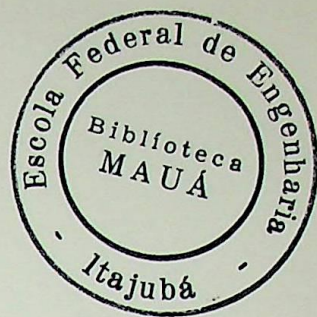


TESE
409

CLASS.	621.315.1:62.316.721(043.2)
CUTT.	S 824 d
TOMBO	409



MÁRIO SÉRGIO STELLA

DETERMINAÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSPORTE
DE CORRENTE DE LINHAS AÉREAS DE TRANSMISSÃO PARA
REGIMES PERMANENTE E TRANSITÓRIO

Orientador: Prof. Renato de Aquino Faria Nunes

Dissertação apresentada como
exigência parcial para a
obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Elétrica à Co
missão Julgadora da Escola
Federal de Engenharia de Ita
jubá.

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

ITAJUBÁ - 1984



Ministério da Educação e Cultura
ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

A N E X O I

PRONUNCIAMENTO DA COMISSÃO EXAMINADORA

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, nomeada por Portaria nº 318 de 13 / 12 / 84, considerando o resultado do Julgamento da Prova de Defesa Pública da Dissertação de Mestrado intitulada: "Determinação da Capacidade de Transporte de Corrente de Linhas Aéreas de Transmissão para Regimes Permanente e Transitório"

apresenta pronunciamento no sentido de que a Comissão de Pós-Graduação da Escola Federal de Engenharia de Itajubá solicite à DDD (Divisão de Divulgação e Documentação) a expedição do título de Mestre em Engenharia Elétrica na Área de Concentração de Sistemas de Potência satisfeitas as demais exigências regimentais à Mário Sérgio Stella.

Itajubá, 14 de Dezembro de 19 84

1º Examinador

Engº Amauri Alves Menezes Júnior - CEPEL

2º Examinador

Prof. Sebastião Varella - EFEI -

3º Examinador

Prof. Renato de Aquino Faria Nunes - orientador



Ministério da Educação e Cultura
ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

A N E X O I I

FOLHA DE JULGAMENTO DA COMISSÃO EXAMINADORA

Título da Dissertação: "Determinação da Capacidade de Transporte de
Corrente de Linhas Aéreas de Transmissão para Regimes Permanente e Transitório"

Autor: Mário Sérgio Stella

JULGAMENTO

EXAMINADORES	CONCEITO	RUBRICA
1º	A+	
2º	A+	
3º	A+	

Resultado médio: Conceito A+, ou seja aprovado com
distinção

Observações: _____

Itajubá, 14 de Dezembro de 1984

1º Examinador

Engº Amauri Alves Menezes Júnior
- CEPEL -

2º Examinador

Prof. Sebastião Varella
- EFEI -

3º Examinador

Prof. Renato de Aquino Faria Nunes
- orientador

Rua Cel. Rêgo, 7 - 37.500 - ITAJUBÁ - MG

AGRADECIMENTOS

Aos colegas da CESP pelo companheirismo, colaboração e apresentação de sugestões e, igualmente às chefias do Departamento e da Divisão de Planejamento da Transmissão, em especial ao Engenheiro Yoshihiro Maeyama pelo seu incentivo.

Às bibliotecárias do Setor de Informações Técnicas da CESP pela atenção e gentileza dispensadas na localização das referências bibliográficas.

À senhora Regina Maria Volpini Leosvaldo pela sua paciência e dedicação na datilografia do trabalho.

A meus pais, Nicolau Stella e Helaine Marascalchi Stella, pelo carinho e apoio que nunca me faltaram.

Ao professor Renato de Aquino Farias Nunes pela sua competência e segurança na orientação deste trabalho e, principalmente pela sua amizade que muito me gratifica.

A minha esposa e bibliotecária, Vera Maria, pela sua inestimável colaboração na obtenção de bibliografias; na normalização e revisão datilográfica do texto; e a nossa filha Mariana que, graças ao seu amor e compreensão possibilitou a realização deste trabalho.

S U M Á R I O

Capítulo 1	- INTRODUÇÃO	1
Capítulo 2	- DESCRIÇÃO DAS EQUAÇÕES FUNDAMENTAIS . . .	6
2.1	- INTRODUÇÃO	6
2.2	- EQUAÇÃO DE BALANÇO DE CALOR DE CONDUTORES ELÉTRICOS	7
2.2.1	- Aquecimento devido às perdas Joule. . . .	8
2.2.1.1	- <i>Coeficiente de resistência 'KJ'</i>	8
2.2.1.2	- <i>Coeficiente de resistência de temperatura 'α'</i>	9
2.2.1.3	- <i>Definição da corrente e temperatura do condutor</i>	10
2.2.2	- Aquecimento devido ao campo magnético . .	11
2.2.2.1	- <i>Indução magnética do núcleo</i>	12
2.2.2.2	- <i>Solução alternativa</i>	12
2.2.3	- Aquecimento devido à radiação solar. . . .	15
2.2.3.1	- <i>Posição do Sol</i>	16
2.2.3.2	- <i>Intensidade de radiação solar</i>	19
2.2.3.3	- <i>Albedo</i>	24
2.2.3.4	- <i>Coeficiente de absorção</i>	25
2.2.4	- Aquecimento devido à ionização	27
2.2.4.1	- <i>Perdas corona para tempo bom</i>	29
2.2.4.2	- <i>Perdas corona para tempo chuvoso</i>	31
2.2.4.3	- <i>Fator de difusão térmica</i>	36

2.2.5	- Perdas devido à radiação	37
2.2.5.1	- <i>Equação geral de transferência de calor por radiação</i>	38
2.2.5.2	- <i>Equação simplificada</i>	49
2.2.6	- Perdas por convecção	52
2.2.6.1	- <i>Condutividade térmica do ar</i>	53
2.2.6.2	- <i>Número de Nusselt</i>	
2.2.7	- Perdas por evaporação	73
2.3	- CONCLUSÕES FINAIS	76
Capítulo 3	- RESOLUÇÃO DO REGIME PERMANENTE	80
3.1	- INTRODUÇÃO	80
3.2	- CÁLCULO DA AMPACIDADE DO CONDUTOR	81
3.3	- CÁLCULO DA TEMPERATURA DO CONDUTOR	87
3.3.1	- Previsão da temperatura inicial do condutor	88
3.3.2	- Aquecimento Joule	88
3.3.3	- Perdas por radiação	88
3.3.4	- Perdas por convecção	89
3.3.5	- Equação geral	89
3.4	- ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	91
Capítulo 4	- RESOLUÇÃO DO REGIME TRANSITÓRIO	118
4.1	- INTRODUÇÃO	118
4.2	- MÉTODO DE CÁLCULO	125
4.3	- ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	137

Capítulo 5	-	CONCLUSÕES GERAIS	159
Apêndice I	-	ELEMENTOS DE ASTRONOMIA DE POSIÇÃO DO SOL	164
I.1	-	INTRODUÇÃO	164
I.2	-	SISTEMA DE COORDENADAS ASTRONÔMICAS . .	164
I.2.1	-	Coordenadas horizontais	165
I.2.2	-	Coordenadas equatoriais horárias	167
I.2.3	-	Conversão de coordenadas	169
I.3	-	MOVIMENTOS APARENTES DO SOL	172
I.4	-	TEMPOS SOLARES E TEMPO LEGAL	174
Apêndice II	-	CARACTERIZAÇÃO TERMO-ÓTICA DE UMA SUPERFÍCIE	179
Apêndice III	-	CÁLCULO DE FLECHAS E TENSÕES DE CABOS DE LINHAS AÉREAS DE TRANSMISSÃO. .	182
Apêndice IV	-	FORMATAÇÃO DOS DADOS DE ENTRADA DE PROGRAMA	192
		REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	197

RESUMO

A determinação da capacidade de transporte de corrente dos condutores de linhas aéreas de transmissão, foi efetuada a partir da definição de um modelo matemático, baseado numa ex tensa bibliografia, abrangendo em profundidade os diversos parâmetros influentes na troca de calor de um condutor exposto ao meio ambiente.

O resultado dessa análise foi o desenvolvimento de um programa computacional, capaz de calcular rapidamente e sem sim plificações, a partir de uma quantidade mínima de dados, a ca pacidade de corrente que o condutor admite nas condições espe cificadas, tanto para o regime permanente como para o regime transitório.

Utilizando os recursos disponíveis do programa desen volvido, foram efetuadas análises de sensibilidade de diversos parâmetros para os dois tipos de regime, a fim de verificar qual o grau de influência relativa de cada um, fornecendo sub sídios para melhor avaliação das condições que regem o compor tamento térmico dos condutores.

Os resultados obtidos neste trabalho, permitem otimi zar o planejamento das linhas de transmissão, evitando-se limi tações desnecessárias anteriormente utilizadas e ainda, possi bilitam aumentar a flexibilidade de operação do sistema elêtri co de transmissão de energia, principalmente no caso de pertur bações do sistema, que normalmente provocam carregamentos elétricos imprevistos nas linhas de transmissão.

LISTA DE ABREVIATURAS

A	- área da secção do condutor	(m**2)
AA	- coeficiente psicrômetro da atmosfera	
AB	- coeficiente de absorção do condutor	
ACCAA	- área de superfície de um condutor CAA	(m)
AH	- área de superfície do condutor por unidade de comprimento	(m)
AL	- área de superfície de um sólido por unidade de comprimento	(m)
A4-A6	- constantes para o cálculo do número de Nusselt	
BM	- indução magnética máxima do aço	(T)
B1	- fator experimental para avaliação de perdas corona para tempo bom	
C	- calor específico do condutor	(J/kg*°C)
CA	- calor específico do ar	(J/kg*°C)
CC	- capacidade calorífica do condutor	(J/m*°C)
CP	- calor específico de um material	(J/kg*°C)
CPAL	- calor específico do alumínio	(J/kg*°C)
CPAC	- calor específico do aço	(J/kg*°C)
CS	- capacitância de serviço de sequência positiva	(pF/m)
D	- diâmetro do círculo que circunscreve o condutor	(m)
DA	- densidade do ar	(kg/m**3)

DAL	- diâmetro do fio de alumínio	(m)
DM	- distância média geométrica entre fases	(m)
DN	- diâmetro do núcleo de aço do condutor	(m)
DNUT	- incremento do número de Nusselt devido a turbulência	
DO	- diâmetro do fio de aço	(m)
DS	- ângulo de declinação solar	(graus)
E	- coeficiente de emissividade	
EA	- ângulo de incidência do fluxo de radiação solar com relação ao eixo	(graus)
ECR	- gradiente de potencial crítico visual do condutor	(kV)
EL	- elevação do local	(m)
ET	- equação do tempo	(min)
E1-E4	- coeficiente para o cálculo do número de Nusselt	
F	- índice de refletância do solo ou albedo	
FA	- fração do volume de ar nas lacunas internas ao condutor CAA	
FAT	- fração do volume de ar para a configuração triangular	
FAQ	- fração do volume de ar para a configuração quadrada	
FI	- latitude do local da LT	(graus)
FR	- frequência	(Hz)
FT	- relação entre o número de lacunas triangulares e o número total de lacunas	
F1-F2	- coeficientes dependentes do ângulo de ataque do vento	

G	-	fator de vista	
GC	-	azimute do condutor	(graus)
GG	-	aceleração da gravidade	(m/s**2)
GR	-	número de Grashof	
GS	-	ângulo do horário do Sol	(graus)
G1-G4	-	coeficientes para o cálculo da viscosidade cinemática do ar	
H	-	coeficiente de transferência de calor por convecção	(W/°C*m**2)
HR	-	coeficiente de transferência de calor por convecção e radiação	(W/°C*m**2)
I	-	corrente eficaz que circula no condutor	(A)
ID	-	intensidade de radiação solar direta	(W/m**2)
IDO	-	intensidade de radiação solar direta ao nível do mar	(W/m**2)
IE	-	intensidade de radiação solar direta fora da atmosfera	(W/m**2)
II	-	intensidade de radiação solar indireta	(W/m**2)
IPS	-	corrente de regime pré-sobrecarga	(A)
ISO	-	corrente máxima admissível de sobrecarga	(A)
IT	-	índice de transparência atmosférica	
ITC	-	incremento de temperatura do condutor	(°C)
K	-	temperatura do corpo	(°K)
KA	-	temperatura ambiente	(°K)
KCON	-	coeficiente de transferência de massa	(mol/s*m**2)
KE	-	temperatura do céu	(°K)
KI	-	fator de difusão térmica por efeito corona	
KJ	-	fator de resistência devido à corrente alternada	

KL	- condutividade térmica do alumínio	(W/m*°C)
KM	- número de camadas de fios de alumínio que compõe o cabo CAA	
KO	- temperatura do solo	(°K)
KR	- condutividade térmica radial do condutor CAA	(W/m*°C)
K1	- coeficiente de perdas por efeito corona para tempo chuvoso	
K2,K3	- coeficientes dependentes da intensidade de turbulência do vento	
L	- espaçamento entre subcondutores	(m)
LA	- condutividade térmica do ar	(W/m*°C)
LT	- linha de transmissão	
LV	- calor latente de vaporização d'água	(J/mol)
M	- coeficiente do estado de superfície do condutor para avaliação de perdas por corona	
MAC	- massa do aço por unidade de comprimento	(kg/m)
MAL	- massa do alumínio por unidade de comprimento	(kg/m)
ML	- massa do condutor por unidade de comprimento	(kg/m)
N	- ângulo formado entre o feixe de radiação solar e o eixo do condutor	(graus)
NC	- número de sub-condutores por fase	
ND	- número de dias do ano	
NF	- número de fios da última camada do condutor CAA	
NU	- número de Nusselt	
NUD	- número de Nusselt para fluxo de turbulência do ar	

PA	- pressão parcial de vapor d'água na atmosfera	(Pa)
PASAT	- pressão do vapor d'água saturado	(Pa)
PC	- potência devido à convecção por unidade de comprimento	(W/m)
PE	- potência devido à evaporação por unidade de comprimento	(W3m)
PI	- potência devido ao efeito corona por unidade de comprimento	(W/m)
PJ	- potência Joule por unidade de comprimento	(W/m)
PL	- número de Prandtl	
PM	- potência devido ao campo magnético por unidade de comprimento	(W/m)
PN	- potência normalizada por efeito corona para tempo chuvoso	(W/m)
PR	- potência devido à radiação por unidade de comprimento	(W/m)
PS	- potência devido à radiação solar por unidade de comprimento	(W/m)
PTA	- pressão total de vapor d'água na atmosfera	(Pa)
PTS	- pressão total de vapor d'água na superfície do condutor	(Pa)
Q1,Q2	- coeficiente para avaliação da condutividade térmica do ar	
R	- resistência elétrica efetiva do condutor por unidade de comprimento	(Ohm/m)
RC	- raio externo do condutor	(m)
RE	- número de Reynolds	
REQ	- raio do condutor equivalente ao condutor múltiplo	(m)

REEF	- número de Reynolds eficaz para convecção mista	
REEQ	- número de Reynolds equivalente para convecção natural	
RG	- raio do cilindro coaxial com o condutor de potencial nulo	(m)
RN	- raio do núcleo de aço do condutor	(m)
R20	- resistência elétrica à corrente contínua por unidade de comprimento medida a 20°C	(Ohm/m)
RAC	- resistência à corrente alterada	
SC	- ângulo de inclinação do condutor em relação ao solo	(graus)
t	- tempo	(s)
TA	- temperatura ambiente	(°C)
TC	- temperatura do condutor	(°C)
TE	- ângulo de incidência do fluxo de radiação solar com relação à normal ao eixo do condutor	(graus)
TF	- temperatura do fluido que envolve o condutor	(°C)
TM	- temperatura média da secção condutora	(°C)
TN	- temperatura do núcleo de aço	(°C)
TS	- temperatura da superfície do condutor	(°C)
TSM	- tempo solar médio	(min)
TSR	- tempo solar real	(min)
TU	- intensidade de turbulência do vento	(%)
TZ	- ângulo Zenite	(graus)
U	- umidade relativa do ar	(%)
V	- tensão eficaz fase-neutro	(kV)
VA	- viscosidade absoluta do ar	(kg/m*s)

VC	- viscosidade cinemática do ar	(m^{**2}/s)
W	- velocidade do vento	(m/s)
WEF	- velocidade efetiva do vento	(m/s)
XA	- fração molar d'água na atmosfera	
XS	- fração molar d'água na superfície do condutor	
Y	- anos de operação da LT	
α_{20}	- coeficiente de resistência de temperatura a $20^{\circ}C$	$(1/^{\circ}C)$
β_{1-5}	- coeficientes para avaliação do fator de resistência à corrente alternada	
ϕ	- ângulo de ataque do vento em relação ao eixo do condutor	(graus)
ρ	- resistividade do material	$(\text{Ohm} \cdot m)$
σ	- constante de Stefan-Boltzmann	$(W/m^{**2} \cdot K^{**4})$

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

As linhas de transmissão (LT's) desempenham a importante função de transportar energia elétrica gerada nas usinas até os centros consumidores. Esta capacidade de transmissão é limitada por diversos fatores que atuam simultaneamente sobre as linhas de transmissão estabelecendo níveis de carregamentos elétricos permitidos para cada um desses fatores. Obviamente o nível inferior seria o crítico definindo por conseguinte, a capacidade de transmissão de energia elétrica da linha considerada.

As linhas de transmissão de comprimento elevado possuem usualmente como fatores críticos de sua capacidade, a estabilidade do sistema, a regulação de tensão permitida e o custo das perdas de energia enquanto que para as linhas de transmissão curtas, os valores limites dos fatores acima descritos são elevados, tornando o limite térmico do condutor o valor crítico para o estabelecimento da máxima corrente ou potência que pode ser transmitida pela linha de transmissão.

O conceito de limite térmico está relacionado com a temperatura de projeto para o qual a curva da catenária do condutor foi traçada, estabelecendo distâncias de segurança para cada vão da LT. Estas distâncias, definidas em normas /1/, /92/ são os afastamentos mínimos recomendados do condutor e seus acessórios energizados a quaisquer partes, energizadas ou não, da própria linha, do terreno ou dos obstáculos atravessados. Sendo considerada a flecha do cabo quando em repouso, na condição mais desfavorável no que se refere à verificação das distâncias de segurança. Esta condição é representada em função da temperatura de projeto que é a máxima temperatura para o con

dutor em regime permanente.

A temperatura de um condutor depende de uma série extensa de parâmetros que influem direta ou indiretamente sobre este, podendo ser determinada a partir do equilíbrio térmico, do calor gerado pelo efeito Joule da corrente, acrescido do calor absorvido pela exposição do condutor aos raios solares, e a dissipação de calor por radiação, convecção e evaporação. As condições climatológicas apresentam dificuldades de representação dada as aleatoriedades de ocorrência ao longo do tempo e local por onde passa uma linha de transmissão.

O limite térmico para um determinado conjunto de parâmetros ambientais, é o valor da corrente elétrica em regime permanente que atravessa o condutor provocando neste, uma temperatura igual à da temperatura de projeto estabelecida. O valor desta corrente em trabalhos mais recentes /1/, /14/ é de signado de ampacidade do condutor.

A determinação do limite térmico ou ampacidade do condutor tem sido objeto de diversas pesquisas ao longo dos anos no sentido de aperfeiçoar o entendimento dos fatores que influem no modelo.

Os primeiros trabalhos divulgados sobre transferência de calor em condutores elétricos datam de 1920, /107/, /142/, /153/, /156/ e tratam do caso específico de convecção natural (velocidade média do vento: nula) com a utilização de fórmulas empíricas simplificadas. A troca de calor por convecção forçada (velocidade média do vento não nula) para cabos homogêneos em LT's começou a ser estudada em 1930 /135/, enquanto que para condutores do tipo CAA (Cabo de Alumínio com Alma de Aço) ou em inglês, ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced) somente na década de 1940 é que foram analisados.

No período de 1950 a 1960 os estudos sobre os efeitos da convecção na troca de calor em condutores elétricos foram aprofundados /81/, /86/, /105/, /148/ e fatores que até então eram considerados de maneira simplificada foram melhor analisados a partir da década de 1960:

- A resistência efetiva dos cabos CAA, devido à condução da corrente elétrica alternada, alterando o seu valor em função da intensidade de corrente, /40/, /71/, /97/, /104/, /112/, /114/.

- A avaliação do efeito da radiação solar sobre o condutor, /5/, /31/, /86/, /98/, /110/.

- A transferência de calor em função do ângulo de ataque do vento sobre o eixo do condutor.

- A determinação da condutividade térmica radial dos cabos.

- O gradiente de temperatura superfície-núcleo do condutor.

- A influência das perdas corona no aquecimento do condutor.

Os trabalhos recentes continuaram a aperfeiçoar os métodos de cálculo além de introduzirem novas metodologias para o cálculo do limite térmico em casos de sobrecarga de emergência de curta duração e curto-circuito /6/, /36/, /47/, /84/, /87/, /110/, /111/, /144/, /145/.

Na área de Planejamento de Sistemas estão sendo introduzidos métodos estatísticos para a avaliação dos parâmetros ambientais da região e de carga elétrica da linha de transmissão, abandonando-se os valores conservativos até então assumidos /27/, /63/, /89/, /94/, /120/, /124/.

Na área de Operação da Rede Elétrica, está sendo feita a implantação do sistema automático (on-line) de supervisão carga-geração do sistema elétrico /24/, /33/, /53/, /54/, /55/, /56/, /57/, /58/, /66/, /67/, /154/. A instalação em conjunto com este sistema de mini-estações meteorológicas e sensores térmicos colocados em vãos críticos da linha de transmissão, tele-informando as condições reais continuamente para o centro

de controle do sistema, possibilita maximizar o carregamento desta, postergando a construção de novas linhas e reduzindo os custos das empresas concessionárias de energia elétrica.

O objetivo básico é o desenvolvimento de um modelo matemático completo para o cálculo da capacidade de corrente da da a temperatura do condutor, ou vice-versa, para condutores de alumínio do tipo CAA ou homogêneos utilizados em linhas aéreas de transmissão. Este modelo poderá ser usado pela área de Planejamento do Sistema, quando acoplado a um modelo estatístico carga-ambiente da região a ser estudada, ou ainda, na área de Operação, executando "on-line" os dados recebidos diretamente da linha de transmissão analisada.

Os capítulos foram selecionados de forma a abranger um grande número de informações sobre cada tópico específico:

No capítulo 2, são estudadas as diversas equações que compõem a equação geral do balanço calorífico de um condutor, analisando e confrontando as equações e seus resultados obtidos, permitindo verificar qual a equação que define cada variável.

No capítulo 3, são descritos dois algoritmos de resolução para o condutor em regime permanente: um para a obtenção da ampacidade do condutor, calculado de forma direta, e outro permite obter a temperatura do condutor que é calculada de forma iterativa. Com a utilização do programa computacional é efetuada uma análise de sensibilidade no modelo implantado, a fim de verificar a influência de vários parâmetros que concorrem para o resultado final, e que por suas características intrínsecas, são difíceis definí-los precisamente num determinado período de tempo; embora se possa avaliá-los confiavelmente dentro de uma faixa de variação definida.

O capítulo 4 trata da sobrecarga de corrente a que as linhas de transmissão são submetidas ocasionalmente, devido a alguma falha no sistema elétrico e o conseqüente aumento de temperatura que isto gera nos condutores. São descritos sumariamente, os diferentes métodos de resolução obtidos na literatura afim, e a conseqüente opção por um deles, tendo em vista

as suas vantagens. Embora tenha sido calculada a flecha dos ca
bos para as diversas temperaturas que o condutor atinge, não
foi considerado neste trabalho a perda de suportabilidade mecâ
nica que o condutor acumula quando alcança temperaturas eleva
das, visto que este item no Brasil, devido à definição conser
vativa de temperatura de operação das linhas de transmissão
aliada à baixa altura de sustentação dos condutores, pratica
mente não se atinge o valor mínimo limite de perda de suportabili
dade mecânica que possa comprometer o nível de segurança para o
qual a linha de transmissão foi projetada.

CAPÍTULO 2

DESCRIÇÃO DAS EQUAÇÕES FUNDAMENTAIS

2.1. Introdução

O modelo a ser descrito, fornece de forma abrangente e com detalhes as variáveis que interferem no processo.

Este é um, dentre os diversos já propostos e tem como principal característica, a utilização de equações polinomiais que refletem o comportamento real, face à variável testada, programando-as para rápida resolução em computador e eliminando a tarefa de preparar previamente alguns dados para introdução no programa, como por exemplo a posição do sol no dia, hora, latitude e longitude escolhidos. Neste trabalho foram compilados após uma extensa análise de diversas referências, uma composição de rotinas de cálculo que simulam os efeitos que os diversos parâmetros exercem sobre a temperatura do condutor exposto ao meio ambiente.

A temperatura de um condutor suspenso em uma linha de transmissão (LT) é função do aquecimento devido à corrente elétrica que atravessa a resistência do condutor e de outros fatores como a velocidade média, direção e nível de turbulência do vento, temperatura ambiente, temperaturas do solo e do céu, a intensidade e a direção da radiação solar direta ou indireta, o diâmetro do condutor e seu grau de rugosidade, os coeficientes de emissividade e absorção do condutor, a tensão mecânica que o condutor é submetido e sua condutividade térmica radial, etc. A concepção do modelo é difícil tendo em vista o fato que alguns desses parâmetros são indeterminados analiticamente, outros possuem características variáveis no tempo e, poucos são perfeitamente definidos, como poderá ser observado a seguir.

2.2. Equação de Balanço de Calor em Condutores Elétricos

A equação que regula a troca de calor para um condutor suspenso em uma LT em regime permanente, pode ser estabelecido /117/ como:

$$PJ + PM + PS + KI*PI = PC + PR + PE \quad (W/m) \quad (1)$$

onde:

- PJ - Aquecimento devido às perdas Joule. (W/m)
- PM - Aquecimento devido ao campo magnético. (W/m)
- PS - Aquecimento devido à radiação solar. (W/m)
- KI*PI - Aquecimento devido à ionização. (W/m)
- PC - Dissipação de calor devido à convecção. (W/m)
- PR - Dissipação de calor devido à radiação. (W/m)
- PE - Dissipação de calor devido à evaporação. (W/m)

Considerando simplifcadamente que o aquecimento Joule pode ser escrito:

$$PJ = R * (I ** 2) \quad (W/m) \quad (2)$$

onde:

- R - Resistência elétrica efetiva do condutor. (Ohm/m)
- I - Corrente eficaz que circula no condutor. (A)

Pode-se reescrever (1) da seguinte forma:

$$I = ((PC + PR + PE - PM - PS - KI*PI) / R) ** 0.5 \quad (A) \quad (3)$$

Equação esta, que permite obter a corrente do condutor para de terminado conjunto de variáveis, e que será visto a seguir.

2.2.1. Aquecimento Devido às Perdas Joule 'PJ'

A equação que permite obter o aquecimento Joule /115/, /117/ é dada por:

$$PJ = KJ * (I^{**2}) * R20 * (1 + \alpha 20 * (TM - 20)) \quad (W/m) \quad (4)$$

onde:

- KJ - Fator que considera o aumento da resistência.
- I - Corrente eficaz que circula no condutor. (A)
- R20 - Resistência à corrente contínua por unidade de comprimento, medida a 20°C. (Ohm/m)
- $\alpha 20$ - Coeficiente de resistência de temperatura a 20°C. (1/°C)
- TM - Temperatura média da secção condutora. (°C)

2.2.1.1. Coeficiente de Resistência 'KJ'

O fator 'KJ' considera o aumento da resistência devido aos:

- Efeito Pelicular: Resulta em um decréscimo da densidade de corrente no sentido superfície-centro, fazendo com que a densidade de corrente seja maior na superfície. Este efeito é pouco pronunciado à frequência de 60Hz para os cabos normalmente utilizados /6/, /117/ sendo que para a relação frequência (Hz) pela resistência à corrente contínua (Ohm/m) menor do que 2 250 000, o acréscimo da resistência é inferior a 1%.

- Efeito Proximidade: Sua influência ocorre quando dois condutores estão espaçados relativamente próximos um do outro e são percorridos por corrente alternada formando uma indutância entre eles, afetando a distribuição de corrente em cada condutor. Este efeito provoca um aumento na resistência

inferior a 1%, quando as relações frequência (Hz) pela resistência à corrente contínua (Ohm/m) for abaixo de 1000 000, e o espaçamento entre condutores pelo diâmetro do condutor for maior que 3. Para as linhas de transmissão existentes, este efeito é praticamente desprezível.

2.2.1.2. Coeficiente de Resistência de Temperatura 'α'

O coeficiente de resistência à corrente contínua de temperatura 'α', pode ser obtido para cabos do tipo CAA, através da seguinte relação teórica definida em /117/:

$$\alpha = \frac{\alpha_b * \rho_a * (1 + \alpha_a * T_a) + \alpha_a * \rho_b * (1 + \alpha_b * T_b) * A_a / A_b}{\rho_a * (1 + \alpha_a * T_a) + \rho_b * (1 + \alpha_b * T_b) * A_a / A_b} \quad (5)$$

onde:

- Os índices "a" e "b" referem-se à liga de alumínio e ao aço que compõem o cabo, respectivamente.

- α - Coeficiente de resistência de temperatura do material. (1/ °C)
- ρ - Resistividade do material. (Ohm*m)
- T - Temperatura do material. (°C)
- A - Área de secção do material. (m**2)

Como a parcela de corrente que circula pelo aço é desprezível em relação à corrente do total que o cabo transporta /40/, /97/, a contribuição que o aço fornece para o aumento da resistência à corrente contínua do cabo é considerada desprezível, tornando assim o coeficiente do cabo CAA praticamente igual ao coeficiente da liga de alumínio.

Vários autores /6/, /66/, /68/, /110/, /127/, /139/, /145/, consideram um valor fixo para o coeficiente de resistência à

temperatura do condutor, desprezando a expressão (5), sendo que para a liga de alumínio EC-H19 que compõe o cabo CAA, a temperatura de 20 °C o valor é igual a 0.00403 (1/°C).

O coeficiente de resistência à temperatura do condutor pode ser calculado para outra temperatura desejada, a partir da relação:

$$\alpha_X = 1 / ((1 / \alpha_{20}) + (TX - 20.)) \quad (1/^\circ\text{C}) \quad (6)$$

onde:

- α_X - Coeficiente de resistência à temperatura 'TX'
- α_{20} - Coeficiente de resistência à temperatura de 20 °C
- TX - Temperatura (°C) para a qual se deseja conhecer ' α '

2.2.1.3. Definição da Corrente e Temperatura do Condutor

Da expressão (4) necessita-se ainda, verificar a corrente efetiva 'I' e a temperatura média da secção 'TM' considerando que 'TM' seja valor de entrada, o valor de 'I' pode ser obtido diretamente, pois a corrente só interfere na expressão (4). Entretanto isso não ocorre com a temperatura média do condutor 'TM', pois algumas variáveis que influem em outras expressões de potência definidas na equação (1) e que serão vistas a seguir, dependem igualmente da temperatura do condutor, sendo necessário utilizar métodos numéricos recursivos para a sua solução.

Os valores de corrente ou temperatura do condutor serão definidos conforme as necessidades: quando a corrente for dado de entrada, a temperatura do condutor será a incógnita desejada, ou vice-versa.

2.2.2. Aquecimento devido ao Campo Magnético 'PM'

Um condutor tipo CAA é formado por diversos fios de aço no núcleo e envolvido por fios de alumínio que quando percorridos por uma corrente elétrica alternada, induzem no núcleo um campo magnético longitudinal, gerando correntes parasitas e histerese, provocando o aquecimento do condutor, /40/, /71/, /104/, /144/. Este aquecimento é devido ao espiralamento da corrente, resultante da alta resistência entre os fios de alumínio oxidados fazendo com que a corrente percorra helicoidalmente o cabo, e não axialmente, como seria desejado.

O cabo CAA é construído em camadas com direções opostas para minimizar este efeito, assim a força magnetizante residual é suficiente para provocar:

- Perdas consideráveis em condutores com uma camada,
- Perdas reduzidas em condutores com duas camadas,
- Perdas moderadas em condutores com três camadas,
- Perdas desprezíveis em condutores com quatro ou cinco camadas.

Uma relação obtida experimentalmente na referência /114/, permite obter o ganho total de calor devido à magnetização do núcleo de aço na frequência de 60Hz, sendo igual a:

$$PM = (4.90 \cdot 10^{**6}) \cdot (DO^{**0.5}) \cdot A \cdot (BM^{**1.82}) \cdot (e^{**(-0.0025 \cdot TN)}) \quad (7)$$

onde:

DO	-	Diâmetro do fio de aço.	(m)
A	-	Área da secção total do cabo.	(m**2)
BM	-	Indução magnética máxima.	(T)
TN	-	Temperatura do núcleo.	(°C)

2.2.2.1 Indução Magnética do Núcleo 'BM'

A indução magnética do núcleo do condutor depende de:

- Tipo de aço (percentual de carbono, recozimento, galvanização, etc.),
- Pré-estricamento dos fios,
- Disposição dos fios na formação do cabo,
- Temperatura dos fios,
- Esforços de tração a que o cabo é submetido.

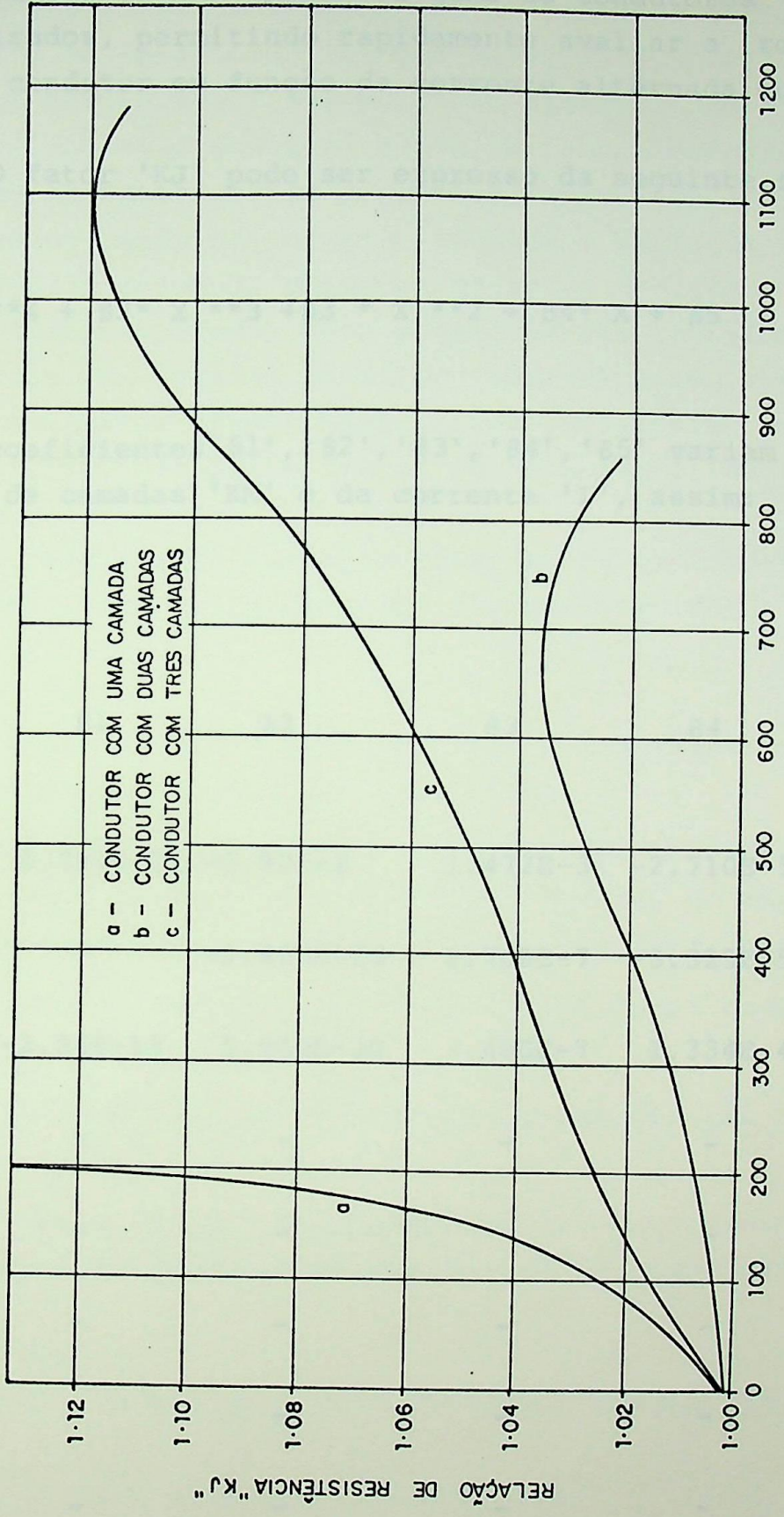
Na ausência de dados específicos sobre o cabo em análise, podem-se utilizar curvas típicas descritas em /114/.

2.2.2.2. Solução Alternativa

Outra forma de avaliar o aquecimento magnético é ao invés de obter o valor de 'PM' em (7), fazer com que o termo 'KJ' em (4) além de ser função do efeito pelicular e do efeito de proximidade, inclua a influência do aquecimento magnético.

Há vários trabalhos relativos a este assunto, dentre esses foram utilizados /97/, /112/ e /114/ que comprovaram na prática os valores obtidos teoricamente, definindo o fator 'KJ' como a relação entre a resistência à corrente alternada pela resistência à corrente contínua.

A obtenção do fator 'KJ' sob a forma analítica requer informações específicas nem sempre disponíveis pelo fabricante; assim optou-se introduzir no programa de cálculo do limite térmico, curvas típicas experimentais da variação de 'KJ' em função da corrente elétrica para condutores com várias camadas como mostra a figura 2.1.



VARIAÇÃO DE "KJ" EM FUNÇÃO DA CORRENTE PARA CONDUTORES CAA, /117/

FIG. 2.1

Estas curvas foram colocadas sob a forma de polinômios e, atualmente correspondem à gama de condutores do tipo CAA utilizados, permitindo rapidamente avaliar a resistência eficaz do condutor em função da corrente alternada que por ele circula.

O fator 'KJ' pode ser expresso da seguinte forma:

$$KJ = \beta_1 X^4 + \beta_2 X^3 + \beta_3 X^2 + \beta_4 X + \beta_5 \quad (8)$$

onde, os coeficientes ' β_1 ', ' β_2 ', ' β_3 ', ' β_4 ', ' β_5 ' variam em função do número de camadas 'KM' e da corrente 'I', assim:

KM	I	β_1	β_2	β_3	β_4	β_5
1	<450A	6.791E-11	-5.925E-8	1.472E-3	-2.710E-5	1.00000
2	<900A	-	-2.403E-10	2.700E-7	-3.325E-5	1.00402
3	<1200A	-2.849E-13	5.950E-10	3.400E-7	1.334E-4	1.00744
4	-	-	-	-	-	1.010
5	-	-	-	-	-	1.010
1	>450A	-	-	-	-	1.220
2	>900A	-	-	-	-	1.021
3	>1200A	-	-	-	-	1.110

2.2.3. Aquecimento Devido à Radiação Solar 'PS'

A avaliação da radiação solar tem sido considerada até recentemente de forma simplificada /27/, /86/, /103/ sendo anteriormente desprezada /156/ ou então assumida como uma constante /135/. A razão provável disto, é que comparativamente com o ganho de calor devido às perdas Joule para a corrente em plena carga no condutor, o ganho devido à radiação solar pode ser considerado pequeno, principalmente se analisado para regiões de clima temperado, onde a maioria dos trabalhos foram desenvolvidos. Em regiões de clima tropical porém, há a necessidade de se avaliar precisamente a sua influência para evitar erros significativos na definição da ampacidade das linhas de transmissão.

Os efeitos da radiação solar sobre um condutor próximo à superfície da Terra, dependem fisicamente das seguintes condições:

- Posição exata do Sol a qualquer hora e a qualquer dia do ano, para a latitude e longitude escolhidas.
- Intensidade da radiação solar que por sua vez depende da posição do Sol, do tipo de atmosfera reinante, do tipo de nuvem, e da quantidade de vapor de água e poeira em suspensão.
- Características ambientais e altitude do local onde está situado o condutor.
- Características físicas do condutor e sua posição em relação ao solo.

Estas condições permitem avaliar o aquecimento do condutor devido à radiação solar, através da seguinte equação:

$$PS = AB * D * (ID * (\sin N + (\pi / 2) * F * \sin HS * (\cos SC/2)^{**2}) + (\pi / 2) * II * (1 + F) * (\cos SC/2)^{**2}) \quad (W/m) \quad (9)$$

onde:

- AB - Coeficiente de absorção do condutor.
- D - Diâmetro do condutor (m).
- ID - Intensidade de radiação solar direta sobre uma superfície normal ao feixe de radiação (W/m^2).
- N - Ângulo formado entre o feixe de radiação solar e o eixo do condutor em graus.
- F - Albedo ou índice de refletância do solo.
- HS - Altura solar em graus.
- SC - Ângulo de inclinação do condutor em relação ao solo em graus.
- II - Intensidade de radiação indireta ou difusa do céu (W/m^2).

A avaliação do aquecimento do condutor devido à radiação solar pode ser feita a partir do estabelecimento de alguns parâmetros, tais como:

2.2.3.1. Posição do Sol

Para o estabelecimento das relações geométricas que definem a orientação do fluxo de raios solares que incidem diretamente sobre o condutor, seria interessante rever alguns conhecimentos de astronomia relativos à localização do Sol no céu conforme pode ser visto no apêndice I.

A posição do Sol relativa ao condutor pode ser definida através de ângulos específicos medidos em graus, sendo:

- FI - Latitude do local onde está situado o condutor, definida como positiva para o hemisfério norte e negativa para o hemisfério sul.
- DS - Declinação solar.
- SC - Inclinação do condutor: é o ângulo formado entre o condutor e plano horizontal.
- GC - Azimute do condutor: é o ângulo formado entre o eixo do condutor e o meridiano local, sendo a origem no sul, e considerando à leste positivo e oeste negativo.
- GS - Ângulo horário do sol.
- TE - Ângulo de incidência do fluxo de radiação solar com relação à normal ao eixo do condutor.
- EA - Ângulo de incidência do fluxo de radiação solar com relação ao eixo do condutor.

A declinação solar 'DS', pode ser obtida com boa precisão da equação:

$$DS = 23.45 * \text{sen} (360 * (284 + ND/365)) \quad (10)$$

onde, 'ND' é o número de dias do ano.

A equação (10) apresenta um desvio em relação às medições de:

Um ângulo máximo positivo de $0^{\circ}13'$ no dia 1 de maio

Um ângulo máximo negativo de $1^{\circ}42'$ no dia 9 de outubro, /133/.

A relação entre 'TE' e os outros ângulos é deduzida /133/, a partir de relações de triângulos esféricos desenvolvi das por Napier, podendo ser definida na sua forma final, como:

$$\begin{aligned}
\cos TE &= \sin DS * \sin FI * \cos SC - \sin DS * \cos FI * \sin SC * \cos GC + \\
&\cos DS * \cos FI * \cos SC * \cos GS + \\
&\cos DS * \sin FI * \sin SC * \cos GC * \cos GS + \\
&\cos DS * \sin SC * \sin GC * \sin GS = \sin N \quad (11)
\end{aligned}$$

É necessário cautela com estes ângulos no que se refere à convenção dos sinais, visto que diversos autores assumem referenciais opostos.

Aplicando a equação (11) para condutores situados no plano horizontal, onde o ângulo de inclinação solar 'SC' é nulo, têm-se:

$$\cos TE = \sin EA = \sin DS * \sin FI + \cos DS * \cos FI * \cos GS \quad (12)$$

Neste caso, o ângulo denomina-se ângulo Zenite 'TZ' e é medido entre o fluxo de radiação solar e a vertical. O complemento deste ângulo, ou seja, o ângulo medido entre o fluxo de radiação solar e o plano horizontal é denominado de Altitude Solar 'HS' e, pode ser expresso por:

$$\cos TZ = \sin HS = \sin DS * \sin FI + \cos DS * \cos FI * \cos GS \quad (13)$$

Assim, a posição dos raios solares em relação ao condutor fica definida através das equações (10) e (13).

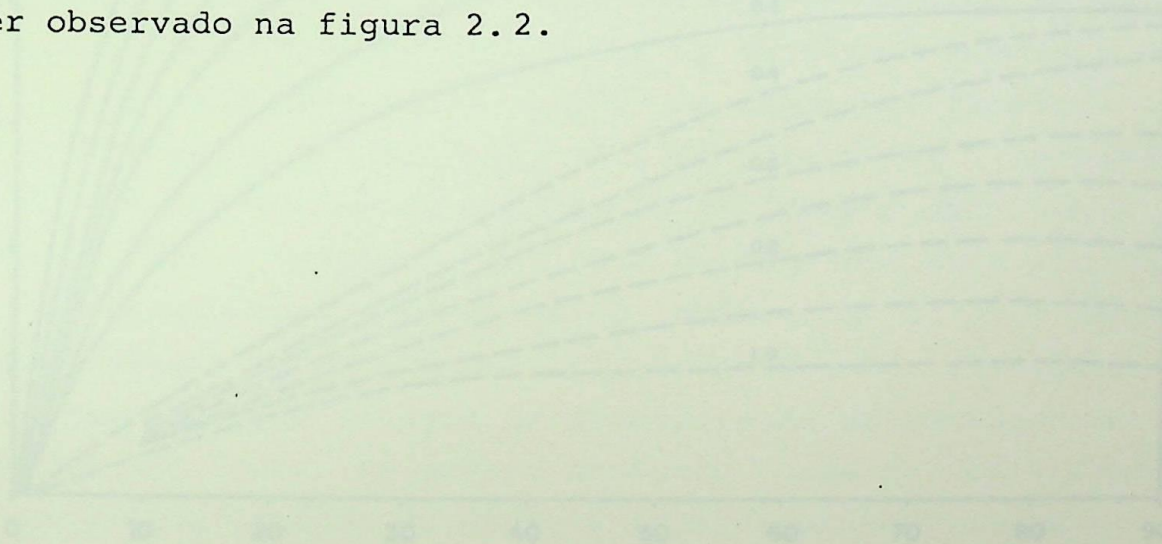
2.2.3.2. Intensidade de Radiação Solar

A quantidade de radiação solar total recebida por um condutor é a soma da radiação direta e da radiação indireta ou difusa sobre o condutor.

Quando a radiação solar penetra na atmosfera, uma certa parcela é absorvida pela mesma e dispersa-se sem orientação definida, enquanto o restante incide diretamente sobre a superfície terrestre. Os raios solares que atingem diretamente a superfície são designados de radiação solar direta e os raios dispersos na atmosfera são denominados de radiação difusa ou indireta.

As proporções relativas às radiações direta e difusa, variam no decurso do dia com a altura do Sol, as quantidades de vapor de água, o dióxido de carbono, ou a poeira, contidos na atmosfera, e com o tipo de nuvem existente.

Em céu claro, quando o Sol se encontra no zenite, a radiação direta é da ordem de dez vezes superior a radiação indireta; para o Sol próximo do horizonte, ambas radiações são equivalentes, e com o céu totalmente encoberto a radiação difusa torna-se maior do que a radiação direta, conforme pode ser observado na figura 2.2.

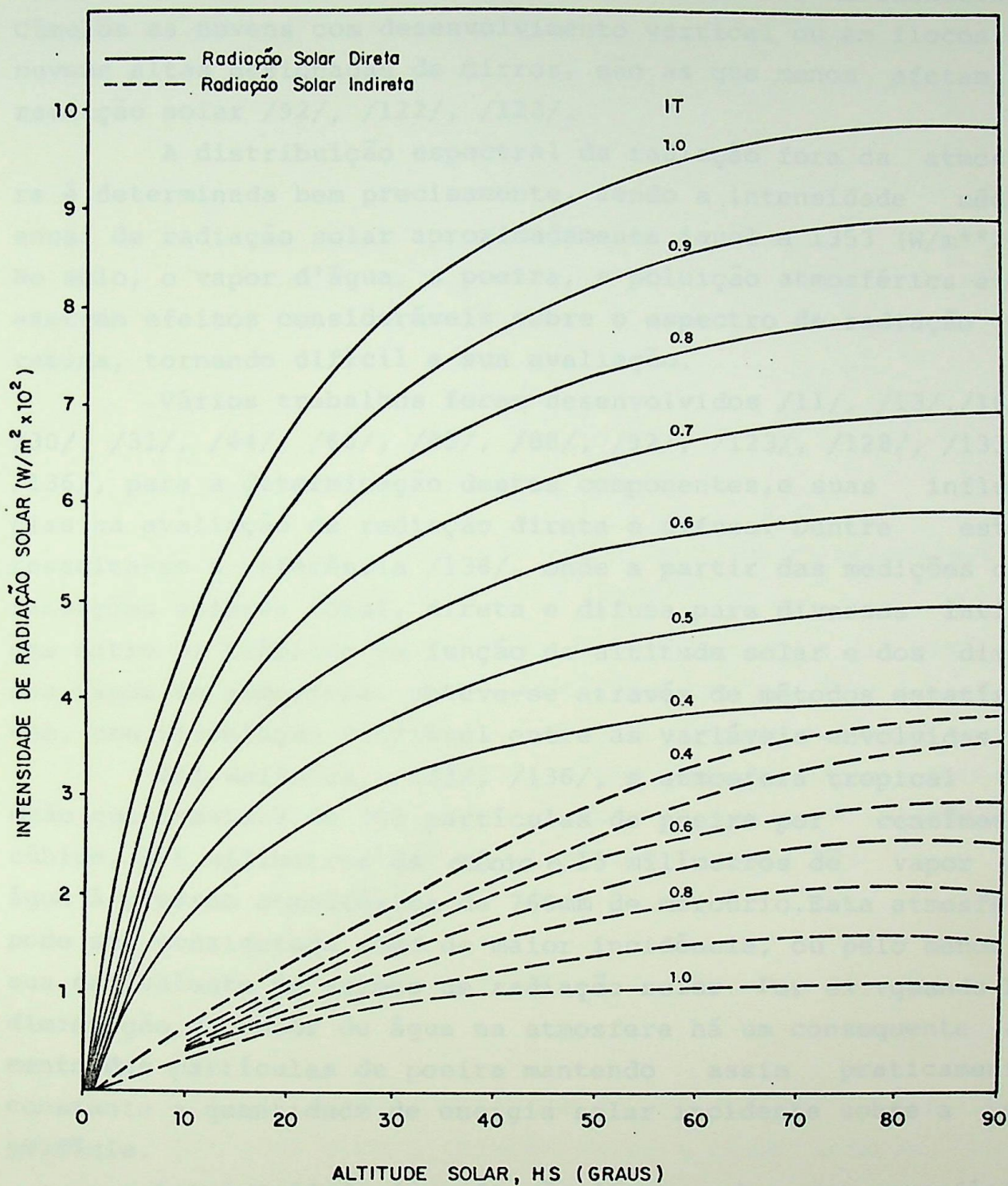


ALTURA SOLAR, H (GRÁUS)

RAÇÃO DA ATENÇÃO DE RADIAÇÃO SOLAR EM FUNÇÃO

DO ANJO DE INCLINAÇÃO DO CONDUTOR

FIG. 2.2



VARIAÇÃO DA INTENSIDADE DE RADIAÇÃO SOLAR EM FUNÇÃO DO ÍNDICE DE TRANSPARÊNCIA "IT",/136/.

