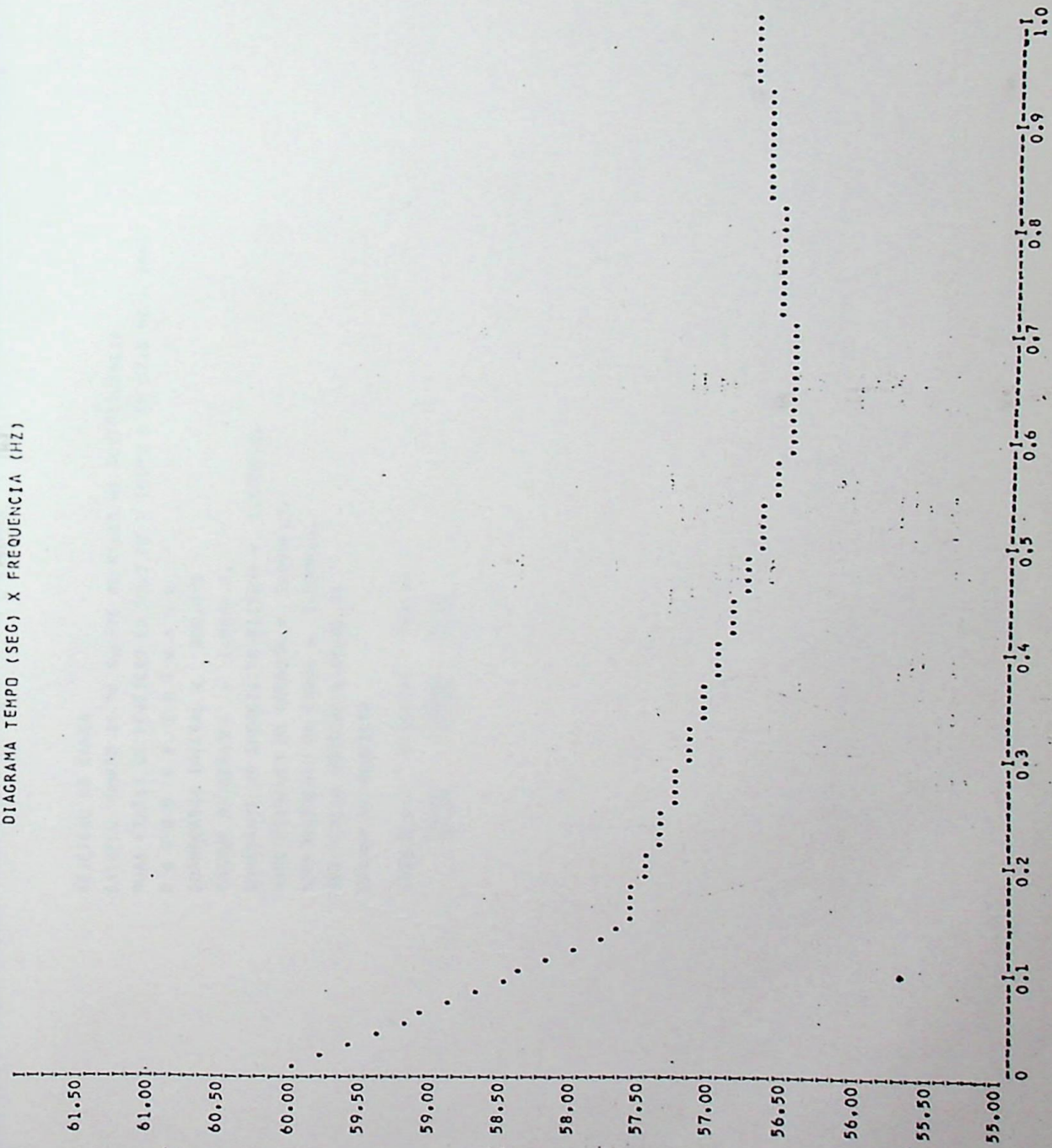


Fig. 5.7. - Variação da frequência para o exemplo nº 3 C

REJEIÇÃO DE CARGA
 EXEMPLO NÚMERO 3C DE AJUSTE DE RELES DE SURFREQUENCIA
 DUAS ETAPAS DE REJEIÇÃO EM 59.5 HZ - 100MW E EM 57.5 HZ - 20MW
 D A D S D E E N T R A D A
 SOBRECARGA INICIAL = 300.00%
 TORQUE DO GERADOR = 1.000P.U.
 CONSTANTE DE INERÇIA DO SISTEMA = 5.000P.U.
 AMORTECIMENTO DO GERADOR = 1.000P.U.
 AMORTECIMENTO DA CARGA = 1.500P.U.
 FREQUENCIA NOMINAL = 60.00 HZ
 ETAPAS DE REJEIÇÃO