FIG. 2.2

O grau e o tipo de cobertura de nuvens são habitualmente medidos subjetivamente. Os diferentes tipos de nuvens se caracterizam por sua altura em relação ao solo e por sua extensão vertical. Denominam-se Extratos, as camadas horizontais e Cúmulos as nuvens com desenvolvimento vertical ou em flocos. As nuvens altas designadas de Cirros, são as que menos afetam a radiação solar /92/, /122/, /123/.

A distribuição espectral da radiação fora da atmosfera é determinada bem precisamente, sendo a intensidade média anual de radiação solar aproximadamente igual a 1353 (W/m^2). No solo, o vapor d'água, a poeira, a poluição atmosférica etc., exercem efeitos consideráveis sobre o espectro de radiação recebida, tornando difícil a sua avaliação.

Vários trabalhos foram desenvolvidos /11/, /13/, /16/, /30/, /31/, /44/, /60/, /83/, /88/, /92/, /123/, /128/, /133/, /136/, para a determinação destes componentes, e suas influências na avaliação da radiação direta e difusa. Dentre estes ressalta-se a referência /136/, onde a partir das medições das radiações solares total, direta e difusa para diversas latitudes entre os trópicos em função da altitude solar e dos diversos tipos de atmosfera, obteve-se através de métodos estatísticos, uma correlação confiável entre as variáveis envolvidas.

Foi definida, /133/, /136/, a atmosfera tropical padrão que consiste de 300 partículas de poeira por centímetro cúbico, 2.5 milímetros de ozônio e 15 milímetros de vapor de água à pressão atmosférica de 760mm de mercúrio. Esta atmosfera pode ser considerada como de maior incidência, ou pelo menos a sua equivalente em termos de radiação solar. Por ex.: quando há diminuição do vapor de água na atmosfera há um consequente aumento das partículas de poeira mantendo assim praticamente constante a quantidade de energia solar incidente sobre a superfície.

A intensidade de radiação direta sobre uma superfície horizontal ao nível do mar 'IDO', para a atmosfera padrão pode ser expressa através de /136/:

$$IDO = (1285 * \text{sen HS}) / (\text{sen HS} + 0.3135) \quad (14)$$

Se o local em que estiver o condutor for mais elevado, deve ser efetuada a correção para o aumento da intensidade de radiação solar, devido à menor massa de ar a ser atravessada. Assim,

$$ID = IDO + EL * (IE - IDO) * 1.4 * 10^{(-4)} \quad (15)$$

onde:

EL - Elevação do local. (m)

IE - Intensidade da radiação solar fora da atmosfera, seu valor médio anual é de 1353 (W/m²).

As funções de dispersão de radiação para a obtenção de radiação difusa são extremamente complicadas /31/ e necessitam de informações específicas sobre a atmosfera, sendo conveniente utilizar fórmulas empíricas que permitam aproximações dos valores medidos para condições normais de tempo. A intensidade de radiação difusa 'II' pode ser obtida através de:

$$II = (570 - 0.47 * IDO) * ((\text{sen HS})^{1.2}) \quad (16)$$

O Índice de Transparência da atmosfera 'IT' (Clearness Number) é definido como a relação entre a quantidade de energia solar medida em um tipo de atmosfera qualquer e aquela medida para a atmosfera padrão na mesma altitude solar, sendo igual a unidade para a atmosfera padrão. Este índice é significativo pois expressa a influência acumulada dos elementos cons

tituintes atmosféricos, indicando o seu grau de limpidez.

Os tipos de atmosfera observados foram classificados, quanto ao Índice de Transparência como:

IT	<	0.5	Para atmosfera totalmente nublada e <u>en</u> coberta por nuvens.
0.5	<	IT < 0.7	Para atmosfera com nebulosidade parcial ou ambiente industrial.
0.7	<	IT < 1.0	Para atmosfera clara e umidade média do ar.
IT	=	1.0	Para atmosfera tropical padrão.
IT	>	1.0	Para atmosfera extremamente límpida e seca.

O tipo de atmosfera é definido por um único Índice de Transparência sendo possível estabelecer a relação, entre a ra
dição direta e difusa em termos de Índice de Transparência para
uma dada Altura Solar 'HS', como pode ser observado na figu
ra 2.2.

2.2.3.3. Albedo 'F'

A superfície de um condutor também está exposta à energia radiante que é refletida ou re-radiada pelo solo /60/, /115/, /117/, /133/. Define-se por albedo ou refletância (F), a relação entre a radiação solar refletida pelo solo e a radiação solar total incidente.

Superfícies claras possuem albedo maior do que as superfícies escuras. Alguns valores típicos são dados abaixo:

$F = 0.15$ Para a água

$F = 0.10$ Para os bosques e florestas

$F = 0.15$ Para as áreas urbanas

$F = 0.20$ Para a terra, grama e vegetação rasteira

$F = 0.30$ Para a areia

$F = 0.50$ Para o gelo

$F = 0.70$ Para a neve

2.2.3.4 Coeficiente de Absorção 'AB'

No estudo do aquecimento solar em um condutor, é de fundamental importância saber o quanto de energia solar foi absorvido pelo cabo e o quanto foi emitido em radiação infravermelha, a partir de uma radiação solar total incidente.

O apêndice II contém de forma resumida, a teoria que envolve a caracterização termo-ótica de uma superfície, desenvolvendo os conceitos de absorção e emissividade.

Infelizmente, o coeficiente de absorção de condutores aéreos de LT's não recebeu a mesma atenção em estudos que o coeficiente de emissividade /129/, /146/, sendo usualmente aceito como idêntico os seus valores. Dentre as referências analisadas sobre este assunto /49/, /60/, /105/, /129/ e /146/, somente Davidson em /49/ procedeu a medição de ambos os coeficientes em condutores CAA, obtendo para o coeficiente de absorção valores superiores ao coeficiente de emissividade.

Os fatores que influenciam os coeficientes de absorção e emissividade são o número de anos em serviço da LT e o tipo de ambiente em que esta se localiza. O número de anos em serviço exerce influência somente nos anos iniciais de operação da LT, provocando uma elevação rápida nos coeficientes, até atingir valores que permanecerão constantes no decorrer da vida útil da LT. Estes valores constantes, dependem somente do tipo de ambiente em que o condutor se encontra.

A tabela 2.1 mostra a faixa de valores que o coeficiente de absorção pode assumir em função das características ambientais, /115/, /117/. Na ausência de medição deste coeficiente no cabo da LT em estudo, pode-se adotar valores médios destas faixas os quais, na maior parte do tempo em operação da LT, estarão próximos dos valores reais.

A utilização de valores distintos dos estabelecidos na tabela 2.1 deve ser feita com reservas, pois a influência do coeficiente de absorção 'AB' é direta na avaliação do aquecimento solar conforme pode ser observado através da equação (9).

Tabela 2.1

Faixa de Valores do Coeficiente
de Absorção do Condutor CAA /116/

Condição do Condutor	Faixa para 'AB'
Novo ou Brilhante	0.28 - 0.35
Usado em Área Litorânea	0.55 - 0.60
Usado em Área Rural	0.38 - 0.48
Usado em Área Industrial	0.78 - 0.93
Coberto com 0.1 mm de Água	0.11 + 0.89*AB

Valores Médios Assumidos para 'AB'

- AB = 0.31 Para Condutor novo ou Brilhante
- AB = 0.58 Para Condutor Localizado em Área Litorânea
- AB = 0.43 Para Condutor Localizado em Área Rural
- AB = 0.86 Para Condutor Localizado em Área Industrial

2.2.4. Aquecimento Devido à Ionização 'KI*PI'

O processo de ionização da atmosfera tem início quando um campo elétrico acelera os eletrons livres presentes no ar, provocando descargas elétricas devido aos choques entre os eletrons energizados com outros átomos. Se a energia cinética do eletron for grande, ele poderá excitar o átomo fornecendo-lhe parte desta energia e posteriormente esta energia será revertida pelo átomo ao ambiente na forma de luz, calor, energia acústica e radiações eletromagnéticas.

O fenômeno é conhecido como efeito corona e surge na superfície dos condutores de uma linha aérea de transmissão quando o valor do gradiente de potencial existente excede o valor do gradiente disruptivo do ar, que por sua vez é função das condições ambientais ao redor do condutor, tais como pressão atmosférica, umidade relativa do ar, grau de poluição, etc.

As perdas de potência por efeito corona 'PI', dependem basicamente:

- Da tensão de alimentação,
- Do gradiente de potencial na superfície do condutor,
- Da densidade relativa do ar,
- Da presença de matéria estranha em sua superfície,
- Do índice de precipitação pluviométrica.

Há dois tipos de regimes de perdas por efeito corona que ocorrem quando:

- O tempo está bom e o gradiente de potencial na superfície do condutor não excede o gradiente crítico ao longo da linha de transmissão, exceto nalguns locais onde devido à sujeira, rugosidade ou material estranho sobre o condutor, ocorrem gradientes superiores ao crítico; originando o efeito corona.
- O tempo está ruim e há deposição de água sobre o condutor devido à chuva, garôa ou névoa intensa, formando uma quantidade

razoável de gotículas relativamente separadas umas das outras constituindo diversas fontes pontuais de efeitos corona, aumentando significativamente as perdas em relação às de tempo bom.

As perdas por corona em linhas de transmissão com tensões elevadas podem variar de alguns quilowatts até algumas centenas de quilowatts por quilômetro /68/. As perdas médias constituem apenas pequena parte das perdas por efeito Joule, enquanto as perdas máximas tem influência significativa nas demandas do sistema, necessitando elevar a capacidade de geração. O aquecimento devido às perdas por efeito corona é significante apenas quando estas ocorrem sob a chuva ou garôa, sendo que nestas condições também ocorre o resfriamento do condutor, devido à evaporação da água na superfície do mesmo, reduzindo assim o seu aquecimento.

A seguir, são analisados os dois regimes de perdas por efeito corona e descritos os respectivos métodos de resolução.

2.2.4.1 Perdas Corona Para Tempo Bom

As perdas de potência por corona para tempo bom, podem ser calculadas pela fórmula de Peterson para um condutor por fase /68/:

$$PI = \frac{(20.94 * 10^{(-6)}) * FR * (V^{**2}) * B1}{(\log (DM/RC))^{**2}} \quad (W/m) \quad (17)$$

sendo:

- FR - Frequência do sistema elétrico. (Hz)
- V - Tensão eficaz fase-neutro. (kV)
- RC - Raio externo do condutor. (m)
- DM - Distância média geométrica entre fases. (m)
- B1 - Fator experimental que depende da relação gradiente de potencial do condutor 'EP' pelo gradiente crítico visual do condutor 'ECR' dado na figura 2.3.

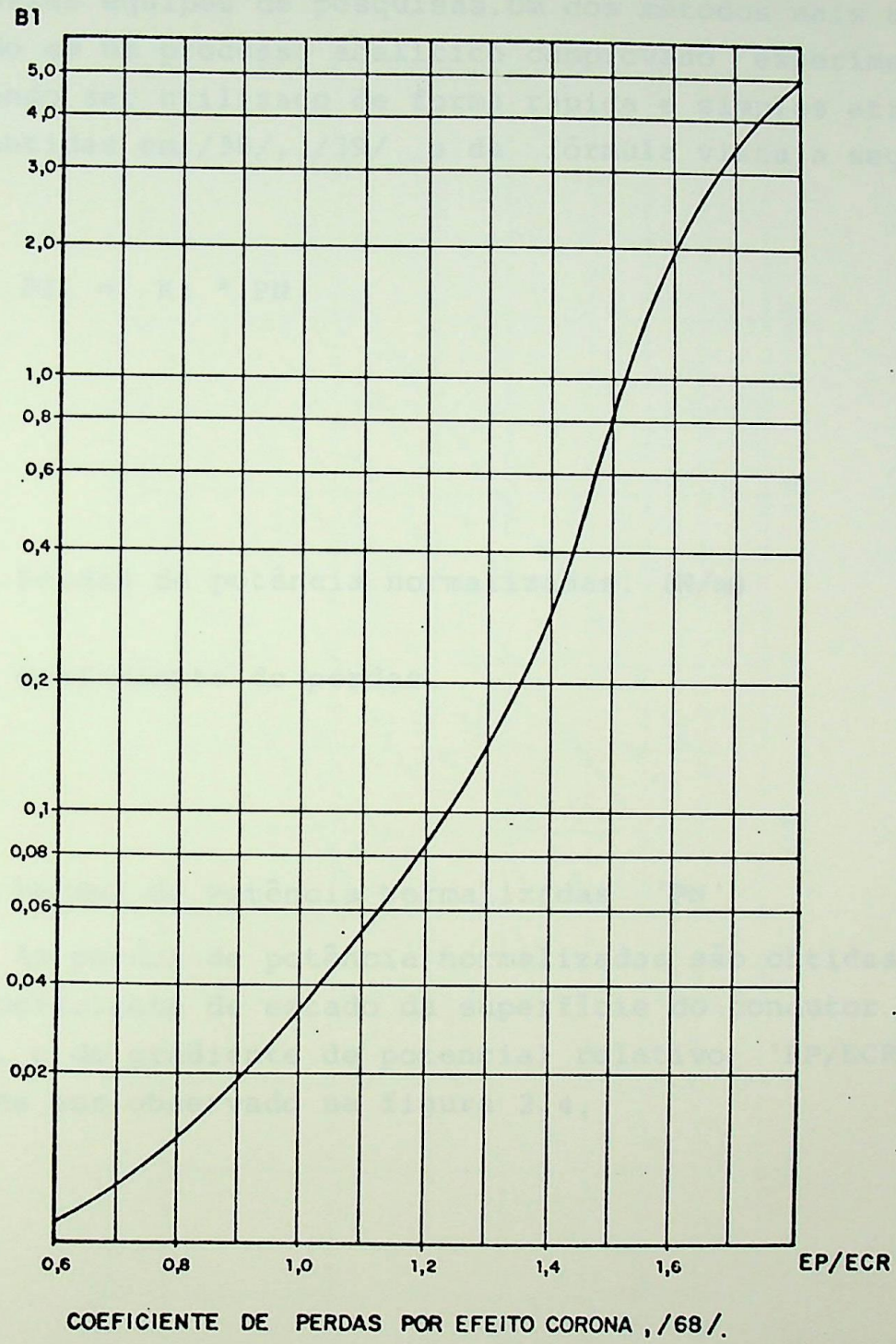


FIG. 2.3

2.2.4.2. Perdas Corona para Tempo Chuvoso

As perdas de potência por efeito corona para o tempo em condições chuvosas apresentam dificuldades maiores na sua definição, pois não há convergência nos resultados obtidos pelas várias equipes de pesquisas. Um dos métodos mais aceitos, é baseado em um processo analítico comprovado experimentalmente, podendo ser utilizado de forma rápida e simples através de curvas obtidas em /38/, /39/ e da fórmula vista a seguir:

$$PI = K1 * PN \quad (18)$$

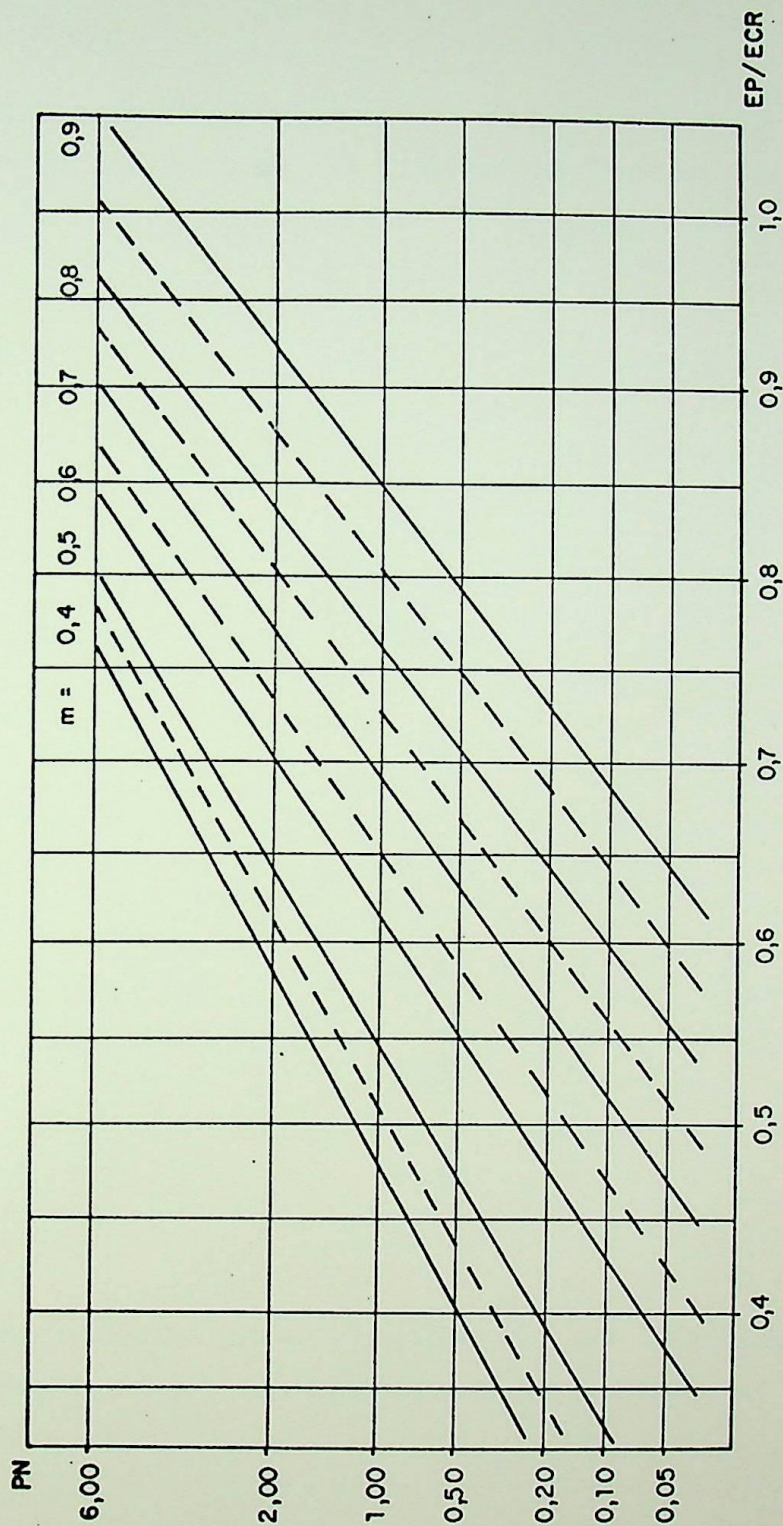
onde:

PN - Perdas de potência normalizadas. (W/m)

K1 - Coeficiente de perdas.

2.2.4.2.1. Perdas de Potência Normalizadas 'PN'

As perdas de potência normalizadas são obtidas em função do coeficiente de estado da superfície do condutor denominado 'M', e do gradiente de potencial relativo 'EP/ECR', conforme pode ser observado na figura 2.4.



PERDAS NORMALIZADAS "PN" PARA O CÁLCULO DAS PERDAS CORONA SOB CHUVA, /39/.

FIG. 2.4

O valor do coeficiente do estado de superfície dos condutores 'M' é função do índice de precipitação pluviométrica e do envelhecimento do cabo exposto ao tempo, como pode ser observado, a partir de valores médios descritos na tabela 2.2.

Valor do Coeficiente do Estado de Superfície
em Função do Índice de Precipitação
Pluviométrica e do Envelhecimento
do Condutor

Índice de precipitação pluviométrica (mm/ano)	'M' Condutor Novo	'M' Condutor Envelhecido
0-3	0.55	0.75
3-6	0.54	0.66
6-9	0.53	0.63
9-12	0.52	0.62
12-15	0.50	0.57

Estes fatores poderão diminuir se um dos ou ambos
fatores estiverem sobre a superfície do condutor.

Tabela 2.2

Valor do Coeficiente do Estado de Superfície
'M' em Função do Índice de Precipitação
Pluviométrica e do Envelhecimento
do Condutor

Índice de Precipitação Pluviométrica (mm/h)	'M' Condutor Novo	'M' Condutor Envelhecido
0.2	0.58	0.73
1.0	0.54	0.66
2.0	0.53	0.65
4.0	0.52	0.62
10.0	0.50	0.57

Estes fatores poderão diminuir se insetos ou sujeiras maiores estiverem sobre a superfície do condutor.

2.2.4.2.2 Coeficiente de Perdas 'Kl'

O valor do coeficiente de perdas 'Kl' pode ser obtido através da expressão:

$$Kl = (FR * (NC * D * B2) ** 2 * \log(RG/REQ) * \log(RI/REQ)) / 50 * \log(RG/RI) \quad (19)$$

onde:

FR - Frequência do sistema. (Hz)

NC - Número de sub-condutores por fase

D - Diâmetro do condutor (m)

$$B2 = 1 + (0.0426 * D ** 0.5) \quad (20)$$

REQ - Raio do condutor equivalente ao condutor múltiplo (m)

$$REQ = ((N * D / 2) * (L / (2 * \sin(RI / N))) ** N - 1) ** 1 / N \quad (21)$$

L - Espaçamento entre os subcondutores (m)

$$\text{Para condutor simples:} \quad RI = 1.27 * D ** 0.5 \quad (m) \quad (22)$$

$$\text{Para cond.múltiplos:} \quad RI = 0.36 * ((12.5 * N * D) + 1) ** 0.5 \quad (23)$$

RG - Raio de um cilindro coaxial com o condutor de potencial nulo, podendo ser determinado a partir da capacitância de serviço de sequência positiva 'CS' da linha trifásica.

$$RG = (REQ / 100) * (\log_{-1} (0.02412 * 10^{-6} / CS)) \quad (24)$$

Conforme observado acima, pode-se concluir que as perdas por efeito corona somente podem ser definidas confiavelmente através de estudos estatísticos para a caracterização do tipo de ambiente, no que diz respeito aos índices pluviométricos de uma região. Na impossibilidade de obtenção desses dados reais, fica comprometida qualquer avaliação sobre as perdas por efeito corona.

2.2.4.3 Fator de Difusão Térmica 'KI'

Outro fator importante a ser considerado é que somente uma pequena parcela das perdas por efeito corona são transformadas em energia calorífera permitindo aumentar a temperatura do condutor /117/. O fator de difusão térmica (KI) definido como a relação entre a parcela de calor gerada no condutor em Watt a partir das perdas por efeito corona e as perdas totais por efeito corona em Watt no condutor, assume na realidade valores bem menores do que a unidade.

Nestas condições, a influência das perdas por efeito corona no aquecimento do condutor é praticamente desprezível e, dada a elevada dependência das condições climáticas locais, a sua avaliação deve ser feita somente em termos probabilísticos, não sendo considerada em termos computacionais no presente trabalho.

2.2.5 Perdas por Radiação (PR)

O termo Radiação aqui aplicado, deve ser entendido como a energia eletromagnética que se propaga através do espaço à velocidade da luz. Especificamente neste caso, somente a radiação térmica é que interessa.

A radiação térmica é emitida pela superfície de um corpo em função de sua temperatura. Quando um corpo é aquecido, os átomos deste corpo absorvem energia possibilitando aos elétrons das camadas mais externas orbitar em níveis energéticos superiores. Parte desses elétrons retornam espontaneamente aos níveis energéticos normais emitindo o excedente de energia acumulada em forma de radiação eletromagnética.

A equação básica para a avaliação da radiação térmica total para um corpo radiador ideal, (corpo negro) foi descoberta empiricamente por Stefan em 1879 e confirmada teoricamente por Boltzmann em 1884 /105/, sendo:

$$DQ = \sigma * DA * (K ** 4) \quad (25)$$

onde:

DQ - Taxa de transferência de calor por radiação, emitido pela superfície 'DA' do corpo negro. (W/m**2)

K - Temperatura do corpo em graus Kelvin.

σ - Constante de Stefan-Boltzmann.

$$\sigma = (5.6697 * 10 ** (-8)) \quad (W / m**2 * K**4)$$

O intercâmbio da radiação entre quaisquer superfícies envolve duas considerações /60/, /105/:

- A vista que cada superfície tem da outra, usualmente denominada na literatura como fator de vista (G), sendo função da geometria de cada superfície.

- As características termo-ópticas de cada superfície, conforme descrito no Apêndice II.

2.2.5.1 Equação Geral de Transferência de Calor por Radiação

A equação da transferência de calor entre 2 corpos (P_1, P_2), considerando uniformes as temperaturas das superfícies dos corpos e o fluxo de energia incidente sobre as superfícies, é escrita da seguinte forma:

$$P_1 = - P_2 = \frac{\sigma * (K_2^{**4} - K_1^{**4})}{((1 - E_1)/(E_1 * A_1)) + (1/(A_1 * G_{12})) + ((1 - E_2)/(E_2 * A_2))} \quad (26)$$

onde:

- σ - Constante de Stefan-Boltzmann = $5.6697 \cdot 10^{-8} (W/m^{**2} * K^{**4})$
- K_2 - Temperatura do corpo mais aquecido. ('K)
- K_1 - Temperatura do corpo menos aquecido. ('K)
- E_1 - Emissividade da superfície 1.
- E_2 - Emissividade da superfície 2.
- G_{12} - Fator de vista.
- A_1 - Área da superfície 1. (m**2)
- A_2 - Área da superfície 2. (m**2)

Considerando o caso particular, no qual a superfície 1 seja um pequeno corpo convexo circundado pela superfície 2 de enormes proporções em relação ao corpo 1, observa-se que a relação entre as áreas A_1/A_2 aproxima-se de zero e o fator de vista 'G₁₂' torna-se unitário, transformando a equação (26) em:

$$P_1 = E_1 * A_1 * \sigma * (K_2^{**4} - K_1^{**4}) \quad (W/m) \quad (27)$$

Esta equação mostra que a troca de calor é independente das propriedades termo-ópticas da superfície 2 (a superfície maior), pois nenhuma radiação que o pequeno corpo (superfície 1) emite, é refletida de volta pela superfície 2. Assim, a superfície 2 absorve todas as radiações originadas pela superfície 1 atuando como um corpo negro.

No caso de um condutor suspenso em uma linha de transmissão pode-se considerar a condição descrita acima, aplicada duplamente. Na primeira, a superfície maior é o céu e a superfície menor e mais aquecida é a metade superior do condutor que é "vista" pelo céu. Na segunda, considera-se o solo como a superfície maior e a metade inferior do condutor como a superfície menor.

Equacionando as duas condições descritas, obtém-se:

$$PR = \sigma * E * (A/2) * (K^{**4} - K_E^{**4}) + \sigma * E * (A/2) * (K^{**4} - K_O^{**4}) \quad (28)$$

onde:

- A - Área da superfície do condutor. (m**2)
- E - Coeficiente de emissividade do condutor.
- σ - Constante de Stefan-Boltzmann.
- D - Diâmetro do condutor. (m)
- K - Temperatura do condutor em graus Kelvin.
- K_E - Temperatura equivalente do céu em graus Kelvin.
- K_O - Temperatura equivalente do solo em graus Kelvin.

Fatorando (28) têm-se:

$$PR = \sigma * E (A/2) * ((K^{**4}-KE^{**4}) + (K^{**4}-KO^{**4})) (W/m) \quad (29)$$

E, finalmente:

$$PR = \sigma * E * (\pi * D /2) * (2*K^{**4} - KE^{**4} - KO^{**4}) (W/m) \quad (30)$$

Que é a expressão exata para a obtenção das perdas por radiação de um condutor em uma linha de transmissão.

Embora as variáveis da equação (30) sejam conhecidas, é necessário analisá-las com maiores detalhes para uma melhor avaliação, como pode ser visto a seguir.

2.2.5.1.1 Coeficiente de emissividade (E)

Na expressão (30) o coeficiente de emissividade apresenta elevada importância, pois é o único parâmetro variável no tempo com influência direta na avaliação das perdas por radiação.

A sua definição pode ser encontrada no Apêndice II, porém em termos reais, para a previsão de seu valor em condutores expostos ao tempo é necessário saber que parâmetros influem na sua determinação.

Algumas pesquisas foram feitas, /129/, /146/ para a avaliação do coeficiente de emissividade hemisférico, ou simplesmente emissividade de condutores CAA, nas condições ambientais em que se encontram instalados nas linhas de transmissão ao longo de sua vida útil.

Em /129/, obteve-se uma fórmula empírica para a avaliação de condutores CAA, acima de 15 kV em função dos anos de operação:

$$E = 0.23 + (0.70 * Y / (1.22 + Y)) \quad (31)$$

onde, 'Y' é o número de anos do condutor em operação

A fórmula acima é válida para os ambientes rural e industrial sendo apenas um valor médio, devido à grande dispersão existente nos resultados obtidos das medições, como se pode observar nas tabelas 2.3 e 2.4 extraídas de /129/ onde isto se verifica.

Tempo de Exposição	Atividade Média	Atividade Calculada (31)
Novo	0.23	0.23
01 mês	0.42	0.27
02 meses	0.53	0.31
03 meses	0.63	0.35
06 meses	0.72	0.40
12 meses	0.81	0.45
01 ano	0.94	0.55
23 anos	0.73	0.69
35 anos	0.77	0.71
41 anos	0.85	0.81
43 anos	0.88	0.81

Todas as medições realizadas foram com condutores de nível médio de habilidade e experiência.

Tabela 2.3

Coeficiente de Emissividade de alguns Condutores CAA
em Função do Tempo de Exposição

- Atmosfera: Industrial
- Tensão : Acima de 15 kV

Bitola (MCM)	Tempo de Exposição	Emissividade Medida	Emissividade Calculada (31)
-	Novo	0.23	0.23
500	01 mês	0.62	0.27
500	02 meses	0.83	0.31
500	05 meses	0.93	0.41
500	08 meses	0.92	0.48
500	10 meses	0.91	0.51
500	01 ano	0.94	0.55
500	23 anos	0.79	0.89
400	38 anos	0.77	0.91
500	41 anos	0.85	0.91
350	43 anos	0.88	0.91

* Todas as medições realizadas foram com condutores dis
tintos, incluindo as medições de curta duração.

Tabela 2.4

Coeficiente de Emissividade de alguns Condutores CAA
em Função do Tempo de Exposição

- Atmosfera: Rural
- Tensão : Acima de 15 kV

Bitola	Tempo de Exposição	Emissividade Medida	Emissividade Calculada (31)
500	01 mês	0.53	0.27
500	02 meses	0.54	0.31
500	05 meses	0.53	0.41
500	08 meses	0.82	0.48
500	10 meses	0.73	0.51
500	01 ano	0.71	0.55
410	05 anos	0.67	0.79
310	13 anos	0.95	0.87
477	13 anos	0.76	0.87
500	29 anos	0.85	0.90
500	29 anos	0.95	0.90
500	40 anos	0.87	0.91
410	45 anos	0.74	0.91

* Todas as medições realizadas foram com condutores distintos, incluindo as medições de curta duração.

Na maioria dos casos a expressão (31) é conservativa para ambientes industriais e não-conservativa para ambientes rurais /139/. Nestas condições, seria interessante utilizar valores médios de emissividade em função das condições ambientais do local onde está situado o condutor, conforme mostra a tabeta 2.5.

Tabela 2.5

Faixa de Valores do Coeficiente de Emissividade

Total de Condutores CAA, /117/

Condição do Condutor	E
Brilhante	0.27 - 0.36
Usado em área litorânea	0.20 - 0.50
Usado em área Rural	0.35 - 0.65
Usado em área Industrial	0.62 - 0.95
Coberto com 0.1mm de água	0.96

2.2.5.1.2 Temperatura Equivalente do Céu (KE)

Algumas relações empíricas foram obtidas para a determinação da temperatura equivalente do céu, sendo uma delas /9/, /60/:

$$KE = 0.0552 * KA ** 1.5 \quad ({}^{\circ}K) \quad (32)$$

A expressão acima é válida somente para a atmosfera clara e sem nuvens não refletindo a influência da altitude do local de observação acima do nível do mar e nem da umidade relativa do ar.

Outra fórmula desenvolvida /35/, é baseada em diversas medições efetuadas desde 1961, coincidindo com os resultados de medições feitas por outros pesquisadores em diversos locais do mundo. A temperatura do céu para efeito de troca de calor por radiação, depende de:

- Altitude do local acima de nível do mar onde se situa o condutor,
- Temperatura ambiente,
- Umidade relativa do ar,
- Índice de transparência da atmosfera.

assim:

$$KE = IT * (5.7723 + 0.9555 * (0.6017 ** EL / 1000)) * 10^{-4} * (KA ** 5.1893) *$$

$$(U ** 0.066) + (1 - IT) * (KA - (3000 + 1751 * (EL / 1000) ** 0.652)) *$$

$$U ** (-1.5) ** 4 \quad (33)$$

onde:

- IT - Índice de transparência da atmosfera.
- EL - Elevação do local acima do nível do mar. (m)
- KA - Temperatura ambiente em graus Kelvin.
- U - Umidade relativa do ar em valor percentual.

Como limites de validade aplicados conservativamente é possível referir:

- Temperatura ambiente: 263 'K(-10°C) A 303 'K(30°C)
- Umidade relativa do ar: 40 % A 100%
- Elevação do local: 0 m A 3000m
- Índice de transparência: 0 (céu encoberto) a 1 (céu claro)

Desta forma, utilizando a expressão (33) a temperatura do céu pode ser calculada para a maior parte das aplicações práticas que ocorrem, tanto para o dia como para a noite.

A tabela 2.6 mostra algumas temperaturas do céu obtidas aplicando as expressões (32) e (33). Observa-se que enquanto a expressão (32) é função apenas da temperatura ambiente, a expressão (33) permite obter uma ampla variação de valores em função das características do local onde está situado o condutor, sendo 'TE' a temperatura do céu em graus Celsius e 'TA' a temperatura ambiente em graus Celsius.

Tabela 2.6

Valores de 'TE' Obtidos das Expressões (32) e (33)

		U=40%		U=60%	U=80%	U=100%
	TA	TE (32)	TE (33)	TE (33)	TE (33)	TE (33)
IT= 1	-10	-37.6	-36.9	-35.3	-34.2	-33.3
	0	-24.0	-25.2	-23.5	-22.3	-21.4
	10	-10.2	-13.4	-11.6	-10.4	- 9.4
EL= 0m	20	3.8	- 1.4	0.4	1.7	2.8
	30	18.7	18.1	10.7	12.6	15.0
IT= 1	-10	-37.6	-40.3	-38.8	-37.6	-36.8
	0	-24.0	-28.8	-27.1	-26.0	- 2.5
	10	-10.2	-17.1	-15.4	-14.1	-13.2
EL=1000m	20	3.8	- 5.3	- 3.5	- 2.2	- 1.2
	30	18.1	6.6	8.5	9.8	10.9
IT= 0.4	-10	-37.6	-27.6	-23.5	-21.6	-20.5
	0	-24.0	-16.9	-12.9	-11.0	- 9.9
	10	-10.2	- 6.3	- 2.2	- 0.3	0.8
EL= 0m	20	3.8	4.4	8.5	10.4	11.6
	30	18.1	15.2	19.3	21.2	22.4
IT= 0.4	-10	-37.6	-33.2	-27.1	-24.4	-22.9
	0	-24.0	-22.6	-16.6	-13.9	-12.3
	10	-10.2	-12.0	- 6.0	- 3.2	- 1.7
EL=1000m	20	3.8	- 1.3	4.7	7.4	9.0
	30	18.1	9.4	15.4	18.2	19.8

2.2.5.1.3. Temperatura Equivalente do Solo 'KO'

Outra variável necessária para o cálculo das perdas por radiação em (30) é a temperatura equivalente do solo 'KO'. Esta, à semelhança da temperatura equivalente do céu 'KO', e função dos mesmos parâmetros que definem a temperatura do céu.

A partir de estudos efetuados sobre as medições de temperatura do céu e do solo em / 9/, verificou-se que a diferença entre a temperatura do solo e a temperatura do céu, situa-se na faixa de 5 a 18°C. Embora ainda não se tenha uma expressão que permita calcular diretamente a temperatura do solo, pode-se estabelecer conservativamente, que a temperatura do solo seja a mais elevada possível. Nestas condições:

$$KO = KE + 18. \quad (^\circ K) \quad (34)$$

Analisadas as variáveis acima, a avaliação das perdas por radiação 'PR' através da equação (30) torna-se viável, tendo maior precisão do que a equação usualmente adotada, como pode ser visto a seguir.

2.2.5.2 Equação Simplificada

A maioria dos trabalhos publicados / 5/, / 49/, /86/, /54/, /86/, /115/, /117/, /128/, /139/ entretanto, prefere simplificadamente adotar:

$$KA = ((KE^{**4} + KO^{**4}) / 2)^{** 0.25} \quad (^\circ K) \quad (35)$$

transformando assim, a expressão (30) em:

$$PR = \sigma * E * \pi * D * (K^{**4} - KA^{**4}) \quad (W/m) \quad (36)$$

A adoção de (35) resultará certamente em valores conservativos no cálculo de 'PR' em (36) conforme pode ser observado na tabela 2.7 onde é feita a comparação entre as equações (36) e (30).

De (36):

$$PR36 = D * (\sigma * E * \pi * (KC^{**4} - KA^{**4})) = D * (PR')$$

De (30):

$$PR30 = D * (\sigma * E * \pi * (2 * KC^{**4} - KE^{**4} - KO^{**4})) / 2 = D * (PR'')$$

onde:

KC = Temperatura do condutor. ($^\circ K$)

TC = Temperatura do condutor. ($^\circ C$)

* Valores adotados para tabela 2.7 - vide página seguinte

Tabela 2.7

Comparação entre as equações (30) - PR' e
(36)-PR" utilizando o valor da temperatura
ambiente obtidas em (32) e (33)

	TC	PR'	PR" (32)	$\Delta\%$	PR" (33)	$\Delta\%$
TA = 0°C	40	360	447	24.1	457	27.0
	50	475	562	18.3	572	20.5
	60	600	687	14.5	698	16.2
	70	738	825	11.8	835	13.2
	80	888	975	9.8	985	11.0
	90	1052	1139	8.3	1149	9.2
	100	1229	1316	7.1	1326	7.9
TA = 20°C	40	198	274	38.1	257	29.4
	50	313	389	24.1	371	18.6
	60	439	514	17.2	497	13.3
	70	576	652	13.1	638	10.1
	80	727	802	10.4	785	8.0
	90	890	966	8.5	948	6.5
	100	1068	1143	7.1	1126	5.5
TA = 30°C	40	104	168	60.9	128	23.1
	50	219	282	29.0	243	11.0
	60	344	408	18.4	369	7.0
	70	482	546	13.2	506	5.0
	80	632	696	10.0	656	3.8
	90	796	859	8.0	796	3.0
	100	973	1037	6.5	997	2.5

* Valores adotados para Tabela 2.7 - vide página seguinte

- Coeficiente de emissividade, $E = 0.5$
- Para a equação (36), foram adotados os valores da tabela 2.6
- Para a equação (33), utilizou-se os seguintes valores:
 $IT = 1$ (céu claro) ; $EL = 0$ m ; $U = 80\%$
- O cálculo de $D\%$ foi definido como: $D\% = ((PR''/PR') - 1) * 100$
- A temperatura do solo foi considerada igual a: $TO = TE + 18$ ($^{\circ}C$)

A justificativa utilizada neste caso, é a de que sendo as perdas por radiação somente uma pequena parcela das perdas totais de calor, a adoção da expressão (36) ao invés da expressão (30) não provoca grandes diferenças no balanço total das perdas.

No caso de feixe de condutores (Bundle), praticamente pode-se considerar as perdas por radiação de forma independente para cada condutor, pois em condições normais todos condutores estarão à mesma temperatura emitindo a mesma quantidade de energia.

2.2.6 Perdas Por Convecção 'PC'

A transferência de calor da superfície de um sólido para um fluido, foi inicialmente equacionada por Newton em 1701, sendo /105/.

$$PC = H * AL * (TS - TF) \quad (W/m) \quad (37)$$

onde:

- H - Coeficiente de transferência de calor por convecção excluindo qualquer radiação. (W/m**2*°C)
- AL - Área de superfície do sólido por unidade de comprimento. (m)
- TS - Temperatura da superfície do sólido. (°C)
- TF - Temperatura do fluido que envolve o sólido. (°C)

A equação (37), neste caso, não é uma lei, mas uma de finição do coeficiente médio da transferência de calor, já que este não depende somente do sistema de unidades utilizado; porém outros fatores exercem influência, tais como as propriedades físicas do fluido, as dimensões do sólido, a velocidade e direção do fluido sobre a superfície do sólido e a diferença de temperatura entre o fluido e o sólido.

As perdas de calor por convecção para um condutor ex posto ao ar livre, podem ser avaliadas através da expressão (37) com o auxílio do número de Nusselt 'NU', assim:

$$NU = H * D / LA \quad (\text{adimensional}) \quad (38)$$

onde:

- D - Diâmetro do condutor. (m)
- LA - Condutividade térmica do ar. (W/m⁰*C)

Aplicando (38) em (37), obtêm-se:

$$PC = \pi * LA * NU * (TS - TA) \quad (W/m) \quad (39)$$

onde 'TA' é a temperatura ambiente em graus Celsius

Para a utilização de (39) na avaliação das perdas por convecção é necessário analisar com maiores detalhes a condutividade térmica do ar 'LA' e o número de Nusselt 'NU'.

2.2.6.1 Condutividade Térmica do Ar (LA)

A condutividade térmica é uma propriedade física da substância. A análise de diversos dados experimentais sobre a variação da condutividade térmica do ar em relação à temperatura ambiente, demonstra que essa variação pode ser expressa através de uma relação linear, assim:

$$LA = Q1 + Q2 * TF \quad (W/m * ^\circ C) \quad (40)$$

sendo:

Q1, Q2 - Constantes características da reta, obtidas experimentalmente

TF - Temperatura da película ou filme de ar ao redor do condutor, definida como:

$$TF = (TS + TA) / 2 \quad (^\circ C) \quad (41)$$

A partir de 1942 foram adotados em trabalhos posteriores os valores coletados por Mc'Adams em /105/. Utilizando-se métodos numéricos foram obtidos os valores das constantes 'Q1' e 'Q2' da reta descrita em (40), e que são válidos para uma faixa de variação da temperatura do filme 'TF' entre $-10^\circ C$ e $125^\circ C$, assim:

$$LA = (2423.65 + 7.45646 * TF) * 10^{**(-5)} \text{ (W/m}^0\text{C)} \text{ (42)}$$

2.2.6.2 Número de Nusselt 'NU'

Vários pesquisadores relacionados em /105/ analisaram o número de Nusselt para diversas velocidades de vento. Sendo diferentes os mecanismos de troca de calor para a convecção na tural (sem vento) e a convecção forçada (com vento), estes serão analisados a seguir separadamente.

2.2.6.2.1 Convecção Natural ou Livre:

Considerando um condutor aquecido exposto ao ar livre e sendo a densidade do ar próximo à superfície aquecida menor do que a do ar mais afastado, irá provocar fluxo de ar ascen dente que permite um pequeno resfriamento na superfície do condutor.

A transferência de calor por convecção natural é de terminada pela correlação existente entre o número de Nusselt 'NU' e o produto do número de Grashof 'GR' pelo número de Prandtl 'PL'. Usualmente esse produto é definido como o nũ mero de Raleigh. Assim, dependendo da referência, obtém-se uma correlação diferente, como pode ser visto a seguir:

de /54/, obtém-se:

$$NU = 10^{**}(A0 + A1 * \log_{10} (GR*PL) + A2 * (\log_{10} (GR*PL))^{**2} + A3 * (\log_{10}(GR*PL)) * 3)) \quad (43)$$

Podendo ser utilizado para cabos homogêneos e CAA na faixa de, $10^{**4} < GR*PL < 10^{**7}$, onde as constantes são iguais a:

$$\begin{aligned} A0 &= 0.12724 \\ A1 &= 0.022380 \\ A2 &= 0.042030 \\ A3 &= 0.0025973 \end{aligned}$$

outra correlação, obtida em /117/, é igual a:

$$NU = C1 * (GR * PL) ** C2 \quad (44)$$

Onde 'C1' e 'C2' são constantes determinadas para diversas faixas do número de Raleigh conforme mostra a tabela 2.8, sendo que para a faixa de $10^{**2} < GR*PL < 10^{**7}$, as constantes independem do tipo de condutor.

Tabela 2.8

Valores de 'C1' e 'C2' em Função de (GR*PL)

- Cabos Homogêneos:

Faixa de (GR*PL)				C1	C2	
10**(-10)	<	GR*PL	<	10**(-2)	0.675	0.058
10**(-2)	<	GR*PL	<	10** 2	1.020	0.148
10** 2	<	GR*PL	<	10** 4	0.850	0.188
10** 4	<	GR*PL	<	10** 7	0.480	0.250
10** 7	<	GR*PL	<	10** 12	0.125	0.333

- Cabos do Tipo CAA:

Faixa de (GR*PL)				C1	C2	
10** 2	<	GR*PL	<	10** 4	0.850	0.188
10** 4	<	GR*PL	<	10** 7	0.480	0.250

As expressões (43) e (44) são válidas para condutores homogêneos e CAA quando $10^{*4} < GR*PL < 10^{*7}$. Para valores de $GR*PL < 10^{*4}$ há uma pequena diferença entre as equações (43) e (44), provavelmente devido à dificuldade na medição da temperatura da superfície de fios finos e nos erros envolvidos nas medições de pequenas elevações de temperaturas.

As avaliações dos números de Grashof e de Prandtl são necessárias para a utilização correta das constantes definidas nas faixas de valores descritas acima. Estas podem ser obtidas da seguinte forma:

- O número de Grashof 'GR', é dado por:

$$GR = (D^{*3}) * GG * ((TS - TA) / (TF + 273)) / VC^{*2} \text{ (adimensional)} \quad (45)$$

onde:

D	- Diâmetro do condutor.	(m)
GG	- Aceleração devido à gravidade.	(m/s ^{**2})
V	- Viscosidade cinemática do ar.	(m ^{**2} /s)
TS	- Temperatura da superfície do condutor.	(°C)
TA	- Temperatura ambiente.	(°C)
TF	- Temperatura da película próxima ao condutor.	(°C)

A viscosidade cinemática do ar é uma propriedade física deste e pode ser definida como:

$$VC = VA / DA \quad (m^{*2}/s) \quad (46)$$

sendo:

VA	- Viscosidade absoluta do ar.	(kg/m*s)
DA	- Densidade do ar.	(kg/m ^{**3})

Enquanto a referência /86/ fornece esses valores em função da temperatura da película 'TF' sob a forma de tabela, pode-se obter diretamente o valor da viscosidade cinemática ao nível do mar a partir da seguinte expressão /117/:

$$VC = (1.32 * 10^{**(-5)}) + 9.5 * (10^{**(-8)}) * TF \quad (47)$$

Válida para $0^{\circ}\text{C} \leq TF \leq 100^{\circ}\text{C}$.

A altitude exerce influência, ainda que pequena, na viscosidade cinemática devido à diminuição da pressão atmosférica com o aumento da altitude. A avaliação de 'VC' pode ser feita a partir de /54/:

$$VC = G0 + G1 * TF + G2 * (TF ** 2) \quad (\text{m}^{**2}/\text{s}) \quad (48)$$

sendo as constantes G0, G1, G2, definidas na tabela 2.9 para diversas altitudes.

Tabela 2.9

Viscosidade Cinemática do Ar em Função
da Elevação

Elevação (m)	$G0 \cdot 10^{**}(-5)$	$G1 \cdot 10^{**}(-8)$	$G2 \cdot 10^{**}(-11)$
0	1.3283	8.6761	9.7832
245	1.3675	8.9806	9.7522
305	1.3763	9.0839	9.5303
610	1.4284	9.4942	8.8258
915	1.4808	9.7651	10.3793
1220	1.5370	10.1780	10.0645
1225	1.5946	10.6013	9.6129
1830	1.6550	11.0064	10.3871
2135	1.7179	11.5871	9.1303
2440	1.7850	11.8529	11.4477

Utilizando métodos de correlação foi possível, obter as equações que permitem avaliar diretamente as constantes G_0 , G_1 , G_2 , a partir da altitude, assim:

$$G_0 = 1.3275 * 10^{**}(-5) * 2.7182818 ** (0.00012 * EL) \quad (49)$$

$$G_1 = 8.688 * 10^{**}(-8) + 1.4 * EL * 10^{**}(-11) \quad (50)$$

$$G_2 = 9.707 * 10^{**}(-11) \quad (51)$$

onde 'EL' é a elevação do local em metros.

As expressões acima são válidas dentro dos seguintes limites:

$$-10^{\circ}\text{C} < T_F < 125^{\circ}\text{C}$$

$$0 \text{ m} < EL < 1800 \text{ m}$$

que abrange na prática, a maioria dos casos.

O número de Prandtl é definido como:

$$PL = CA * VA / LA \quad (\text{adimensional}) \quad (52)$$

onde:

CA - Calor específico do ar a pressão constante. ($\text{W*s/kg*}^{\circ}\text{C}$)

VA - Viscosidade absoluta do ar. (Kg/m*s)

LA - Condutividade térmica do ar. ($\text{W/m*}^{\circ}\text{C}$)

Sendo possível avaliá-lo de forma direta/117/, utilizando a equação:

$$PL = 0.175 - 2.5 * TF * 10^{**} (-4) \quad (53)$$

Estas expressões permitem avaliar o número de Nusselt através de (43) ou de (44) e, posteriormente determinar as perdas de calor por convecção natural através de (39).

2.2.6.2.2 Convecção Forçada

O movimento de um fluido provocado por meios mecânicos em um ambiente fechado sobre uma superfície aquecida é denominado de Convecção Forçada. Ao ar livre, utiliza-se a mesma denominação para o estudo resfriamento de uma superfície devido à ação do vento.

A transferência de calor por convecção forçada de um condutor para o meio ambiente é função de muitas variáveis, sendo de importância fundamental a velocidade e a direção do vento em relação ao condutor.

Através de análise de medições efetuadas para várias velocidades de vento sem turbulências e perpendiculares ao eixo de cilindros com diversos diâmetros, obteve-se a equação de Nusselt para condutores lisos, da seguinte forma /105/, /117/:

$$NU = E1 * (RE^{**} E3) * (PL^{**} E2) \quad (54)$$

onde:

NU - Número de Nusselt

PL - Número de Prandtl

RE - Número de Reynolds

E1, E2, E3 - Constantes obtidas em medições

Outra equação de correlação do número de Nusselt para convecção forçada é descrita em /54/, sendo válida para o número de Reynolds na faixa de 100 a 100.000:

$$NU = 10^{**} (A4 + A5 * \log_{10} RE + A6 * (\log_{10} RE)^{**2} \quad (55)$$

onde:

$$A4 = - 0.070431$$

$$A5 = 0.315260$$

$$A6 = 0.035527$$

O número de Reynolds desempenha um papel importante na avaliação das perdas por convecção forçada, como pode-se observar a partir da sua definição:

$$RE = W * D / VC \quad (\text{adimensional}) \quad (56)$$

onde:

$$W - \text{Velocidade do vento} \quad (\text{m/s})$$

$$D - \text{Diâmetro do condutor.} \quad (\text{m})$$

$$VC - \text{Viscosidade cinemática do ar.} \quad (\text{m}^{**2}/\text{s})$$

O número de Prandtl é praticamente constante e igual a 0.7 para a faixa normal de operação, com a temperatura de película situando-se na faixa de 0°C a 50°C. Reescrevendo a equação (54), obtém-se:

$$NU = E4 * RE^{**} E3 \quad (57)$$

Sendo esta, a equação atualmente utilizada para a determinação do número de Nusselt em condutores homogêneos, divergindo ligeiramente na avaliação das constantes 'E3', 'E4' para as diversas faixas de valores de número de Reynolds, como mostra a tabela 2.10.

Tabela 2.10

Valores das Constantes 'E3', 'E4' Para Condutores
Homogêneos, Utilizados na Equação (57)

Valores obtidos em /54/ e /105/:

Faixa de 'RE'	'E4'	'E3'
1 < RE < 4	0.891	0.330
4 < RE < 40	0.821	0.385
40 < RE < 4000	0.615	0.466
4000 < RE < 40 000	0.174	0.618
40 000 < RE < 400 000	0.0239	0.805

Valores obtidos em /117/:

Faixa de 'RE'	'E4'	'E3'
0.09 < RE < 1	0.800	0.280
1 < RE < 35	0.795	0.384
35 < RE < 5000	0.583	0.471
5 000 < RE < 50 000	0.148	0.633
50 000 < RE < 200 000	0.0208	0.814

Devido às características geométricas do condutor do tipo CAA, a sua área superficial é razoavelmente maior do que a área da superfície de um condutor homogêneo, para o mesmo diâmetro. A verificação disto pode ser obtida através de/103/:

$$ACAA / AH = ((NF + 2) * DAL) / 2 * D \quad (58)$$

sendo:

- ACAA - Área de superfície do condutor CAA. (m**2)
- AH - Área de superfície do condutor homogêneo. (m**2)
- NF - Número de fios da última camada do condutor CAA
- DAL - Diâmetro do fio de alumínio que compõe o CAA. (m)
- D - Diâmetro do condutor. (m)

Aplicando (58) para alguns condutores usualmente utilizados no Brasil, obtém-se para os cabos:

- Partridge, Oriole, Grosbeak e Drake um acréscimo de área de 42 %.
- Rail, Cardinal e Bluejay um acréscimo de área de 44 %.

Não obstante, à maior área superficial dos cabos CAA, tem se adotado /54/, /85/, /117/, utilizar o diâmetro do cabo CAA como se fosse um cabo homogêneo na equação (57) e, a correção devido à maior transferência de calor, é efetuada através das constantes 'E3' e 'E4', não atingindo porém, valor equivalente ao acréscimo de área acima mencionado.

Uma cuidadosa reanálise dos dados disponíveis para condutores do tipo CAA efetuada em /117/ mostra que o acréscimo no número de Nusselt não é diretamente proporcional ao acréscimo de área superficial, dependendo porém, do número de Reynolds e da rugosidade do cabo, que é definida por:

$$RU = DAL / 2 * (D - DAL) \quad (59)$$

onde:

- RU - Rugosidade do cabo.
 DAL - Diâmetro do fio de alumínio. (m)
 D - Diâmetro do condutor do tipo CAA. (m)

A correlação entre o número de Nusselt e o número de Reynolds para condutores do tipo CAA, pode ser vista na tabela 2.11.

A tabela 2.12 compara os valores do número de Nusselt para cabos homogêneos e do tipo CAA.

Tabela 2.11

Valores das Constantes 'E3' , 'E4' para Condutores do Tipo CAA, Aplicados na Equação (57)

Faixa de Rugosidade	Faixa de Reynolds	E3	E4
RU < = 0.05	RE < 2650	0.583	0.471
RU < = 0.05	2650 < RE < 50000	0.178	0.633
0.05 < RU < 0.718	100 < RE < 2650	0.641	0.471
0.05 < RU < 0.718	2650 < RE < 50000	0.041	0.800

Tabela 2,12

Comparação do Número Nusselt Para Cabos Homogêneos
e do Tipo CAA em Função de sua Rugosidade e
do Número de Reynolds

- $RU \leq 0.05$

RE	NU-CAA	NU-HOM	D %
1000	15.09	15.09	-
2650	26.14	23.88	9.9
5000	39.07	32.20	21.3
10000	60.59	50.38	20.3
50000	167.83	139.34	20.3

- $0.05 < RU < 0.718$

100	5.61	5.10	9.9
1000	16.59	15.09	9.9
2650	26.26	23.88	9.9
5000	43.69	32.20	35.7
10000	76.07	50.38	51.0
50000	275.69	139.54	97.0

Observa-se que, para a faixa de valores usuais do número de Reynolds entre 100 e 2650 para cabos com rugosidade na faixa de 0.05 a 0.718, o acréscimo do número de Nusselt é de 10% e é praticamente desprezível para cabos com rugosidade inferior a 0.05.

Verifica-se que, embora o acréscimo de área superficial nos cabos do tipo CAA seja da ordem de 40% em relação aos cabos homogêneos, o acréscimo do efeito do vento no resfriamento do condutor do tipo CAA, é da ordem de 10%, para as condições acima mencionadas.

2.2.6.2.2.1 Ângulo de Ataque do Vento ' ϕ '

O ângulo de ataque do vento (ϕ) formado entre a direção do vento e o eixo do condutor apresenta influência no resfriamento, pois a velocidade efetiva do vento em termos de convecção para condutores homogêneos é dada por /117/:

$$W_{EF} = W * \text{sen} (\phi) \quad (\text{m/s}) \quad (60)$$

onde:

- W_{EF} - Velocidade efetiva do vento. (m/s)
- W - Velocidade do vento perpendicular ao eixo da LT (m/s)
- ϕ - Ângulo de ataque do vento em relação ao condutor, (Graus)

Aplicando em (56), vem:

$$RE = D * W * \text{sen} (\phi) / VC \quad (61)$$

e, finalmente aplicando em (57):

$$NU = E4 * ((RE, \phi = 90)^{**} E3) * (\text{sen } (\phi))^{**} E3 \quad (62)$$

portanto, para um ângulo ' ϕ ' qualquer, tem-se:

$$(\text{sen } (\phi)) = ((NU, \phi = XX) / (NU, \phi = 90)^{**} (1/E3)) \quad (63)$$

Da referência /54/ observa-se que para o ângulo de vento nulo, (vento paralelo ao eixo do condutor) a relação entre o número de Nusselt para ângulo de vento igual a zero e o número de Nusselt para ângulo de vento igual a 90° é de aproximadamente 0.39, diferenciando assim do resultado esperado na equação (63), e estabelecendo a seguinte equação:

$$(NU, \phi) / (NU, \phi = 90^\circ) = 1.194 - \cos \phi + 0.194 * \cos^2 \phi + 0.368 * \text{sen}^2 \phi \quad (64)$$

Na referência /117/ o resultado obtido em testes é similar, ao da referência anterior, obtendo para a mesma relação o valor de 0.42 e justificando-o através da concentração das linhas de fluxo do vento devido aos suportes de sustentação dos cabos utilizados nas experiências efetuadas. Para cabos do tipo CAA, a causa provável do valor obtido é o redemoinho do vento provocado pelos fios de alumínio enrolados em torno do cabo de aço que aumentam a transferência de calor. Assim, ao invés de utilizar a equação (63), que para ângulos inferiores a 24° não condiz com os resultados dos testes, pode-se adotar a relação obtida em /118/ que é praticamente equivalente à equação (64):

$$(NU, \phi) / (NU, \phi = 90) = 0.42 + F1 * (\text{sen } \phi)^{**} F2 \quad (65)$$

sendo: $F1 = 0.68$ e $F2 = 1.08$ para $0^\circ \leq \phi \leq 24^\circ$

$F1 = 0.58$ e $F2 = 0.90$ para $24 < \phi \leq 90^\circ$

2.2.6.2.3 Turbulência do Vento

O mecanismo de transferência de calor por convecção em um condutor por fluxo turbulento de ar é diferente daquele realizado por fluxo homogêneo, assim, a velocidade média do ar sobre a superfície do condutor causa um efeito maior na faixa de transmissão de calor para o fluxo turbulento que o fluxo homogêneo.

Devido à complexidade das variáveis envolvidas, ainda não se conhece o efeito da intensidade da turbulência sobre valores elevados do número de Reynolds e sua relação com o número de Nusselt /54/, /105/, /117/. Para valores do número de Reynolds na faixa de 100 a 2650, a referência /117/ avalia o acréscimo do número de Nusselt 'DNUT' devido à turbulência em relação àquele devido ao fluxo homogêneo do ar, sendo:

$$DNUT = K2 * (TU) ** K3 \quad (66)$$

assim:

$$NUT = NU + DNUT \quad (67)$$

onde:

K2, K3 - Constantes definidas abaixo.

TU - Intensidade de turbulência. (%)

A intensidade de turbulência 'TU', é definida pela relação entre o valor eficaz da velocidade de flutuação longitudinal do vento, pela sua velocidade média uniforme do vento. Para condições experimentais obteve-se /117/:

0.1 % <= TU <= 1 % - K2 = 0.14432 ; K3 = 0.82

1 % < TU < 3.5 % - K2 = 0.14427 ; K3 = 0.46

3.5 % <= TU <= 12 % - K2 = 0.10749 ; K3 = 0.70

Em vãos de linhas de transmissão torna-se difícil a avaliação da intensidade de turbulência devido às características próprias do terreno e a altura do local de medição. Nestas condições, a adoção de um valor diferente de zero para a intensidade de turbulência deve ser analisada cuidadosamente, pois a transmissão de calor por convecção forçada pode ser elevada em até 30% da convecção forçada sem turbulência/54//118/, dependendo da velocidade do vento.

2.2.6.2.4 Feixe de Subcondutores por fase (Bundle)

As informações obtidas com relação ao carregamento elétrico de linhas de transmissão que utilizam condutores múltiplos por fase, são contraditórias ao longo dos anos em que alguns trabalhos foram publicados.

Até o ano de 1959, não há qualquer referência que analise esse tema, embora o emprego de condutores múltiplos tenha sido estudado desde 1930 com o advento das linhas de transmissão em 230 kV /68/.

A partir de 1959, foram desenvolvidos testes de laboratório /81/ para determinar a ampacidade de um condutor isoladamente e de dois condutores espaçados de 3.175 milímetros (1/8 polegada) e 406.4 milímetros (16 polegadas) submetidas à ação do vento a 0.61 m/s (2 ft/s).

Observou-se nos testes efetuados com os dois condutores, que o condutor frontal à ação do vento (condutor a barlavento) exercia uma pequena blindagem sobre o condutor colocado na posição posterior, (condutor a sotavento) além deste receber o vento a uma temperatura mais elevada devido à dissipação de calor do condutor a barlavento. Estes efeitos, são reforçados com a diminuição do espaçamento e com o aumento de temperatura nos cabos sub-condutores. Entretanto, no caso das linhas de transmissão usuais onde o espaçamento entre os cabos sub-condutores é da ordem de 400 milímetros, pode-se considerar, segundo /81/, o efeito desprezível.

Posteriormente novas pesquisas foram efetuadas e obtiveram-se resultados diversos dos anteriores. Assim ao invés de diminuir a transferência de calor no condutor a sotavento, esta é aumentada pela turbulência no fluxo de vento causada pelo condutor a barlavento, aumentando a transferência de calor por convecção.

Da referência /54/, observa-se que para condutores a barlavento o número de Nusselt permanece praticamente igual a um condutor simples enquanto a relação do espaçamento entre os sub-condutores pelo diâmetro dos respectivos sub - condutores (L/D) for maior do que 1.6. Para condutores situados a sotavento o número de Nusselt é em média 25% maior do que o calculado para o condutor simples, para a relação de L/D na faixa de 3 a 9.

Com base em testes diferentes /118/, obteve-se que a transferência de calor por convecção de um condutor localizado a sotavento é da ordem de 10 a 30% maior do que um condutor singelo para as mesmas condições ambientais, estando a relação L/D na faixa de 11 a 16.

Para feixes com quatro sub-condutores por fase com formação geométrica quadrada formando planos horizontais dois a dois com o solo, as condições de transferência de calor por convecção são similares a duas configurações distintas de dois sub-condutores por fase.

Em feixes de três sub-condutores por fase com formação geométrica triangular, tendo dois sub-condutores formando um plano paralelo com o solo os mesmos serão equivalentes, em termos de perdas por convecção, a dois sub-condutores por fase, e o terceiro será considerado isoladamente.

2.2.6.2.5 Convecção Mista

No decorrer dos cálculos de convecção para diversas velocidades de vento, há situações de baixa velocidade do mesmo, onde a quantidade de transferência de calor sem vento é maior do que para a convecção forçada. Nestas condições, recomenda-se /105/ que seja utilizado simplesmente o maior valor, isto é, o obtido para a convecção natural, o que é assumido na maioria dos trabalhos posteriores.

Outro meio de avaliar a transferência de calor por convecção mista é o indicado em /117/. Partindo da equivalência do número de Nusselt 'NU' entre a convecção natural e a forçada, quando ocorre a convecção mista e igualando as equações (44) e (57), obtém-se:

$$C1 * (GR * PL) ** C2 = E4 * (REEQ) ** E3 \quad (68)$$

onde:

REEQ - Número de Reynolds equivalente para a convecção natural

consequentemente:

$$(REEQ) = (C1 * (GR * PL) ** (C2 / E3)) / E4 \quad (69)$$

O fluxo de ar no caso de convecção natural é verticalmente ascendente quando o condutor está a uma temperatura maior do que a temperatura ambiente, enquanto que o fluxo de ar para a convecção forçada atua no plano horizontal, formando ângulo reto com o fluxo vertical. Nestas condições, denomina-se número de Reynolds eficaz àquele número que engloba os efeitos dos dois tipos de convecção, assim:

$$REEF = (RE ** 2 + REEQ ** 2) ** 0.5 \quad (70)$$

onde:

- RE - Número de Reynolds para a convecção forçada
- REEF - Número de Reynolds eficaz para a convecção mista.

Obtido o valor do número de Reynolds para a convecção mista, pode-se utilizar o procedimento de cálculo utilizado para a convecção forçada, já descrito anteriormente.

2.2.7 Perdas por Evaporação 'PE'

A presença de vapor d'água na atmosfera em condições de tempo seco, não exerce influência sobre o número de Prandtl e conseqüentemente sobre a transferência de calor do condutor para o ambiente.

O efeito da evaporação nas perdas de calor, entretanto, torna-se importante quando há deposição de água sobre a superfície do condutor. A transferência de calor acentua-se consideravelmente devido à evaporação d'água na superfície do condutor.

As condições de perda de calor por convecção do ar em combinação com as características atmosféricas foram analisadas em /118/, onde se obteve a seguinte expressão para a avaliação das perdas de calor por evaporação:

$$PE = \pi * D * LV * KCON * (XS - XA) \quad (W/m) \quad (71)$$

onde:

- D - Diâmetro do cabo condutor. (m)
- LV - Calor latente de vaporização d'água. (J/mol)
- KCON - Coeficiente de transferência de massa. (mol/s*m**2)
- XS - Fração molar d'água na superfície do condutor.
- XA - Fração molar d'água na atmosfera.

sendo:

$$XS = PW / PTS \quad (72)$$

$$XA = PA / PTA$$

onde:

- PW - Pressão parcial de vapor d'água na superfície do conductor. (Pa)
- PTS - Pressão total de vapor d'água na superfície. (Pa)
- PA - Pressão parcial de vapor d'água na atmosfera. (Pa)
- PTA - Pressão total de vapor d'água na atmosfera. (Pa)

e:

$$KCON = H / (AA * LV)$$

onde:

- H - Coeficiente de transferência de calor. ($W/^{\circ}C * m^{**2}$)
- AA - Coeficiente psicrômetro da atmosfera = $5.8 * 10^{**4}$ ($1/^{\circ}C$)

Considerando que as perdas totais de vapor d'água na atmosfera e na superfície do condutor sejam praticamente equivalentes ($PTS = PTA$) e, substituindo a equação (74) em (71), obtêm-se:

$$PE = \pi * D * H * (PW - PA) / (AA * PTA) \text{ (W/m)} \quad (75)$$

A expressão acima contém variáveis que permitem adap^tá-la em função da equação (37) que define as perdas de calor por convecção do ar na superfície do condutor. Substituindo (37) em (75) resulta:

$$PE = PC * (PW - PA) / (AA * PTA * (TS - TA)) \text{ (W/m)} \quad (76)$$

onde:

- PC - Perdas por convecção definido anteriormente.
 TS - Temperatura da superfície do condutor. ($^{\circ}\text{C}$)
 TA - Temperatura ambiente. ($^{\circ}\text{C}$)

A obtenção da pressão parcial de vapor d'água é feita através de:

$$PA = U * PASAT / 100 \quad (\text{Pa}) \quad (77)$$

onde:

- U - Umidade relativa do ar, em percentagem.
 PASAT - Pressão de vapor d'água saturado, sendo igual a:

$$PASAT = 10^{**} (10.23255 - 1750.286 / (TA + 235)) \quad (78)$$

Analogamente a pressão parcial de vapor d'água da su perfície do condutor, considerando esta inteiramente molhada, é igual a:

$$PW = 10^{**} (10.23255 - 1750.286 / (TS + 235)) \quad (79)$$

Com o auxílio das expressões acima definidas, as per das por evaporação para um condutor com sua superfície molhada são avaliadas a partir dos dados das perdas por convecção acresci da dos valores de pressão atmosférica local, e da umidade relativa do ar, conforme equacionado em (76),

2.3 Conclusões Finais

Definidas as potências 'PJ', 'PM', 'PS', 'PI', 'PR', 'PC' e 'PE' através das respectivas expressões (4), (7), (9), (18), (38), (39) e (76), pode-se finalmente obter:

- A corrente eficaz dada a temperatura média do condutor:

$$I = (PC + PR + PE - PM - PS - KI*PI) / (R20 * (1 + R20*\alpha20*(TM - 20))) ** 0.5 \quad (80)$$

- A temperatura média do condutor dada a corrente eficaz que circula no condutor:

$$TM = ((1 / \alpha20) * (((PC + PR + PE - PM - PS - KI*PI)/R20) - 1)) + 20. \quad (81)$$

Um fator importante a ser considerado em condutores do tipo CAA é a sua distribuição radial de temperatura, pois:

- A transferência de calor condutor-ambiente efetuada através das potências de convecção, radiação e evaporação dependem da temperatura da superfície do condutor 'TS'.
- A resistência elétrica e conseqüentemente a potência Joule, dependem da temperatura dos fios de alumínio, representada pela temperatura média do cabo 'TM'.
- A potência magnética, a flecha do cabo e as perdas mecânicas dependem essencialmente da temperatura do núcleo do condutor 'TN'.

Dependendo das condições, o condutor CAA pode apresentar elevados gradientes, como p. ex. o observado nos testes efetuados pela Companhia Ontário Hydro do Canadá(Vide discus

são de /54/), onde se mediu uma temperatura na superfície do condutor Drake de 115 ($^{\circ}\text{C}$) e no núcleo de 153 ($^{\circ}\text{C}$), para uma velocidade de vento igual a 2.45 (m/s).

O gradiente de temperatura radial do condutor (TN-TS) depende inversamente de sua condutividade térmica radial 'KR', sendo que para condutores do tipo CAA, o gradiente de temperatura radial pode ser obtido através de:

$$TN - TS = (PJ + PM + PS + KI*PI-PR-PC)*(0.5 - (((DN ** 2) * \ln(D / DN)) / (D ** 2 - DN ** 2))) / (2 * \pi * KR) \quad (82)$$

sendo 'DN' o diâmetro do núcleo de aço do condutor CAA.

A condutividade térmica radial 'KR' no condutor CAA depende da área de contato entre os fios e do seu grau de oxidação, sendo adotados /117/ valores na faixa de 1.3 a 4.7 ($\text{W/m}^{\circ}\text{C}$).

Outra avaliação da condutividade térmica radial para condutores do tipo CAA pode ser obtida em /66/ e, é dada por:

$$KR = 1 / ((FA / LA) + (1 - LA) / KL) \quad (\text{W/m}^{\circ}\text{C}) \quad (83)$$

onde:

FA - Fração do volume de ar nas lacunas internas ao condutor

LA - Condutividade térmica do ar, definida em (42). ($\text{W/m}^{\circ}\text{C}$)

KL - Condutividade térmica do alumínio. ($\text{W/m}^{\circ}\text{C}$)

Sendo a condutividade térmica do alumínio bem maior do que a condutividade térmica do ar, pode-se simplificar (83) para:

$$KR = LA / FA \quad (W/m^{\circ}C) \quad (84)$$

Nestas condições, a condutividade térmica radial do condutor pode ser considerada dependente somente das lacunas de ar existentes entre as superfícies dos fios que compõem o cabo CAA/66/.

Observa-se na figura 2.5, a existência de dois tipos de configuração de lacunas no condutor CAA: a triangular e a quadrada. A fração de volume de ar que cada uma delas apresenta é a seguinte:

Configuração da Lacuna	Fração de Volume de Ar 'FA'
Triangular	$(2*(3**0.5) - \pi) / (2*(3**0.5) + \pi)$
Quadrada	$1 - (\pi / 4)$

Há no condutor os dois tipos de lacunas, portanto a condutividade térmica radial 'KR' será proporcional à composição de ambas:

$$KR = FT * (LA / FAT) + (1 - FT) * (LA / FAQ) \quad (W/m^{\circ}C) \quad (85)$$

onde:

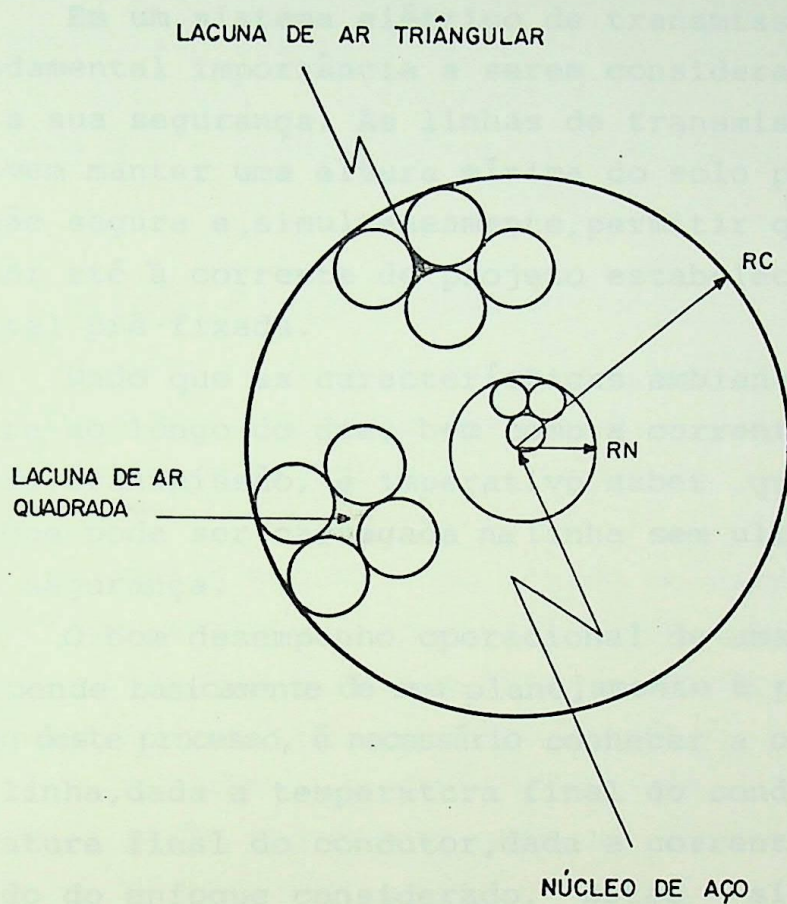
FT - Relação entre o número de lacunas triangulares e o número total de lacunas.

LA - Condutividade térmica radial do ar. $(W/m^{\circ}C)$

FAT - Fração do volume de ar para a configuração triangular.

FAQ - Fração do volume de ar para a configuração quadrada.

Neste caso, contrariamente ao que foi definido em /117/, a condutividade térmica radial do condutor independe de qualquer característica dos fios de alumínio que compõe o condutor CAA.



SECÇÃO TÍPICA DO CABO CAA, /67/

FIG. 2.5

CAPÍTULO 3

RESOLUÇÃO DO REGIME PERMANENTE

3.1. Introdução

Em um sistema elétrico de transmissão há dois fatores de fundamental importância a serem considerados: a sua eficiência e a sua segurança. As linhas de transmissão, especificamente, devem manter uma altura mínima do solo para assegurar uma operação segura e, simultaneamente, permitir que circule pelo condutor até a corrente de projeto estabelecida para condição ambiental pré-fixada.

Dado que as características ambientais variam continuamente ao longo do dia, bem como a corrente que circula pela linha de transmissão, é imperativo saber qual a máxima corrente que pode ser carregada na linha sem ultrapassar os limites de segurança.

O bom desempenho operacional de uma linha de transmissão depende basicamente de seu planejamento e projeto. Assim, ao longo deste processo, é necessário conhecer a corrente que circula na linha, dada a temperatura final do condutor; ou então, a temperatura final do condutor, dada a corrente que circula, dependendo do enfoque considerado. Estas situações ocorrem usualmente em estudos de planejamento.

A partir dos estudos de fluxo de carga, conhece-se a corrente de regime que deverá circular pela linhas de transmissão. Esta corrente, que é dependente das cargas elétricas previstas nos centros consumidores, em conjunto com as condições ambientais da região e do horário de ocorrência dessa carga, irão definir a temperatura final do condutor, que não deverá ultrapassar a temperatura de projeto.

Em outra situação, é necessário saber qual é a máxima ampacidade em regime que o condutor permite em termos de limite térmico, para uma situação ambiental e um horário definidos. Usualmente as concessionárias de energia elétrica adotam uma temperatura de projeto igual para todas as suas linhas de transmissão.

Em estudos de supervisão e controle automático do sistema elétrico conhece-se a corrente que circula na linha de transmissão através de sua monitoração, bem como as características ambientais horárias dessa linha. Nestas condições é necessário saber qual é a temperatura que o condutor está atingindo, para que a linha funcione com segurança.

3.2. Cálculo da Ampacidade do Condutor

Obtidos os valores de potência definidos pela equação (1) e utilizando a equação (4), pode-se calcular o valor da corrente que circula através do condutor resolvendo a equação (80).

Embora o aquecimento devido ao campo magnético 'PM' seja função da corrente, impossibilitando assim obter de forma imediata o valor da corrente através da expressão (80), utiliza-se absorver o efeito do campo magnético no fator 'KJ' como descrito anteriormente e considerar nulo o valor de 'PM' em (80), desta forma o processo pode ser estabelecido da seguinte maneira:

- Adota-se para 'KJ' o valor unitário na primeira iteração,
- Obtém-se o valor inicial de corrente que atravessa o condutor,
- Avalia-se a influência do fator 'KJ' para a corrente inicial,
- Calcula-se o valor final de corrente.

O valor obtido é, em média, reduzido do valor inicial de corrente em até:

- 9.5 % para condutores CAA com 1 camada,
- 5.0 % para condutores CAA com 3 camadas,
- 1.7 % para condutores CAA com 2 camadas,
- Desprezível para condutores com 4 ou 5 camadas.

Um fluxograma simplificado deste processo seria:

Algoritmo de Solução da Corrente para Regime Permanente

* Início *

*

*

* Leitura dos Dados : *

* - Do Condutor *

* - Ambientais *

* - De Localização *

* - Temperatura do Condutor *

*

*

*

***** < Vento = 0 ? > *****

* ***** *

sim

não

* *

* *

* *

* *

* sim

* Calcula : *

*PC Natural *

*

*

*

* PC=PC Natural *

*

*

*

*

*

*

*

*

*

*

*

*

*

*

*

* não

* Calcula: *

* PC Natural *

* PC Forçada *

*

*

** < PC Natural <= PC Forçada ? > *

* ***** *

*

*

sim

Não

*

*

*

*

* PC = PC Forçada *

* Calcula : *

* PC Mista *

*

*

*

*

*

* PC=PC Mista*

*

*

*

```

*
*
*****

*
*

*****

*AMPIN  = ((PC+PR+PE-PS)/R20 * (1+α20*(TC-20)) *
*****

*

*****

*   Calcula : *

*       KJ       *

*****

*

*****

*   AMPF = AMPIN * KJ   *

*****

*

*****

*   Imprime : *

*       AMPF       *

*****

*

*****

*   Fim   *

*****

```


3.3. Cálculo da Temperatura do Condutor 'TC'

A temperatura do condutor pode ser obtida, conforme visto em 2.3, através da equação (81), sendo que esta não pode ser calculada diretamente, pois as perdas por convecção 'PC', as perdas por evaporação 'PE' e as perdas por radiação 'PR' são funções da temperatura do condutor, que neste caso é a incôgnita.

Para a resolução de (81) pode-se utilizar o método iterativo:

- Adota-se um valor inicial para a temperatura do condutor,
- Calcula-se a corrente que atravessa o condutor através da equação (80), em função desta temperatura,
- Compara-se o valor de corrente calculado, com o valor de corrente dado,
- Se o módulo da diferença for abaixo de um valor previamente estabelecido assume-se como correto o valor da temperatura adotada,
- Se o módulo da diferença for superior ao erro estabelecido, incrementa-se ou decrementa-se dependendo do sinal da diferença, retornando ao início.

O processo acima descrito é demorado em termos computacionais, pois são necessárias diversas comparações ao longo do processamento, até atingir a precisão desejada.

Uma das formas de agilizar o processo, consiste em prever um valor inicial de corrente que seja próximo ao valor da temperatura incôgnita e, em seguida utilizar o método iterativo para corrigir pequenas diferenças.

O valor inicial de temperatura pode ser previsto utilizando valores médios para algumas variáveis que não exercem influência significativa no resultado final, obtendo-se uma equação polinomial de quarto grau cuja incôgnita é a temperatura final do condutor. A dedução de tal equação pode ser feita como se indica a seguir.

3.3.1. Previsão da Temperatura Inicial do Condutor

A equação (1) é utilizada com algumas simplificações sendo escrita da seguinte forma:

$$PJ + PS = PC + PR \quad (\text{W/m}) \quad (86)$$

Uma vez que, as potências Joule 'PJ', convecção 'PC' e radiação 'PR' são dependentes da temperatura do condutor, torna-se necessário isolar nas equações respectivas de potência, os termos dependentes da temperatura final do condutor.

3.3.2. Aquecimento Joule 'PJ'

Desmembrando os termos da equação (4) obtém-se:

$$PJ = KJ \cdot (I^2) \cdot R_{20} + KJ \cdot (I^2) \cdot R_{20} \cdot \alpha_{20} \cdot TC \quad (\text{W/m}) \quad (87)$$

Adotando como unitário o fator de aumento da resistência do condutor 'KJ', vem:

$$PJ = R_{20} \cdot (I^2) + R_{20} \cdot (I^2) \cdot \alpha_{20} \cdot TC \quad (\text{W/m}) \quad (88)$$

3.3.3. Perdas por Radiação 'PR'

Desenvolvendo a equação (36) para a temperatura em graus Celsius, obtém-se:

$$PR = E \cdot \pi \cdot D \cdot \sigma \cdot ((TC + 273)^4 - (TA + 273)^4) \quad (89)$$

$$PR = E \cdot \pi \cdot D \cdot \sigma \cdot ((TC^4 - TA^4) + 4 \cdot 273 \cdot (TC^3 - TA^3) + 6 \cdot (273^2) \cdot (TC^2 - TA^2) + 4 \cdot (273^3) \cdot (TC - TA)) \quad (90)$$

$$PR = 17.8119 \cdot 10^{(-8)} \cdot E \cdot D \cdot (TC^4 + 4 \cdot 273 \cdot TC^3 + 6 \cdot (273^2) \cdot TC^2 + 4 \cdot (273^3) \cdot TC - 4 \cdot (273^3) \cdot TA - 6 \cdot (273^2) \cdot TA^2 - 4 \cdot 273 \cdot TA^3 - TA^4) \quad (91)$$

3.3.4. Perdas por Convecção 'PC'

A partir da equação (30), obtém-se:

$$PC = \pi * LA * NU * TC - \pi * LA * NU * TA \quad (W/m) \quad (92)$$

Onde a condutividade térmica 'LA' é avaliada através da equação (42), que pode ser desmembrada em:

$$LA = (2423.645 + 3.728232 * TC + 3.728232 * TA) * 10^{(-5)} \quad (93)$$

O número de Nusselt 'NU' pode ser obtido para os dois tipos de convecção:

- A natural, utilizando a equação (44).
- A forçada, utilizando a equação (57).

Aplicando (93) em (92), obtém-se:

$$PC = \pi * NU * (2423.645 * TC + 3.728232 * TC^{**2} - 2423.645 * TA - 3.728232 * TA^{**2}) * 10^{(-5)} \quad (94)$$

3.3.5 Equação Geral

Substituindo em (86) as expressões de potência obtidas em (88), (91) e (94) obtém-se uma equação polinomial do quarto grau da forma:

$$K4 * TC^{**4} + K3 * TC^{**3} + K2 * TC^{**2} + K1 * TC + K0 = 0 \quad (95)$$

onde:

$$K4 = -(17.8119 * 10^{**}(-8)) * E * D \quad (96)$$

$$K3 = -((17.8119 * 10^{**}(-8)) * E * D) * 4 * 273 \quad (97)$$

$$K2 = -((17.8119 * 10^{**}(-8)) * E * D) * 6 * (273^{**}2) - \pi * NU * 3.728232 * 10^{**}(-5) \quad (98)$$

$$K1 = -(17.8119 * 10^{**}(-8)) * E * D) * 4 * (273^{**}3) - \pi * NU * 2423.645 * TC * 10^{**}(-5) + R20 * \alpha 20 * I^{**}2 \quad (99)$$

$$K0 = -(17.8119 * 10^{**}(-8)) * E * D) * (((TA * 4 * 273^{**}3) + ((TA^{**}2) * 6 * 273^{**}2) + ((TA^{**}3) * 4 * 273) + (TA^{**}4) + \pi * NU * (2423.645 * TA + 3.728232 * TA^{**}2) * 10^{**}(-5) + R20 * (I^{**}2) + PS \quad (100)$$

A resolução da equação polinomial por qualquer dos métodos numéricos existentes define a temperatura inicial do condutor, permitindo, conforme descrito anteriormente, obter sua temperatura final, com poucas iterações.

3.4 Análise de Sensibilidade

Descritas as equações que regem o balanço de calor em um condutor elétrico exposto ao meio ambiente, verificou-se a grande quantidade de variáveis que influem no processo. Dentre estas, há algumas que exercem uma influência maior, enquanto que outras praticamente não alteram a solução final.

Utilizando-se o programa de cálculo de ampacidade/temperatura do condutor desenvolvido, pode-se observar a importância relativa que cada variável exerce no balanço total de calor, possibilitando uma melhor análise do modelo utilizado e orientando quais os parâmetros que devem ser avaliados precisamente, a fim de evitar grandes variações no resultado final.

Para a análise de sensibilidade foram escolhidos três cabos do tipo CAA:

- Cabo Curlew, devido a uma pesquisa sobre valores equivalentes a este condutor, de temperaturas e correntes adotadas em diversos países, efetuada pelo CIGRE/64/,
- Cabo Rail, em função de sua intensa utilização em linhas aéreas de transmissão no Brasil,
- Cabo Grosbeak, em condições idênticas ao cabo Rail.

A tabela 3.1 apresenta as principais características dos referidos cabos e a tabela 3.2 descreve a condição inicial padrão estabelecida para os diversos casos processados.

Tabela 3.1

Características Eletro-mecânicas dos Cabos /143/

Denominação	Curlew	Rail	Grosbeak
Bitola (MCM)	1033.5	954	636
Diâmetro do cabo (m)	0.03162	0.029590	0.025150
Diâmetro do núcleo (m)	0.01054	0.007398	0.009267
Diâmetro do fio de alumínio (m)	0.003513	0.003698	0.003973
Diâmetro do fio de aço (m)	0.003513	0.002466	0.003089
Massa do alumínio (kg/m)	1.4500	1.3390	0.8930
Massa do aço (kg/m)	0.5295	0.2612	0.4098
Número de fios de alumínio	54	45	26
Número de fios de aço	7	7	7
Número de camadas de alumínio	3	3	3
Tração de ruptura (kg*)	16600	11600	11500
Resistência CC do condutor a 20°C (Ohm/m)	55.18E-6	59.75E-6	89.57E-6

Tabela 3.2

Valores padrão estabelecidos no presente estudo

Temperatura ambiente	=	35 °C
Temperatura da superfície do condutor	=	80 °C
Velocidade do vento	=	0.6096 m/s
Ângulo de ataque do vento	=	90 °
Latitude da região	=	- 25 °
Longitude da região	=	45 °
Azimute da LT	=	90 °
Índice de transparência atmosférica	=	1.0
Índice de refletância do solo	=	0.2
Chuva	:	Não
Umidade relativa do ar	=	80%
Pressão atmosférica do ar	=	101.3 kPa
Índice de Turbulência do vento	=	0%
Dia	=	01
Mês	=	07
Hora	=	12
Minutos	=	0
Coeficiente de emissividade	=	0.5
Coeficiente de absorção	=	0.5
Número de condutores por fase	=	1
Altitude	=	0 m
Vão Básico	=	400 m
E D S (Every Day Stress)	=	18%
Temperatura de regulação do condutor	=	20 °C

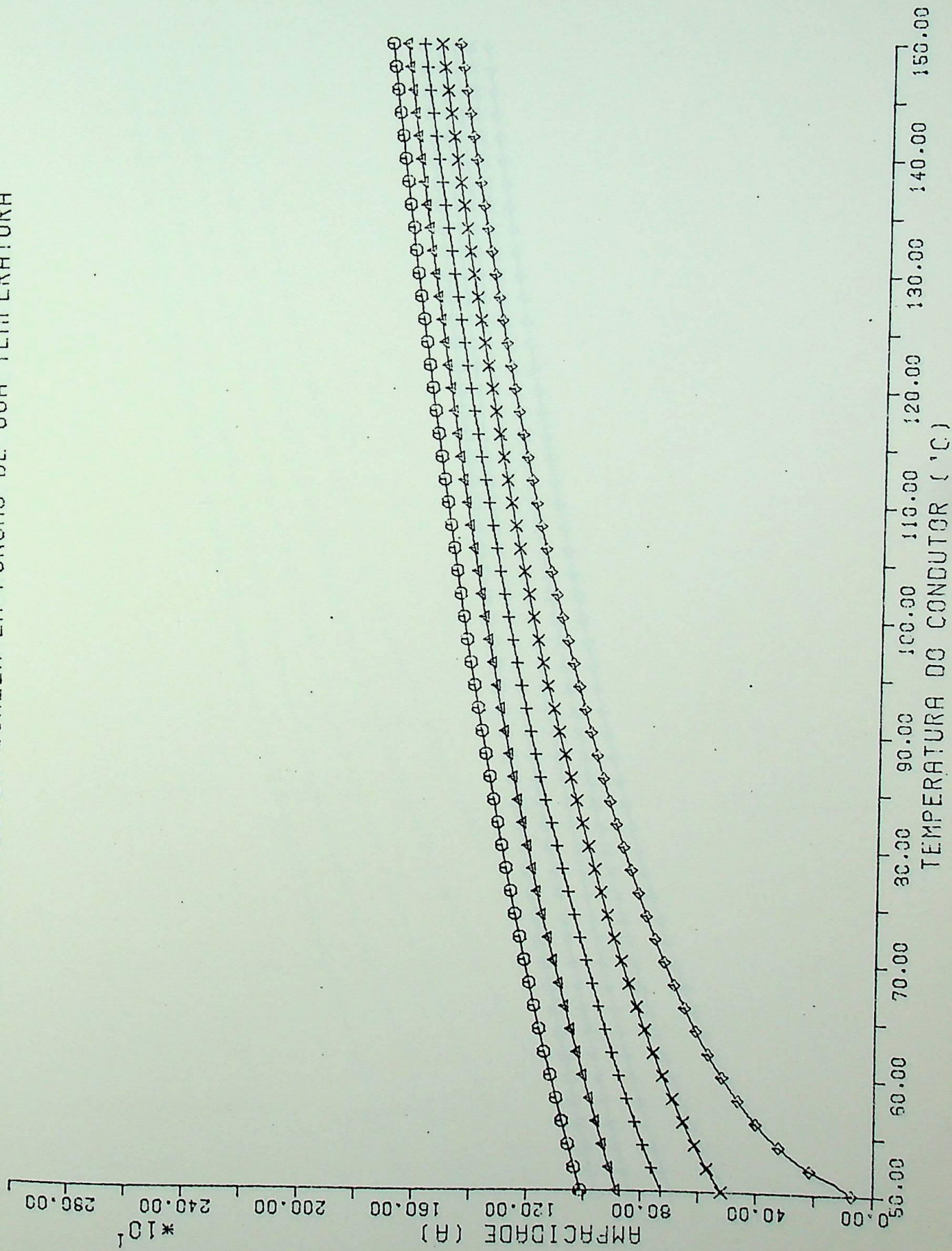
Estabelecida a condição padrão para as diversas variáveis, pode-se definir a variação de algumas destas, de forma independente e verificar a sua influência no cálculo da ampacidade.

As figuras 3.1, 3.2 e 3.3 mostram a variação da corrente em função da temperatura de superfície dos condutores, Curlew, Rail e Grosbeak respectivamente para diversas temperaturas ambientes e, vice-versa nas figuras 3.4, 3.5 e 3.6. Estas curvas foram obtidas utilizando os dois procedimentos disponíveis no programa desenvolvido para o cálculo em regime permanente, sendo que a figura 3.7 fornece a flecha do condutor para um vão horizontal nas diversas temperaturas que o cabo atinge.

A análise de sensibilidade foi efetuada estabelecendo a temperatura de superfície do condutor constante em 80°C , obtendo-se a variação de corrente em função da variação do parâmetro analisado, como pode ser observado na tabela 3.3, e nas figuras nelas referenciadas.

FIGURA 3.1

AMPACIDADE DO CONDUTOR CURLEW EM FUNCAO DE SUA TEMPERATURA

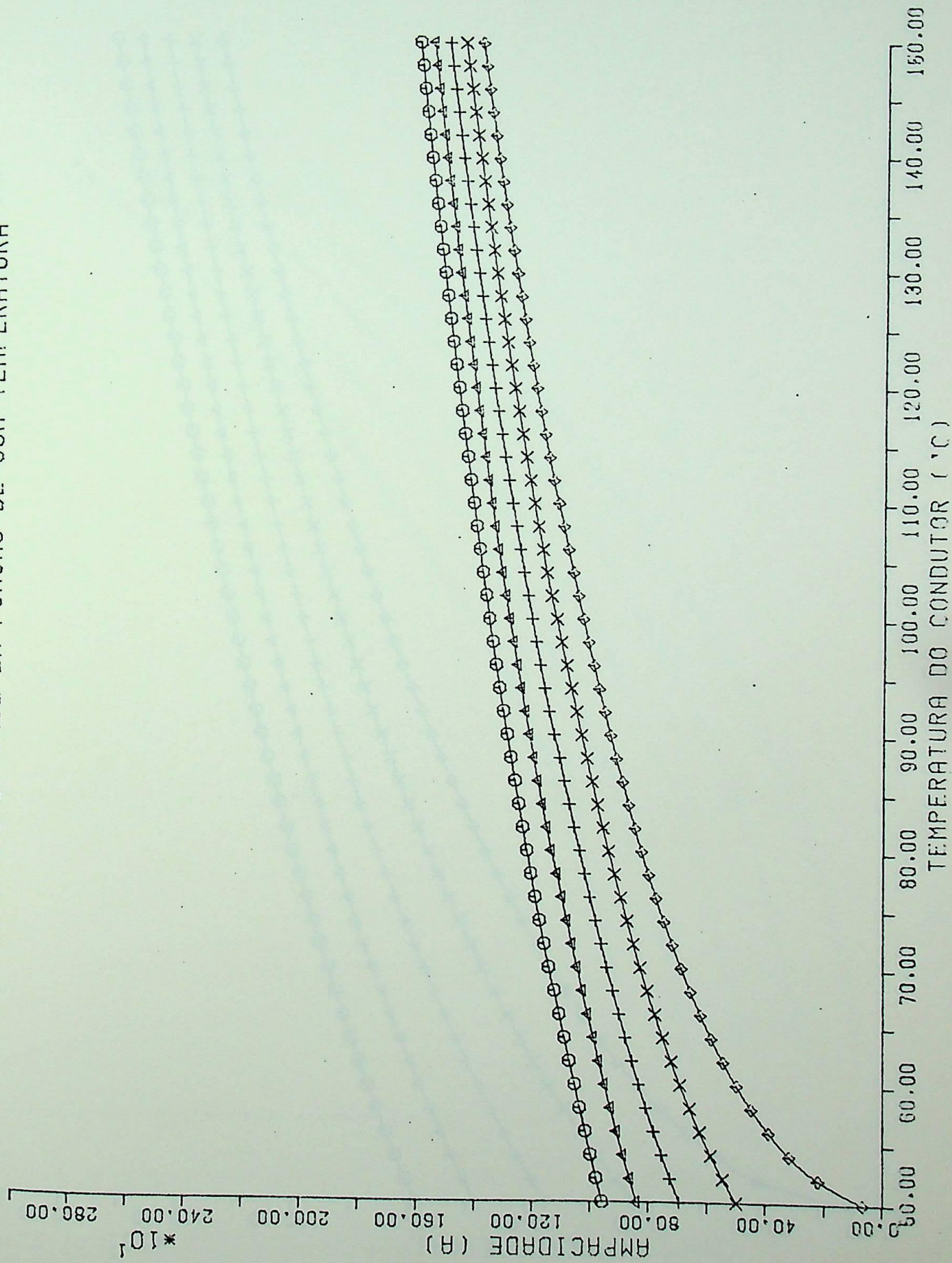


LEGENDA

- TEMP. AMBIENTE = 0 °C
- △ TEMP. AMBIENTE = 10 °C
- + TEMP. AMBIENTE = 20 °C
- × TEMP. AMBIENTE = 30 °C
- ◇ TEMP. AMBIENTE = 40 °C

FIGURA 3.2

AMPACIDADE DO CONDUTOR RAIL EM FUNCAO DE SUA TEMPERATURA

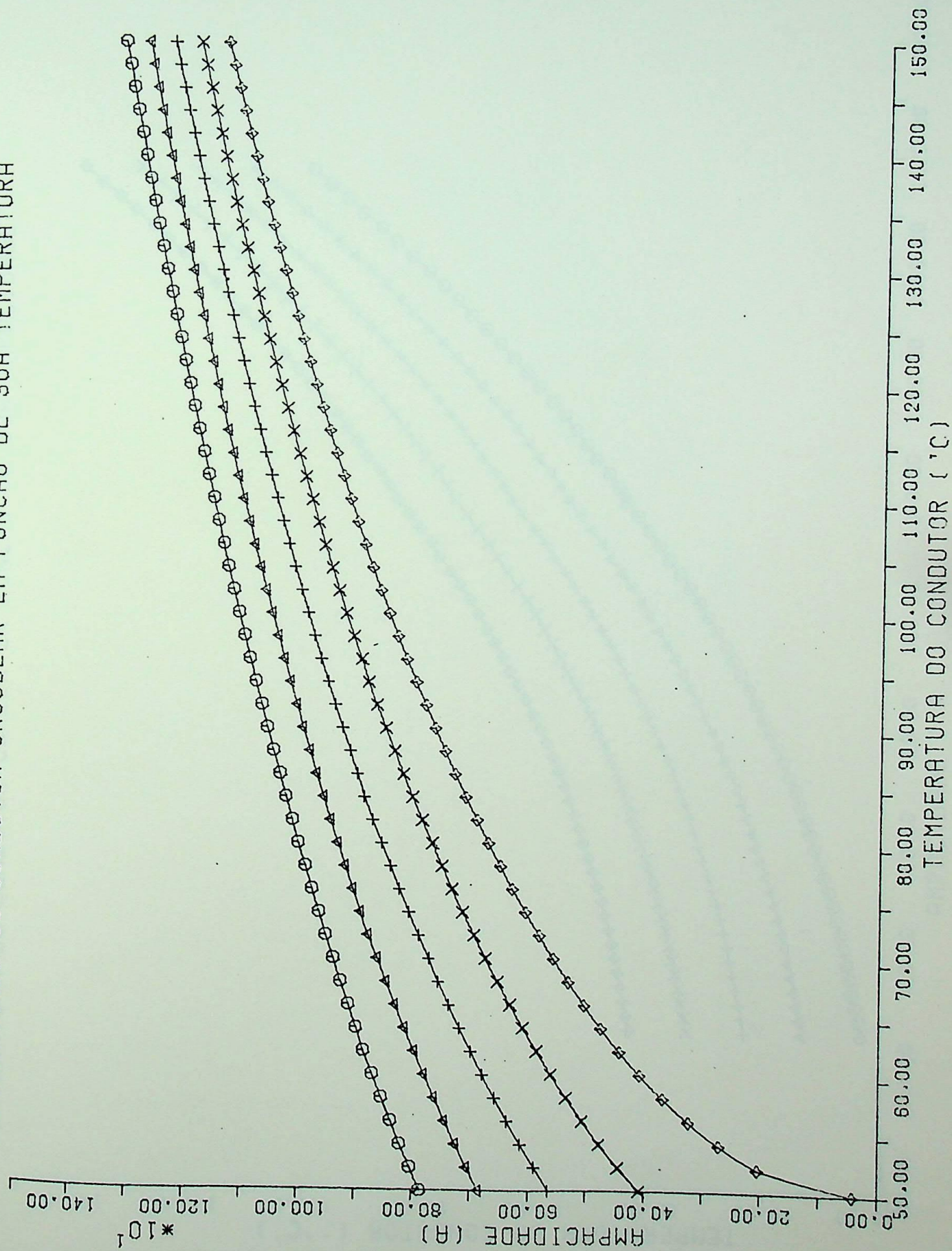


LEGENDA

- TEMP. AMBIENTE = 0 °C
- △ TEMP. AMBIENTE = 10 °C
- + TEMP. AMBIENTE = 20 °C
- x TEMP. AMBIENTE = 30 °C
- ◇ TEMP. AMBIENTE = 40 °C