FREQUENCIA	REJEIÇÃO	TR+TD
59.50	250.00	0.10
57.50	50.00	0.40

VARIACAO DA FREQUENCIA

FREQUENCIA
HZ

TEMPO
SEC

60.00
59.82
59.64
59.46

RELE 1PARTIU

59.28
59.11
58.93
58.75
58.58
58.40
58.23
58.05
57.88
57.71

ABRIRAM-SE OS DISJUNTORES DA ETAPA 1

57.64
57.65
57.63
57.60
57.58
57.55
57.52
57.50

RELE 2PARTIU

57.47
57.45
57.42
57.40
57.37
57.35
57.32
57.30
57.27
57.24
57.22
57.19
57.17
57.14
57.12
57.09
57.07
57.04
57.02
57.00
56.97
56.95
56.92
56.90
56.87
56.85
56.82
56.80
56.77
56.75
56.73
56.70
56.68
56.65
56.63
56.61
56.58
56.56
56.53
56.51

ABRIRAM-SE OS DISJUNTORES DA ETAPA 2

56.52
56.51
56.55
56.56
56.57
56.58
56.59
56.60
56.61
56.62
56.63
56.64
56.65

DIAGRAMA TEMPO (SEC) X FREQUENCIA (HZ)

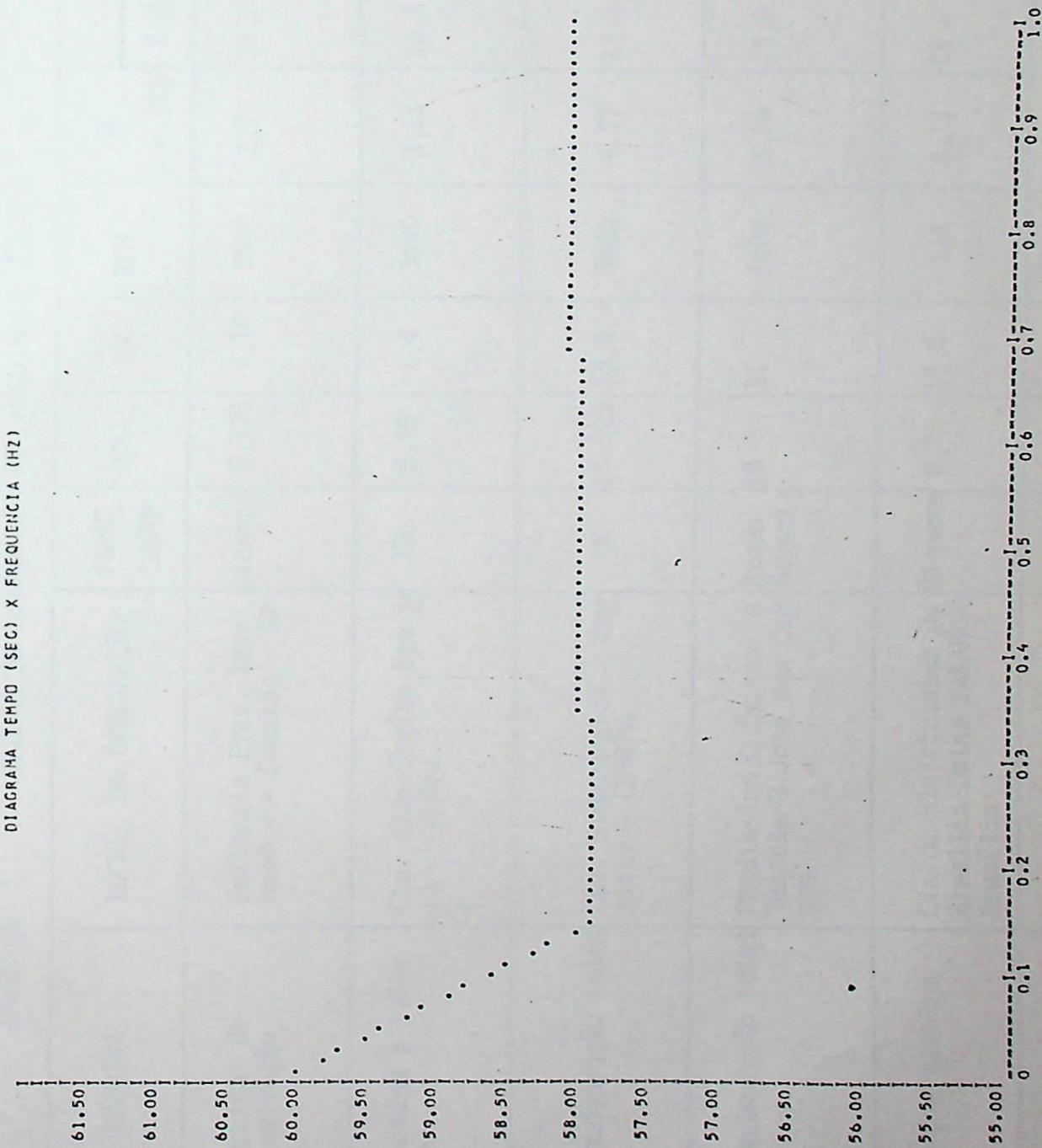


Fig. 5.6: - Variação da frequência para o exemplo nº 3 B

APENDICE I - TABELA DE CONSTANTE DE MÁQUINAS TÍPICAS

DESCRIÇÃO DA MÁQUINA	LOCAL DA INSTALAÇÃO	FABRI- CANTE	MVA	KV	RPM	H p.u.(s)	REATANCIAS - %			
							X'd	X'q	X''d	X''q
Turbogerador, turbina de condensação com extração automática.	Refinaria Pres. Ber- nandes - Cubatão - SP	Siemens	3,125	4,16	3600	2,7	24,6	8,4	-	
Turbogerador, turbina a vapor de extração total	Cia. Siderúrgica Pauli <u>s</u> ta - COSIPA.	GE	3,75	2,4	3600	3,25	13,5	10,0	-	
Turbogerador, condensação total	Cia. Siderúrgica Pau <u>l</u> ista - COSIPA	GE	13,529	13,8	3600	4,77	13,5	9,0	-	
Turbogerador, condensação total	Rhodia-Ind. Químicas e Texteis-S. José dos Cam <u>u</u> pos	Brown Boveri	10	11	3600	3,06	23,0	15,5	15,5	
Gerador acionado por turbina hidraulica	Cia. de Eletricidade de Brasilia-Usina PARANO <u>A</u> Brasilia	Siemens	8,7	13,2	514	4,12	29,0	19,0	20,0	
Gerador acionado por turbina hidraulica, turbina Francis, eixo vertical.	Usina de Salto Osário Rio Iguaçu - Paraná.	Mitsu bishi	170	13,8	120	3,85	36	21,0	-	

APENDICE I (CONT.)