FIGURA 3.3

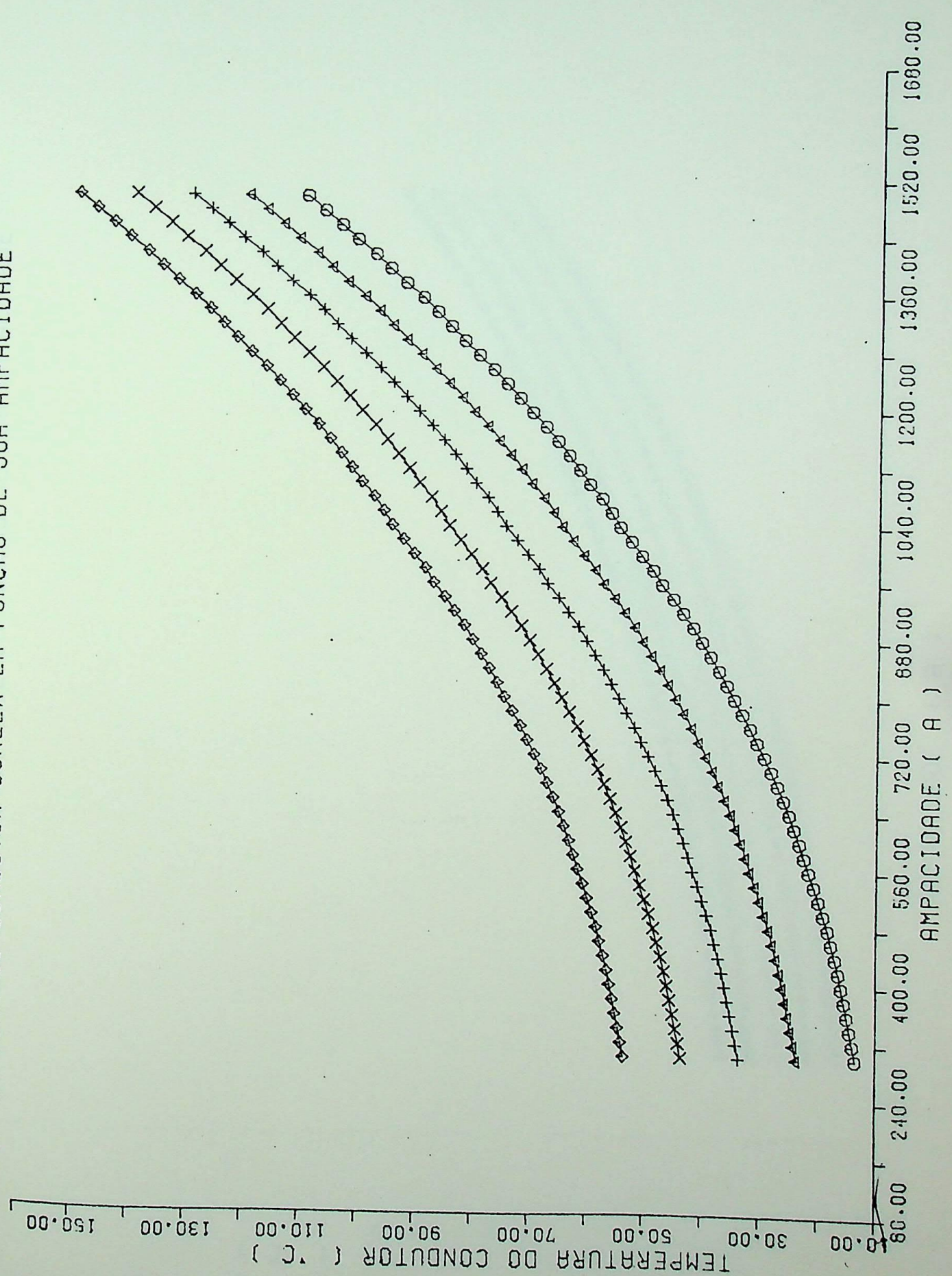
AMPACIDADE DO CONDUTOR GROSBEAK EM FUNCAO DE SUA TEMPERATURA



LEGENDA

- TEMP. AMBIENTE = 0°C
- △ TEMP. AMBIENTE = 10°C
- + TEMP. AMBIENTE = 20°C
- ×
- ◇ TEMP. AMBIENTE = 40°C

FIGURA 3.4
TEMPERATURA DO CONDUTOR CURLEW EM FUNCAO DE SUA AMPACIDADE

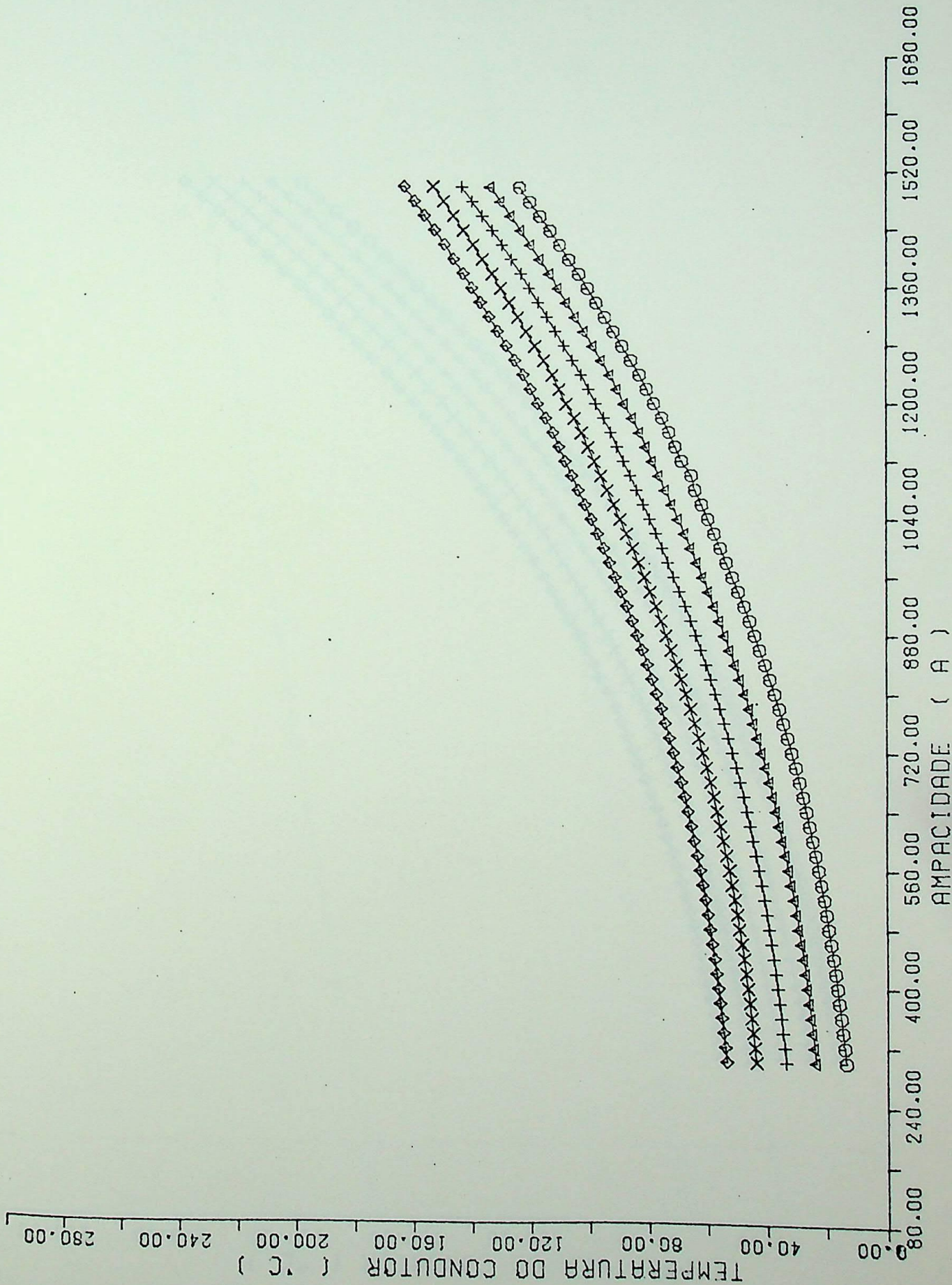


LEGENDA

- TEMP. AMBIENTE = 0 °C
- △ TEMP. AMBIENTE = 10 °C
- + TEMP. AMBIENTE = 20 °C
- × TEMP. AMBIENTE = 30 °C
- ◇ TEMP. AMBIENTE = 40 °C

FIGURA 3.5

TEMPERATURA DO CONDUTOR RAIL EM FUNCAO DE SUA AMPACIDADE

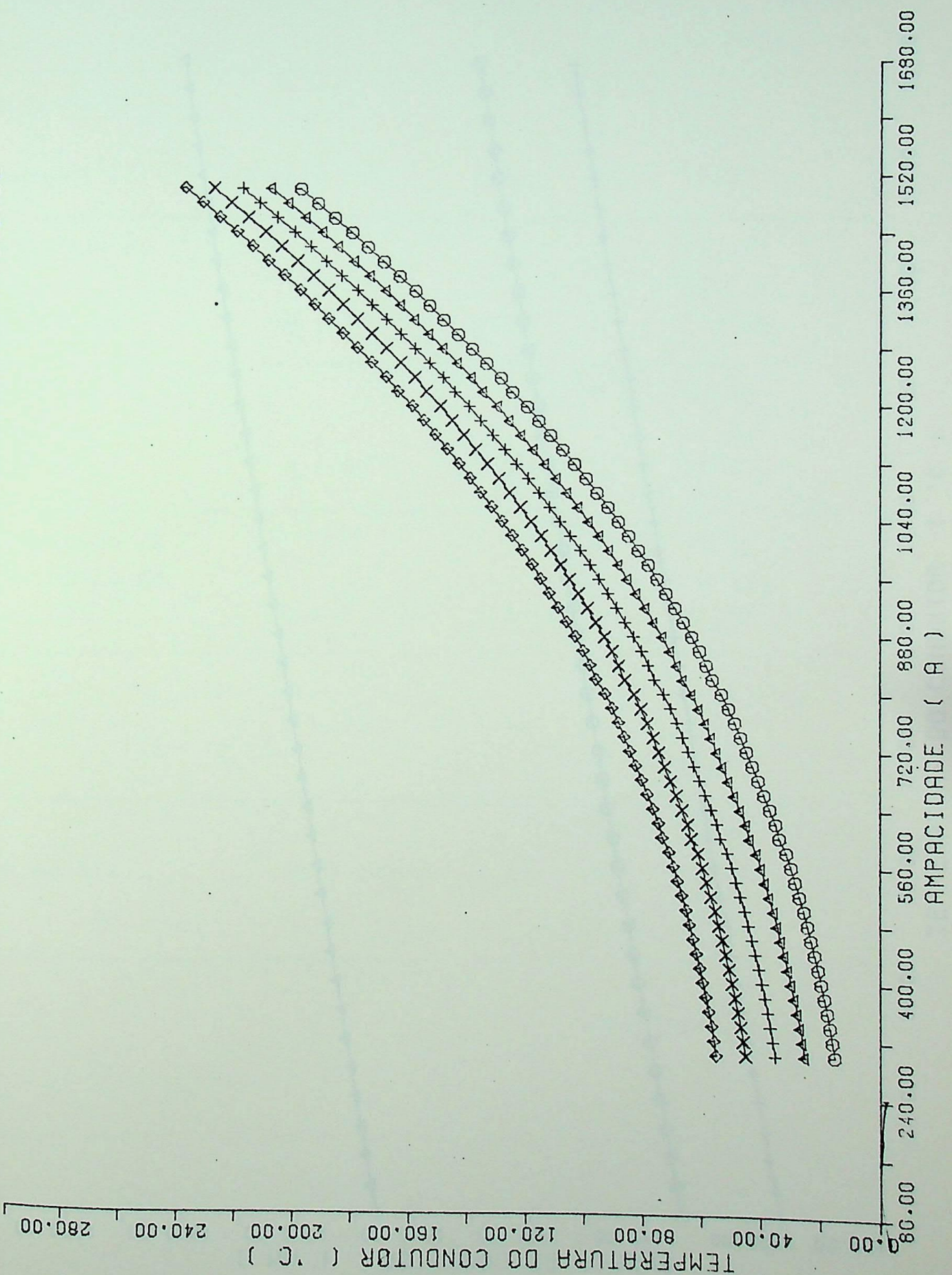


LEGENDA

- TEMP. AMBIENTE = 0 °C
- △ TEMP. AMBIENTE = 10 °C
- + TEMP. AMBIENTE = 20 °C
- × TEMP. AMBIENTE = 30 °C
- ◇ TEMP. AMBIENTE = 40 °C

FIGURA 3.6

TEMPERATURA DO CONDUTOR GROSBREAK EM FUNCAO DE SUA AMPACIDADE

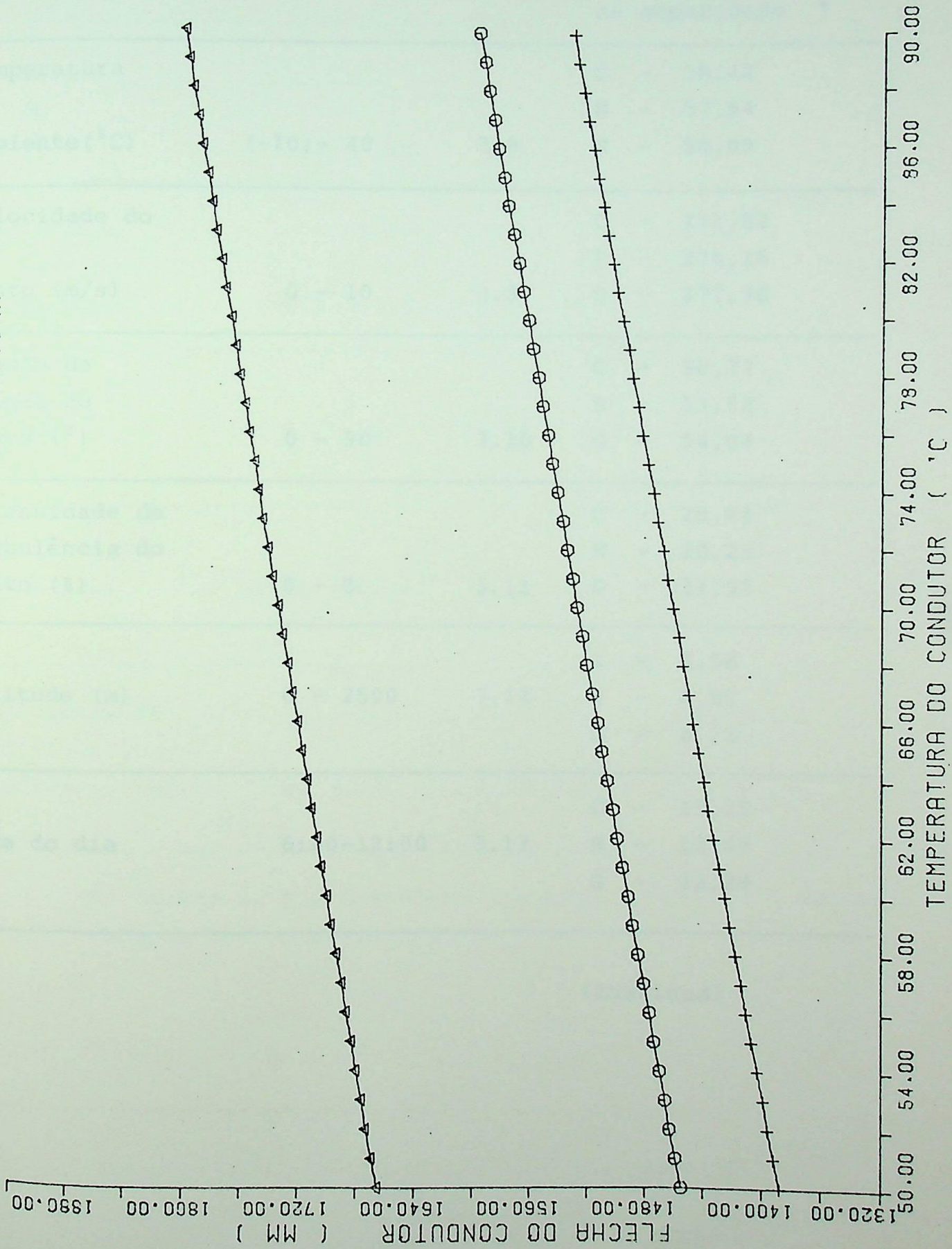


LEGENDA

- TEMP. AMBIENTE = 0 °C
- △ TEMP. AMBIENTE = 10 °C
- + TEMP. AMBIENTE = 20 °C
- × TEMP. AMBIENTE = 30 °C
- ◇ TEMP. AMBIENTE = 40 °C



FIGURA 3.7
FLECHA DO CONDUTOR EM FUNCAO DE SUA TEMPERATURA



LEGENDA

- CABO CURLEW - 1023 MC
- △ CABO RAIL - 954 MC
- + CABO GROSBEAK - 636 MC

Tabela 3.3

Resultados obtidos em função
da variação dos parâmetros

Parâmetro	Faixa	Figura	Variação percentual na ampacidade *	
Temperatura ambiente (°C)	(-10) - 40	3.8	C -	58,42
			R -	57,54
			G -	58,69
Velocidade do vento (m/s)	0 - 10	3.9	C -	271,82
			R -	270,16
			G -	277,98
Ângulo de ataque do vento (°)	0 - 90	3.10	C -	50,97
			R -	51,02
			G -	54,04
Intensidade de turbulência do vento (%)	0 - 8	3.11	C -	20,94
			R -	20,25
			G -	21,55
Altitude (m)	0 - 2500	3.12	C -	8,58
			R -	8,81
			G -	8,22
Hora do dia	6:00-12:00	3.13	C -	13,25
			R -	12,49
			G -	12,29

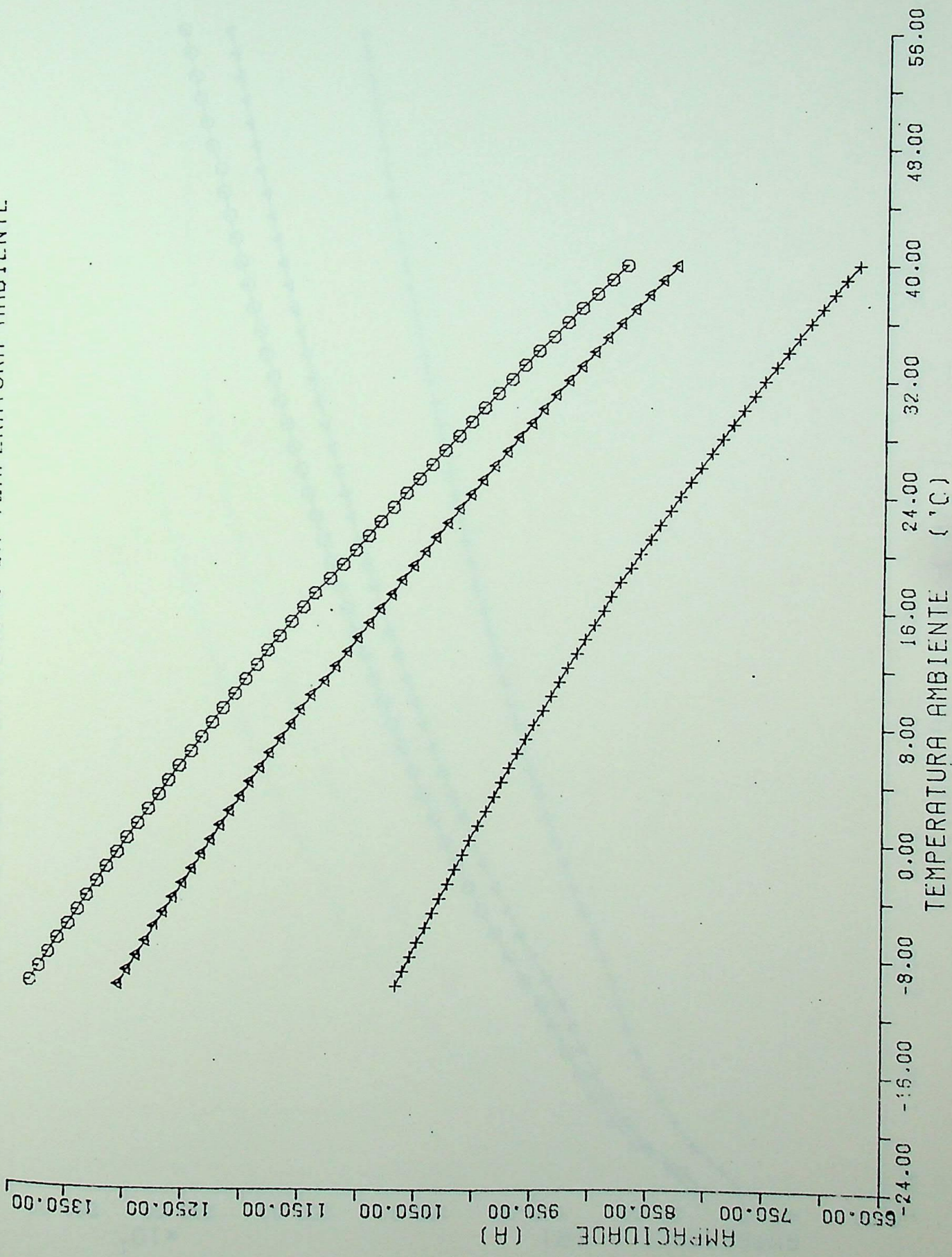
(continua)

Índice de transparência do ar	0.0 - 1.0	3.14	C -	1,82
			R -	1,69
			G -	1,66
Índice de refletância do solo	0.1 - 0.8	3.15	C -	10,74
			R -	10,29
			G -	9,20
Coeficiente de absorção	0.2 - 1.0	3.16	C -	27,14
			R -	25,92
			G -	25,04
Coeficiente de emissividade	0.2 - 1.0	3.17	C -	22,44
			R -	21,37
			G -	20,78
Latitude	0 - 80	3.18	C -	3,53
			R -	3,38
			G -	3,18
Dia do ano	01/01 - 01/07	3.19	C -	2,97
			R -	3,01
			G -	2,70
Temperatura da superfície do condutor	50 - 90	3.20	C -	190,30
			R -	182,62
			G -	173,40

Obs.: As letras C, R e G indicam respectivamente os cabos Curlew, Rail e Grosbeak.

FIGURA 3.8

AMPACIDADE DO CÔNDUTOR EM FUNCAO DA TEMPERATURA AMBIENTE



LEGENDA

- CABO CURLEW 1023.5 MCM
- △ CABO RAIL 954 MCM
- + CABO GROSBEEK 636 MCM

LEGENDA

- CABO CURLEW 1023.5 MC
- △ CABO RAIL 954 MC
- + CABO GROSBEEK 636 MC

FIGURA 3.9
AMPACIDADE DO CONDUTOR EM FUNCAO DA VELOCIDADE DO VENTO

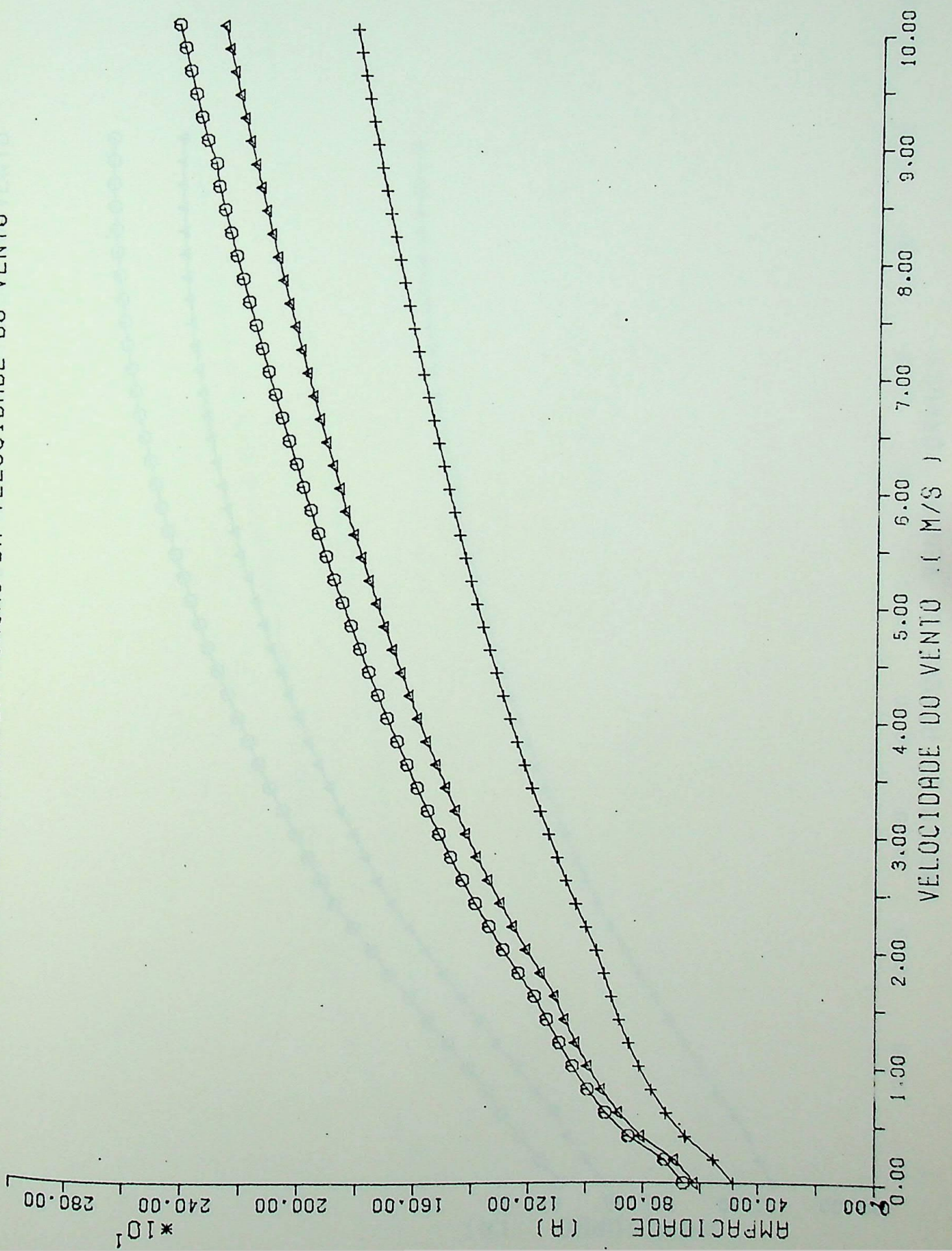
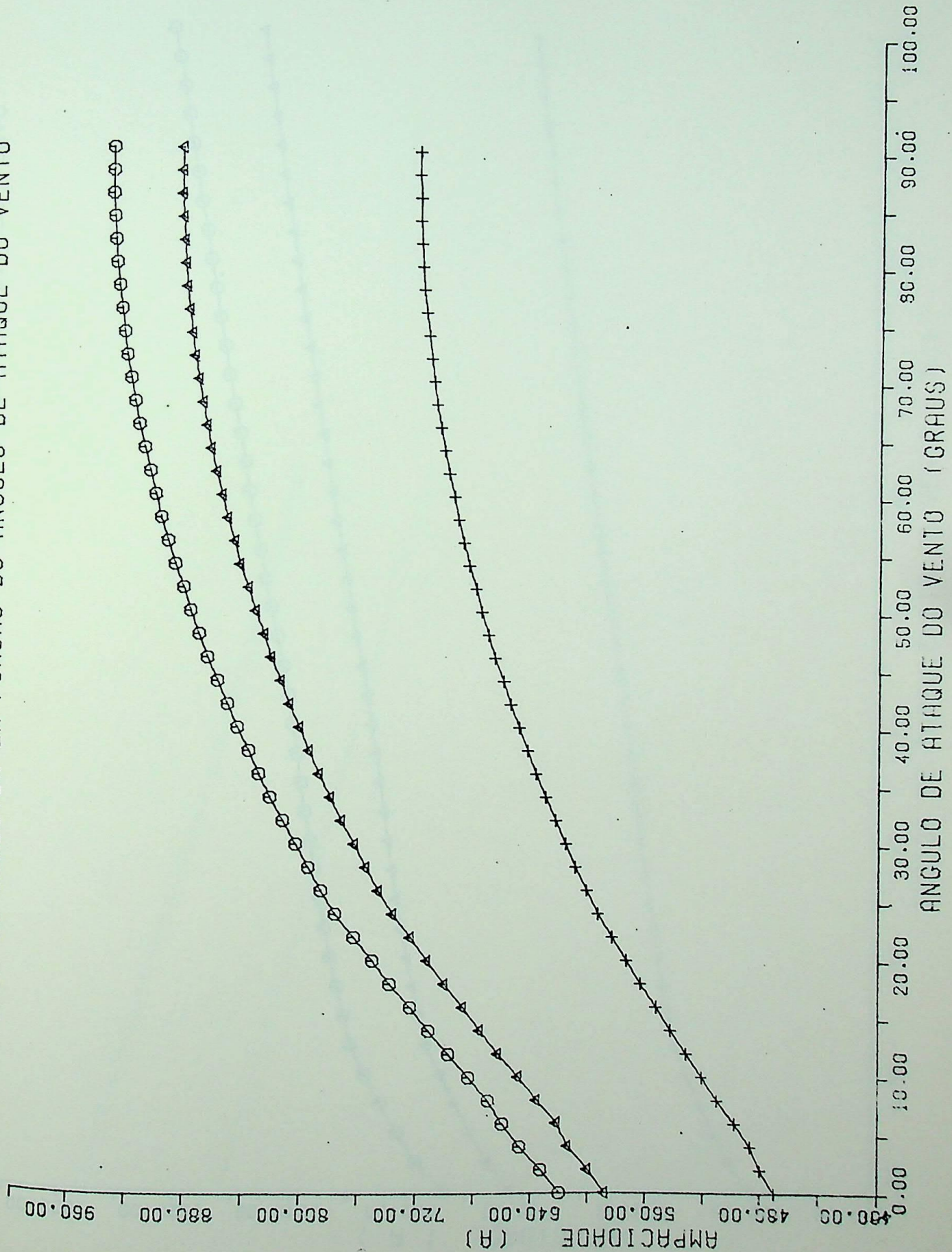


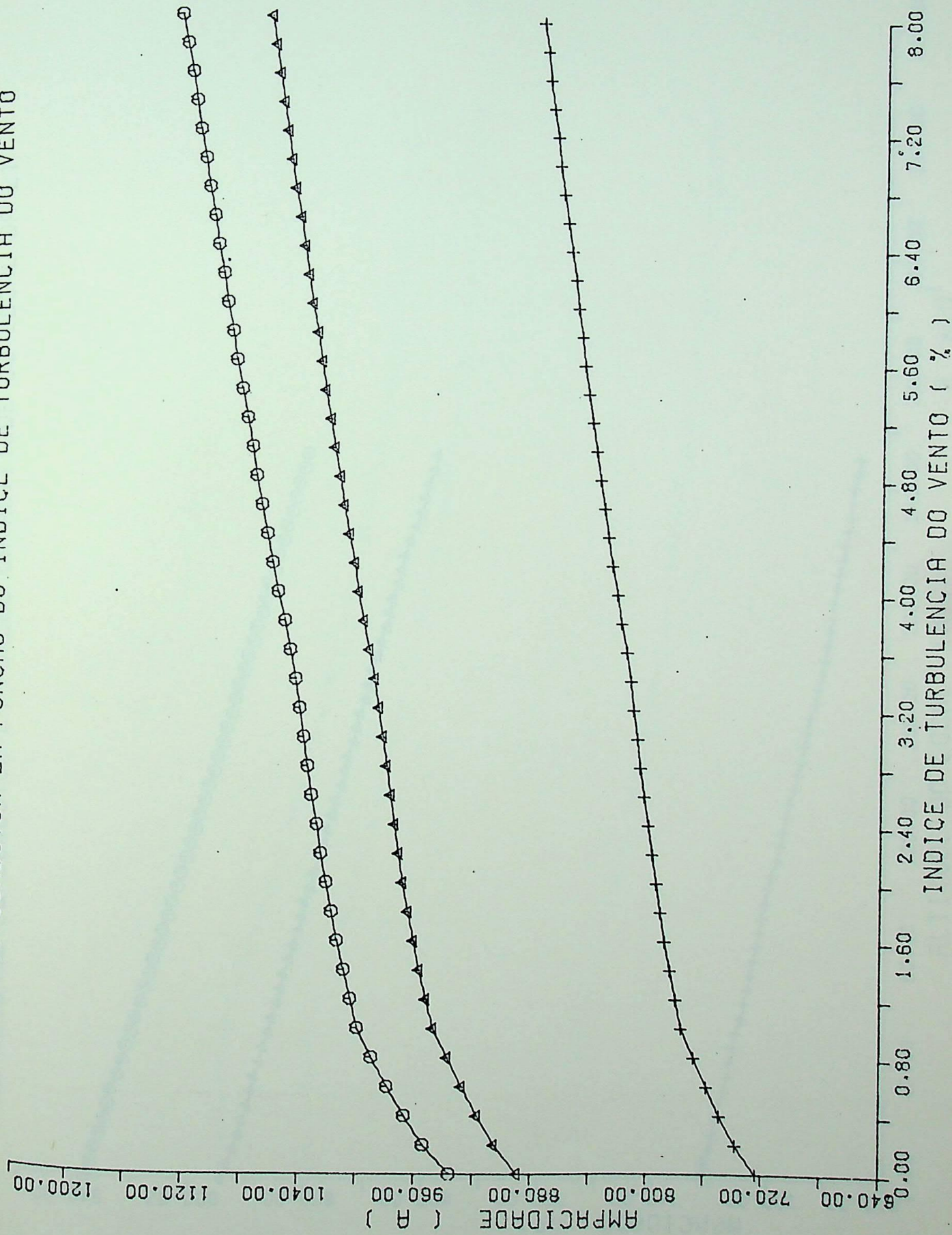
FIGURA 3.10
AMPACIDADE DO CONDUTOR EM FUNCAO DO ANGULO DE ATAQUE DO VENTO



LEGENDA

- CABO CURLEW 1023.5 MCM
- △ CABO RAIL 954 MCM
- + CABO GROSBEEK 636 MCM

FIGURA 3.11
 AMPACIDADE DO CONDUTOR EM FUNCAO DO INDICE DE TURBULENCIA DO VENTO



LEGENDA

- CABO CURLEW 1023.5 MCM
- △ CABO RAIL 954 MCM
- + CABO GROSBEEK 636 MCM

LEGENDA

- CABO CURLEW 1023.5 MCM
- △ CABO RAIL 954 MCM
- + CABO GROSSBEAK 636 MCM

FIGURA 3.12
AMPACIDADE DO CONDUTOR EM FUNCAO DA ALTITUDE DO LOCAL DA LT

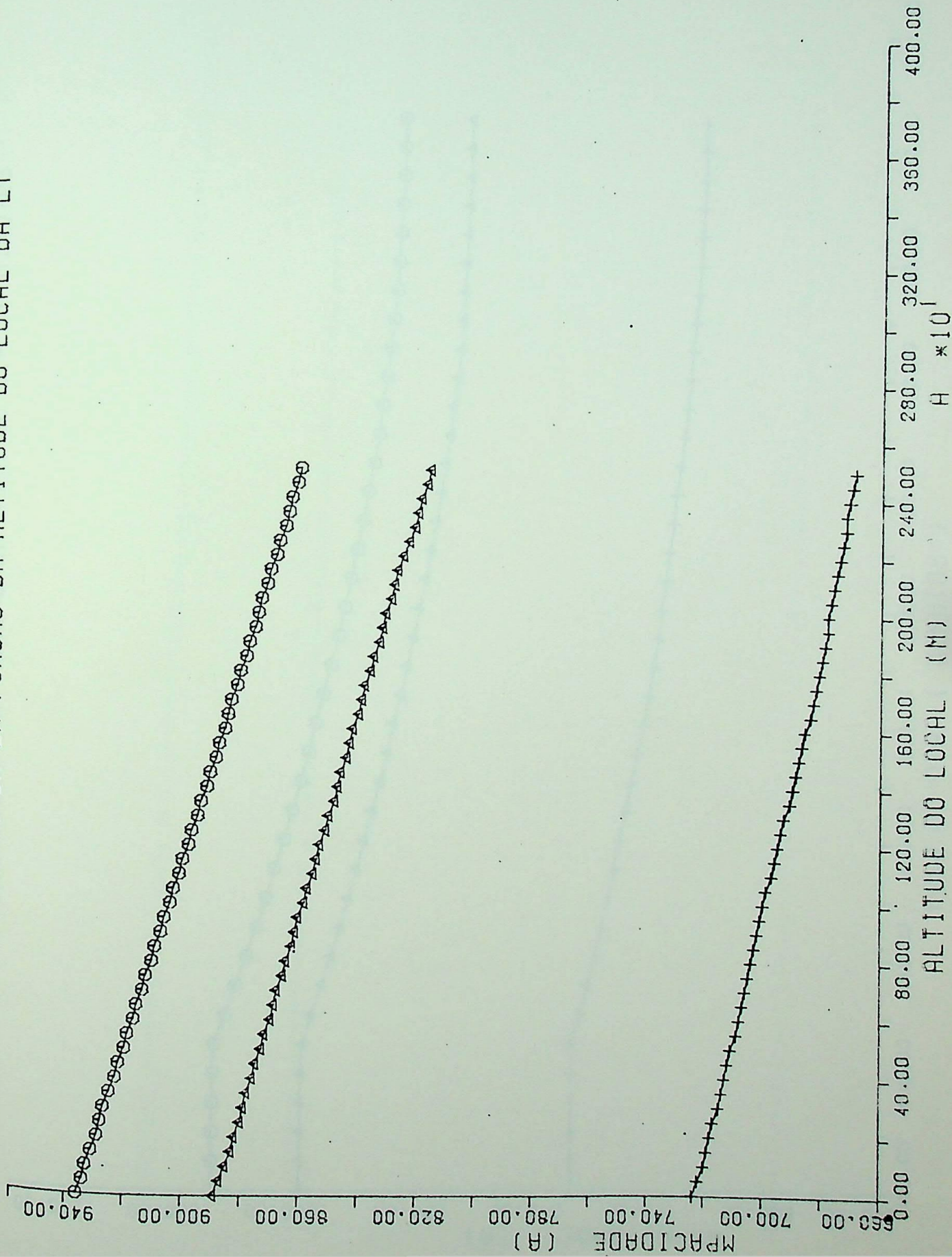
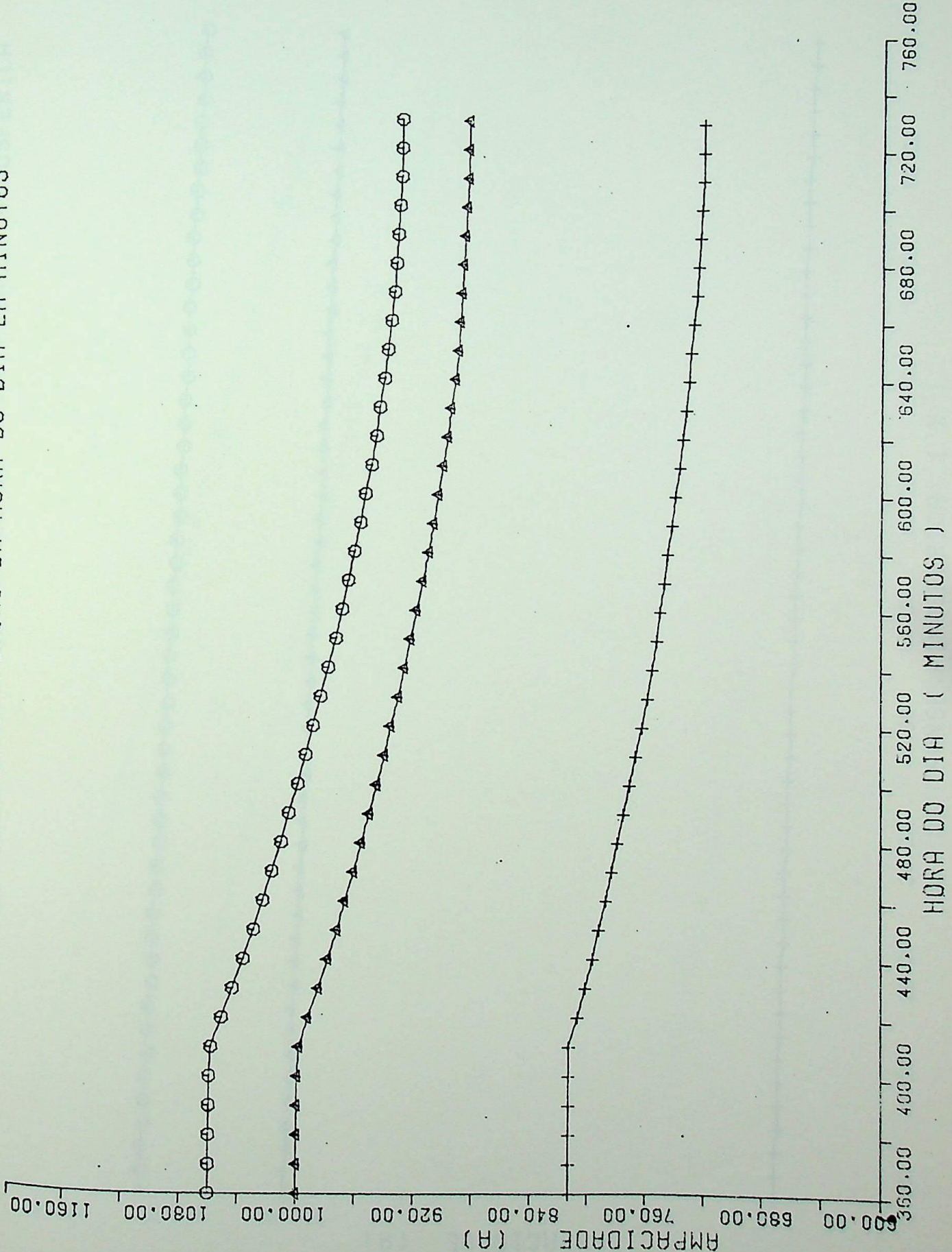


FIGURA 3.13

AMPACIDADE DO CONDUTOR EM FUNCAO DA HORA DO DIA EM MINUTOS

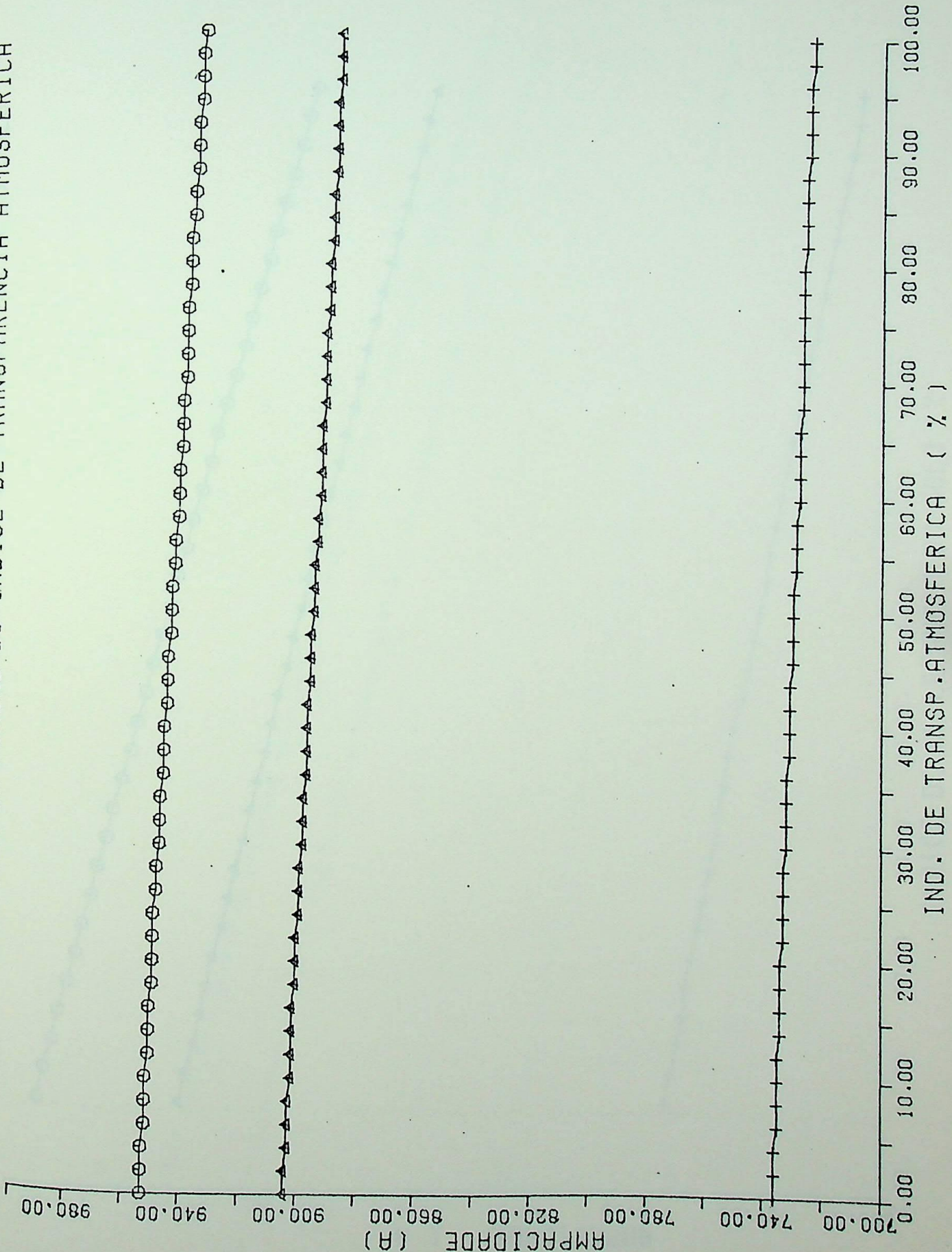


LEGENDA

- CABO CURLEW 1023.5 MC
- ▲ CABO RAIL 954 MC
- + CABO GROSBEAK 636 MC

FIGURA 3.14

AMPACIDADE DO CONDUTOR EM FUNCAO DO INDICE DE TRANSPARENCIA ATMOSFERICA



LEGENDA

- CABO CURLEW 1023.5 MCM
- △ CABO RAIL 954 MCM
- + CABO GROSBEAK 636 MCM

LEGENDA

- CABO CURLEW 1023.5 MCN
- △ CABO RAIL 954 MCN
- + CABO GROSSBEAK 636 MCN

FIGURA 3.15
AMPACIDADE DO CONDUTOR EM FUNCAO DO INDICE DE REFLETANCIA DO SOLO

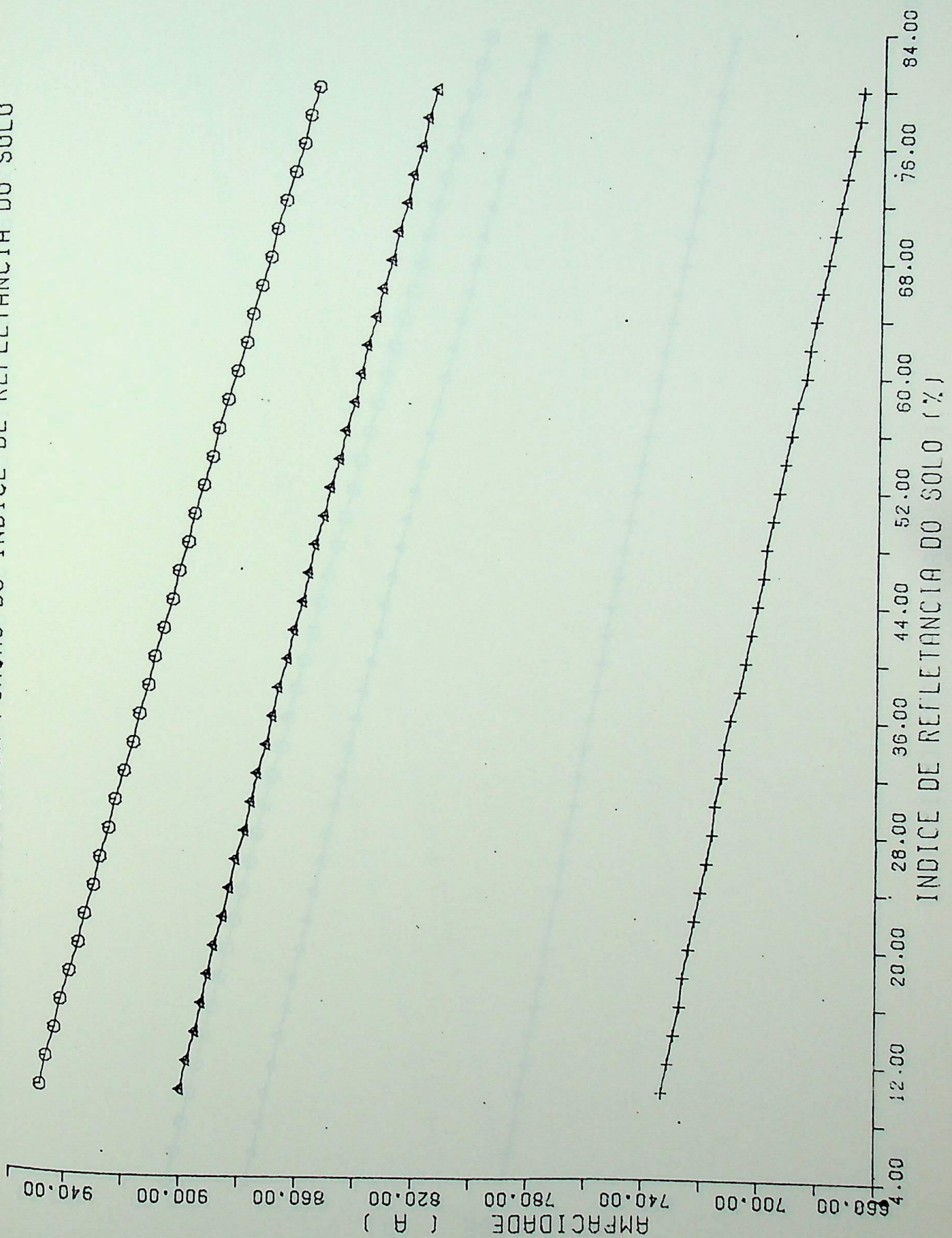
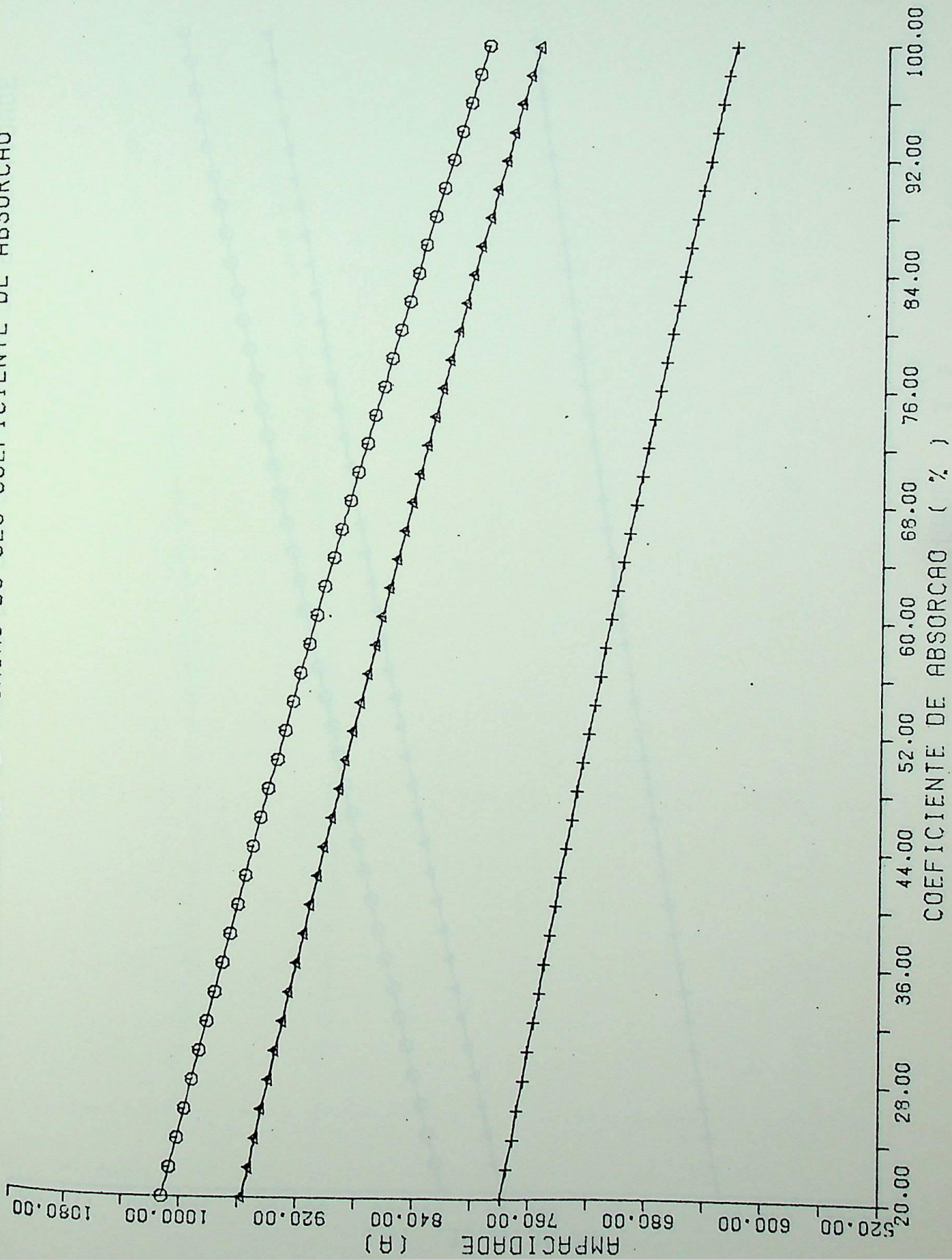


FIGURA 3.16

AMPACIDADE DO CONDUTOR EM FUNCAO DO SEU COEFICIENTE DE ABSORCAO

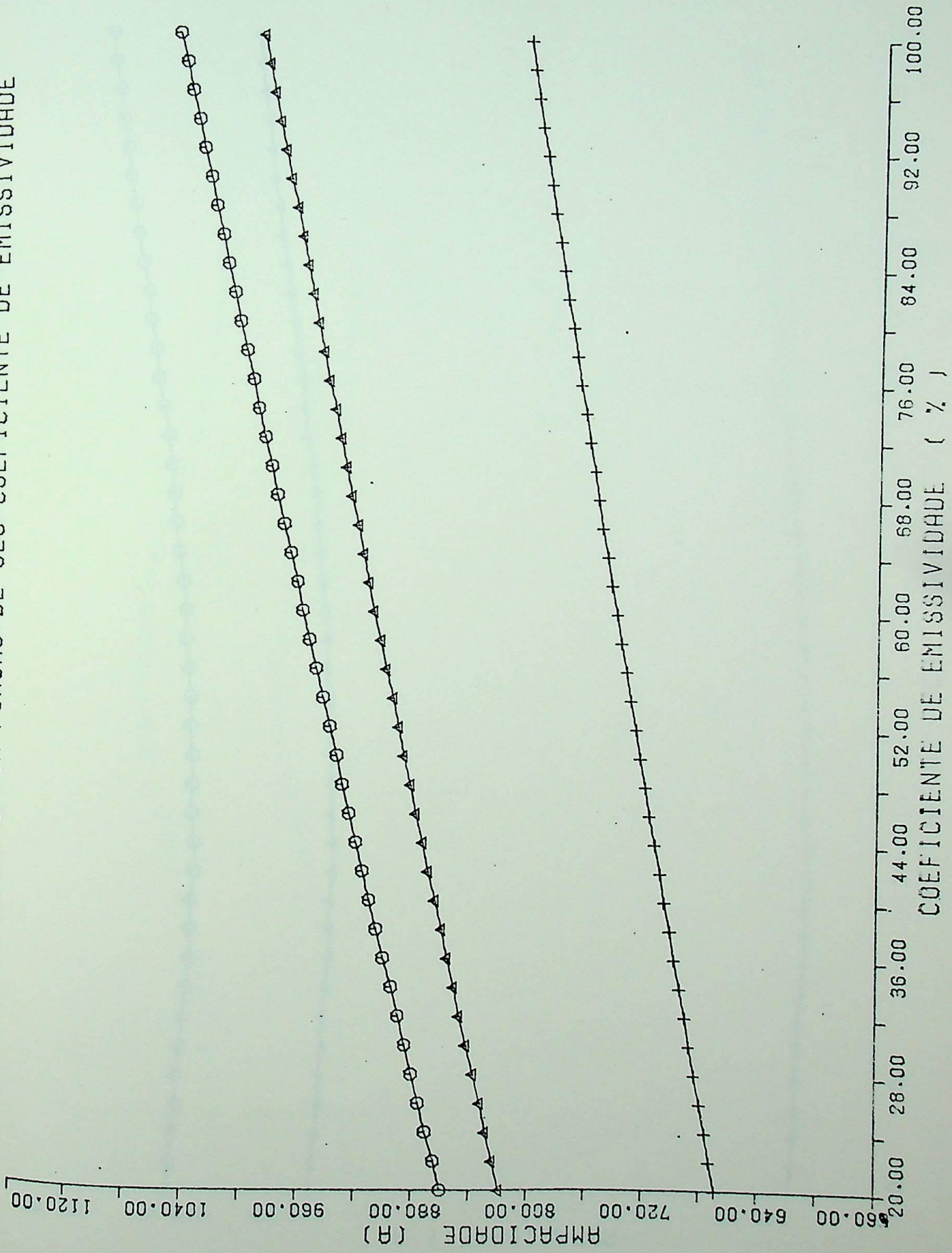


LEGENDA

- CABO CURLEW 1023.5 MCM
- △ CABO RAIL 954 MCM
- + CABO GROSBEAK 636 MCM

FIGURA 3.17

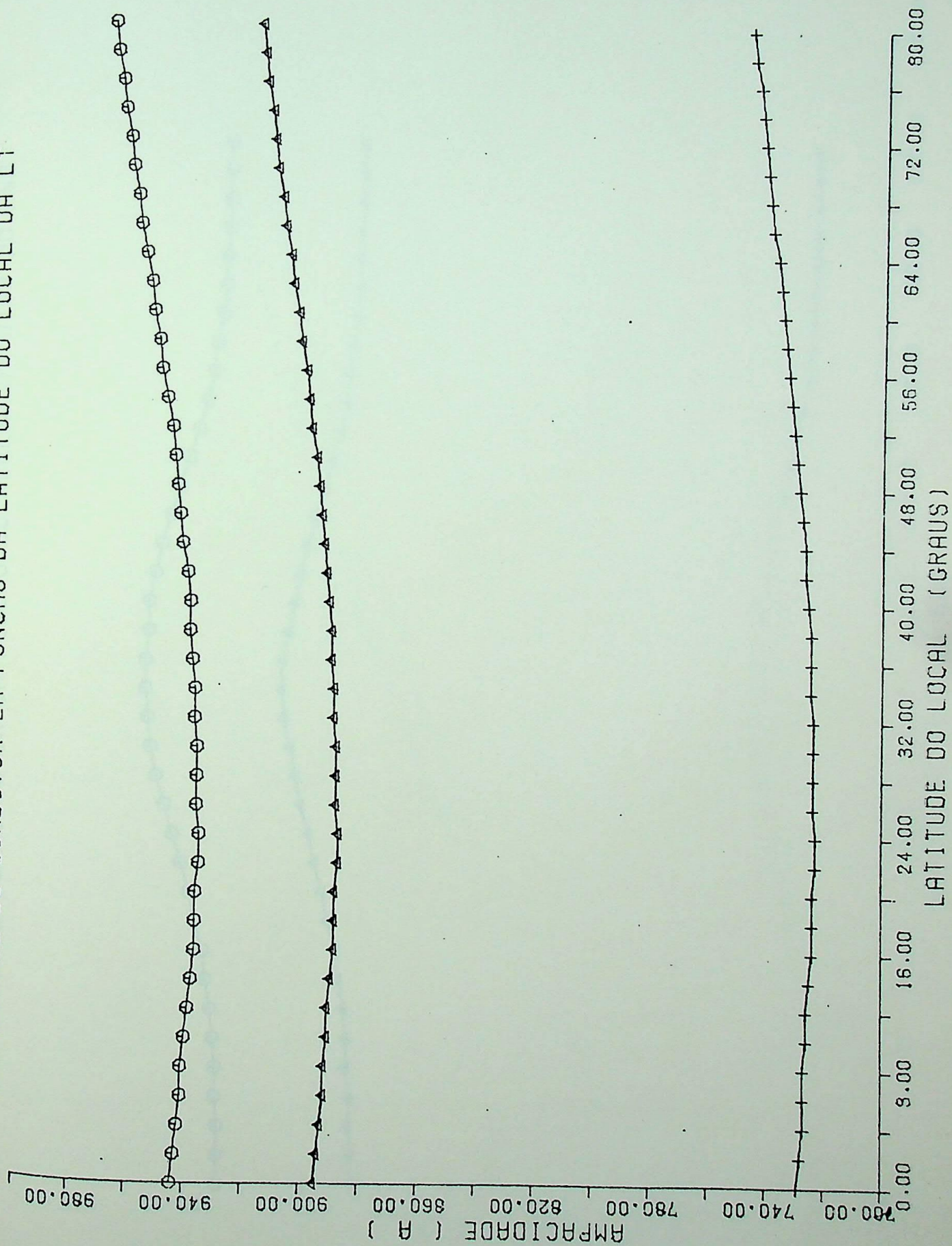
AMPACIDADE DO CONDUTOR EM FUNCAO DE SEU COEFICIENTE DE EMISSIVIDADE



LEGENDA

- CABO CURLEW 1023.5 MCM
- △ CABO RAIL 954 MCM
- + CABO GROSBEAK 636 MCM

AMPACIDADE DO CONDUTOR EM FUNCAO DA LATITUDE DO LOCAL DA LT



LEGENDA

- CABO CURLEW 1023.5 MC
- △ CABO RAIL 954 MC
- + CABO GROSBK 636 MC

LEGENDA

- CABO CURLEW 1023.5 MC
- △ CABO RAIL 954 MC
- + CABO GROSBEAK 636 MC

FIGURA 3.19
AMPACIDADE DO CONDUTOR EM FUNCAO DO NUMERO DE DIAS DO ANO

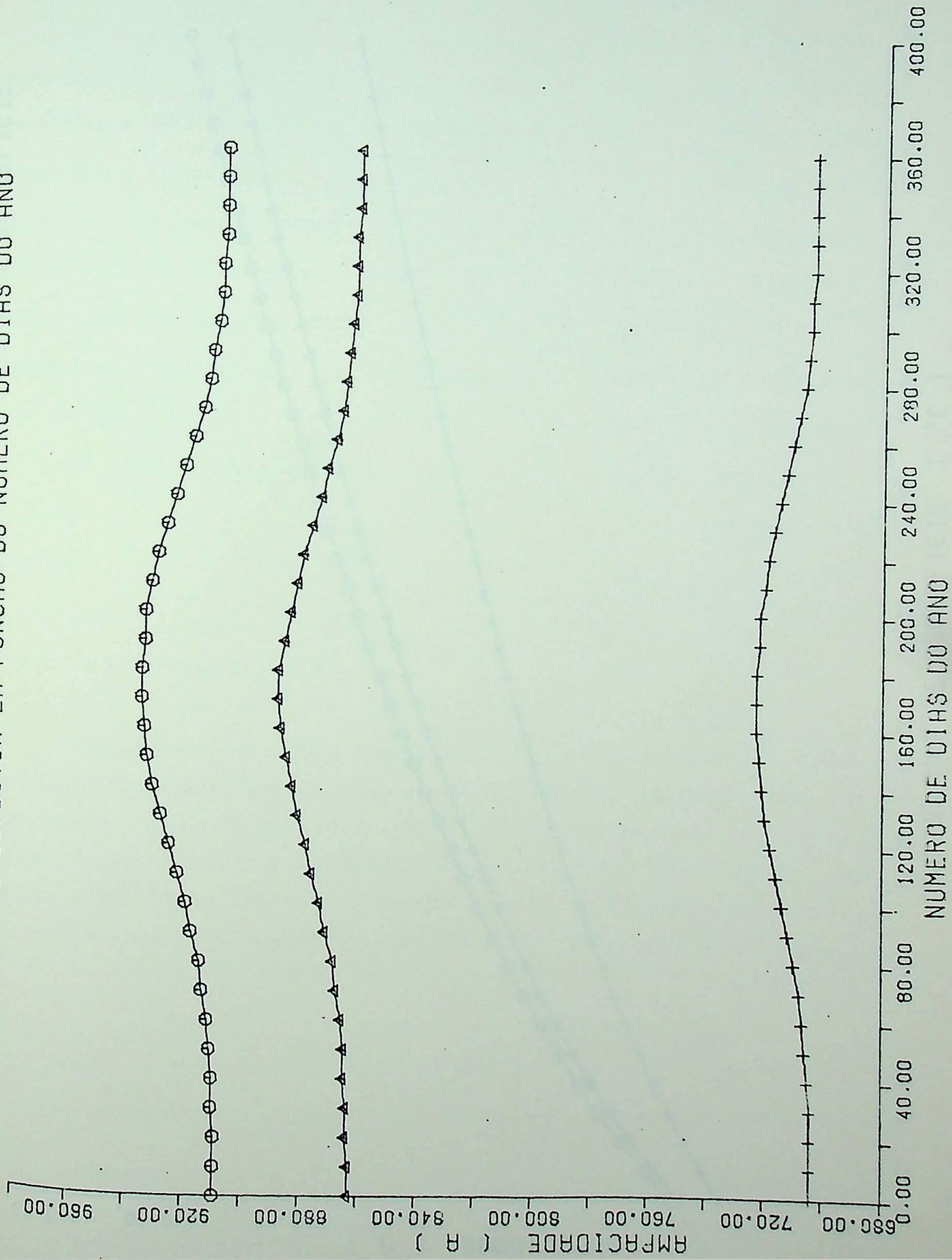
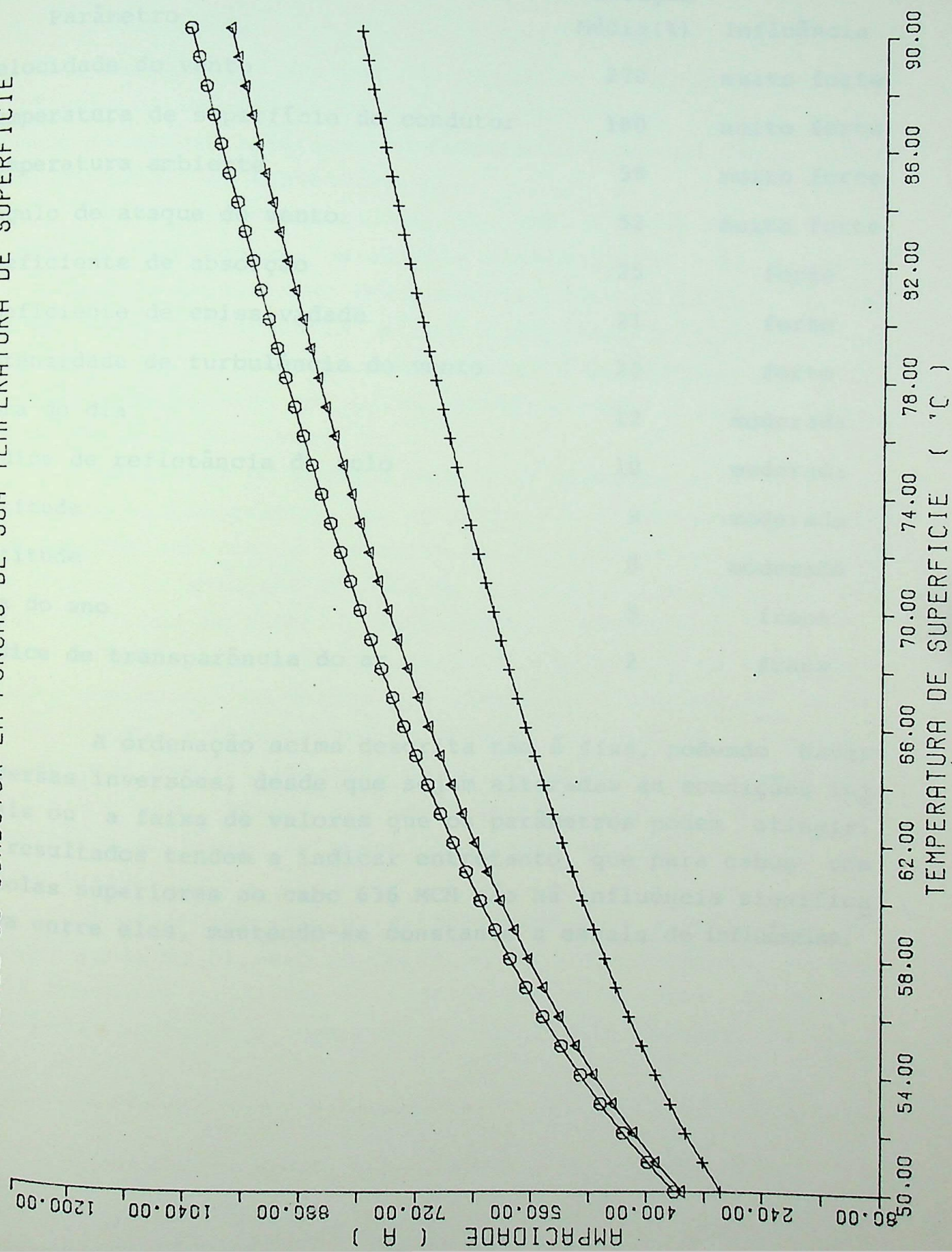


FIGURA 3.20
AMPACIDADE DO CONDUTOR EM FUNCAO DE SUA TEMPERATURA DE SUPERFICIE



LEGENDA

- CABO CURLEW - 1023 M
- △ CABO RAIL - 954 M
- + CABO GROSBEAK - 636 M

Estabelecida a variação percentual das ampacidades, po de-se indicar a seguinte escala de influência dos parâmetros, para as condições iniciais descritas na tabela 3.3 e que são válidas para os três condutores, conforme mostra a tabela 3.4:

Tabela 3.4
Influência dos Parâmetros na Ampacidade do Conductor

Parâmetro	Variação	
	Média(%)	Influência
Velocidade do vento	270	muito forte
Temperatura de superfície do condutor	180	muito forte
Temperatura ambiente	58	muito forte
Ângulo de ataque do vento	52	muito forte
Coeficiente de absorção	25	forte
Coeficiente de emissividade	21	forte
Intensidade de turbulência do vento	20	forte
Hora do dia	12	moderada
Índice de refletância do solo	10	moderada
Altitude	9	moderada
Latitude	8	moderada
Dia do ano	3	fraca
Índice de transparência do ar	2	fraca

A ordenação acima descrita não é fixa, podendo haver diversas inversões, desde que sejam alteradas as condições iniciais ou a faixa de valores que os parâmetros podem atingir. Os resultados tendem a indicar entretanto, que para cabos com bitolas superiores ao cabo 636 MCM não há influência significativa entre eles, mantendo-se constante a escala de influências.

CAPÍTULO 4

RESOLUÇÃO PARA O REGIME TRANSITÓRIO

4.1 Introdução

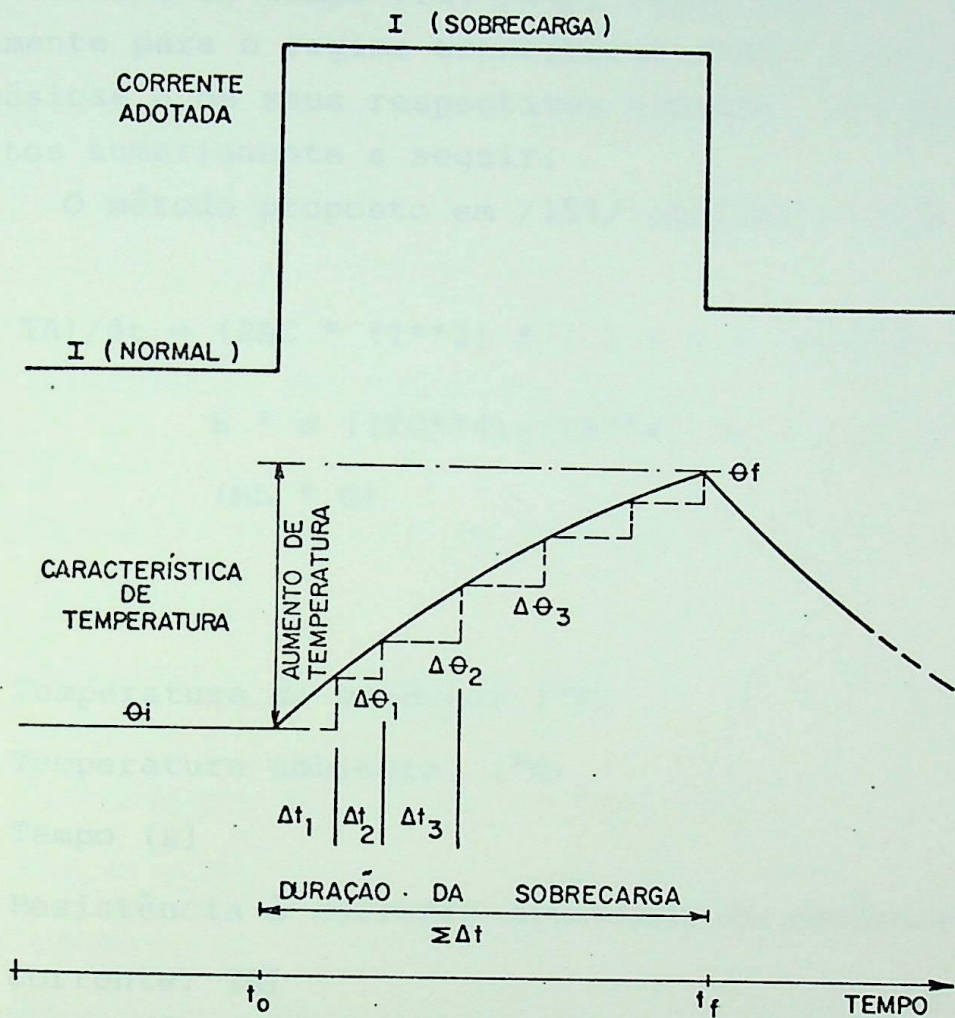
As equações obtidas nos capítulos anteriores tratam do cálculo da ampacidade para regime permanente, isto é, considerando as cargas elétricas constantes ao longo do tempo para diversas condições ambientais.

Em situações de emergência, onde a falha de uma linha de transmissão ocasiona um aumento significativo de corrente nas linhas de transmissão remanescentes durante curtos períodos de tempo, é necessário utilizar a propriedade da capacidade calorífica do condutor para obter uma corrente de emergência maior do que a estabelecida em regime permanente para a mesma temperatura final do condutor.

Quando há um aumento brusco da corrente que circula no condutor a temperatura não se eleva instantaneamente, mas esta aumenta através de uma curva determinada pelas propriedades físicas do condutor através de sua capacidade calorífica e, pelas condições ambientais, como mostra a figura 4.1.

Devido às restrições de distância mínima do condutor-solo estabelecidas em normas e à limitação de perdas por esforços de tração, a temperatura de projeto da linha de transmissão não pode ser ultrapassada mesmo em situações de sobrecarga. Assim é importante a avaliação desta temperatura em regime transitório em função do tempo de duração da sobrecarga na linha de transmissão.

A assertiva inicial estabelecida para a definição da equação geral do balanço de calor em regime permanente a corrente constante é de que o calor gerado seja igual ao calor dissipado, mantendo a condição de equilíbrio térmico no con



RESPOSTA DE TEMPERATURA DO CONDUTOR
PARA UMA SOBRECARGA DE CURTA DURAÇÃO, /50/.

FIG. 4.1

ductor.

Em condições transitórias de sobrecarga de curta duração no condutor não é válida a hipótese acima descrita, pois neste caso, a partir do calor gerado no condutor pela sobrecorrente, uma parcela é dissipada no ambiente e o restante do calor é armazenado no condutor, fazendo-o aquecer.

Alguns métodos já foram propostos para a resolução do limite térmico em tempo real /24/, /66/, /154/ e, outros especificamente para o regime transitório /50/, /110/ cujas equações básicas e os seus respectivos métodos de solução serão descritos sumariamente a seguir.

O método proposto em /154/ utiliza a seguinte equação:

$$\frac{d(TC - TA)}{dt} = \frac{(RAC * (I^{**2}) * (1 + \alpha * (TC - TA) + PS - E * \sigma ((TC^{**4}) - (TA^{**4})) - H * A(TC - TA))}{(ML * C)} \quad (101)$$

onde:

- TC - Temperatura do condutor. ($^{\circ}C$)
- TA - Temperatura ambiente. ($^{\circ}C$)
- t - Tempo (s)
- RAC - Resistência à corrente alternada do condutor. (Ohm/m)
- I - Corrente. (A)
- α - Coeficiente de temperatura de resistência elétrica ($1/^{\circ}C$)
- PS - Aquecimento devido à radiação solar. (W/m)
- E - Emissividade do condutor.
- σ - Constante de Stefan - Boltzmann.
- A - Área da superfície do condutor. (m^{**2})
- H - Coeficiente de transferência de calor por convecção. ($W/^{\circ}C * m^{**2}$)
- ML - Massa do condutor por unidade de comprimento. (kg/m)
- C - Calor específico do condutor. ($J/kg * ^{\circ}C$)

A resolução da equação (101) é efetuada assumindo -se , que no intervalo de tempo considerado, as condições atmosféricas não alteram, obtendo-se uma solução simplificada válida somente para pequenos intervalos de tempo no qual os parâmetros permanecem constantes.

O método proposto em /66/ estabelece a seguinte equação:

$$dT_N / dt = A_1 * \rho_A * (I^{**2}) + A_3 * PS - A_2 * HR * (T_S - T_A) \quad (102)$$

onde:

- TC - Temperatura do núcleo do condutor ($^{\circ}C$)
- t - Tempo (s)
- ρ_A - Resistividade elétrica do alumínio. (Ohm x m)
- I - Corrente (A).
- HR - Coeficiente de transferência de calor por convecção e radiação. ($W/^{\circ}C * m^{**2}$)
- TS - Temperatura da superfície do condutor ($^{\circ}C$).
- TN - Temperatura do núcleo do condutor ($^{\circ}C$).
- TA - Temperatura ambiente ($^{\circ}C$).
- PS - Aquecimento devido à radiação solar (W/m^{**2}).
- A_1, A_2, A_3 - Parâmetros do modelo, característicos do condutor CAA.

Este modelo à semelhança do anterior, considera os parâmetros invariáveis no tempo, porém recomenda-se que a cada minuto os dados sejam verificados e efetua-se novo cálculo/67/ compensando assim a invariabilidade das características ambientais.

Outro enfoque é dado por Morgan em /110/, que utiliza como base a lei de transferência de calor obtida por Newton, sendo para condutores do tipo CAA da seguinte forma:

$$d(TS - TA) / dt = ((KJ * (I^{**2}) * R) + PS + (KJ * (I^{**2}) * R * \alpha * \Delta T) - H * (\Delta T^{**Q})) / (ML * C * (1 + B * \Delta T)) \quad (103)$$

onde:

- TS - Temperatura da superfície do condutor ($^{\circ}C$).
- TA - Temperatura ambiente ($^{\circ}C$).
- t - Tempo (s).
- KJ - Fator que considera o aumento de resistência devido à corrente alternada.
- PS - Aquecimento devido à radiação solar (W/m^{**2}).
- ΔT - Aumento de temperatura = TS - TA ($^{\circ}C$)
- α - Coeficiente de temperatura de resistência elétrica ($1/^{\circ}C$).
- H - Coeficiente específico total de transferência de calor ($W/m^{*^{\circ}C}$).
- Q - Coeficiente de transferência de calor.
- ML - Massa linear do condutor (kg/m).
- C - Calor específico do condutor ($J/kg^{*^{\circ}C}$)
- B - Coeficiente de temperatura de capacidade de calor específico ($1/^{\circ}C$).

Na resolução da equação (103), duas soluções distintas podem ser obtidas dependendo das condições ambientais. Uma delas, denominada "Transferência de Calor Newtoniana", na qual se considera as perdas por radiação desprezíveis quando comparadas com as perdas por convecção (no caso de altas velocidades de vento), sendo o valor do coeficiente de transferência

de calor 'Q' igual à unidade e a capacidade calorífica do con dutor constante. Outra solução possível é a denominada " Trans ferência de Calor Não-Newtoniana", na qual as perdas por ra diação são significativas face às perdas por convecção (no caso de baixas velocidades de vento) sendo que o valor do coeficiente de transferência de calor 'Q' assume valores maiores do que a unidade.

A resolução da equação para a "Transferência de Calor Newtoniana" é obtida precisamente de forma analítica, enquanto que para a solução para a "Transferência de Calor Não-Newtoniana" é necessário utilizar algum método numérico de integração, como o método dos Trapézios, Iterativo ou Gaussiano.

O método de Morgan não prevê a alteração das condições ambientais no decorrer do processo de resolução, apresentando porém, com o auxílio de algumas simplificações, expressões analíticas aproximadas que possibilitam obter a solução desejada.

O método proposto em /24/ considera as variáveis em tempo real, resultando a equação de balanço calorífico em:

$$\begin{aligned} dTC / dt = & (RAC(TC) * (I(t)**2) + D * AB * (ID(t) + \pi * II(t)) - \\ & E * D * \pi * \sigma((TC**4) - (TA(t)**4)) - \pi * H(t) * \\ & (TC - TA(t))) / ML * C \end{aligned} \quad (104)$$

onde:

TC - Temperatura do condutor ($^{\circ}C$).

t - Tempo (s).

I - Corrente (A).

RAC - Resistência à corrente alternada (Ohm/m).

D - Diâmetro do condutor (m).

AB - Coeficiente de absorção do condutor.

ID - Intensidade de radiação direta (W/m^{**2}).

II - Intensidade de radiação indireta (W/m^{**2}).

- E - Coeficiente de emissividade do condutor.
- σ - Constante de Stefan-Boltzmann.
- TA - Temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$).
- H - Coeficiente de transferência de calor por convecção ($\text{W}/^{\circ}\text{C}\cdot\text{m}^2$).
- M - Massa do condutor por unidade de comprimento (kg/m).
- C - Calor específico do condutor ($\text{J}/\text{kg}\cdot^{\circ}\text{C}$).

Sendo uma equação diferencial não linear, ordinária e de primeira ordem, esta pode ser resolvida por métodos numéricos, como por exemplo de Runge-Kutta. A complexidade do modelo e a necessidade de repetitivas aplicações de métodos numéricos fazem com que o tempo necessário para convergir até a temperatura final, se situe na faixa de até dez minutos/24/.

Os valores calculados via computador foram confrontados com valores experimentais em /33/, observando-se diferenças de temperaturas da ordem de até 10°C , o que pode ser considerado relativamente impreciso, devido à grande quantidade de dados fornecidos ao programa e ao tempo elevado para sua execução.

Optou-se finalmente pelo método básico formulado em /50/ com devidas alterações, sendo o mais indicado para a utilização em regime transitório, pois a suas características permitem:

- Utilizar o método já definido para regime permanente.
- Considerar em detalhes as diversas variáveis envolvidas.
- Analisar a influência de cada parâmetro isoladamente.
- Modificar as características ambientais ao longo do tempo de duração da sobrecarga.
- Executar os cálculos em computador, com tempo menor do que dez segundos.

4.2 Método de Cálculo

Pode-se considerar que a energia necessária para elevar a temperatura de um condutor de comprimento unitário em 'dT' graus Celsius é função da energia térmica gerada pelo efeito Joule da corrente de sobrecarga, acrescido do calor absorvido pela exposição do condutor aos raios solares e a dissipação de calor por radiação, convecção e evaporação durante o tempo 'dt'. Assim:

$$CC * dT = (PJ + PS - PC - PR - PE) * dt \quad (105)$$

onde:

CC - Capacidade calorífica do condutor (J/m*°C)

dT - Diferencial de temperatura do condutor

PJ - Potência devido ao efeito Joule (W/m)

PS - Potência devido à radiação solar (W/m)

PC - Potência devido à convecção (W/m)

PR - Potência devido à radiação (W/m)

PE - Potência devido à evaporação (W/m)

dt - Diferencial do tempo

Considerando inicialmente, que os valores das potências indicadas sejam constantes, o incremento da temperatura do condutor 'ITC' ao final de um período de tempo 'tf', de duração da sobrecarga, pode ser obtido, através de:

$$ITC = \int_0^{t_f} ((PJ + PS - PC - PR - PE) / CC) * dt \quad (106)$$

A resolução de (106) não pode ser feita de forma direta, pois as potências Joule 'PJ', radiação 'PR', convecção 'PC', e evaporação 'PE', são funções da temperatura do condutor que está variando ao longo do processo.

Uma alternativa para a resolução de (106) é a utilização do método incremental: utiliza-se um intervalo de tempo, suficientemente pequeno para considerar constante a temperatura do condutor e por conseguinte as potências correspondentes, permitindo que se calcule o incremento de temperatura do condutor 'ITC' neste intervalo de tempo e acumulando os diversos incrementos calculados desde a temperatura inicial pré - sobrecarga até o incremento final correspondente ao tempo final de sobrecarga.

A figura 4.2 mostra a curva de aquecimento no tempo do cabo Curlew, quando a corrente que circula neste passa quase que instantaneamente de 600 A para 1500 A, utilizando o método incremental.

A figura 4.3 exhibe o caminho inverso do descrito na figura acima, mostrando a curva de arrefecimento do condutor quando há a queda de corrente de 1500 A para 600 A.

A figura 4.4 apresenta um ciclo hipotético de aquecimento/arrefecimento do condutor Curlew resultante da variação de corrente na LT.

O incremento de temperatura do condutor 'ITC' para um pequeno intervalo de tempo pode ser definido através de:

$$ITC = ((PJ + PS - PC - PR - PE) / CC) * ITT \text{ (}^{\circ}\text{C)} \quad (107)$$

onde:

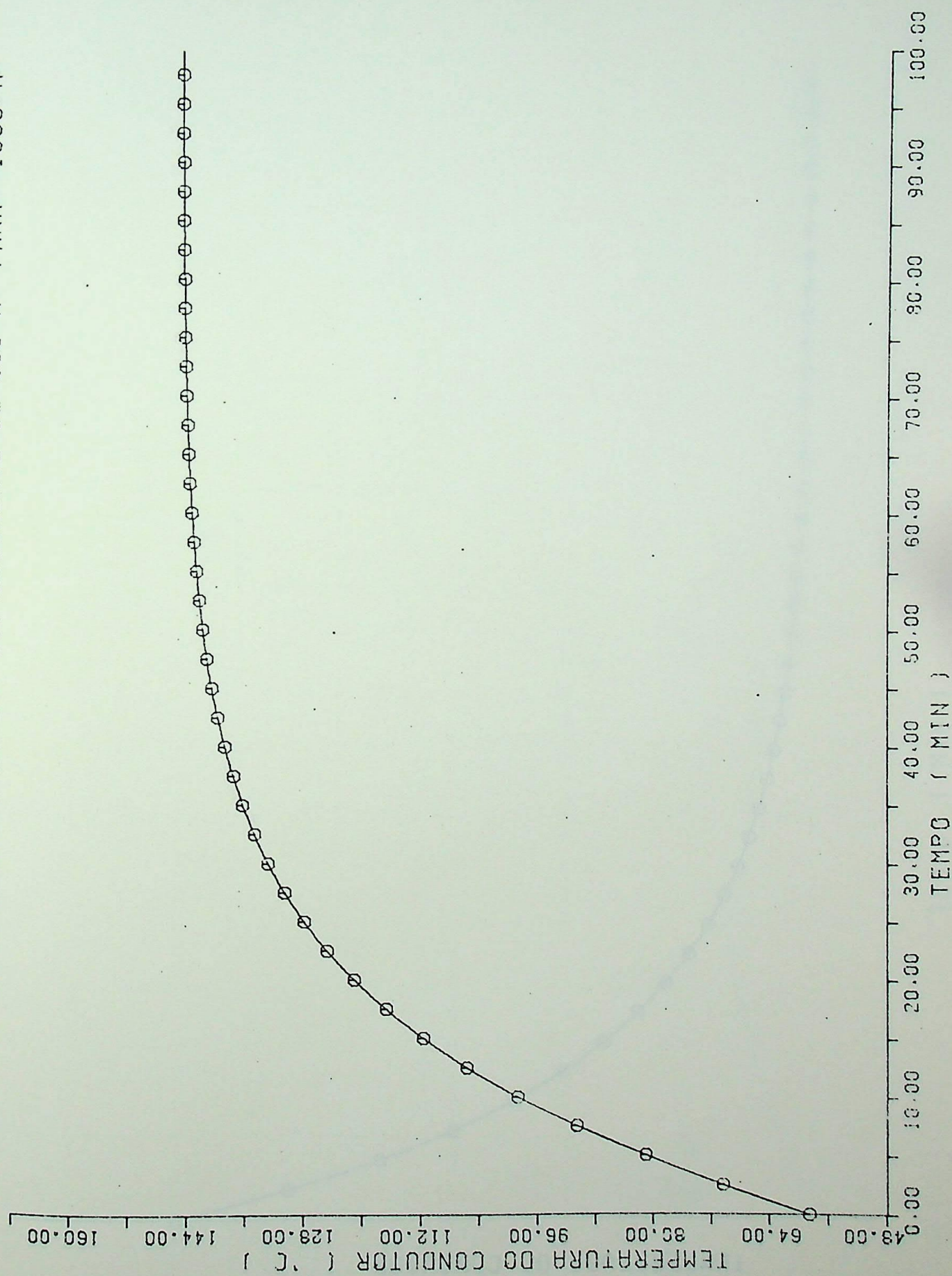
ITC - Incremento da temperatura do condutor ($^{\circ}\text{C}$)

ITT - Intervalo de tempo no qual as variáveis são consideradas constantes. Conforme testes efetuados, não se obteve diferenças sensíveis para valores de 'ITT' menores do que dez segundos.

FIGURA 4.2
AQUECIMENTO DO CONDUTOR PARA UMA SOBRECORRENTE DE 600 A PARA 1500 A

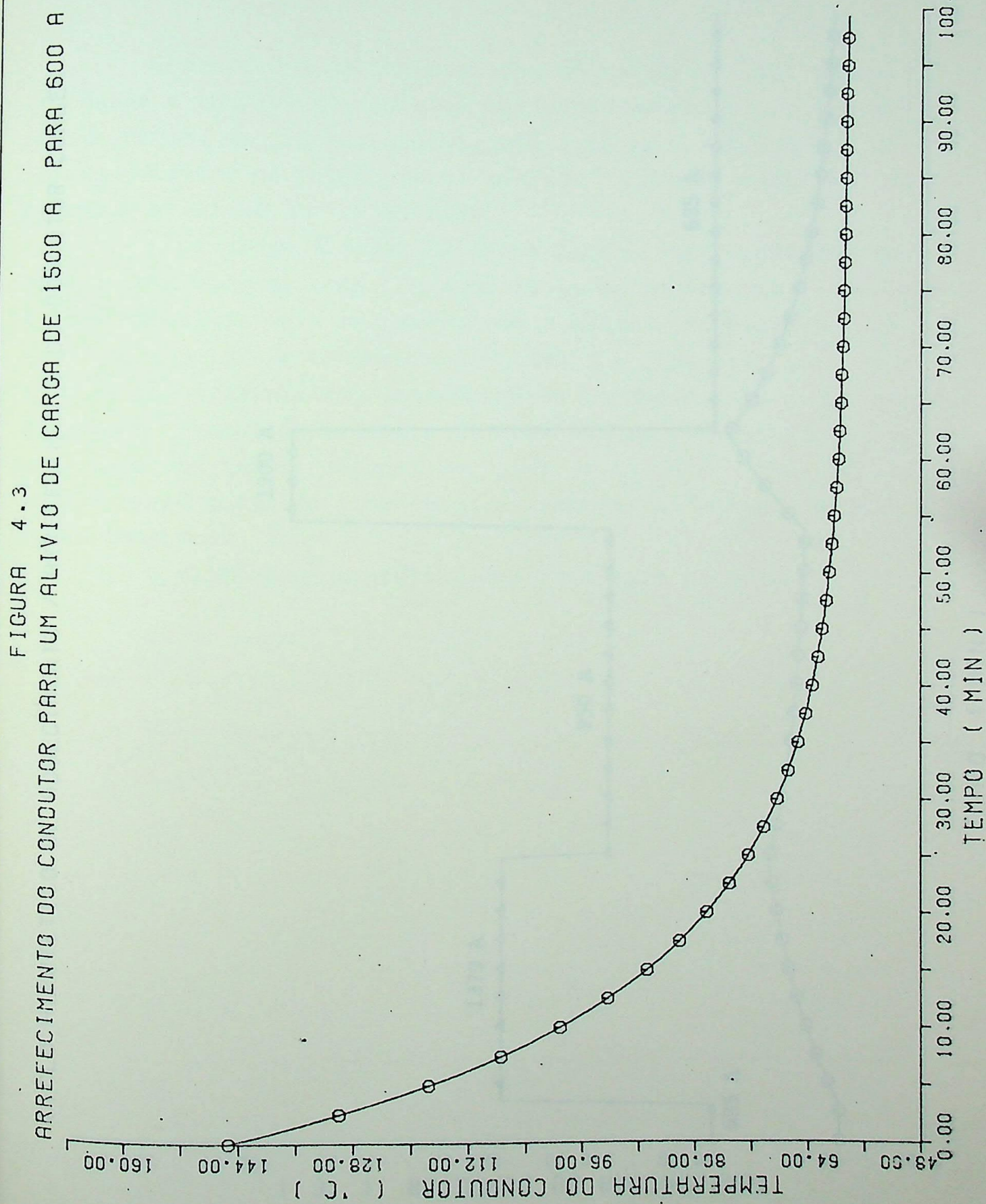
LEGENDA

○ CONDUTOR CURLEW



LEGENDA

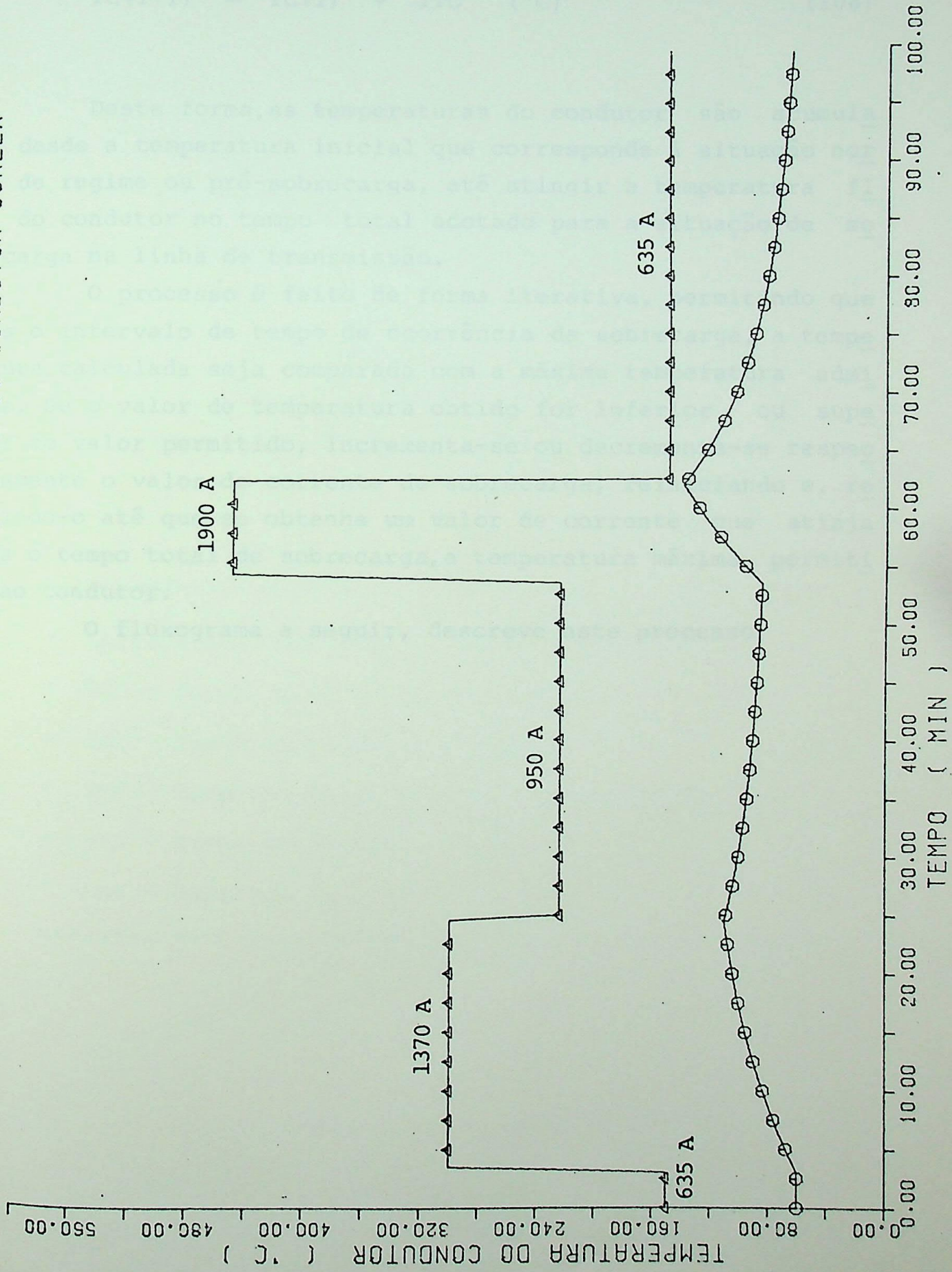
○ CONDUTOR CURLEW



LEGENDA

○ TEMP. DO CONDUTOR

△ CORRENTE NO CONDUTOR

FIGURA 4.4
CICLO HIPOTETICO DE AQUECIMENTO / ARREFECIMENTO DO CONDUTOR CULREW

No regime transitório o condutor armazena o excedente de energia resultante da equação(107), sob a forma de energia calorífera fazendo com que a temperatura do condutor 'TC' seja incrementada de 'ITC' graus Celsius a cada intervalo de tempo igual a 'ITT'. Assim para o passo 'I + 1', tem-se:

$$TC(I+1) = TC(I) + ITC \quad (^{\circ}C) \quad (108)$$

Desta forma, as temperaturas do condutor são acumuladas desde a temperatura inicial que corresponde à situação normal de regime ou pré-sobrecarga, até atingir a temperatura final do condutor no tempo total adotado para a situação de sobrecarga na linha de transmissão.

O processo é feito de forma iterativa, permitindo que após o intervalo de tempo de ocorrência da sobrecarga, a temperatura calculada seja comparada com a máxima temperatura admitida. Se o valor de temperatura obtido for inferior ou superior ao valor permitido, incrementa-se ou decrementa-se respectivamente o valor de corrente de sobrecarga, reiniciando e, repetindo-o até que se obtenha um valor de corrente que atinja após o tempo total de sobrecarga, a temperatura máxima permitida ao condutor.

O fluxograma a seguir, descreve este processo:

Algoritmo de Solução do Limite Térmico para Regime Transitório

* Início *

*

*

* Leitura dos Dados Básicos : *

* - Do Condutor *

* - Ambientais *

* - De Localização *

*

*

* Leitura dos Dados Para o Regime Transitório *

* TSO - Tempo total de Sobrecarga (s) *

* TMP - Temperatura Máxima Permitida ($^{\circ}\text{C}$) *

* TPS - Temperatura de Regime Pré-sobrecarga ($^{\circ}\text{C}$) *

* MAL - Massa do Alumínio (Kg/m) *

* MAC - Massa do Aço (Kg/m) *

*

*

* Calcula : *

* CC - Capacidade Calorífera *

* do Condutor ($J/m^{\circ}C$) *

*

*

* Calcula : *

* IPS - Corrente de Regime *

* Prê-sobrecarga (A) *

*

*

* Adota Como Valor Inicial para a *

* Corrente de sobrecarga 'ISO' que: *

* $ISO = IPS * 1.3$ *

*

(2) ***** > *

*

* $ITT = 10. (s)$ *

* $TS = ITT$ *

* $TC = TPS$ *

*

(1) ***** > *

*

Sim ***** Não

***** < Novos Dados Ambientais ? > *****

* ***** *

* ***** *

* Le Novos *

* Mantém os Dados*

* Dados *

* Anteriores *

* ***** *

*

*

* Calcula para Regime Permanente § : *

* PJ(TC), PR(TC), PC(TC), PE(TC), PS *

*

*

* ITC = ((PJ + PS - PC - PR - PE) / C) * ITT *

*

*

*

* TC = TC + ITC *

*

*

*

*

*

***** < TS : TSO ? >

* < *****

* *

***** *

* TS = TS + ITT *

***** * >=

* *

<*** (1) *

*

*

***** < TC : TMP ? > *****

* < ***** > *

* * = *

* * *

* * *

* * *


```

*                               *                               *
*   <                               *                               *   >
*****                               *****
* Incrementa *                               * Decrementa *
*   'ISO'   *                               *   'ISO'   *
*****                               *****
* Imprime: 'ISO' *                               *****
*                               *                               *
<*** ( 2)                               *                               *
*                               *                               *
*****
*   Fim   *
*****

```

§ Se necessário, pode-se incluir a leitura de novos dados ambientais, permitindo a variação destes no tempo.

onde:

M_{AL} - Massa de alumínio por unidade de comprimento (kg/m)
 M_{AP} - Massa de aço por unidade de comprimento (kg/m)
 $CPAL$ - Calor específico de liga de alumínio = 860 J/kg °C
 $CPAC$ - Calor específico de aço = 432 J/kg °C

Foram considerados neste caso:

- O calor específico e a condutividade térmica radial do condutor constantes ao longo de seu comprimento.
- A capacidade calorífica do condutor independente de sua temperatura, o que é bom porque a maioria das ligas de aço à temperatura de 150 °C, e é independente do tempo.

No processo de cálculo, todas as variáveis envolvidas são obtidas utilizando as equações anteriormente formuladas, com excessão da capacidade calorífica do condutor 'C'.

A capacidade calorífica de um condutor do tipo homogêneo é definida através de:

$$CC = M * CP \quad (J/m^{\circ}C) \quad (109)$$

onde:

- M - Massa do condutor por unidade de comprimento (Kg/m)
 CP - Calor específico do material que compõe o condutor (J/Kg*°C)

Para um condutor do tipo CAA, a capacidade calorífica do condutor é a média ponderada das massas dos materiais envolvidos e seus respectivos calores específicos, /24/ e /110/.

Assim:

$$CC = MAL * CPAL + MAC * CPAC \quad (J/m^{\circ}C) \quad (110)$$

onde:

- MAL - Massa do alumínio por unidade de comprimento (Kg/m)
 MAC - Massa do aço por unidade de comprimento (Kg/m)
 CPAL - Calor específico da liga de alumínio = 909 (J/Kg*°C)
 CPAC - Calor específico do aço = 431 (J/Kg*°C)

Foram considerados neste caso:

- O calor específico e a condutividade térmica radial do condutor constantes ao longo de sua secção.
- A capacidade calorífica do condutor independente de sua temperatura, o que é bem próximo da realidade até à temperatura de 150 °C, e é independente do tempo.

4.3 Análise de Sensibilidade

Estabelecido o método de resolução da corrente de sobre carga em função do tempo de duração desta, e da temperatura máxima admissível do condutor, pode-se verificar a influência que os parâmetros de entrada exercem na ampacidade.

Os estudos foram efetuados sobre os três cabos CAA já analisados no item 3.3 para o regime permanente afim de se observar eventuais diferenças entre estes.

A análise de influência dos parâmetros restringiu-se àqueles que atuaram mais significativamente no regime permanente. Assim foram selecionados os seguintes itens:

- Velocidade do vento.
- Ângulo de ataque do vento em relação ao condutor.
- Temperatura do condutor pré-sobrecarga.
- Temperatura máxima admissível do condutor em sobrecarga.
- Temperatura ambiente.