DESCRIÇÃO DA MÁQUINA	LOCAL DA INSTALAÇÃO	FABRI- CANTE	MVA	KV	RPM	H p.u.(s)	REATANCIAS - %			
							X'd	X'q	X''d	X''q
Gerador acionado por turbina hidraulica.	Usina de Passo Fundo	Siemens	130	13,8	300	4,70	25,6	62,2	17,4	24,4
Gerador acionado por turbina hidraulica	Usina de Jupiá - CESP	Marelli	112	13,8	78,3	4,20	30,0	55,0	18,0	20,0
Gerador acionado por turbina hidraulica	Usina de Ilha Solteira - CESP		170	14,4	85,7	3,65	30,0	69,0	20,0	30,0
Grupo Gerador Diesel	Cia. de Eletricidade Brasília - Usina Térmica - Brasília	GM/ Westin house	3,13	4,16	900	1,04	42,0	96,0	27,0	15,0
Condensador Síncrono	Subestação Brasília Geral - Brasília	-	20	13,8	1200	1,50	22,6	-	18,8	21,2
Motor de Indução, rotor bobinado - Grupo MG - Acoplado a 4 geradores d-c.	Cia. Siderúrgica Paulista-Cosipa.	Westin house	6000 HP	13,8	-	26	-	-	20,9	-

APENDICE I - (CONT.)

DESCRIÇÃO DA MÁQUINA	LOCAL DA INSTALAÇÃO	FABRI- CANTE	MVA	KV	RPM	H p.u.(s)	REATANCIAS - %			
							X'd	X'q	X'd	X'q
Motor de Indução, rotor em gaiola de esquilo, acionador de bomba hidráulica, eixo vertical	Cia. Siderúrgica Paulista - Cosipa	GE	1000 HP	2,4	900	0,48 *	-	-	-	-
Motor de Indução, rotor em gaiola de esquilo, acionador de ventilador de tiragem induzida.	Cia. Siderúrgica Paulista - Cosipa	GE	600 HP	2,4	900	0,25 *	-	-	-	-
Motor de Indução, rotor em gaiola de esquilo, acionador de bomba de água de alimentação de caldeira.	Cia. Siderúrgica Paulista - Cosipa	GE	400 HP	2,4	3600	0,25 *	-	-	-	-
Motor Síncrono, acionador de Compressor	Fábrica de Fertilizantes - Cubatão - S.Paulo.	-	3300 HP	4,00	150	1,68 *	-	-	-	-
Motor Síncrono, grupo MG, acionador de um gerador D-C.	Cia. Siderúrgica Paulista - Cosipa	Westinhouse	3000 HP	13,8	514	1,16	21,0	-	-	-
* Apenas o motor. A exceção destes assinalados,	todos os demais valores de H incluem a turbina ou a carga acionada									