Devido à maior influência das perdas por radiação quando o condutor atinge temperaturas mais elevadas, foi incluído o coeficiente de emissividade.

Os dados básicos para o cálculo em regime transitório são os mesmos já descritos na tabela 3.2, acrescentando somente o intervalo de tempo de sobrecarga que irá variar até no máximo vinte minutos e, a temperatura máxima de sobrecarga estabelecida em 120 °C.

Os resultados obtidos e suas respectivas figuras, exibindo o comportamento da corrente em função da variação de cada parâmetro, estão indicados na tabela 4.1.

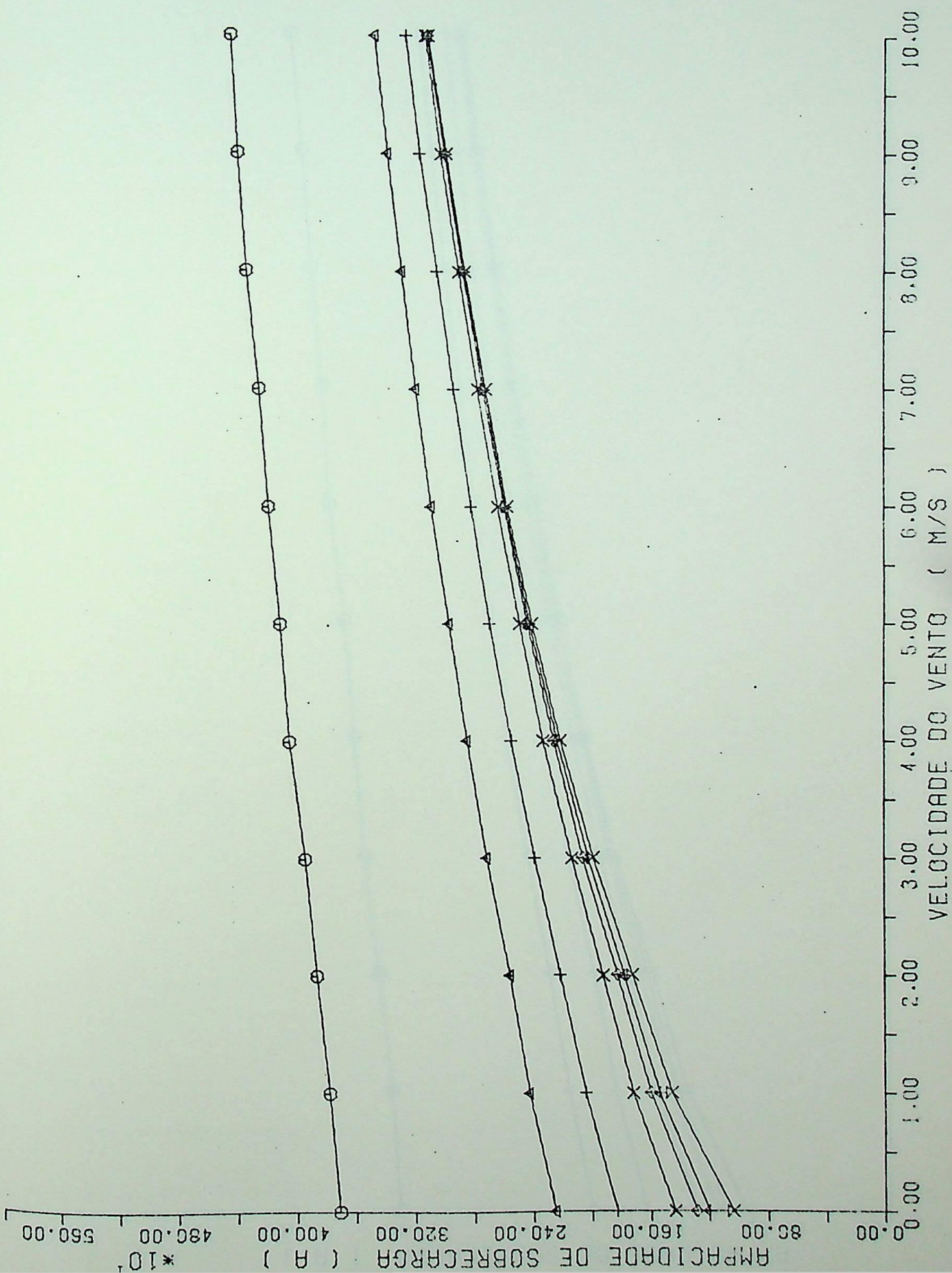
Tabela 4.1

Resultados Obtidos para Regime Transitório em
Função da Variação dos Parâmetros

parâmetro	Faixa de Variação	Cabo	Figura	Variação na Ampacidade (%)		
				1min	5min	15min
Velocidade do Vento	0-10 (m/s)	C	4.5	21,0	80,2	145,3
		R	4.6	23,3	84,9	150,0
		G	4.7	29,9	98,5	162,2
Ângulo de Ataque do Vento	0-90 (°)	C	4.8	1,5	9,3	20,7
		R	4.9	1,3	9,6	21,9
		G	4.10	4,3	13,8	26,8
Temperatura do Condutor Pré-Sobrecarga	60-110 (°C)	C	4.11	114,2	50,5	16,0
		R	4.12	109,0	45,9	13,4
		G	4.13	97,0	37,2	9,8
Temperatura Máxima de Sobrecarga	90-140 (°C)	C	4.14	134,7	89,8	61,2
		R	4.15	132,9	84,7	57,5
		G	4.16	125,1	79,0	52,7
Temperatura Ambiente	0-40 (°C)	C	4.17	3,5	10,7	18,5
		R	4.18	3,4	12,2	18,9
		G	4.19	3,8	13,6	18,4
Coeficiente de Emissividade	0,2-1,0	C	4.20	2,5	7,5	15,3
		R	4.21	1,1	7,6	14,9
		G	4.22	1,9	8,3	15,2

FIGURA 4.5

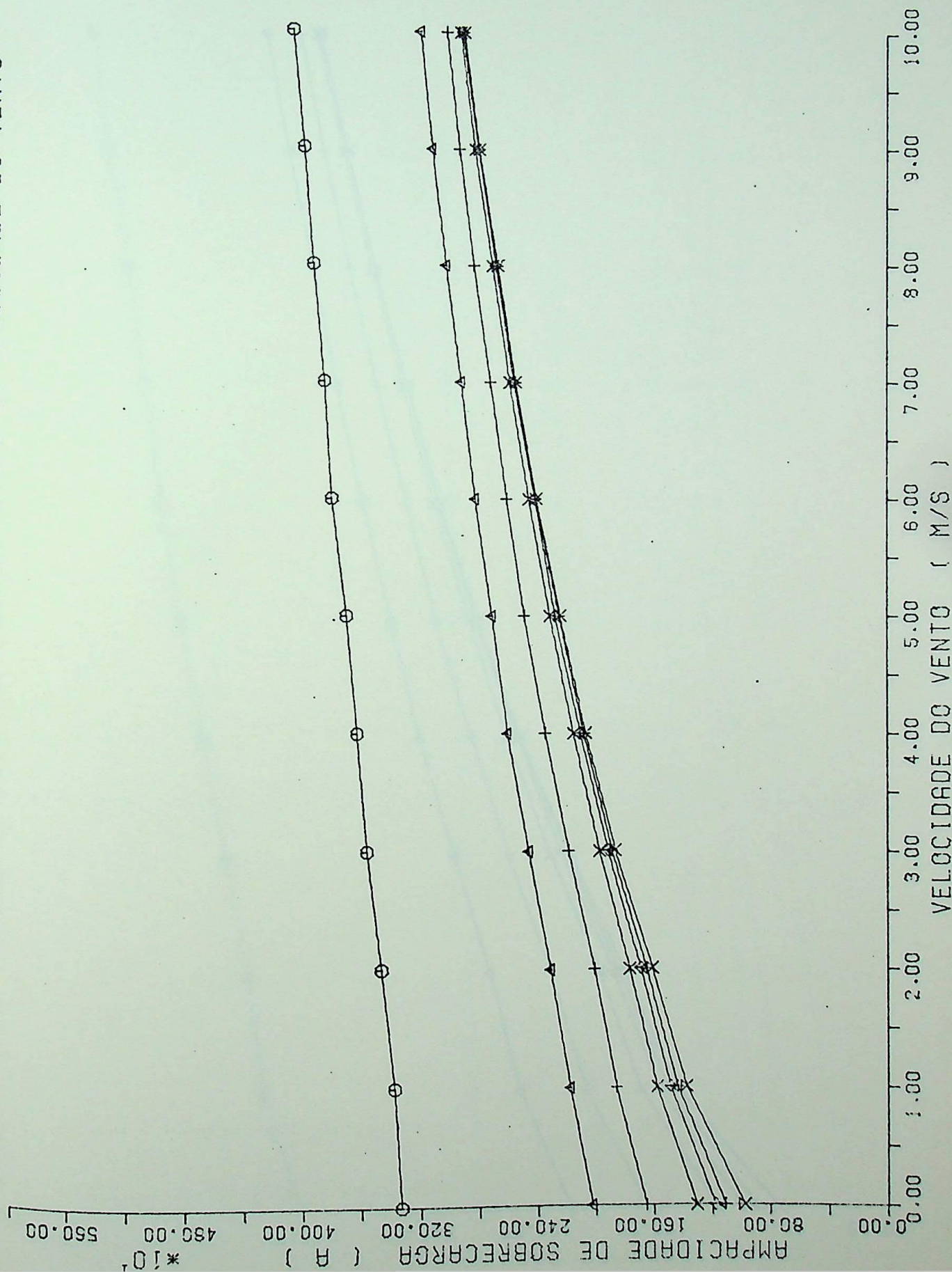
AMPACIDADE DE SOBRECARGA DO CABO CURLEW EM FUNCAO DA VELOCIDADE DO VENTO



LEGENDA

- P/TEMPO SOBREC. = 1 MI
- △ P/TEMPO SOBREC. = 3 MI
- + P/TEMPO SOBREC. = 5 MI
- X P/TEMPO SOBREC. = 10 MI
- ◇ P/TEMPO SOBREC. = 15 MI
- 4 P/TEMPO SOBREC. = 20 MI
- X AMP. DE REGIME A 120 °C

FIGURA 4.6
AMPACIDADE DE SOBRECARGA DO CABO RAIL EM FUNCAO DA VELOCIDADE DO VENTO

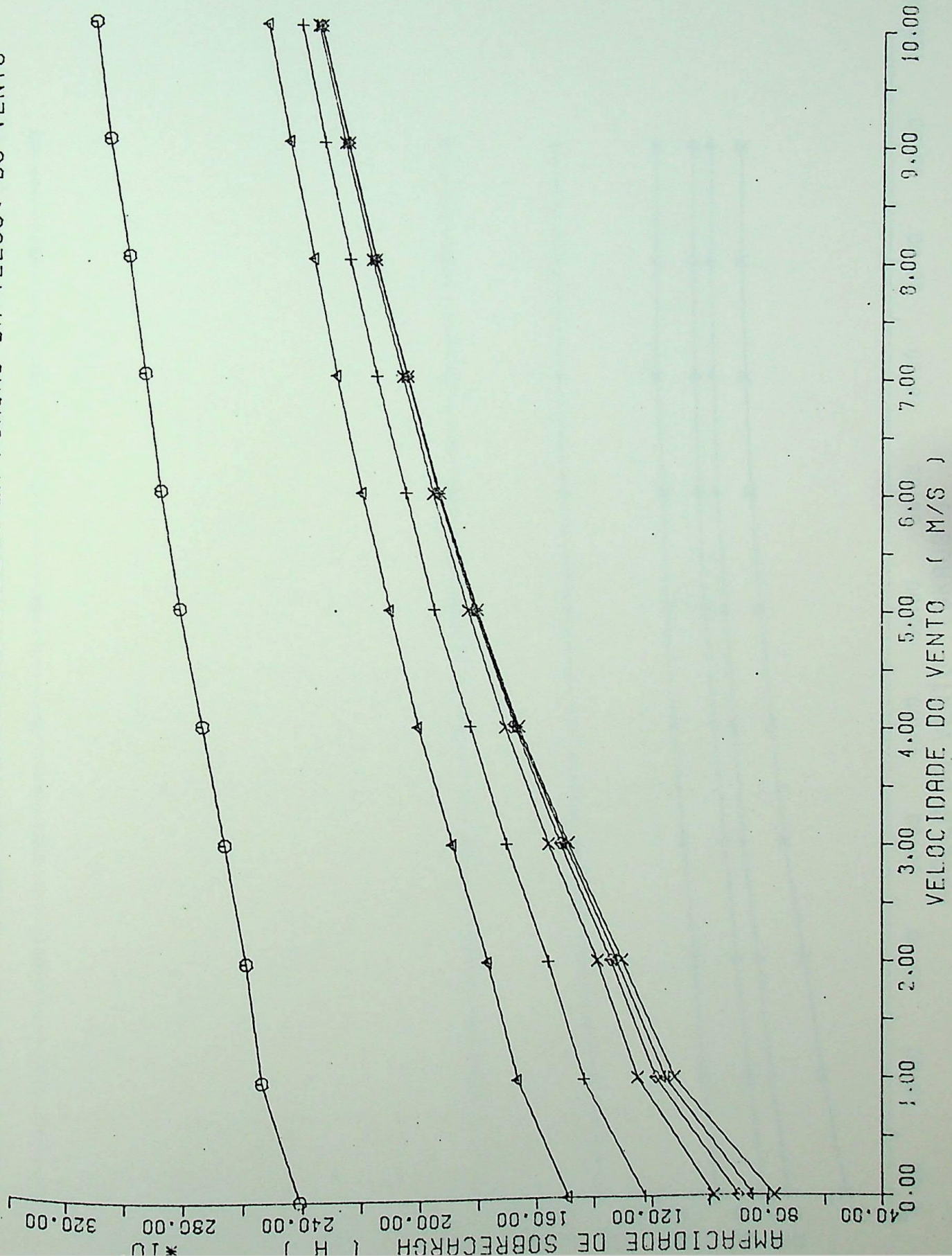


LEGENDA

- P/TEMPO SOBREC. = 1 MI
- △ P/TEMPO SOBREC. = 3 MI
- + P/TEMPO SOBREC. = 5 MI
- X P/TEMPO SOBREC. = 10 MI
- ◇ P/TEMPO SOBREC. = 15 MIN
- ⋈ P/TEMPO SOBREC. = 20 MIN
- ⋈ AMP. DE REGIME A 120 °C

FIGURA 4.7

AMPACIDADE DE SOBRECARGA DO CABO GROBEAK EM FUNCAO DA VELOC. DO VENTO

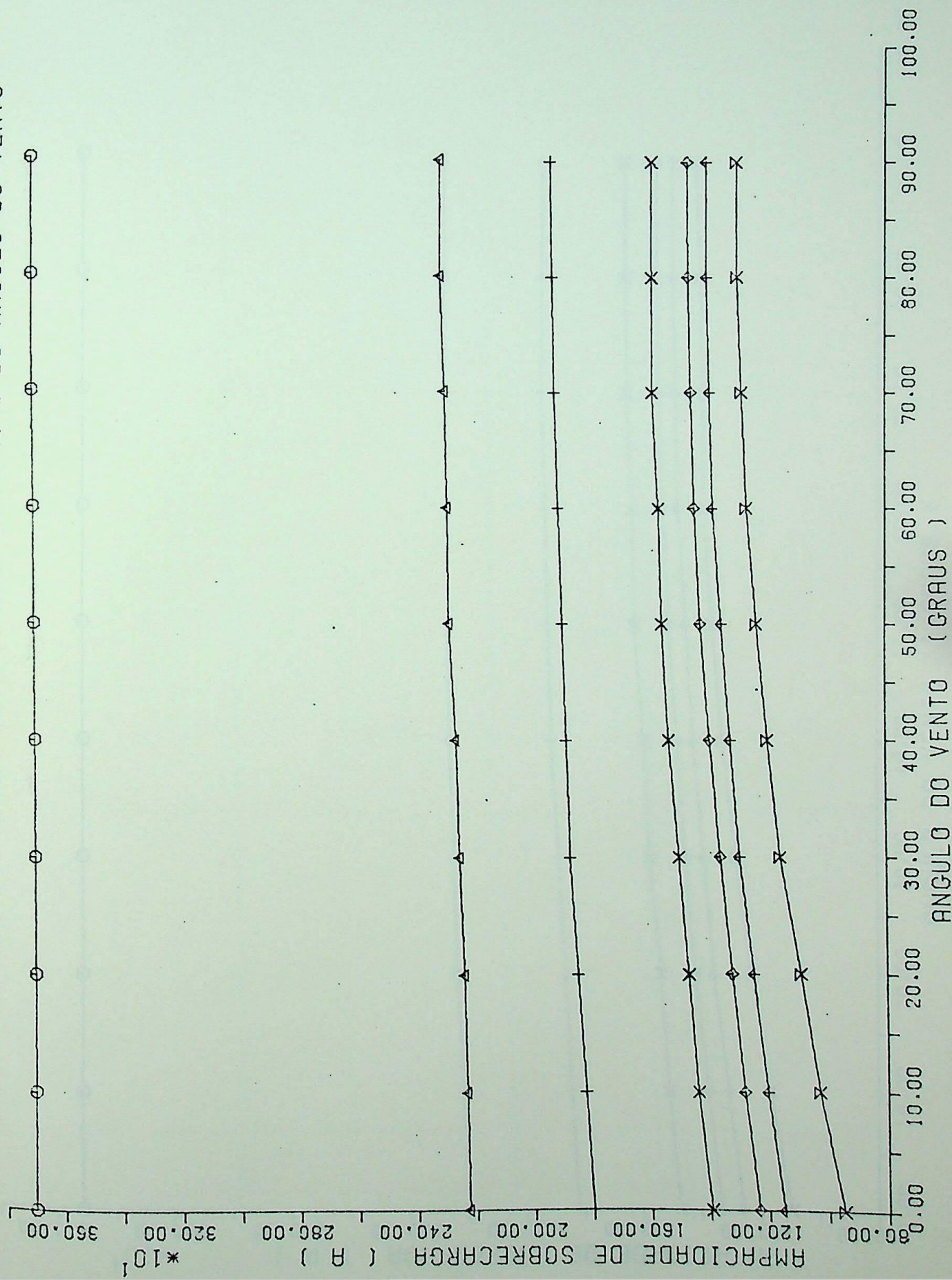


LEGENDA

- P/TEMPO SOBREC. = 1 MIN
- △ P/TEMPO SOBREC. = 3 MIN
- + P/TEMPO SOBREC. = 5 MIN
- X P/TEMPO SOBREC. = 10 MIN
- ◇ P/TEMPO SOBREC. = 15 MIN
- 4 P/TEMPO SOBREC. = 20 MIN
- X AMP. DE REGIME A 120 °C

FIGURA 4.8

AMPACIDADE DE SOBRECARGA DO CABO CURLEW EM FUNCAO DO ANGULO DO VENTO



LEGENDA

- P/TEMPO SOBREC. = 1 M
- △ P/TEMPO SOBREC. = 3 M
- + P/TEMPO SOBREC. = 5 M
- × P/TEMPO SOBREC. = 10 MI
- ◊ P/TEMPO SOBREC. = 15 MI
- ♠ P/TEMPO SOBREC. = 20 MI
- × AMP. DE REGIME A 120 °C

FIGURA 4.9

AMPACIDADE DE SOBRECARGA DO CABO RAIL EM FUNCAO DO ANGULO DO VENTO

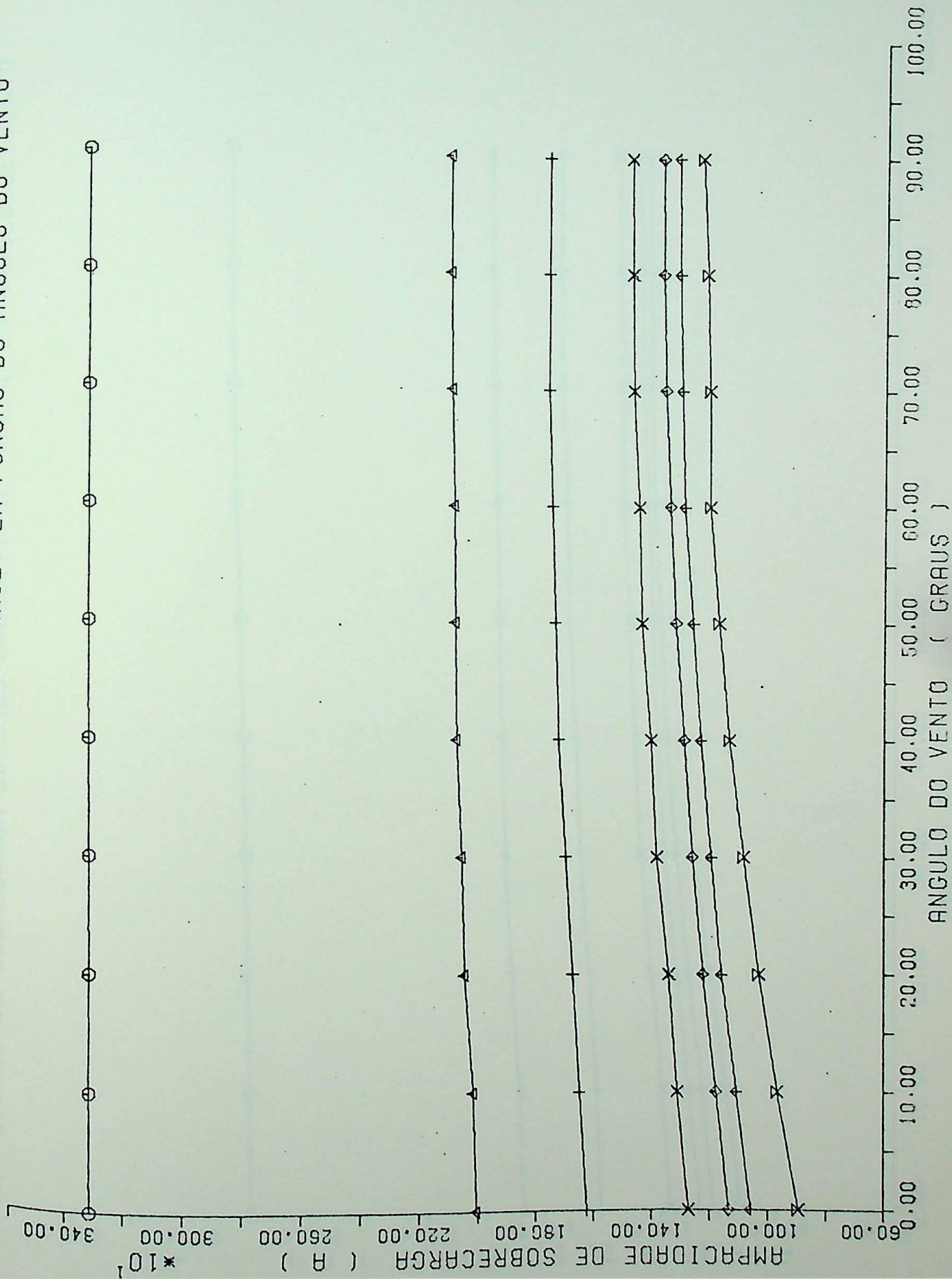


FIGURA 4.10
AMPACIDADE DE SOBRECARGA DO CABO GROSBRAK EM FUNCAO DO ANGULO DE VENTO

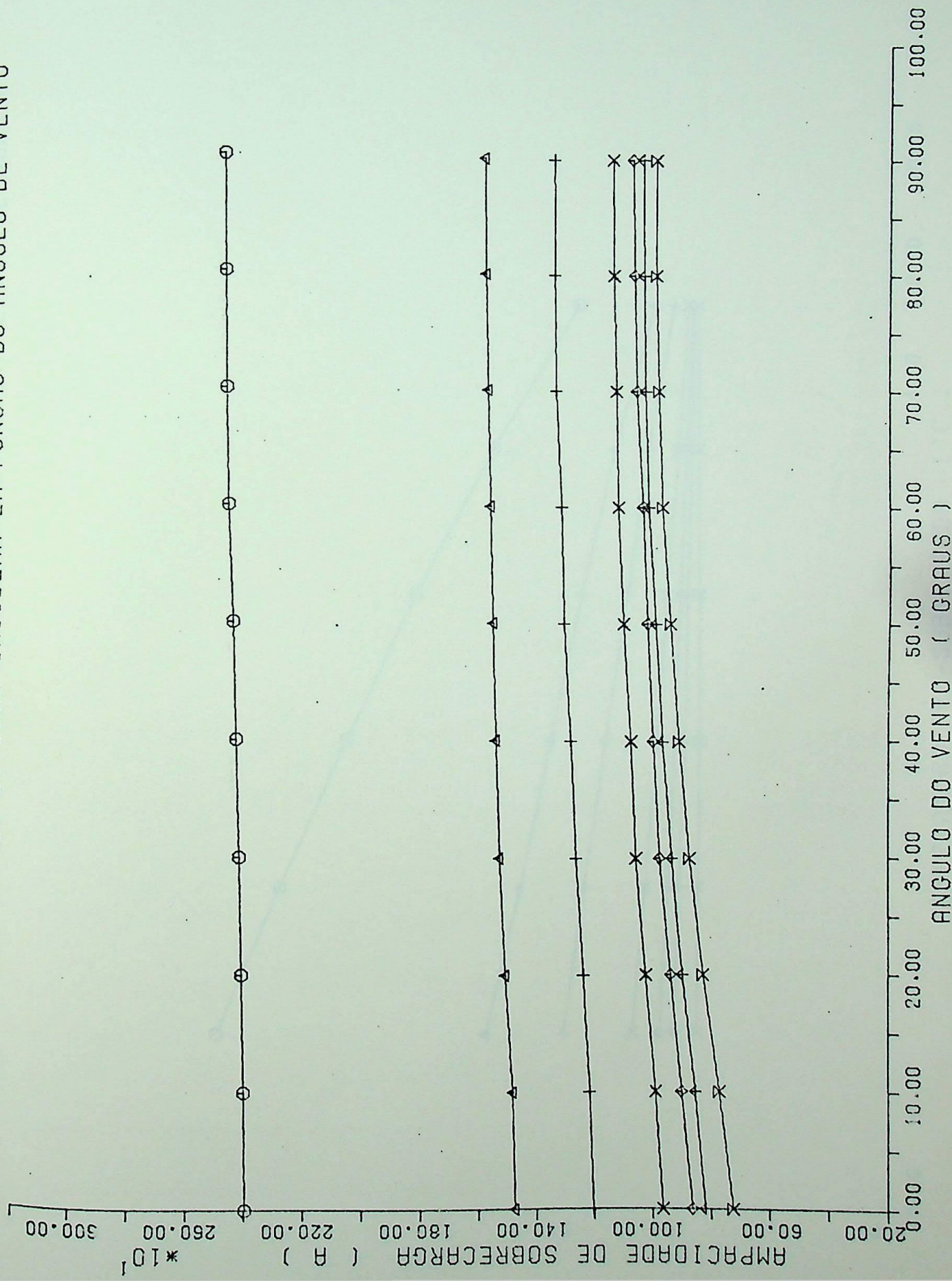
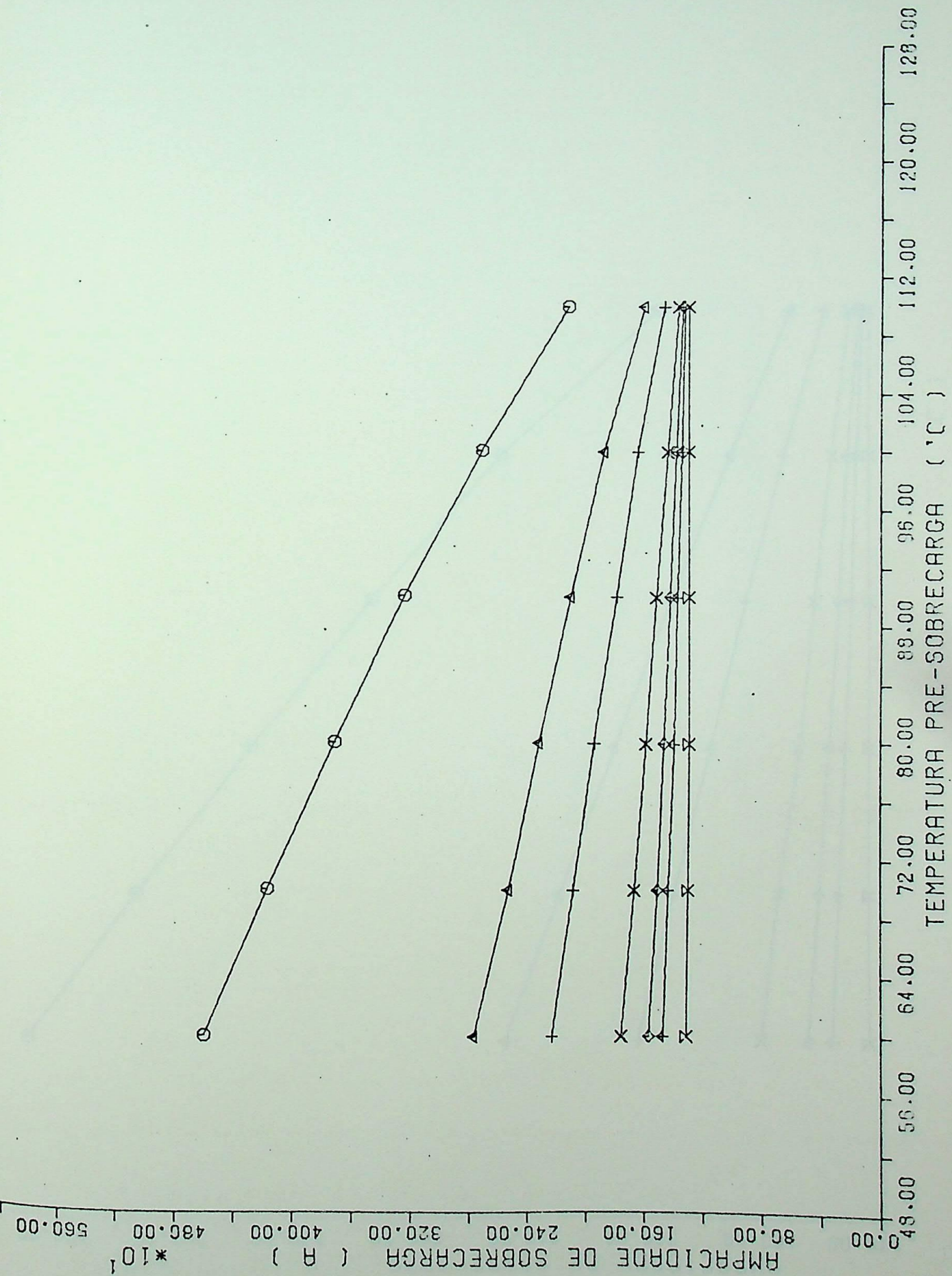


FIGURA 4.11
 AMPACIDADE DE SOBRECARGA DO CABO CULEW EM FUNCAO DA TEMP. PRE-SOBREC.

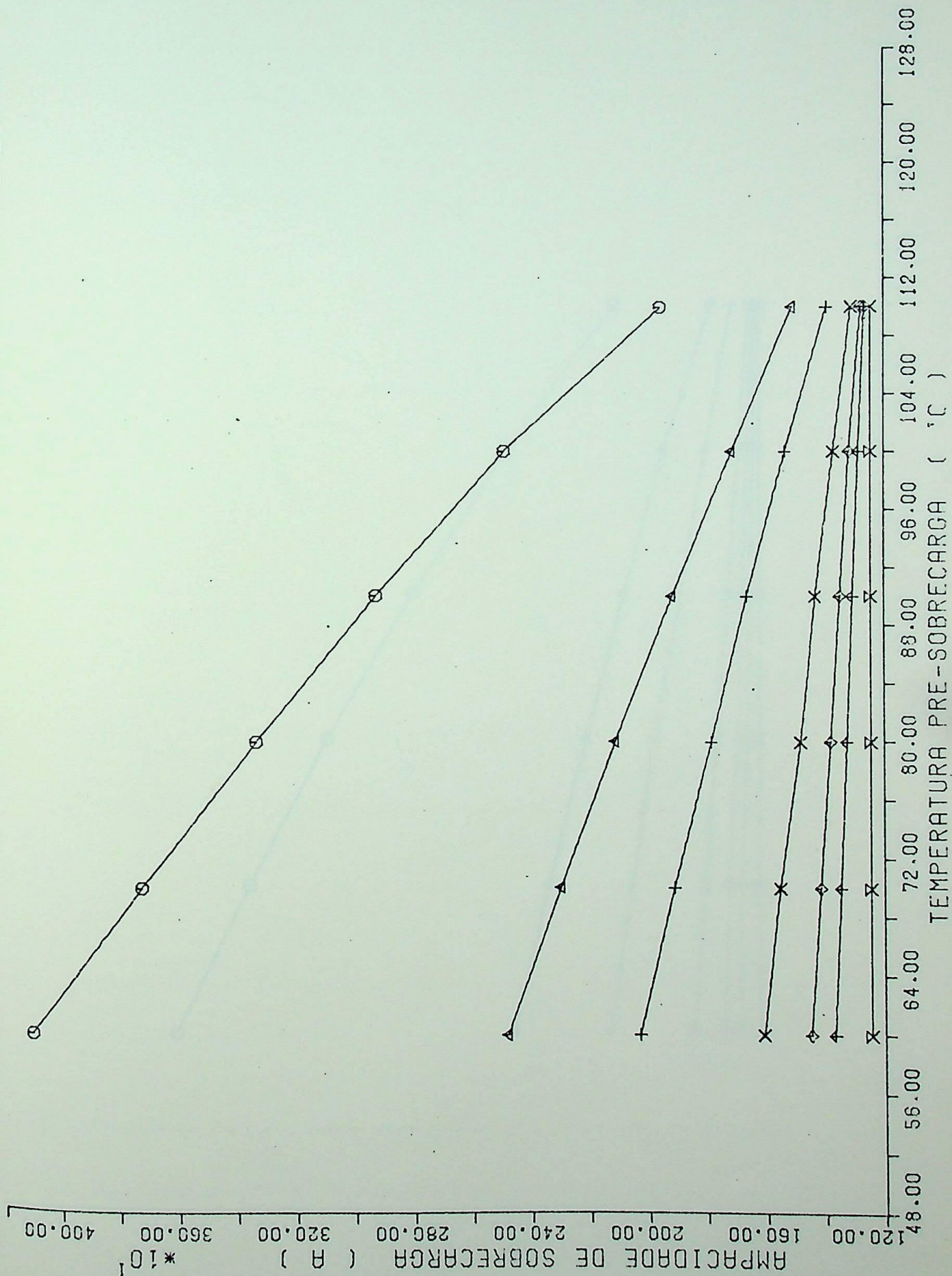


LEGENDA

- P/TEMPO SOBREC. = 1 M
- △ P/TEMPO SOBREC. = 3 M
- + P/TEMPO SOBREC. = 5 M
- × P/TEMPO SOBREC. = 10 M
- ◇ P/TEMPO SOBREC. = 15 M
- * P/TEMPO SOBREC. = 20 M
- × AMP. DE REGIME A 120

FIGURA 4.12

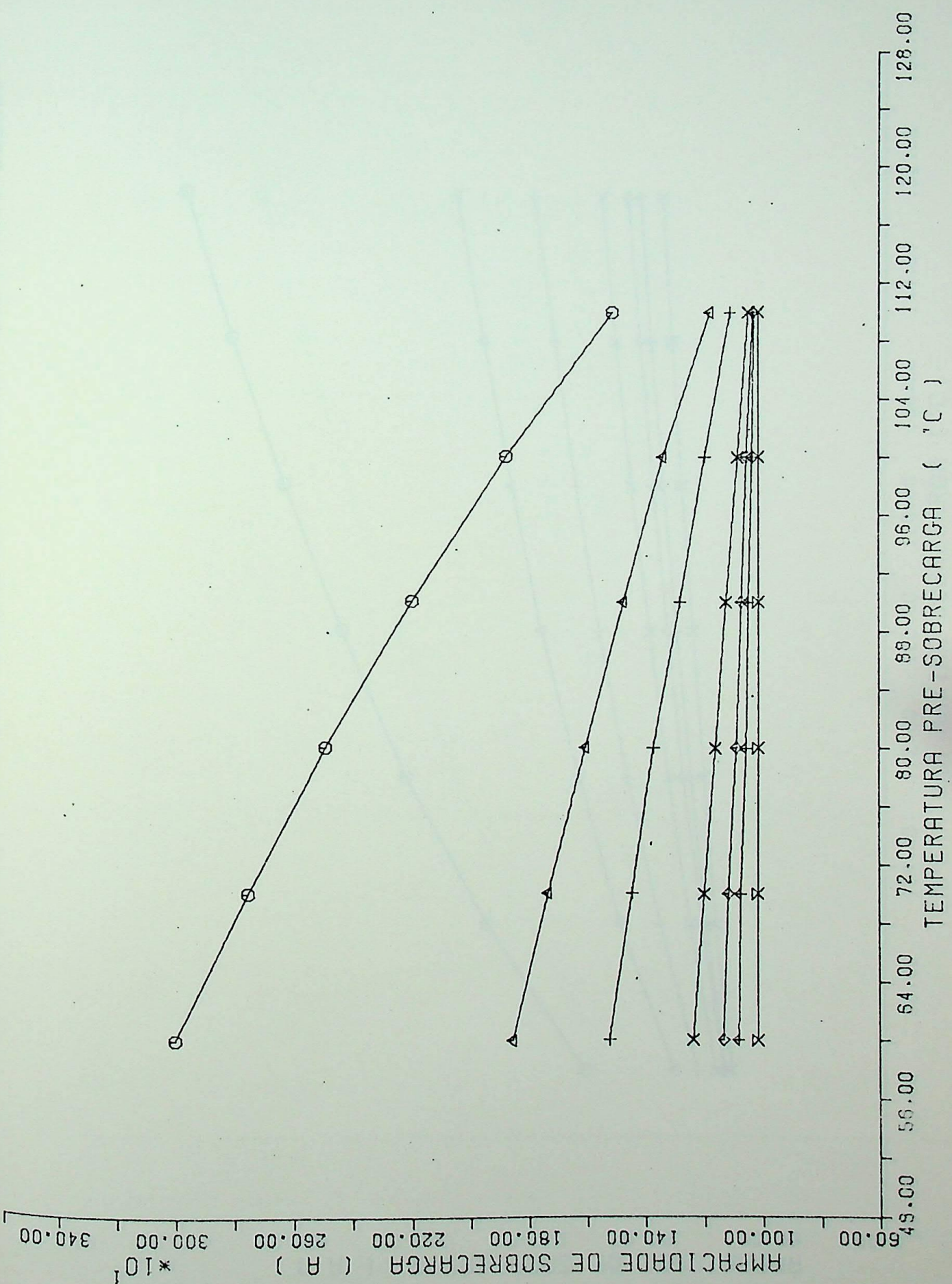
AMPACIDADE DE SOBRECARGA DO CABO RAIL EM FUNCAO DA TEMP. PRE-SOBREC.



LEGENDA

- P/TEMPO SOBREC. = 1 M
- Δ P/TEMPO SOBREC. = 3 M
- + P/TEMPO SOBREC. = 5 M
- X P/TEMPO SOBREC. = 10 M
- ◊ P/TEMPO SOBREC. = 15 M
- * P/TEMPO SOBREC. = 20 M
- X AMP. DE REGIME A 120 °C

FIGURA 4.13
AMPACIDADE DE SOBRECARGA DO CABO GROSBREAK EM FUNCAO DA TEMP. PRE-SOBREC.

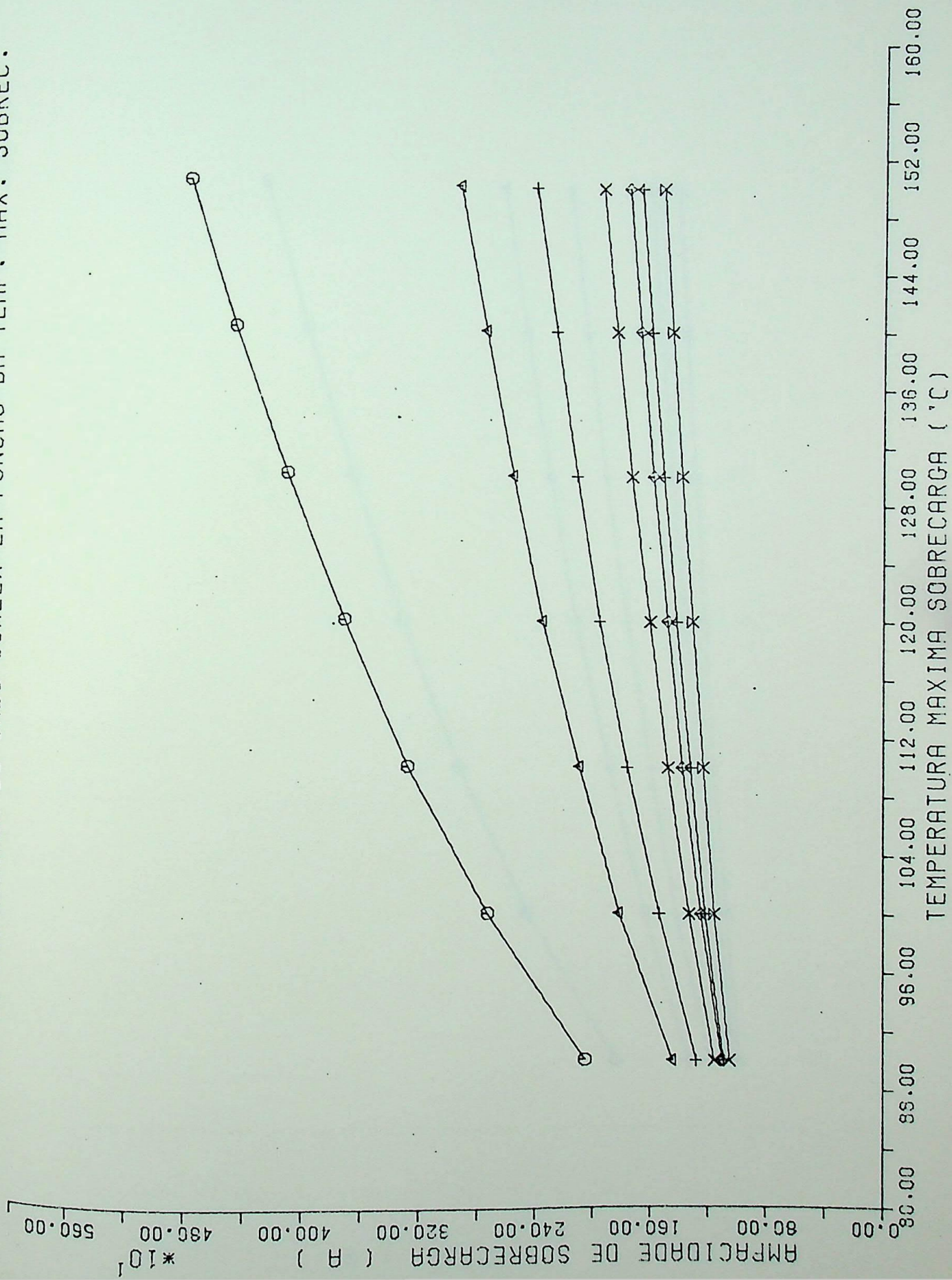


LEGENDA

- P/TEMPO SOBREC. = 1
- △ P/TEMPO SOBREC. = 3
- + P/TEMPO SOBREC. = 5
- × P/TEMPO SOBREC. = 10
- ◇ P/TEMPO SOBREC. = 15
- ◊ P/TEMPO SOBREC. = 20
- × AMP. DE REGIME A 120

FIGURA 4.14

AMPACIDADE DE SOBRECARGA DO CABO CURLEW EM FUNCAO DA TEMP. MAX. SOBREC.

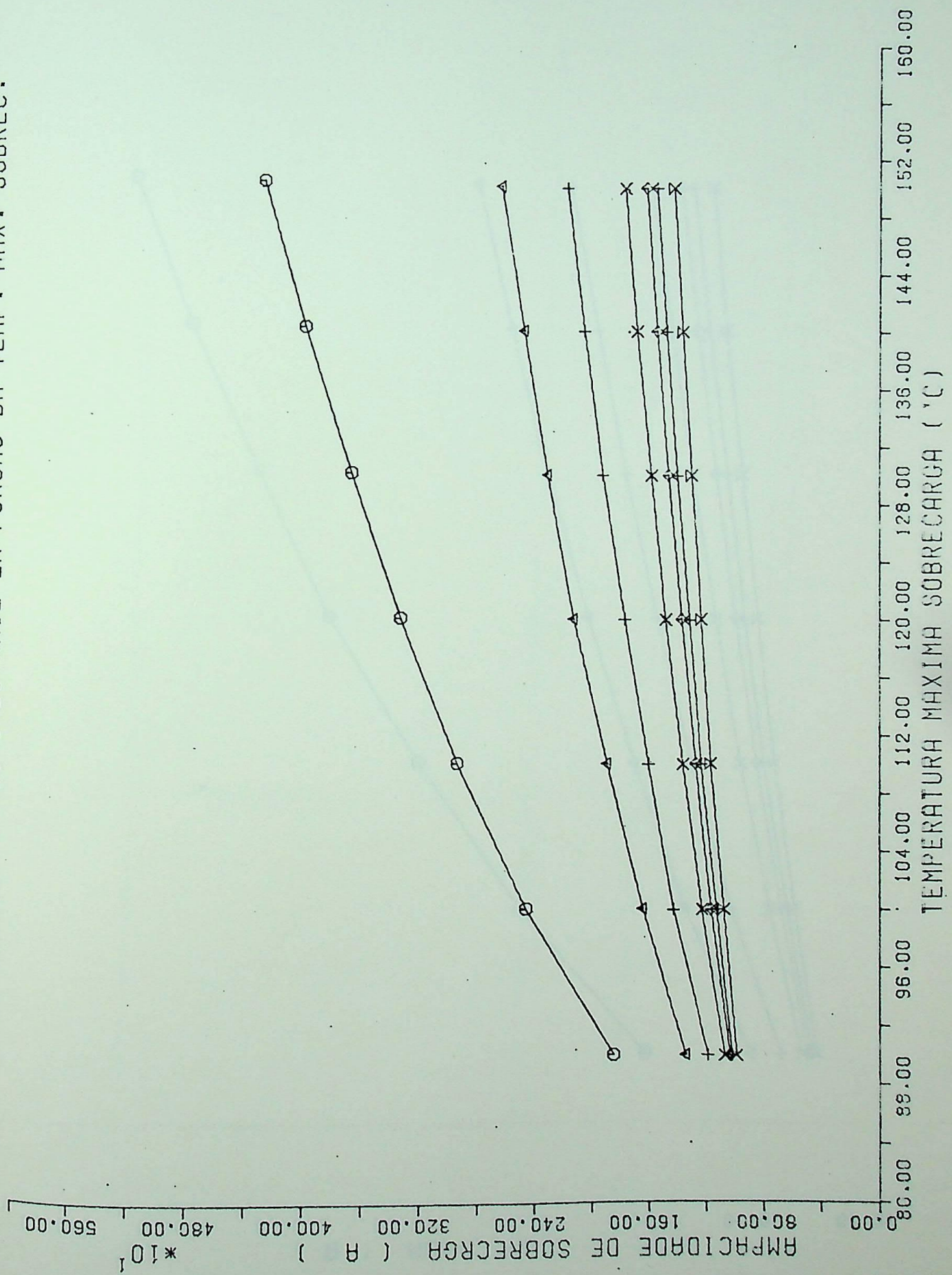


LEGENDA

- P/TEMPO SOBREC. = 1 M
- Δ P/TEMPO SOBREC. = 3 M
- + P/TEMPO SOBREC. = 5 M
- X P/TEMPO SOBREC. = 10 M
- ◇ P/TEMPO SOBREC. = 15 M
- ↑ P/TEMPO SOBREC. = 20 M
- X AMP. EM REG. PERMANENTE

FIGURA 4.15

AMPACIDADE DE SOBRECARGA DO CABO RAIL EM FUNCAO DA TEMP. MAX. SOBREC.



LEGENDA

- P/TEMPO SOBREC. = 1 M
- △ P/TEMPO SOBREC. = 3 M
- + P/TEMPO SOBREC. = 5 M
- x P/TEMPO SOBREC. = 10 M
- ◊ P/TEMPO SOBREC. = 15 M
- ⋈ P/TEMPO SOBREC. = 20 M
- x AMP. EM REG. PERMANENTE

FIGURA 4.16
 AMPACIDADE DE SOBREC. DO CABO GROSBEEK EM FUNCAO DA TEMP. MAX. SOBREC.

LEGENDA

- P/TEMPO SOBREC. = 1 M
- △ P/TEMPO SOBREC. = 3 M
- + P/TEMPO SOBREC. = 5 M
- x P/TEMPO SOBREC. = 10 M
- ◇ P/TEMPO SOBREC. = 15 MI
- 4 P/TEMPO SOBREC. = 20 MI
- x AMP. EM REG. PERMANENTE

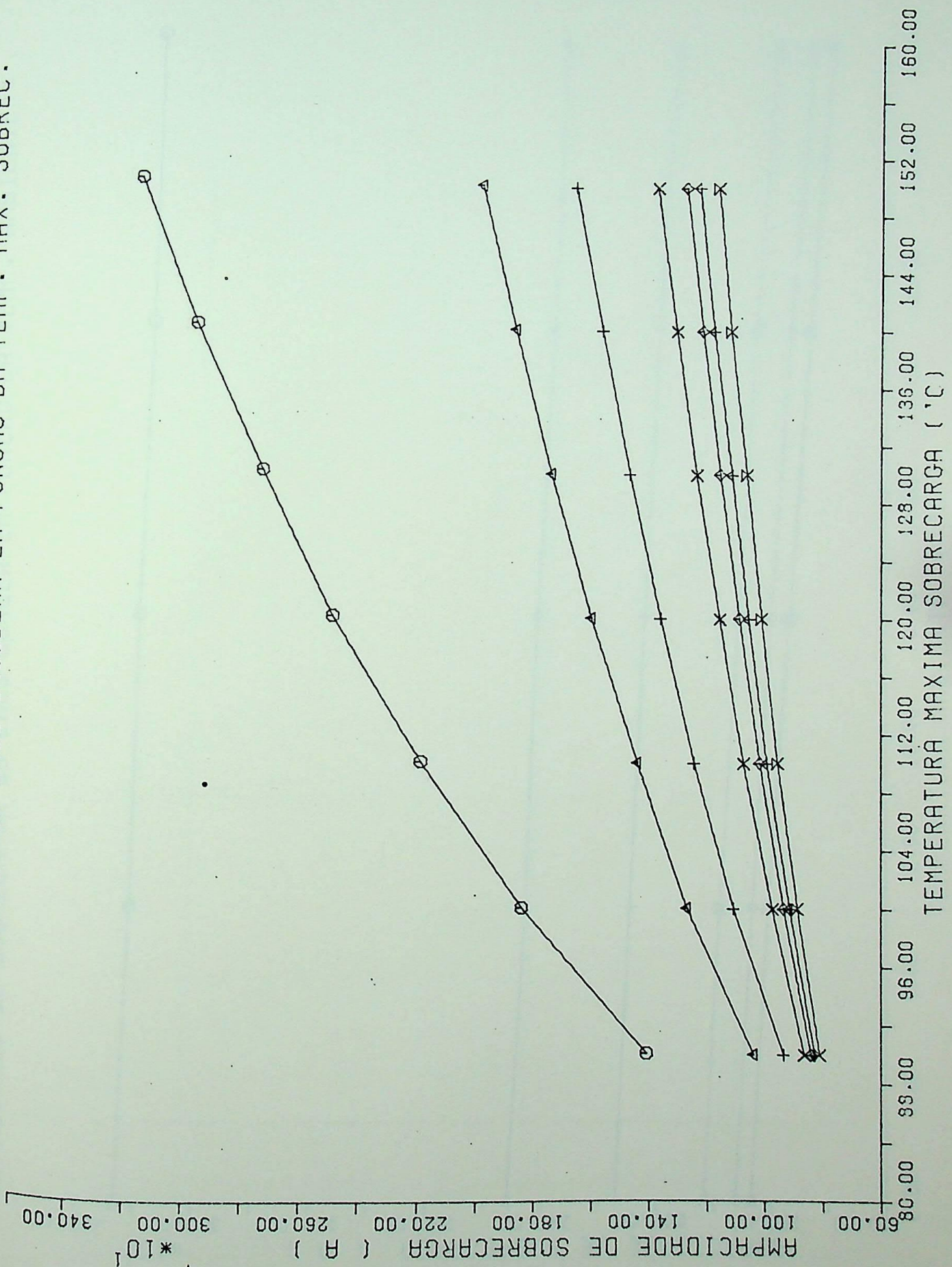
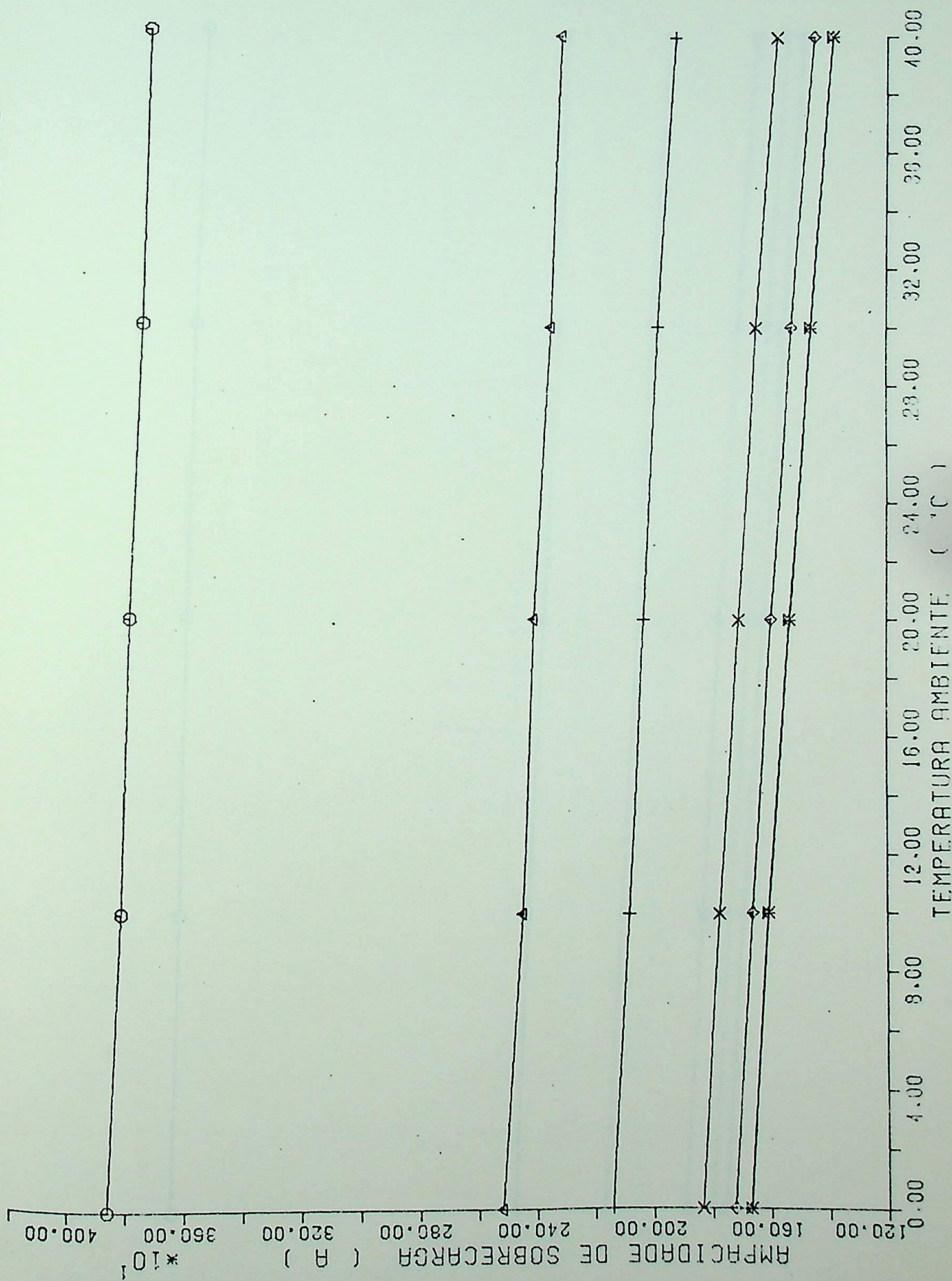


FIGURA 4.17
 AMPACIDADE DE SOBRECARGA DO CABO CURLEW EM FUNCAO DA TEMP. AMBIENTE



LEGENDA

- P/TEMPO SOBREC. = 1
- △ P/TEMPO SOBREC. = 3
- + P/TEMPO SOBREC. = 5
- X P/TEMPO SOBREC. = 10
- ◇ P/TEMPO SOBREC. = 15
- * P/TEMPO SOBREC. = 20
- X AMP. DE REGIME A 120

FIGURA 4.18

AMPACIDADE DE SOBRECARGA DO CABO RAIL EM FUNCAO DA TEMPERATURA AMBIENTE

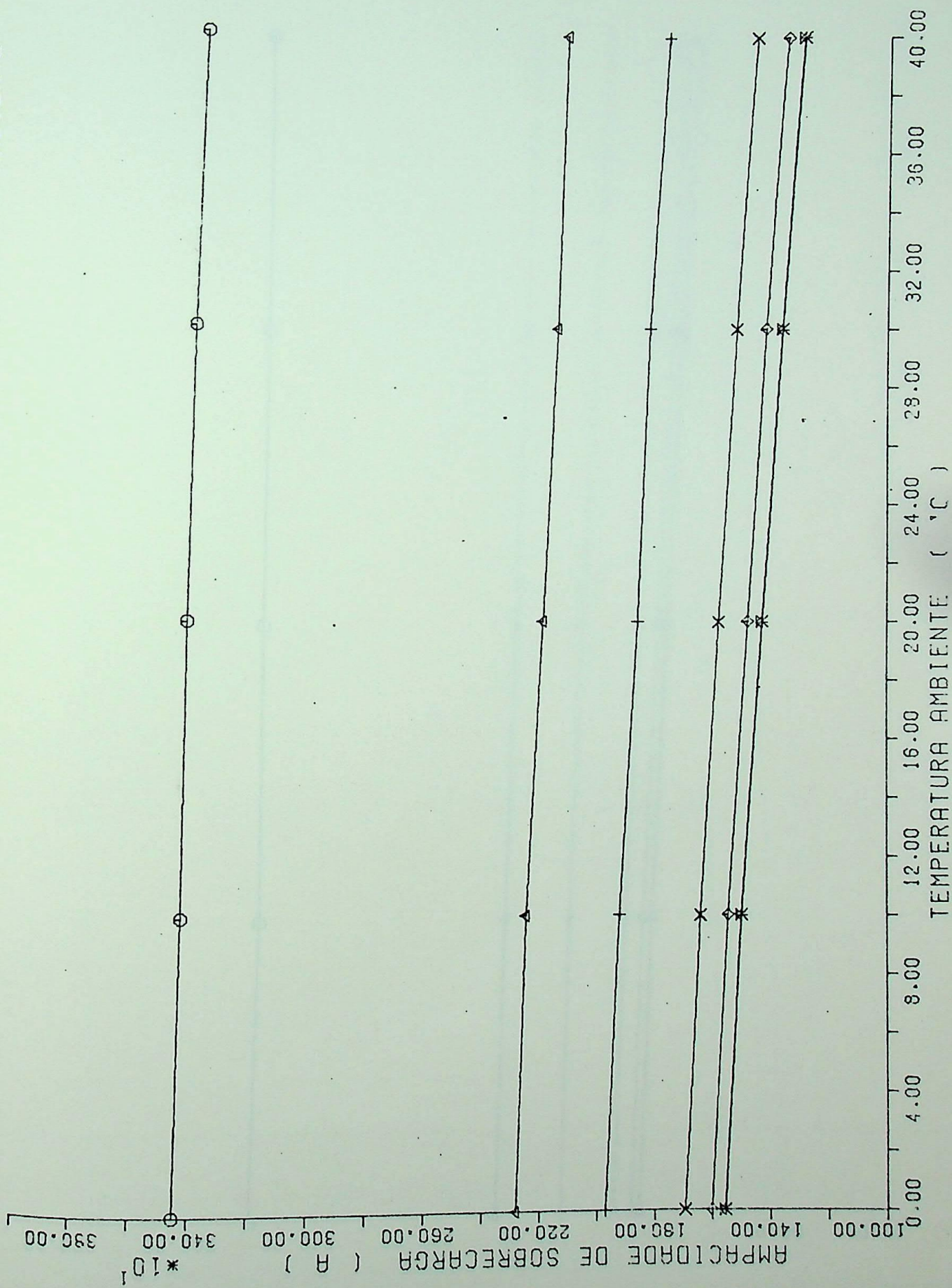
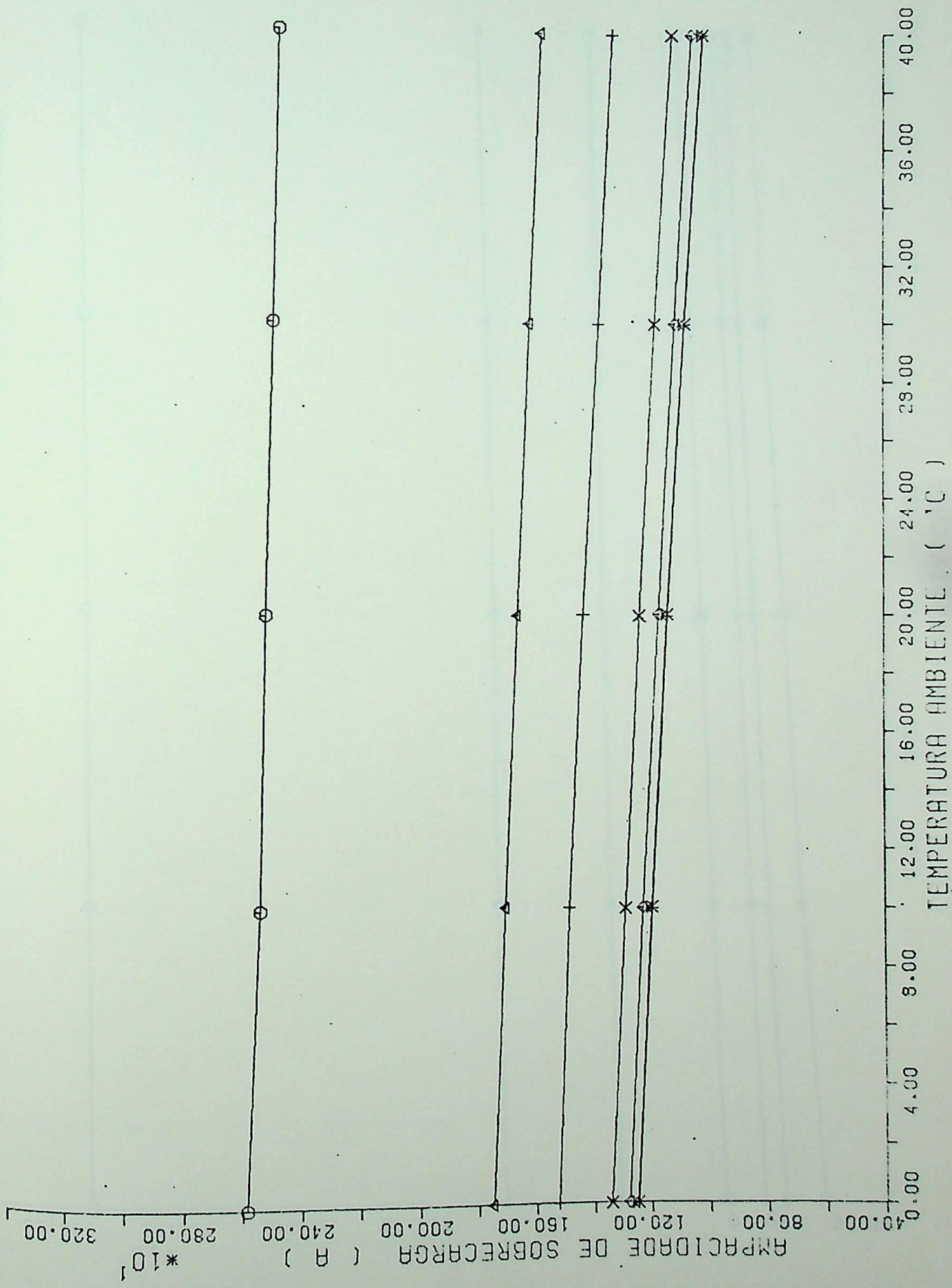


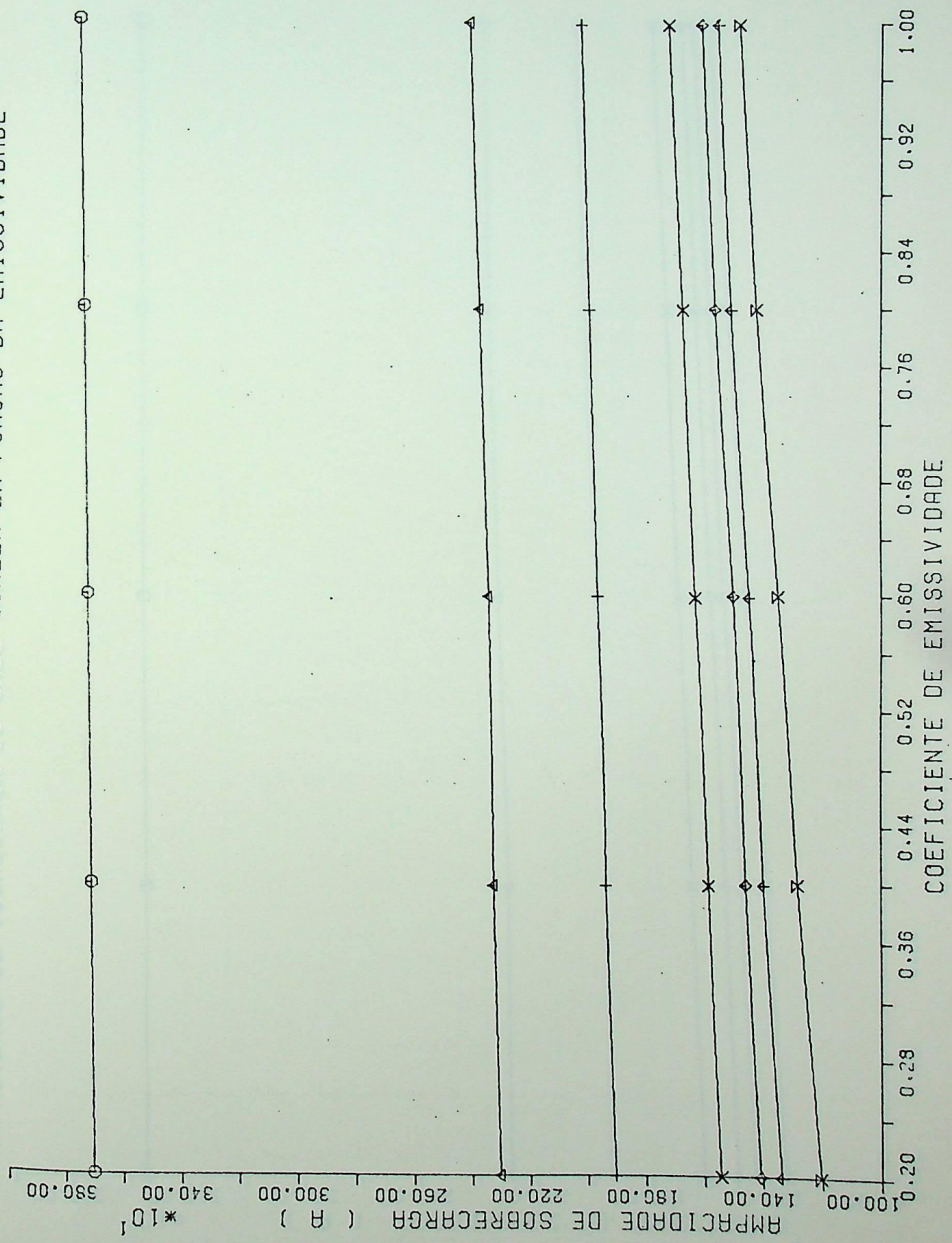
FIGURA 4.19
 AMPACIDADE DE SOBRECARGA DO CABO GROBEAK EM FUNCAO DA TEMP. AMBIENTE



LEGENDA

- P/TEMPO SOBREC. = 1 M
- △ P/TEMPO SOBREC. = 3 M
- + P/TEMPO SOBREC. = 5 M
- X P/TEMPO SOBREC. = 10 M
- ◇ P/TEMPO SOBREC. = 15 M
- ⬆ P/TEMPO SOBREC. = 20 M
- X AMP. DE REGIME A 120 °C

FIGURA 4.20
 AMPACIDADE DE SOBRECARGA DO CABO CURLEW EM FUNCAO DA EMISSIVIDADE



LEGENDA

- P/TEMPO SOBREC. = 1 MI
- △ P/TEMPO SOBREC. = 3 MI
- + P/TEMPO SOBREC. = 5 MI
- × P/TEMPO SOBREC. = 10 MI
- ◇ P/TEMPO SOBREC. = 15 MI
- ⋈ P/TEMPO SOBREC. = 20 MI
- × AMP. DE REGIME A 120 °C

FIGURA 4.21
AMPACIDADE DE SOBRECARGA DO CABO RAIL EM FUNCAO DA EMISSIVIDADE

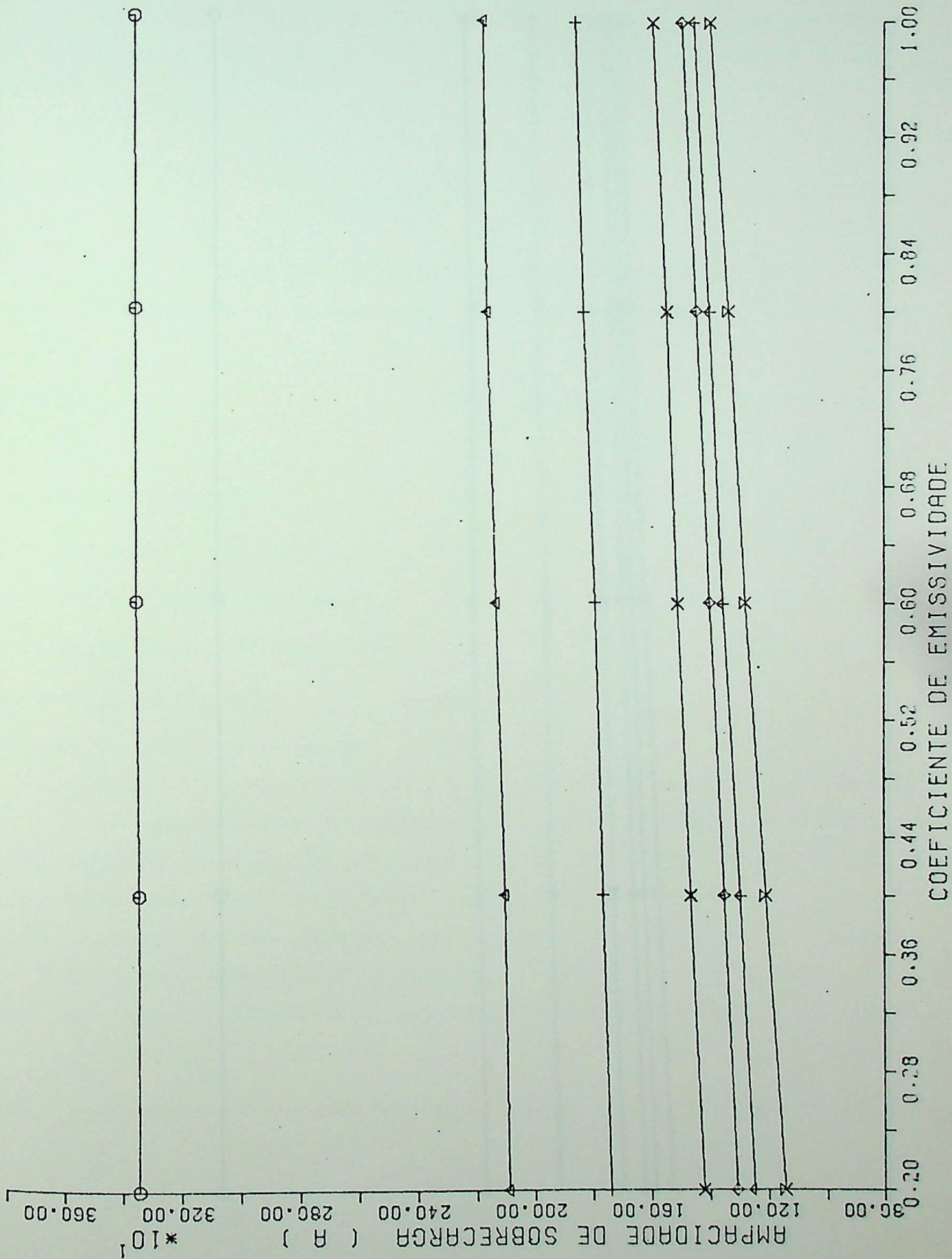
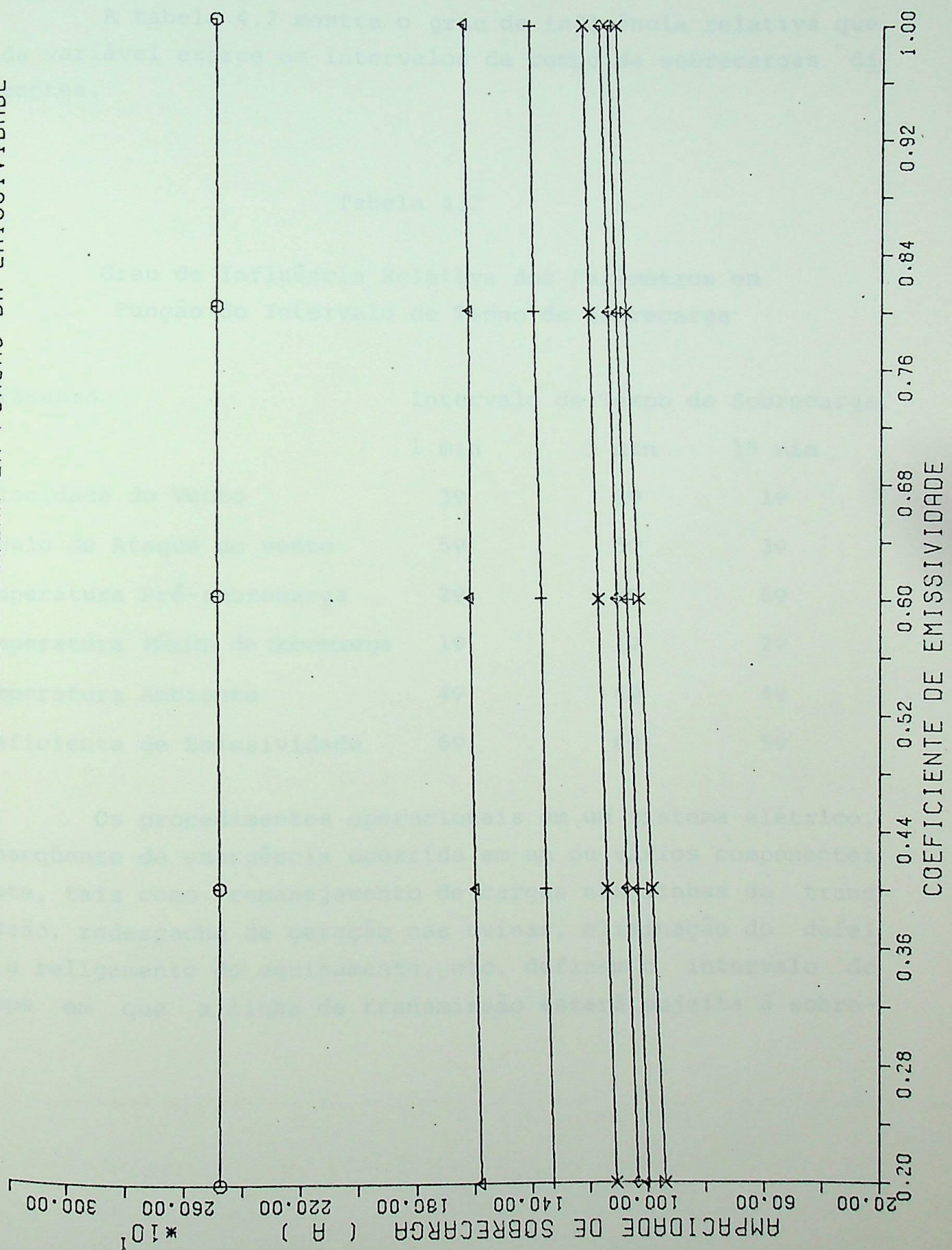


FIGURA 4.22

AMPACIDADE DE SOBRECARGA DO CABO GROBEAK EM FUNCAO DA EMISSIVIDADE



LEGENDA

- P/TEMPO SOBREC. = 1 MI
- Δ P/TEMPO SOBREC. = 3 MI
- + P/TEMPO SOBREC. = 5 MI
- X P/TEMPO SOBREC. = 10 MI
- ◊ P/TEMPO SOBREC. = 15 MI
- ✕ P/TEMPO SOBREC. = 20 MI
- X AMP. DE REGIME A 120 °C

Observa-se na tabela 4.1 que a influência que o parâmetro exerce na ampacidade permitida em sobrecarga depende do intervalo de tempo em que esta ocorre. As temperaturas diretamente relacionadas ao condutor de pré-sobrecarga e a máxima admissível de sobrecarga diminuem de importância para intervalos de tempo maiores, enquanto que os parâmetros restantes, exercem maior influência para sobrecargas com duração mais prolongada.

A tabela 4.2 mostra o grau de influência relativa que cada variável exerce em intervalos de tempo de sobrecargas diferentes.

Tabela 4.2

Grau de Influência Relativa dos Parâmetros em
Função do Intervalo de Tempo de Sobrecarga

Parâmetro	Intervalo de Tempo de Sobrecarga		
	1 min	5 min	15 min
Velocidade do Vento	3%	1%	1%
Ângulo de Ataque do vento	5%	5%	3%
Temperatura Pré-sobrecarga	2%	3%	6%
Temperatura Máxima de Sobrecarga	1%	1%	2%
Temperatura Ambiente	4%	4%	4%
Coeficiente de Emissividade	6%	6%	5%

Os procedimentos operacionais em um sistema elétrico, conseqüente de emergência ocorrida em um ou vários componentes deste, tais como remanejamento de cargas nas linhas de transmissão, redespacho de geração nas usinas, eliminação do defeito e religamento do equipamento, etc. definem o intervalo de tempo em que a linha de transmissão estará sujeita à sobre-

carga de corrente. Em estudos de planejamento do sistema um intervalo de tempo usualmente adotado /49/, /66/ para esta condição transitória é o de 15 min., embora este intervalo de tempo possa ser reduzido para 5 min., /154/ dependendo das características do sistema especificamente analisado. Nestas condições, a velocidade do vento e a temperatura máxima admissível de sobrecarga do condutor são os parâmetros que exercem maior influência na ampacidade do mesmo.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES GERAIS

Neste trabalho, foi estabelecido um modelo matemático de simulação dos diversos tipos de energia que influem na troca de calor de um condutor aéreo de uma linha de transmissão com o meio ambiente, para as condições de regime permanente e transitório de corrente.

No desenvolvimento das equações que permitem obter o balanço de energia calorífera de um condutor ao ar livre, observou-se na bibliografia consultada uma diversidade apreciável de tratamento dos parâmetros, sendo raríssimos os trabalhos em que os autores dispensaram igual atenção para as diversas variáveis envolvidas, /52/ e /117/. Baseado nestes artigos, e com o auxílio de diversas outras referências específicas sobre cada assunto, foi possível ampliar o entendimento dos diversos mecanismos de troca de calor realizados entre o condutor e o meio ambiente, tornando o modelo eficiente e rápido.

As contribuições que este trabalho permitiu realizar relativamente ao aperfeiçoamento do estudo de potências envolvidas no processo, podem ser analisadas separadamente:

- Potência Joule - além de se verificar a pequena influência que os efeitos pelicular e de proximidade exercem na resistência alternada à frequência de 60 Hz em cabos CAA, foi analisada a influência do campo magnético em condutores com até 5 camadas, permitindo obter a resistência elétrica do cabo em função da corrente elétrica alternada.
- Potência devido à radiação solar - a influência do Sol no aquecimento do condutor, pode ser efetuada precisamente a

partir de dados básicos como dia, mês, horário, latitude e longitude do local, utilizando-se para isso relações da Astronomia e do conhecimento da atmosfera terrestre na elaboração de um modelo completo e até então inexistente nesta área de atuação.

- Potência devido à ionização - foi elaborado um modelo abrangendo a influência das perdas por efeito corona para tempo bom e tempo chuvoso; entretanto, a sua utilização somente deve ser feita em base probabilística, devido às suas características próprias. Deve ser notado, que somente uma pequena parcela das perdas por efeito corona se transforma em energia calorífera.
- Potência devido à convecção - devido à sua elevada importância no processo, foram detidamente analisados todos os parâmetros envolvidos, tais como a turbulência do vento, o seu ângulo de ataque, a convecção mista, o feixe de sub-condutores por fase, o número de Nusselt para cabos CAA, etc. , permitindo englobar estes efeitos nas equações desenvolvidas.
- Potência devido à radiação - partindo da equação básica da radiação térmica definida por Stefan-Boltzmann desenvolveu - se a equação geral de troca de calor por radiação. Esta é dependente, entre outras variáveis, da temperatura do céu e do solo cuja soma é adotada conservativamente em todos os trabalhos, como sendo igual à temperatura ambiente. Esta simplificação, gera a impossibilidade de se obter com precisão as perdas por radiação à noite, visto que a diferença entre a temperatura ambiente e a soma das temperaturas do céu e do solo se acentua neste período.
- Potência devido à evaporação - embora o efeito da evaporação d'água na superfície do condutor tenha influência significativa na troca de calor deste com o meio ambiente, a sua avaliação deve ser feita somente probabilisticamente, por ser a chuva, um parâmetro de caráter extremamente aleatório.

Desenvolvido o modelo até o nível de detalhamento desejado, foram processados inúmeros casos e, sempre que possível, confrontados com os resultados obtidos nas referências disponíveis, permitindo comprovar a sua precisão e versatilidade face a qualquer variação de um parâmetro específico, o que nem sempre o modelo confrontado permite ou considera.

A análise de sensibilidades dos parâmetros sobre a ampacidade do condutor em regime permanente e em regime transitório, foi efetuada nos capítulos 3 e 4, sendo seus resultados discutidos nos respectivos capítulos. O objetivo desta análise, é o de fornecer uma avaliação precisa da importância relativa que cada parâmetro exerce na equação geral de transferência de calor, prestando subsídios para a definição de:

- um modelo ambiental que contenha os dados relevantes para a determinação do carregamento elétrico de LT's.
- novos critérios relativos ao planejamento, projeto e operação de LT's permitindo elevar o seu carregamento elétrico sem prejuízo de sua segurança.

Outra característica observada, é que o modelo determinístico elaborado para a definição da ampacidade do condutor, resulta usualmente em valores conservativos que podem definir para uma LT planejada, um cabo com bitola maior do que o realmente necessário. Esta realidade, não é devida às equações, que estão corretas, mas sim à adoção de valores de entrada conservativos. A norma ABNT /1/, por exemplo, determina que a temperatura máxima dos cabos condutores seja calculada utilizando-se os seguintes parâmetros:

- temperatura ambiente máxima média;
- Sol a pino,
- velocidade do vento de 2,2 km/h ou 0,61 m/s,
- corrente normal máxima.

Na condição real de operação de uma LT, estes parâmetros variam muito, porém raramente há a ocorrência simultânea das quatro variáveis nas condições acima citadas, significando

portanto que na maior parte da vida útil da LT, a temperatura dos cabos condutores não atinge a temperatura máxima permitida e que, quando esta estiver funcionando nos horários de ponta com valores próximos à corrente normal máxima, será necessária a construção de nova LT, mesmo que a existente esteja com os cabos a uma temperatura menor do que a máxima estabelecida.

A mesma norma da ABNT entretanto, não elimina a possibilidade das LT's serem projetadas com valores diferentes dos já estabelecidos, desde que se calcule a temperatura do condutor com os novos valores e se considere tal condição na determinação da respectiva flecha, para a verificação das distâncias de segurança.

É portanto, necessário dispor de um modelo matemático do fenômeno, aliado a um conjunto de dados ambientais e de carga, que simule por um adequado modelo probabilístico o comportamento horário das variáveis envolvidas. Infelizmente, esses dados são de difícil obtenção integral para uma determinada região, o que poderia auxiliar no levantamento de algumas correlações, tais como intensidade de radiação solar com a temperatura ambiente, ou então, a temperatura ambiente e o carregamento elétrico da LT.

O trabalho aqui desenvolvido, face aos já existentes, tem plenas condições de ser utilizado em tempo real para a avaliação da temperatura dos condutores de LT's e, servir de base para que futuramente seja implementado com bases probabilísticas, tornando-se uma ferramenta importante no planejamento de sistemas de transmissão de energia elétrica. Para tanto, é importante a realização das seguintes tarefas:

- A análise estatística dos dados meteorológicos, principalmente a velocidade e direção do vento, a temperatura ambiente, a radiação solar, e o índice pluviométrico, considerando as eventuais correlações existentes entre estes.

- A análise estatística dos desligamentos provocados por falhas de equipamentos que provoquem sobrecarga nas LT's remanescentes.

- O estudo detalhado sobre a influência que as altas temperaturas do condutor, exercem na diminuição de sua vida útil.

- A avaliação da temperatura econômica de operação de uma LT considerando os custos de instalação e os de perda de energia, e a sua relação custo-benefício, tendo em vista a operação desta em temperaturas mais elevadas que a econômica.

- A realização de testes de campo para confronto com os valores calculados e reanálise das variáveis definidas empiricamente, como por exemplo, o coeficiente de absorção e emissividade do condutor.

- A análise de carregamentos elétrico de LT's, e verificação de eventuais correlações com os parâmetros ambientais.

APÊNDICE I

ELEMENTOS DE ASTRONOMIA DE POSIÇÃO DO SOL

I.1 Introdução

A avaliação da posição do Sol no céu pode ser esclarecida através dos seguintes assuntos /138/:

- Sistemas de coordenadas utilizados para definir a posição dos astros na esfera celeste.
- Variações, diurna e anual da posição do Sol acima do horizonte de um lugar, e sua dependência da latitude.
- Relações entre o tempo solar verdadeiro associado aos movimentos aparentes do Sol e o tempo legal pelo qual se regulam as atividades humanas.

Por razões óbvias, o desenvolvimento dado a estes assuntos, limitar-se-á ao nível considerado suficiente para satisfação dos objetivos que motivam a sua inclusão neste trabalho.

I.2 Sistemas de Coordenadas Astronômicas

Para se definir a posição dos corpos celestes e descrever os movimentos aparentes destes, convencionou-se situá-los, por projeção radial a partir do lugar de observação sobre uma superfície imaginária denominada céu ou esfera celeste, /133/.

Os corpos celestes e, especificamente o Sol, se encontra à grande distância da Terra (aproximadamente 152 milhões de quilômetros), compreende-se que o raio da esfera celeste seja tão grande quanto que se queira e, por convenção, seja

adotado o centro da Terra como centro da esfera celeste.

Sendo a esfera celeste sem dimensões definidas, a distância entre pontos nela situados e a área delimitada por contornos na sua superfície traduzem-se respectivamente por ângulos planos e ângulos sólidos, com vértice no centro da esfera.

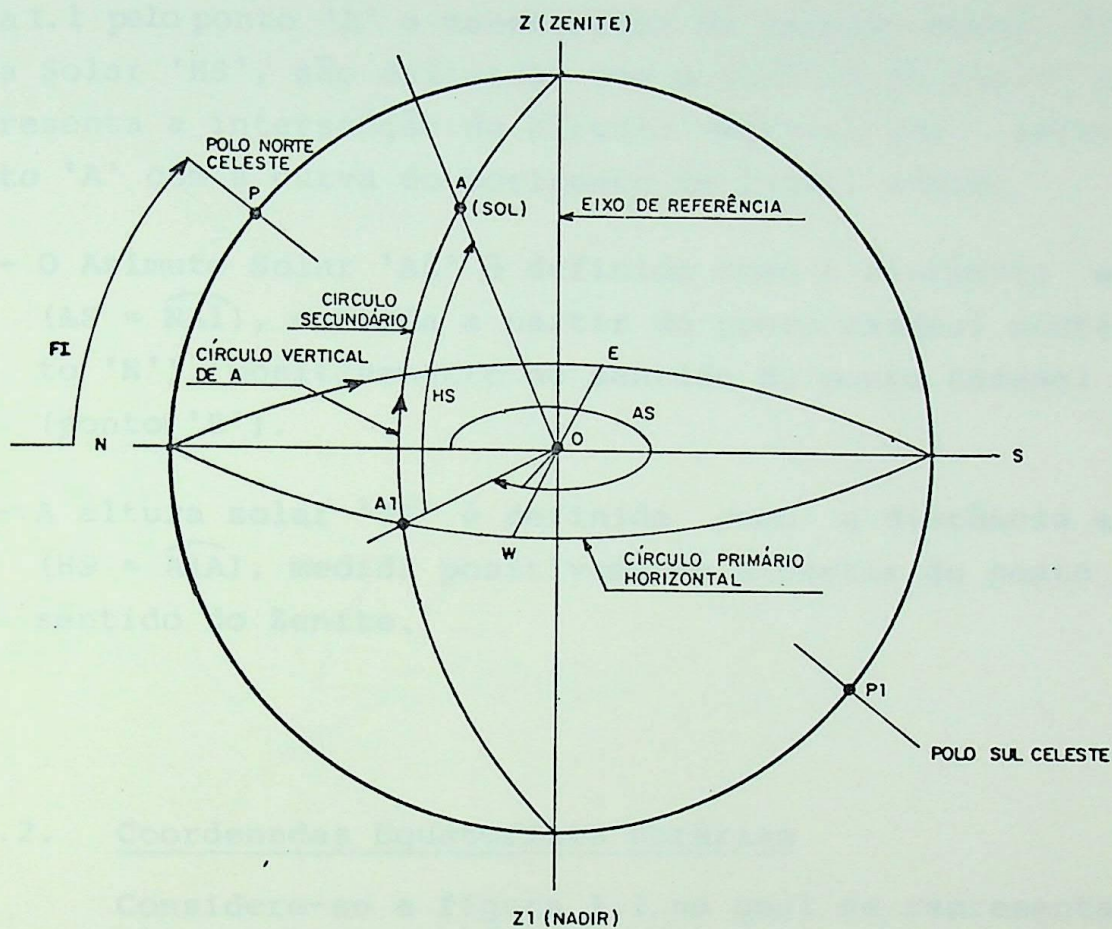
A posição do Sol fica perfeitamente determinada pelas suas coordenadas astronômicas, sendo utilizados neste caso:

- O sistema horizontal, por ser o mais apropriado para definir a localização do Sol acima do horizonte do local de observação.
- O sistema equatorial horário, por ser o mais simples para descrever os movimentos aparentes do Sol.

Os sistemas de coordenadas astronômicas são invariavelmente definidos por um eixo e um círculo de referência. O eixo de referência é uma reta que passa pelo centro da esfera celeste e define sobre ela, a posição dos polos do sistema. Denomina-se círculo primário, o círculo da esfera celeste cujo plano é normal ao eixo de referência; e de círculos secundários, os semicírculos da esfera celeste com extremos nos polos de sistema. O círculo secundário que corta o círculo primário no ponto que se adota para a origem do sistema de coordenadas, é definido como círculo de referência.

I.2.1. Coordenadas Horizontais

Considere-se a figura I.1, na qual se representa a esfera celeste com centro no lugar "O" e seja "A" o ponto da esfera que representa o sol. O eixo de referência do sistema é a reta vertical geocêntrica do lugar "Z-Z1", sendo o ponto "Z" denominado de Zenite, e o ponto "Z1" de Nadir formando os polos do sistema.



SISTEMA DE COORDENADAS HORIZONTAIS, /138/

FIG. I.1

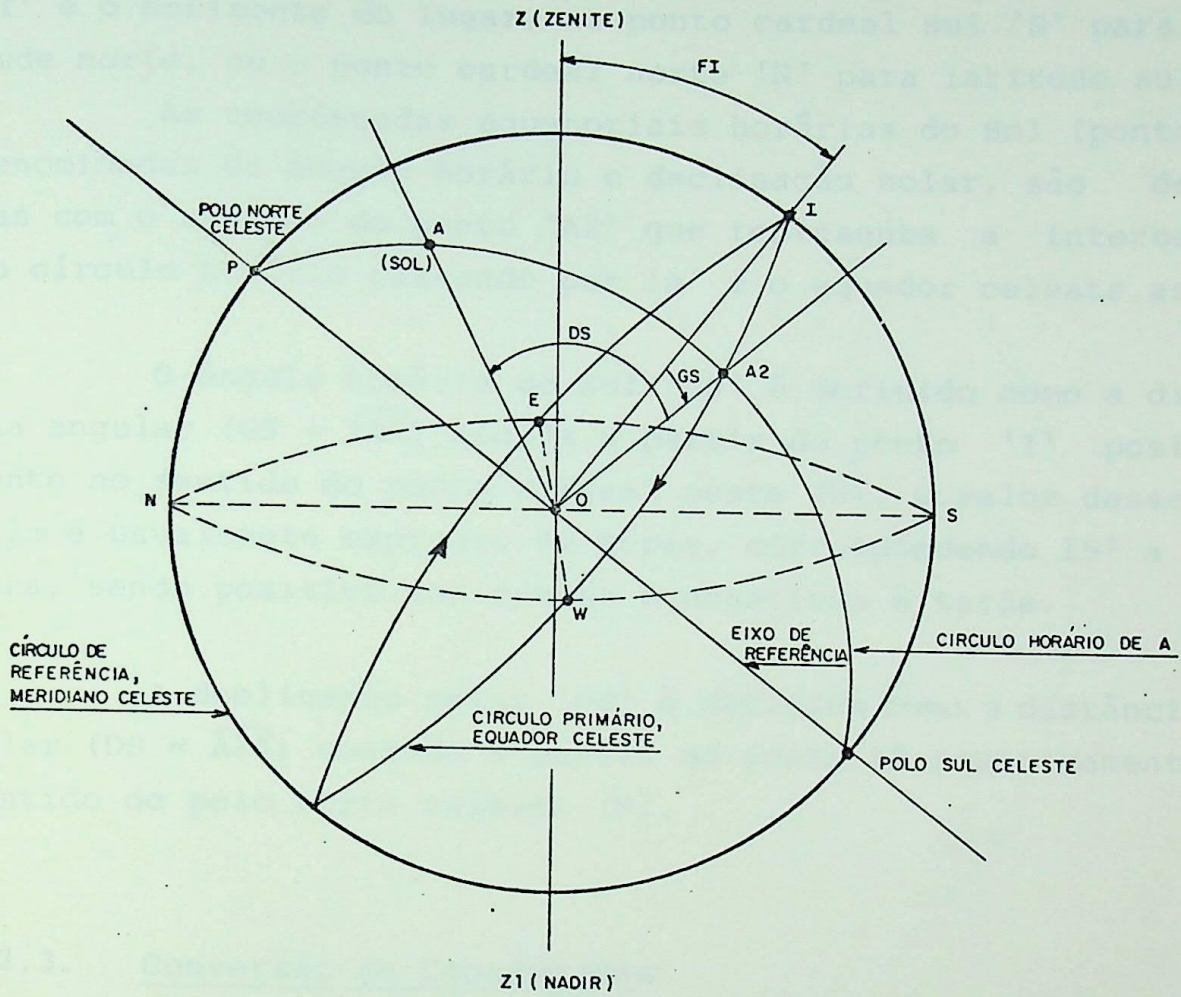
O círculo primário do sistema denomina-se horizonte do lugar, e os círculos secundários são designados de círculos verticais. O círculo de referência do sistema é o círculo que passa pelo polo norte celeste (ponto P) de latitude 'FI'. Este círculo cruza o horizonte do lugar no ponto 'N' denominado de ponto cardeal Norte, sendo que o restante dos pontos cardiais (Sul, Leste e Oeste) ficam conseqüentemente determinados.

As coordenadas horizontais do Sol, representado na figura I.1 pelo ponto 'A' e denominadas de Azimute Solar 'AS' e Altura Solar 'HS', são definidas com o auxílio do ponto 'Al', que representa a intersecção do círculo vertical que passa pelo ponto 'A' com a curva do horizonte do lugar, assim:

- O Azimute Solar 'AS' é definido como a distância angular ($AS = \widehat{NAI}$), contada a partir do ponto cardeal norte (ponto 'N'), positivamente no sentido do ponto cardeal leste (ponto 'E').
- A altura solar 'HS' é definida como a distância angular ($HS = \widehat{AlA}$), medida positivamente a partir do ponto 'Al' no sentido do Zenite.

I.2.2. Coordenadas Equatoriais Horárias

Considere-se a figura I.2, na qual se representa novamente a esfera celeste com centro em 'P', sendo o Sol o ponto 'A'. O eixo de referência do sistema é o eixo 'P-Pl' do movimento aparente de rotação da esfera celeste, assim os polos celestes são igualmente os polos do sistema.



SISTEMA DE COORDENADAS EQUATORIAIS HORÁRIAS, /138/

FIG. I.2

O círculo primário do sistema denomina-se equador celeste e os círculos secundários do sistema são os círculos de declinação ou círculos horários. O equador celeste corta o horizonte nos pontos cardeais leste 'E' e oeste 'W'.

O círculo de referência do sistema, denominado meridiano celeste, é o círculo horário que passa pelo Zenite (ponto Z). A linha do meridiano corta o equador celeste no ponto 'I' e o horizonte do lugar, no ponto cardinal sul 'S' para latitude norte, ou o ponto cardinal norte 'N' para latitude sul.

As coordenadas equatoriais horárias do Sol (ponto A), denominadas de ângulo horário e declinação solar, são definidas com o auxílio do ponto 'A2' que representa a intersecção do círculo horário passando por 'A' e o equador celeste, assim:

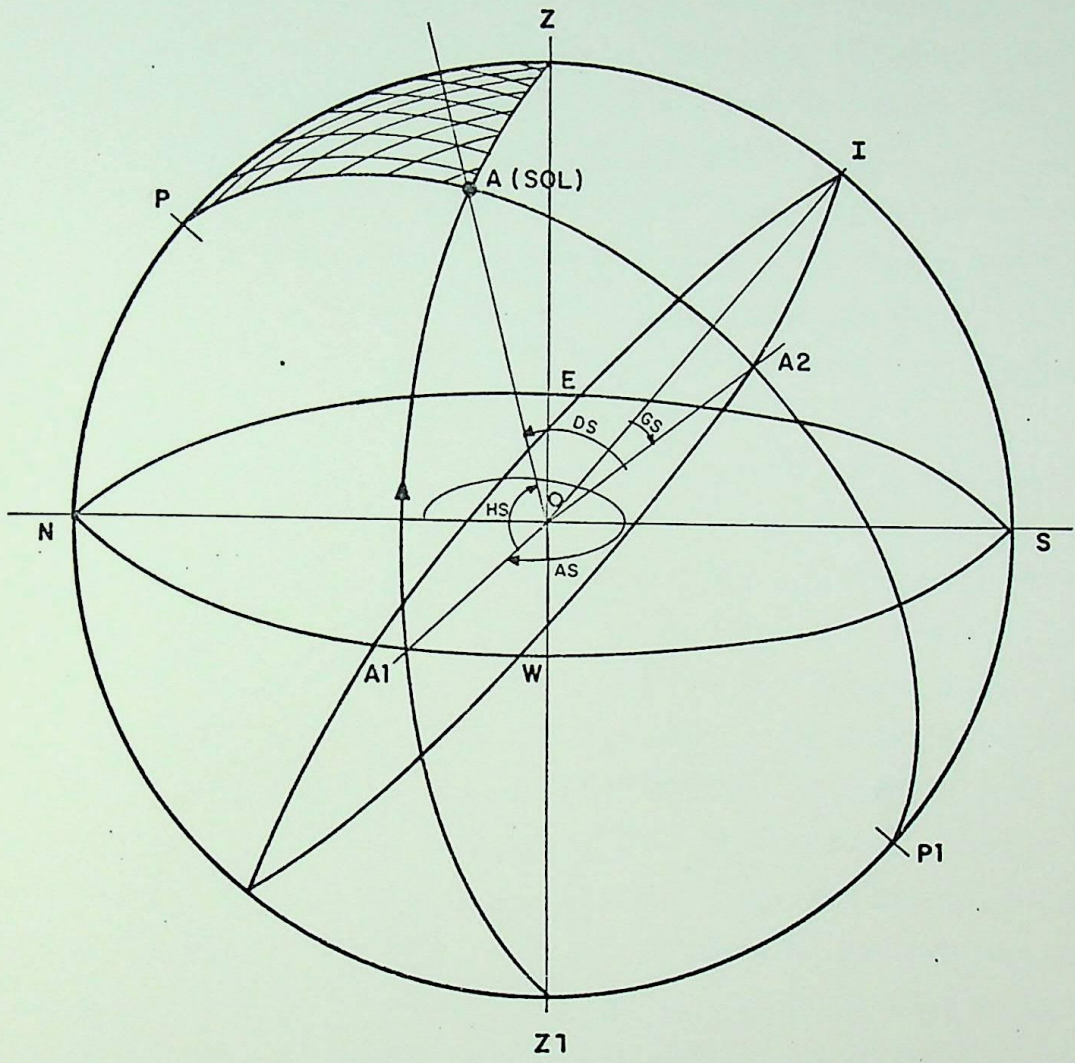
O ângulo horário do Sol 'GS' é definido como a distância angular ($GS = \widehat{IA2}$) medida a partir do ponto 'I' positivamente no sentido do ponto cardinal oeste (W). O valor desse ângulo é usualmente expresso em horas, correspondendo 15° a cada hora, sendo positivo nas manhãs e negativos à tarde.

A declinação solar 'DS' é definida como a distância angular ($DS = \widehat{A2A}$) contada a partir do ponto A2 positivamente no sentido do polo norte celeste (P).

I.2.3. Conversão de Coordenadas

A figura I.3 apresenta a posição do Sol (A) na esfera celeste, localizada pelos dois sistemas de coordenadas, sendo para o sistema de coordenadas horizontais o par (AS, HS), e para o sistema de coordenadas equatoriais horárias o par (GS, DS).