APENDICE II

BIBLIOGRAFIA

1. Load Shedding Application Guide.
J. Berdy - General Electric Co.

2. The Tie Between a Utility and an Industrial When The Industrial Has
Generation. - D. V. Fawcett.

Applications and Industry - IEEE - July 1958.

3. UnderFrequency Protection of Power Systems for System Relief -
Load Shedding - System Splitting.
Charles F. Dalziel Eduard W. Steinback

Applications and Industry - Dec. 1959 - IEEE.

4. Effect of Low Frequency and Low Voltage on Thermal Plant Capability
and Load Relief During Power System Emergencies.
O. D. Butler C. J. Swenson

Symposium on Plant Capability at Low Frequencies and Load Relief -
Feb. 1955.

I E E E.

5. The Effect of Frequency Reduction on Plant Capacity and on System
Operation.
H.A. Banmar G.R. Hahn C. N. Metcalf

Symposium on Plant Capability at Low Frequencies and Load Relief.

I E E E - Feb. 1955.

6. Load Reduction by Under frequency Relay During System Emergencies.

W. C. Gierisch.

Symposium on Plant Capability at Low Frequencies and Load Relief.

I E E E - Feb. 1955.

7. Load Shedding Program in the Pacific Northwest.

J. O. Swanson

J.P. Jolliffe

Symposium on Plant Capability at Low Frequencies and Load Relief.

I E E E - Feb. 1955.

8. Application and Test of Frequency Relays for Load Shedding.

L. L. Fountain

J. L. Blackburn

Symposium on Plant Capability at Low Frequencies and Load Relief.

I E E E - Feb. 1955.

9. Frequency Actuated Load Shedding and Restoration. . .

Part. I - Philosophy

Part. II - Implementation

R. M. Maliszewski

R. D. Dunlop

G. L. Wilson

I E E E Papers n°s TP 672 - PWR -- TP 673 - PWR - 1970.

10. Northeast Power Failure

A Report to the President by the Federal Power Commission - U. S. A.
Dec. 6, 1965.

11. Automatic Load Relief Practices in Northeastern United States and
Province of Ontario, Canada.

C I G R E - 1972.

R. O. Bigelow

F. H. Freer

P. T. Ashton

R. A. Thompson

P. L. Dandeno

12. Load Shedding in Sweden According to System Requirements and Frequency
Relay Testing.

A. Ölwegård, K. Norback,

R. Blondell

L. Lohage.

C I G R E - 1972

14. System and Load Behaviour following Loss of Generation
Experimental results and Evaluation

C. J. Berg

Proc. I E E E Vol. 119, nº 10, Oct/1972.

15. Stability Program Data Preparation Manual May 15, 1970 - Rev. Dec. 1971
Westinghouse Electric Corporation.

16. Multimaschinenstabilitätsprogram mit Transformatorischen Effekt
Brown Boveri, Baden, Dec. 1972.

17. Load Shedding Analysis of Steel Mill Electrical System in Parallel to
Utility System.
F. Rennó Neto
Conferência Internacional México - 1971 - I E E E.

18. Sistema Elétrico de Brasília.
Rejeição de Carga.
J. G. Maciel F. Rennó Neto
VI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica - Eletrobrás -
Manaus - 1973.

19. Frequency Relay type FCX 103
Relays and Protection Schemes
CH - ES 62-01 E - Brown Boveri; Baden.

20. SDF-1 Solid State Under Frequency Relay Descriptive Bulletin 41-504 -
May 1973.
Westinghouse Electric Corporation.

21. Type KF High Speed Under Frequency Relay With Solid State Timing.
DB 41 - 503 - June 1973.

22. Static Under Frequency Relay SFF type - Instructions GEK - 27959.
General Electric, Philadelphia.

23. Power System Stability - Vols. I e II
Selden B. Crary

24. Elementos de Análise de Sistemas de Potencia.
W. D. Stevenson - Mc Graw Hill do Brasil S.A.

25. Análise de Sistemas Elétricos Industriais
F. Rennó Neto
Trabalho apresentado no Seminário de Utilidades - Set. 1967.