A partir das relações válidas para o triângulo esférico cujos vértices são o Sol 'A', o polo norte celeste 'P' e o Zenite do lugar 'Z', podem-se deduzir as seguintes expressões:



SISTEMA DE COORDENADAS CONJUGADO /138/

FIG.I.3

$$\text{sen (HS)} = \text{sen(FI)} * \text{sen(DS)} + \text{cos(FI)} * \text{cos(DS)} * \text{cos(GS)} \quad (\text{A-I})$$

$$\text{sen (AS)} = - \text{cos(DS)} * \text{sen(GS)} / \text{cos(HS)} \quad (\text{A-II})$$

As expressões acima permitem relacionar os dois sistemas de coordenadas, definindo a exata posição do Sol.

I.3 Movimentos Aparentes do Sol

O Sol como qualquer estrela, participa do movimento aparente de rotação da esfera celeste, que resulta no movimento de rotação da Terra em torno de seu eixo. Este movimento aparente impõe uma variação contínua e periódica do ângulo horário do Sol, sendo o período de variação de 360° ou 24 horas por dia solar verdadeiro.

Ao contrário do que acontece com as estrelas cujas posições relativas na esfera celeste parecem fixas, o Sol desloca-se aparentemente entre as estrelas percorrendo um círculo máximo na esfera celeste denominado eclíptica, cujo plano faz um ângulo de aproximadamente de 23.5° com o plano do equador celeste. Este movimento é a manifestação aparente para o observador terrestre, do movimento de translação da Terra ao redor do Sol processando no sentido Oeste-Leste com um período de 366.24 dias siderais ou 1 ano-trópico.

O movimento aparente do Sol sobre a eclíptica impõe uma variação contínua e periódica da declinação solar. Entre os dias 20 e 22 de março o Sol cruza o equador celeste (no ponto vernal), em trânsito do hemisfério sul para o hemisfério norte, tendo nessa data o valor de declinação solar igual a zero ($DS = 0^\circ$), sendo denominado de equinócio de Março ou equinócio de Outono para latitudes sul e equinócio da primavera para latitudes norte. A partir dessa data a declinação solar vai aumentando para o hemisfério norte até que, entre os dias 20 a 21 de junho atinge o valor máximo de $+23.5^\circ$, sendo designado de Solstício de Verão. No hemisfério sul o processo é inverso e a declinação solar atinge -23.5° sendo denominada de Solstício de Inverno. Em seguida, a declinação solar varia até que, entre os dias 22 a 23 de setembro retorna ao valor nulo, quando o Sol cruza o equador celeste (no Nodo Descendente) no sentido do hemisfério norte para o hemisfério sul e é denominado de equinócio de Setembro ou equinócio da Primavera para latitudes sul, e equinócio do Outono para latitudes norte. A partir dessa data, a declinação torna-se negativa para o hemisfério sul atin

gindo o ápice de 23.5° , entre os dias 22 e 23 Dezembro, sendo denominado de solstício de Inverno para o hemisfério norte e, solstício de Verão para o hemisfério sul. Daí em diante, o Sol retorna ao ponto inicialmente descrito (ponto vernal), completando o ciclo.

Em consequência destes dois movimentos aparentes, a trajetória descrita pelo Sol na esfera celeste durante 1 ano - trópico é semelhante a uma hélice dupla fechada sobre si mesma, com um passo apertado devido à pequena variação diária da declinação solar. Simplificando-se, pode-se substituir as espiras da hélice por circunferência, assim, em cada ano solar verdadeiro o Sol percorre:

- O equador celeste ($DS = 0^{\circ}$) durante os equinócios.
- Os paralelos celestes de declinação solar igual a $+23.5^{\circ}$ ou $- 23.5^{\circ}$ durante os solstícios.
- Paralelos celestes de declinação solar compreendida entre $+ 23.5^{\circ}$ e $- 23.5^{\circ}$ nos outros dias do ano.

I.4 Tempos Solares e Tempo Legal

Para os períodos que compreendem o movimento de rotação da esfera celeste e do período de variação do ângulo horário do Sol, são utilizadas duas unidades de tempo: o dia sideral, e o dia solar verdadeiro.

O dia sideral é definido como o intervalo de tempo que decorre de duas culminações superiores (passagens no meridiano celeste do lugar) sucessivas. O dia sideral tem duração praticamente constante, visto ser diminuta a variação devida à precessão dos equinócios. Embora a hora sideral não seja uma unidade de tempo utilizada na vida corrente, ela é a base sobre a qual se apoia toda a cronometragem do tempo.

O dia solar verdadeiro é o intervalo de tempo que decorre entre duas culminações inferiores (passagem no anti-meridiano celeste ou meridiano oposto ao meridiano celeste do local de observação) sucessivas do Sol. O dia solar verdadeiro não tem duração uniforme ao longo do ano, pois o Sol se desloca com movimento variado ao longo da eclíptica; assim a hora solar verdadeira não é utilizada para contagem de tempo. A escolha de culminações inferiores, impõem-se para que não haja mudança de data quando o Sol cruza o meridiano celeste do lugar.

A necessidade de estabelecer uma unidade de tempo invariável ligada aos movimentos aparentes do Sol, levou à criação do modelo teórico do Sol médio e do seu correspondente tempo solar médio.

O Sol médio é um ponto fictício da esfera celeste que participa do seu movimento aparente de rotação e, simultâneamente desloca-se sobre o equador celeste com movimento uniforme no sentido Oeste-Leste, percorrendo-o em 366.24 dias siderais. O Sol médio tem um movimento semelhante ao Sol real com a diferença de que o primeiro, percorre o equador celeste com movimento uniforme no mesmo tempo e sentido que o segundo; e este, por sua vez, percorre a eclíptica com movimento variado.

O dia solar médio será o intervalo de tempo que decorre entre duas culminações inferiores sucessivas do Sol Médio

e o tempo solar médio expresso em horas solares médias será numericamente igual ao ângulo horário do sol médio.

A relação entre o tempo solar real e o tempo solar médio é denominada de Equação do Tempo, que define a diferença de ângulos horários entre o Sol real e o Sol médio para o mesmo instante, assim:

$$ET = TSR - TSM \quad (\text{min}) \quad (\text{A-III})$$

onde:

ET	-	Equação do tempo.	(min)
TSR	-	Tempo solar real.	(min)
TSM	-	Tempo solar médio.	(min)

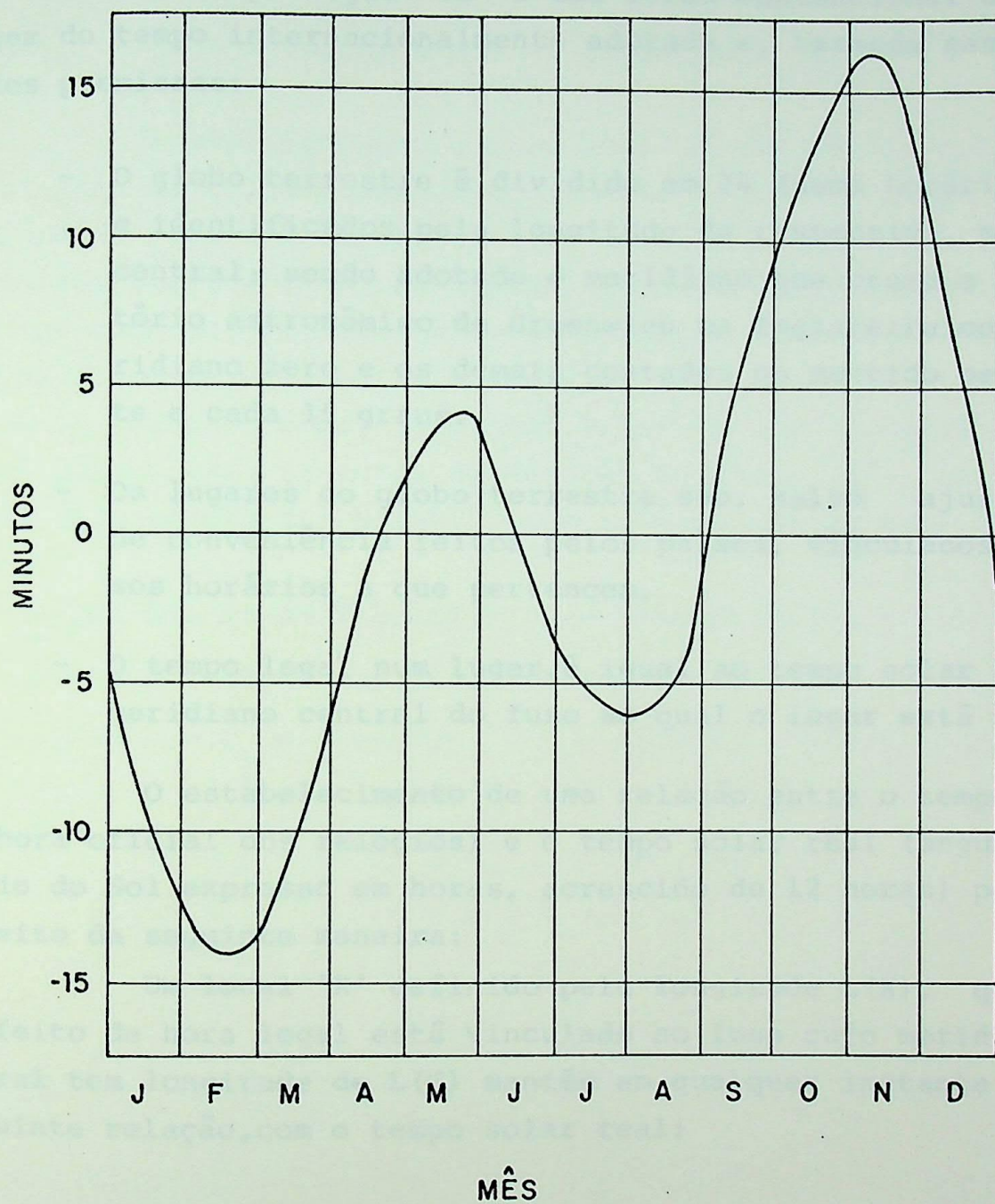
Os valores da Equação do Tempo são variáveis ao longo do tempo, como podem ser observados na figura A-4.

O tempo solar real e o tempo solar médio sendo expressos em ângulos horários são tempos locais dependentes da longitude do local de observação. Utilizando-se o tempo solar médio, pode-se escrever a seguinte relação entre os valores simultâneos do tempo solar médio entre dois locais distintos 'X' e 'Y':

$$TSM(X) = TSM(Y) + 4 * (L(X) - L(Y)) \quad (\text{min}) \quad (\text{A-IV})$$

onde:

TSM(X)	-	Tempo solar médio do local 'X'
TSM(Y)	-	Tempo solar médio do local 'Y'
L(X)	-	Longitude de 'X'
L(Y)	-	Longitude de 'Y'



EQUAÇÃO DO TEMPO, /60/

FIG. I. 4

A cronologia dos acontecimentos baseada no tempo solar médio não é praticável na vida corrente dada a sua dependência da longitude, pois se verificam diferenças horárias sensíveis entre locais pouco distantes sendo da ordem de quatro minutos por grau de longitude.

O tempo legal 'TL' é uma forma convencional de contagem do tempo internacionalmente adotada e, baseada nas seguintes premissas:

- O globo terrestre é dividido em 24 fusos horários iguais e identificados pela longitude do respectivo meridiano central; sendo adotado o meridiano que cruza o observatório astronômico de Greenwich na Inglaterra como o meridiano zero e os demais contados no sentido oeste - leste a cada 15 graus.
- Os lugares do globo terrestre são, salvo ajustamentos de conveniência feitos pelos países, vinculados aos fusos horários a que pertencem.
- O tempo legal num lugar, é igual ao tempo solar médio no meridiano central do fuso ao qual o lugar está vinculado.

O estabelecimento de uma relação entre o tempo legal (hora oficial dos relógios) e o tempo solar real (ângulo horário do Sol expresso em horas, acrescido de 12 horas) pode ser feito da seguinte maneira:

Um local 'X' definido pela longitude $L(X)$, que para efeito de hora legal está vinculado ao fuso cujo meridiano central tem longitude de $L(C)$ mantém em qualquer instante a seguinte relação, com o tempo solar real:

$$TL(X) = ET + 4 * (L(C) - L(X)) - TSR(X) \quad (\text{min}) \quad (A-V)$$

onde:

- TL(X) - Tempo legal do local 'X'
- ET - Equação do tempo, já definida.
- L(C) - Longitude em graus do fuso horário.
- L(X) - Longitude em graus do local 'X'.

Exemplificando: o fuso horário que define a hora legal para as regiões nordeste, sudeste e sul do Brasil e o meriidiano 45° oeste de Greenwich. No Estado de São Paulo este meridiano passa próximo da cidade de Cachoeira Paulista. Desejanado-se conhecer os valores de tempo solar real para a região de Ilha Solteira de longitude superior a 51° Oeste, obtém-se através da equação (A-V) os seguintes valores, para os dias escolhidos aos valores extremos da equação do tempo (ET), na hora legal do meio-dia (12 horas), para a longitude central do lugar:

- Para o dia 23 de fevereiro (ET = -14min) - TRS = 11h 22min
- Para o dia 17 de abril (ET = 0 min) - TRS = 11h 36min
- Para o dia 1 de novembro (ET = +16min) - TRS = 11h 52min)

APÊNDICE II

CARACTERIZAÇÃO TERMO-ÓTICA DE UMA SUPERFÍCIE

A capacidade de uma superfície em absorver ou emitir um fluxo de energia incidente pode ser expressa por dois fatores, de acordo com a sua seletividade /21/:

- Coeficiente de absorção (AB)
- Coeficiente de emissividade (E)

E, podem ser definidos como:

$$AB = \frac{\text{Fluxo de Energia Absorvido}}{\text{Fluxo de Energia Incidente}}$$

$$E = \frac{\frac{\text{Fluxo de Energia Emitido pela Sup. de um corpo}}{\text{Unidade de Área da Sup. do corpo a Temperatura 'T'}}}{\frac{\text{Fluxo de Energia Emitido pelo corpo negro}}{\text{Unidade de Área da Sup. do corpo negro a Temp. 'T'}}$$

O coeficiente de emissividade quando considera que o fluxo de energia é emitido pela superfície do corpo em todas as direções e em todos os comprimentos de onda, é denominado de coeficiente de emissividade hemisférico; enquanto utiliza-se a designação de coeficiente de emissividade, para um fluxo de energia com determinado comprimento de onda e direção única. Neste trabalho, serão utilizados ambos os termos para um único significado, que é o coeficiente de emissividade hemisférico.

Pode-se demonstrar /60/ que, enquanto o coeficiente de absorção é função da energia incidente, o coeficiente de emissividade é uma propriedade do material, pois o fluxo de energia emitido por um corpo negro à temperatura 'T' é um valor conhecido. Sendo o coeficiente de emissividade uma propriedade intrínseca do material e de sua superfície, ele é função da temperatura do material aumentando com a elevação da temperatura, enquanto o coeficiente de absorção do condutor é independente da temperatura /21/.

Embora o conceito de um corpo negro ideal seja o de um perfeito absorvedor de radiação para qualquer comprimento de onda ou qualquer direção, ele também pode ser considerado como um perfeito emissor de radiação térmica /60/.

A lei de Kirchhoff /60/ relativa à radiação de energia em materiais, estabelece para um fluxo de energia incidente com a mesma direção e o mesmo comprimento de onda sobre um material opaco, a seguinte condição:

$$AB = E$$

Na realidade, uma superfície está exposta a diversos fluxos de energia com diversos comprimentos de onda, p.ex. uma superfície de metal, usualmente com alta refletância é um bom absorvedor de radiação de ondas curtas devido às minúsculas irregularidades da sua superfície e, simultaneamente, reflete as ondas de longo comprimento atuando para estas como uma superfície lisa. Assim, os valores de absorção e emissividade

não serão os mesmos, pois o mesmo material se comporta diferentemente, dependendo do comprimento e da direção da onda incidente.

É importante observar que esses coeficientes são igualmente dependentes das condições de superfície, tais como: rugosidade, limpeza, etc.

A medida das propriedades termo-ópticas de condutores é de grande importância, sendo os coeficientes de absorção e de emissividade, parâmetros úteis para comparar a qualidade e a relativa eficiência de cada condutor especificamente. Métodos de medição são descritos em /7/, /21/ e /129/.

APÊNDICE III

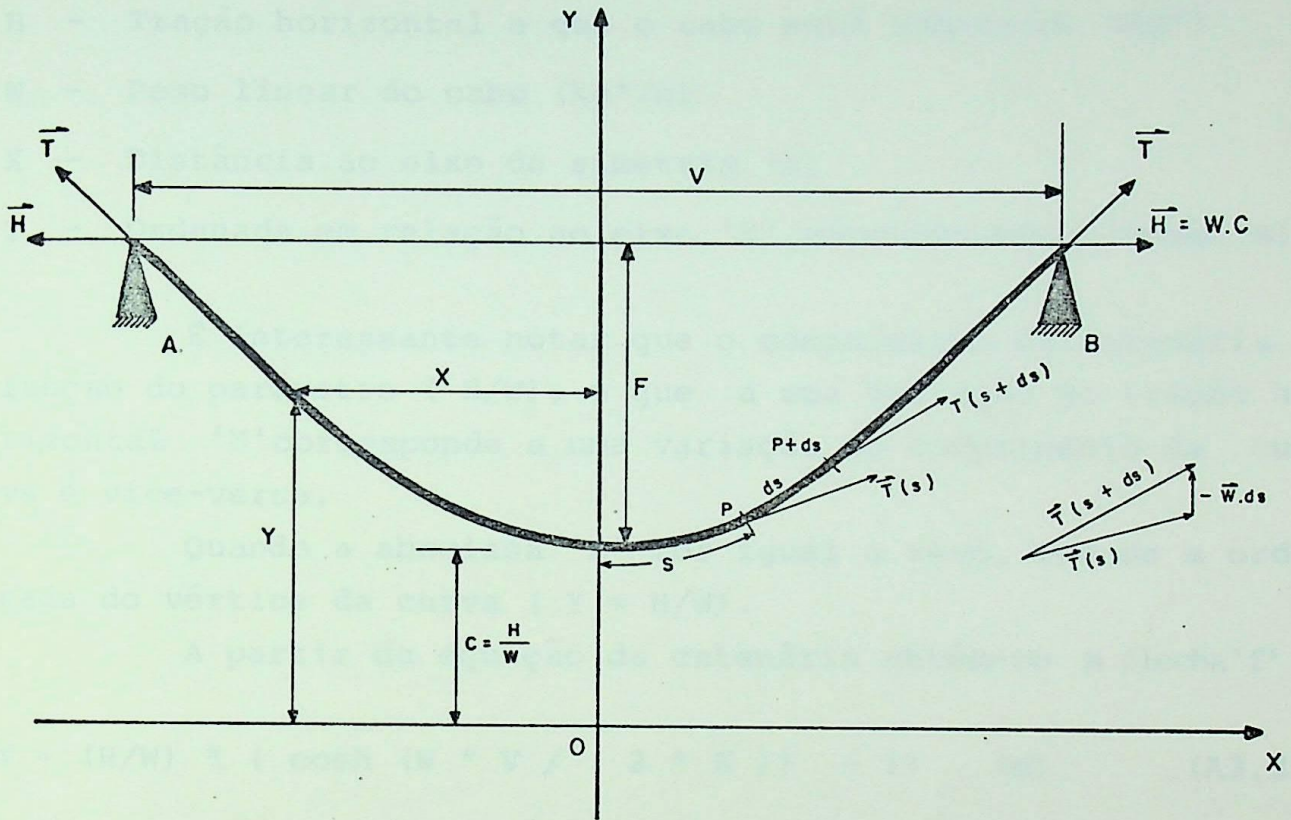
CÁLCULO DE FLECHAS E TENSÕES DE CABOS DE LINHAS
AÉREAS DE TRANSMISSÃOIntrodução

A finalidade deste apêndice é apresentar um resumo do programa de cálculos de flechas e tensões mecânicas dos cabos das linhas aéreas de transmissão, que utiliza as 'Equações da Catenária'.

O cálculo das flechas e tensões pela Equação da Catenária se baseia na solução matemática de equações transcendentes onde figuram o seno e o cosseno hiperbólicos.

Considerando um cabo 'AB' suspenso nos pontos 'A' e 'B' em um vão horizontal, conforme mostra a figura III.1.

- GRÁFICA DESENHADA POR UM CABO SUSPENSO NOS PONTOS A E B EM UM PLANO HORIZONTAL



— CURVA DESCRITA POR UM CABO SUSPENSO NOS PONTOS A e B EM UM PLANO HORIZONTAL

FIG. III.1

A equação que descreve a curva de um cabo flexível de peso uniformemente distribuído e suspenso pelas extremidades é:

$$Y = (H/W) * \cosh (X * W / H) \quad (A3.1)$$

onde:

H - Tração horizontal a que o cabo está submetido (Kg*)

W - Peso linear do cabo (kg*/m)

X - Distância ao eixo de simetria (m)

Y - Ordenada em relação ao eixo 'X', convenientemente locado. (m)

É interessante notar que o comprimento da catenária é função do parâmetro (H/W), e que a uma variação da tração horizontal 'H' corresponde a uma variação do comprimento da curva e vice-versa.

Quando a abscissa 'X' for igual a zero, tem-se a ordenada do vértice da curva (Y = H/W).

A partir da equação da catenária obtêm-se a flecha 'f' :

$$f = (H/W) * (\cosh (W * V / (2 * H)) - 1) \quad (m) \quad (A3.2)$$

Sendo 'V' o comprimento horizontal do vão medido em metros.

A tração nas extremidades 'T' é dada por:

$$T = H * \cosh (W * V / (2 * H)) \quad (kg*) \quad (A3.3)$$

O comprimento 'L' da catenária, obtido através das distâncias elementares, e adotado invariável o peso linear ao longo do cabo, pode ser definido como:

$$L_0 = (2 * H / W) * \sinh (W * V / (2 * H)) \quad (m) \quad (A3.4)$$

Quando o cabo está sujeito à tração sofre um alongamento elástico 'KH' regido pela Lei de 'Hooke' assim:

$$KH = (T * LO) / (A * E) \quad (m) \quad (A3.5)$$

onde:

- KH - Alongamento elástico. (m)
- T - Tração a que o cabo é submetido. (Kg*)
- LO - Comprimento inicial do cabo. (m)
- A - Área da secção transversal do cabo. (mm**2)
- E - Módulo de elasticidade de Young. (Kg*/mm*2)

Portanto, o comprimento final do cabo 'L' resulta em:

$$L = LO + KH \quad (m) \quad (A3.6)$$

A3.2 Cálculo do Alongamento Elástico do Cabo em Função do Vão

Considerando um elemento 'dS' da curva da figura III.1, tem-se que:

$$dKH = (T / (A * E)) * dS \quad (A3.7)$$

Substituindo o valor da tração 'T' de (A3.3), obtém-se:

$$dKH = ((H / (A * E)) * \cosh (W * X / H)) dS \quad (A3.8)$$

Seja 'S' a coordenada ao longo do cabo, com origem no vértice da curva. As trações ' $T(S + dS)$ ' e ' $-T(S)$ ', opostas e aplicadas uma em cada extremidade do elemento 'dS', de modo que sua resultante se opõe ao peso próprio do elemento e pode ser expresso como:.

$$\vec{dT} = \vec{T} * (S + dS) - \vec{T} * (S) \quad (A3.9)$$

Pela condição de equilíbrio tem-se:

$$\vec{W} * dS + \vec{T} * (S + dS) - \vec{T} * (S) = 0 \quad (A3.10)$$

ou:

$$\vec{W} * dS + d\vec{T} = 0 \quad (A3.11)$$

ou, finalmente:

$$\vec{W} + (d\vec{T} / dS) = 0 \quad (A3.12)$$

A projeção de (A3.12) no eixo de 'X', resulta em:

$$d (T * dx/dS) / dS = 0 \quad (A3.13)$$

A projeção de (A3.12) no eixo de 'Y', resulta em:

$$d (T * dy/ds) / ds = W \quad (A3.14)$$

De (A3.13) conclui-se que a componente da tração sobre o eixo 'X' é constante para todos os pontos, isto é, a componente horizontal 'H' da tração é constante em todos os pontos dos cabos e é dada por:

$$T * (dx / ds) = H \quad (A3.15)$$

Da equação (A3.14) tem-se que a projeção vertical da variação (por metro de cabo) da tração no elemento 'ds' é igual ao seu peso linear, resultando que a tração no ponto 'P' da figura III.1 tem por componente vertical uma força igual e oposta ao peso do trecho de cabo compreendido entre o vértice e o ponto 'P', assim:

$$dT * (dy / ds) = W * ds \quad (A3.16)$$

Substituindo (A3.15) em (A3.16) tem-se que:

$$d (H * (ds/dx) * (dy/ds)) / ds = W \quad (A3.17)$$

ou,

$$H * (d (dy / dx) / ds) = W \quad (A3.18)$$

adotando:

$$C = H / W \quad (A3.19)$$

Aplicando (A3.19) em (A3.18), resulta em:

$$C * d (dy / dx) = ds \quad (A3.20)$$

Derivando a equação (A3.1) em relação a 'X', tem-se:

$$Y' = (dy/dx) = \sinh (X * W / H) \quad (A3.21)$$

e, substituindo em (A3.20), resulta em:

$$C * d (\sinh (X * W / H)) = dS \quad (A3.22)$$

ou, utilizando a equação (A.19) e, derivando (A3.22), obtém-se:

$$dS = (\cosh (W * X / H)) * dX \quad (A3.23)$$

substituindo (A3.23) em (A3.1), tem-se:

$$d(KH) = ((H / (A * E)) * \cosh (W * X / H)) * dX \quad (A3.24)$$

sabendo que:

$$(\cosh (W*X/H))^{**2} = (1 + \cosh (2*(W*X/H))) / 2 \quad (A3.25)$$

substituindo em (A3.24) e integrando, tem-se:

$$KH = (H/(2*A*E)) * (V + ((H/W) * \sinh (W * V/H))) \quad (A3.26)$$

A equação (A3.26) é aplicada para calcular o alongamento elástico do cabo quando ocorre uma mudança linear de estado, sendo geralmente desprezada a variação do peso linear em função da tração.

O cálculo de trações e flechas dos vãos de uma linha aérea de transmissão é feito para uma determinada temperatura. A variação desta, provoca a variação das trações, flechas e comprimentos, que são calculados para cada temperatura e cujos valores são obtidos nas equações apresentadas.

Um fluxograma de cálculo da flecha, considerando o estado inicial como sendo '1' e o estado final como sendo '2', seria:

Algoritmo de Solução do Cálculo da Flecha do Cabo

```

*****

*  Início  *

*****

*

*

*****

*  Ler Dados de Entrada  *

*****

*

*

*****

*   $L1 = (2 \cdot H1 / W1) \cdot \sinh(V \cdot W1 / (2 \cdot H1))$   *

*****

*

*

*****

*   $KH1 = (H1 / (2 \cdot A \cdot E)) \cdot (V + (H1 / W1) \cdot \sinh(V \cdot W1 / H1))$   *

*****

*

*

*****

*   $L01 = L1 - KH$   *

*****

*

*

```

* L02 = L01 * (1 + &L (T2 - T1)) *

*

*

* H = H1 *

*

(1) ***** > *

*

* L2 = (2*H) * sinh (V*H2/(2*H)) - (H/(2*A*E)) *

* (V + (H/W2) * sinh (V*W2/H) *

*

*

* DEL = L02 - L2 *

*

*

* Erro = ABS (DEL/L02) *

*

*

*

Não

Sim

***** < Erro < 5 * 10**(-7) > *****

*

*

*

*

* DER = dLO/dH *

* H2 = H *

*

*

* H' = 1 / DER *

* F2 = (H2/W2) * ((cosh(W2*V/(2*H2)-1)) *

*

*

* H = H + H'*DEL *

* Imprime F2 *

*

*

<<* (1) **

* F I M *

APÊNDICE IV

FORMATÇÃO DOS DADOS DE ENTRADA DO PROGRAMA

O Programa Computacional implantado, está definido para o cálculo dos seguintes valores:

- Ampacidade do condutor para regime permanente ou transitório,
- Temperatura do condutor para regime permanente,
- Flecha do condutor para vão horizontal em qualquer regime.

A obtenção da ampacidade ou da temperatura do condutor em regime permanente depende de qual variável é fornecida, assim se é dada a temperatura do condutor, o programa está definido para efetuar o cálculo da ampacidade e, vice-versa.

Para o cálculo da ampacidade em regime transitório, além de se fornecer os dados normais, é necessário indicar a temperatura máxima admissível de sobrecarga no condutor e o intervalo de tempo de sobrecarga.

O cálculo da flecha é efetuado em qualquer caso, desde que sejam fornecidos os dados de entrada necessários, como pode ser visto a seguir:

Cartão Nº 1

<u>Coluna</u>	<u>Formato</u>	<u>Descrição</u>
1 - 80	20A4	Título

Cartão Nº 2

<u>Coluna</u>	<u>Formato</u>	<u>Descrição</u>
1 - 10	F10.9	Diâmetro do cabo (m)
11 - 20	F10.9	Diâmetro do núcleo de aço (m)
21 - 30	F10.9	Diâmetro do fio de alumínio (m)
31 - 40	F10.9	Diâmetro do fio de aço (m)
41 - 50	F10.9	Resistência CC do cabo (Ohm/m)
51 - 60	F10.9	Coeficiente de resistência de temperatura por 20°C por °C (1/°C).

Cartão Nº 3

<u>Coluna</u>	<u>Formato</u>	<u>Descrição</u>
1	I1	Número de camadas de fios de alumínio
3	I1	Número de sub-condutores por fase
5 - 10	F6.3	Coefficiente de emissividade do cabo
11 - 16	F6.3	Coefficiente de absorção do cabo
17 - 22	F6.3	Massa de alumínio no cabo (Kg/m)
23 - 28	F6.3	Massa de aço no condutor (Kg/m)
30 - 31	I2	Número de fios de alumínio
33 - 34	I2	Número de fios de aço

Cartão Nº 4

<u>Coluna</u>	<u>Formato</u>	<u>Descrição</u>
1 - 6	F6.2	Altitude do local onde está situada a LT(m)
7 - 12	F6.5	Velocidade do vento (m/s)
13 - 16	F4.1	Ângulo do vento em relação ao eixo da LT (°)
17 - 20	F4.1	Longitude do local onde está situada a LT (°)
21 - 25	F4.1	Latitude do local onde está situada a LT (°)
26 - 29	F4.1	Azimute da LT (°)
30 - 35	F6.4	Índice de transparência atmosférica
36 - 41	F6.4	Índice de refletância do solo

Cartão Nº 5

<u>Coluna</u>	<u>Formato</u>	<u>Descrição</u>
1	I1	Indicador de chuva: 0-sem chuva; 1 -com chuva
3 - 8	F6.2	Umidade relativa do ar (%)
9 - 14	F6.2	Pressão atmosférica do ar (kPa)
15 - 20	F6.2	Índice de turbulência do vento (%)

Cartão Nº 6

<u>Coluna</u>	<u>Formato</u>	<u>Descrição</u>
1 - 2	I2	Dia
4 - 5	I2	Mês
7 - 8	I2	Hora
10 - 11	I2	Minuto

Cartão Nº 7

<u>Coluna</u>	<u>Formato</u>	<u>Descrição</u>
1 - 10	F10.6	Vão básico da linha de transmissão (m) *
11 - 20	F10.6	EDS - Every day stress - (%) *
21 - 30	F10.6	Tração de ruptura (Kg*) *
31 - 40	F10.6	Temperatura de regulação dos cabos (°C) *

Cartão Nº 8

<u>Coluna</u>	<u>Formato</u>	<u>Descrição</u>
1 - 6	F6.3	Temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$)
6 - 12	F6.3	Temperatura do condutor em regime permanente ** ou temperatura de pré-sobrecarga do condutor em regime transitório de sobrecarga *** ($^{\circ}\text{C}$)
13 - 19	F7.3	Amperagem do condutor em regime permanente (A) **
20 - 26	F7.3	Tensão da LT (kV)
27 - 33	F7.3	Temperatura máxima em sobrecarga ($^{\circ}\text{C}$) ***
34 - 40	F7.3	Intervalo de tempo de sobrecarga (min) ***

Os oito cartões iniciais devem ser repetidos tantas vezes quanto forem os casos; sendo que ao final, devem ser colocados mais três cartões de controle:

99

/*

//

- * Dados necessários somente para o cálculo da flecha.
- ** Em regime permanente somente deverá ser fornecido um dos dois dados.
- *** Dados necessários para o cálculo do regime transitório de sobrecarga da LT.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- / 1/ ABNT - NB-182/79. Projeto de linhas aéreas de transmissão e sub-transmissão de energia elétrica.
- / 2/ ABNT - EB 292/79. Fios de aço zincados para alma de cabos de alumínio.
- / 3/ ABNT - EB 293/79. Cabos de alumínio (CA) e cabos de alumínio com alma de aço (CAA) para fins elétricos.
- / 4/ ALMEIDA, M.A. & ARAUJO, R.L. Considerações sobre o dimensionamento de estruturas à ação do vento.
In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 4., Rio de Janeiro, 1977.
(RJ/GLT/14).
- / 5/ ALUMINUM COMPANY OF AMERICA. Current - Temperature characteristics of aluminum conductors. ALCOA Conductor Engineering Handbook - section 6, Pittsburg, 1959.
- / 6/ ALUMINUM COMPANY OF AMERICA. Overload and fault curents limitations of bare aluminum conductors.
ALCOA aluminum overhead conductor engineering data-section 7, Pittsburgh, 1959.
- / 7/ ASMT - E 434-71. Standard test method for calorimetric determination of hemispherical emittance and the ratio of solar absorptance to hemispherical emittance using solar simulation. Reapproved 1980.
- / 8/ ASH, D.O. et alii. Conductor systems for overhead lines, some considerations in their selection.
Proceedings of IEE, 126(4):333-341, Apr. 1979.

- / 9/ ATWATER, M.A. & BALL, J.T. A numerical solar radiation model based on standard meteorological observations. Solar Energy, 21(3):163-170, 1978.
- / 10/ ATWATER, M.A. & BALL, J.T. Computation of IR sky temperature and comparison with surface temperature. Solar Energy, 21(3):211-216, 1978.
- / 11/ ATWATER, M.A. & BALL, J.T. Effects of clouds on insolation models. Solar Energy, 27(1):37-44, 1981.
- / 12/ BALSAMÃO, W.A.; VIDAL, C.C. & NOLASCO, J.F. Estudo técnico econômico da capacidade de transporte X temperatura de condutores aéreos de LT's. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 5., Recife, 1979. (RE/GLT/03).
- / 13/ BARBARO, S. et alii. An atmospheric model for computing direct and diffuse radiation. Solar Energy, 22:225-228, 1979.
- / 14/ BARRET, J.S.; RALSTON, P. & NIGOL, O. Mechanical behavior of ACSR conductors. CIGRE 22-09, 1982.
- / 15/ BARRET, J.S.; DUTTA, S. & NIGOL, O. A new computer model of ACSR conductors. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 102(3):614-621, Mar. 1983.
- / 16/ BARTOLI, R.; CUOMO, V. & AMATO, U. Diffuse and beam components of daily global radiation in Genova and Macerata. Solar Energy, 28(4):307-311, 1982.
- / 17/ BECKMAN, W.A. Units and symbols in solar energy. Solar Energy, 21(1):65-68, 1978.
- / 18/ BEERS, G.M. et alii. Transmission conductors ratings. AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 82(10):767-775, Oct. 1963.
- / 19/ BENDT, P.; COLLARES, M. & RABL, A. The frequency distribution of daily insolation values. Solar Energy, 27(1):1-5, 1981.

- / 20/ BENKO, I.J. et alii. Loading of substation electrical equipment with emphasis on thermal capability. PART II - Application. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 98(4):1403-1419, July/Aug. 1979.
- / 21/ BEUCHERIE, P. Selective absorbant surfaces for high temperature solar collectors. Electric Power Systems Research, 3:125-137, 1980.
- / 22/ BHUMRAKAR, C.M.; MANCUSO, R.L. & LUDWIG, F. A practical and economic method for estimating wind characteristics at potential wind energy conversion sites. Solar Energy, 25:55-65, 1980.
- / 23/ BIGA, A.J. & ROSA, R. Statistical behaviour of solar irradianations over consecutive days. Solar Energy, 27(2):149-157, 1981.
- / 24/ BLACK, W.Z. & BYRD, W.R. Real-time ampacity model for overhead lines. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 102(7):2289-2293, July, 1983.
- / 25/ BRADBURY, J. et alii. Long-term-creep assessment for overhead-line conductors. Proceedings of IEE, 122(10):1146-1151, Oct. 1975.
- / 26/ BOILEAU, E. Use of some simple statistical models in solar metereology. Solar Energy, 30(4): 333-339, 1983.
- / 27/ BOURGSDORF, V.V. & NIKITINA, L.G. Heating of conductors, their thermal endurance and increase in transmission lines capacity. CIGRE 22-04, 1980.
- / 28/ BOURGSDORF, V.V. et alii. Permanent elongation of conductors. Predictor equations and evaluation methods. Electra, 75:63-98, 1981.
- / 29/ BROWN, D.; HOLT, C. & THOMPSON, J.E. Influence of compressive and tensile stresses at various temperatures on some magnetic properties of transformer laminations. Proceedings of IEE, 112(1):183-188, 1965.

- / 30/ BRUNO, R. A correction procedure for separating direct and diffuse insolation on a horizontal surface. Solar Energy, 20:97-100, 1978.
- / 31/ BUCHIUS, R.O. & KING, R. Diffuse solar radiation on a horizontal surface for a clear sky. Solar Energy, 21(6):503-509, 1978.
- / 32/ BUSHNELL, R.H. Calculation of climatic solar heating performance. Solar Energy, 23:321-325, 1979.
- / 33/ BUSH, R.A. et alii. Experimental verification of real-time program for the determination of temperature and sag of overhead-lines. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 102(7):2284-2288, July 1983.
- / 34/ CASTAGNOLI, C. et alii. Correlation between normal direct radiation and global depending on cloudiness. Solar Energy, 28(4):289-292, 1982.
- / 35/ CENTENO, M. New formulae for the equivalent night sky emissivities. Solar Energy, 28(6):489 - 498, 1982.
- / 36/ CIGRE. Overload limits of overhead lines. Working group 01. Study Committee 32. Electra, 18:67-81, 1969.
- / 37/ CLADE, J.J.; GARY, C.H. & LEFEVRE, C.A. Calculation of corona losses beyond the critical gradient in alternating voltage. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 88(5):695-703, May 1969.
- / 38/ CLADE, J.J. & GARY, C.H. Predetermination of corona losses under rain: Experimental interpreting and checking of a method to calculate corona losses. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 89(5/6):853-860, May/June 1970.
- / 39/ CLADE, J.J. & GARY, C.H. Predetermination of corona losses under rain: Influence of rain intensity and

utilizations of a universal chart. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 89(6): 1179-1185, July/Aug. 1970.

- / 40/ CLEGG, J.A. Tests on the electrical and magnetic properties of the aluminium steel-cored cable. Journal of IEE, 59-62, 1934.
- / 41/ COMELLINI, E. & MANUZIO, C. Rational determination of design loadings for overhead line towers. CIGRE 23-08.
- / 42/ CONSENTINO, A. & CORSEN, C.L. Ampacidade das LT's 230 kV da ELETROSUL, limites para planejamento e operação. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 5., Recife, 1979. (RE/GPO/25).
- / 43/ CONWAY, B.J. et alii. Loading of substation electrical equipment with emphasis on thermal capability. PART I - principles. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 98(4):1394-1402, July/Aug. 1979.
- / 44/ COOPER, P.I. The absorption of solar radiation in solar stills. Solar Energy, 12(3):333-346, 1969.
- / 45/ COROTIS, R.B.; ARDEN, B.S. & KLEIN, J. Probability models of wind velocity magnitude and persistence. Solar Energy, 20(6):483-493, 1978.
- / 46/ COROTIS, R.B. Confidence interval procedures for wind turbine candidate sites. Solar Energy, 24 : 427-433, 1980.
- / 47/ CRAIG, D.B. & FORD, G.L. The response of strain bus to short circuit currents. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 99(2):434-442, Mar./ April 1980.
- / 48/ DAVENPORT, A.G. Rationale for determining design wind velocities. Proceedings of American Society Civil Engineers, paper 3123, 1960.

- / 49/ DAVIDSON, G.A. et alii. Determination of bare overhead conductors ratings. Transmission and Substation Design Subcommittee. Conductor Rating Task Force. Jan. 1973.
- / 50/ DAVIDSON, G.A. et alii. Short time thermal ratings of bare conductors. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 88(3):194-199, Mar. 1969.
- / 51/ DAVIES, M. The relationship between weather and electricity demand. Proceedings of IEE, 106:27-27, Oct. 1958.
- / 52/ DAVIS, M.W. Nomographic computation of the ampacity rating of aerial conductors. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 89(3):387-399, 1970.
- / 53/ DAVIS, M.W. A new thermal rating approach the real time thermal rating system for strategic overhead conductor transmission lines. Part I - General description and justification of the real time rating system. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 96(3):803-809, May/June 1977.
- / 54/ DAVIS, M.W. A new thermal rating approach the real time thermal rating system for strategic overhead conductor transmission lines. Part II - Steady state thermal rating program. IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, 96(3):810-825, May/June 1977.
- / 55/ DAVIS, M.W. A new thermal rating approach the real time thermal rating system for strategic overhead conductor transmission lines. Part III - Steady state thermal rating program continued solar radiation considerations. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 97(2):444-445, Mar./Apr. 1978.
- / 56/ DAVIS, M.W. A new thermal rating approach the real time thermal rating system for strategic overhead

conductor transmission lines. Part IV - Daily comparisons of the real time and conventional ratings and establishment of typical annual weather models. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 99(6):2184-2192, Nov./Dec. 1980.

- / 57/ DAVIS, M.W. A new thermal rating approach the real time thermal rating system for strategic overhead conductor transmission lines. Part V - Monthly and annual accumulative frequency distributions of hourly real time thermal ratings and their comparisons with conventional risk curves. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 99(6):2193 - 2209, Nov./Dec. 1980.
- / 58/ DAVIS, M.W. A new thermal rating approach the real time thermal rating system for strategic overhead conductor transmission lines. Thermal rating system will boost conductor capacity 70% says DE. Electric Light and Power, 88, Aug. 1979.
- / 59/ DEY, P., et alii. Influence of conductors designs and operating temperature on the economics of overhead lines. Proceedings of IEE, 118(3/4): 573 - 590, Mar./Apr. 1971.
- / 60/ DUFFIE, J.A. & BECKMAN, W. Solar energy thermal Processes. New York, John Wiley, 1974.
- / 61/ DWIGHT, H.B. Skin effect and proximity effect in tubular conductors. AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 41:189-198, Feb. 1922.
- / 62/ ENDRENYI, J.; McMURTRIE, M.J. Determination of conductor ampacity by digital simulation of load, weather and ageing history. CIGRE 23-04, 1968.
- / 63/ ERBS, D.G.; KLEIN, S.A. & DUFFIE, J.A. Estimation of the diffuse radiation for hourly, daily, and monthly average global radiation. Solar Energy, 28: 293-302, 1982.

- / 64/ ERICSSON, T.; JOHANSSON, T. & CHAMBON, H. Transmission capacity of overhead lines. CIGRE Study Committee, Working Group 31-02, June 1979.
- / 65/ FORD, G.L., et alii. Studies leading to increase current ratings for buses. CIGRE 23-04, 1976.
- / 66/ FOSS, S.D.; SHENG, H.L. & FERNANDES, R.A. Dynamic thermal line ratings - Dynamic ampacity rating algorithm. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 102(6):1858-1864, June 1983.
- / 67/ FOSS, S.D., et alii. Dynamic thermal line ratings; Conductor sensor and laboratory field test evaluation. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems , 102(6):1865-1876, June 1983.
- / 68/ FUCHS, R.D. Transmissão de energia elétrica. Linhas aéreas. 2.ed. Rio de Janeiro, Livros Técnicos e Científicos, 1979.
- / 69/ FUCHS, R.D. & ALMEIDA, M.T. Projetos mecânicos das linhas aéreas de transmissão. São Paulo, Edgar Blücher, 1982.
- / 70/ GOH, T.N. Statistical study of solar energy radiation information in an equatorial region. Solar Energy 22:105-111, 1979.
- / 71/ GOLDSCHIMIDT, R. The resistance of aluminum steel cables to alternating current. CIGRE, paper 214, 1952.
- / 72/ GOMIERO, J.C.; HORN, F. & DEL NERO, R.R. Correlação entre a temperatura máxima ambiente e a carga dos sistemas reticulados subterrâneos. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Curitiba, dez. 1980.
- / 73/ GORDON, J.M.; GOVAER, D. & ZARMI, Y. The utilizability method with hourly VS daily insolation data. Solar Energy, 27(2):99-102, 1981.

- / 74/ GORUB, J.C. & WOLF, E.F. Load capability of bare ACSR and all aluminum conductors based on long time outdoor temperature rise tests. AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 82(12): 852-857, 1963.
- / 75/ GRANGER, O.E. Climatology of global solar radiation in California and an interpolation technique based on orthogonal functions. Solar Energy, 24: 153 - 168, 1980.
- / 76/ GRANT, I.S. & LONGO, V.J. Economic incentive for larger transmission conductors. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 100(9):4291-4297, 1981.
- / 77/ GRUPO DE TRABALHO DE CRITÉRIOS DE PLANEJAMENTO, GTCP. Tabelas de valores de carregamentos em linhas de transmissão. GTCP/ELETROBRÁS rel. SE-26/79 de 12/06/1979.
- / 78/ HARVEY, J.R. Use of elevated-temperature creep data in sag tension calculations. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 89(3):380 - 386, Mar. 1970.
- / 79/ HARVEY, J.R. Creep equations of conductors for sag-tension calculations. IEEE Winter Power Meeting, paper C72 190-2, Jan./Feb. 1972.
- / 80/ HARVEY, J.R. Effect of elevated temperature operation on the strenght of aluminum conductors. IEEE Winter Power Meeting, paper C72 189-4, Jan./Feb. 1972
- / 81/ HAZAN, E. Extra high voltage single and twin bundle conductors. AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 78:1425-1434, 1959.
- / 82/ HEYWOOD, H. The computation of solar radiation intensities, solar radiation on inclined surfaces. Solar Energy, 10(1):46-52, 1966.

- / 83/ HOLLANDS, K.G.T. & HUGET, R.G. A probability densi
ty for the clearness index, with applications.
Solar Energy, 30(3):195-209, 1983.
- / 84/ HOLMGREN, B. & LINDQVIST, C. Overhead line design
with regard to high short circuits currents.
CIGRE 22-01, 1976.
- / 85/ HORUGEL, H. Esforços e flechas em condutores aéreos
de subestações. Mundo Elétrico 50-55, Set. 1978.
- / 86/ HOUSE, H.E. & TUTTLE, P.D. Current-carrying capaci
ty of ACSR. AIEE Transactions on Power Apparatus
and Systems, 77:1169-1177, Feb. 1959.
- / 87/ HOWITT, W.B. & SIMPKINS, T.E. Effect of elevated
temperature on the performance of conductors acce
sories. IEEE Winter Power Meeting, paper C72 188-
6, Jan./Feb. 1972.
- / 88/ HOYT, D.V. A model for the calculation of solar glo
bal insolation. Solar Energy, 21(1):27-35, 1978.
- / 89/ IEC Technical Committee 11. Recommendations for cle
arances on overhead lines. Working Group 06, 1978.
- / 90/ IQBAL, M. Prediction of hourly diffuse solar radia
tion from measured hourly global radiation on a ho
rizontal surface. Solar Energy, 24:491-503, 1980.
- / 91/ JORDAN, C.A. A simplified sag-tension method for
steel reinforced aluminum conductors. AIEE tran
sactions on Power Apparatus and Systems, 1108-1118,
Dec. 1952.
- / 92/ KASTEN, F. & CZEPLAK, G. Solar and terrestrial ra
diation dependent on the amount type of cloud.
Solar Energy, 24:177-178, 1980.
- / 93/ KIDDER, A.H. & WOODWARD, C.B. Ampere load limits for
copper on overhead lines. AIEE Transactions on
Power Apparatus and Systems, 62:148-152, Mar. 1943.

- / 94/ KOVAL, D.O. & BILLINTON, R. Determination of transmission line ampacities by probability and numerical methods. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 89(7):1485-1492, Sept./Oct. 1970.
- / 95/ LASCIO, M.A. Influência de fatores metereológicos no projeto e operação de sistemas de transmissão. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Catarina, 1978.
- / 96/ LAUE, E.G. The measurement of solar spectral irradiance at different elevations. Solar Energy.13: 43-57, 1970.
- / 97/ LEWIS, W.A. & TUTTLE, P.D. The resistance and reactance of aluminum conductors, Steel Reinforced. AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems , 77:1189-1215, Feb. 1959.
- / 98/ LIU, B.Y. & JORDAN, R.C. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. Solar Energy, 1:1-19, 1960.
- / 99/ LIVINGSTON, A.E. Annealing characteristics of aluminum conductors. Presented to Canadian Electrical Association Transmission Section, Ottawa, Oct. 1975.
- /100/ LUMMIS, J. & FISCHER, H.D. Application of sag tension calculations to transmission line design. AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems , 402-413, June 1955.
- /101/ MACEDO, I.C. & MACIEL, T.T. Radiação solar no Estado de São Paulo. Relatório CESP-FUCAMP 1030/09 . 08.78.
- /102/ MAGNIEN, M. et alii. Overload limits of overhead lines. Electra, 18:67-81.
- /103/ MARKOVITS, C.H.M. Cálculo do limite térmico de condutores ACSR. In: CIER, Santiago do Chile, 1977.

- /104/ MATSCH, L.W. & LEWIS, W.A. The magnetic properties of ACSR wire. AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 77:1178-1200, Feb. 1959.
- /105/ MC ADAMS, W.H. Heat transmission, 2.ed., New York, McGraw Hill, 1954.
- /106/ MELLO, C.P.; SILVA, H.D. & REGIS, O. Determinação de carregamento de linhas de transmissão utilizando - se modelos climatológicos. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 6., Camboriú, (BC/GLT/10), 1981.
- /107/ MELSOM, S.W. & BOOTH, H.C. The current-carrying capacity of solid bare cooper and aluminum conductors. Journal of IEE, 62:909-914, Nov. 1924.
- /108/ MENEZES, A.A. Elaboração de modelos climáticos para Projetos de Linhas de Transmissão. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 6., Camboriú, 1981. (BC/GLT/05).
- /109/ MORAES, P. Capacidade de transporte e perda de resistência mecânica de condutores de linhas aéreas de transmissão. Método dos parâmetros variáveis. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 6., Camboriú, 1981. (BC/GLT/26).
- /110/ MORGAN, V.T. Rating of bare overhead conductors for intermittent and cyclic currents. Proceedings of IEE, 116(8):1361-1376, Aug. 1969.
- /111/ MORGAN, V.T. Rating of conductors for short-circuit currents. Proceedings of IEE, 118(3):555-570, Mar. 1971.
- /112/ MORGAN, V.T. Electrical characteristics of steel-core aluminium conductors. Proceedings of IEE, 112(2):325-334, Feb. 1965.
- /113/ MORGAN, V.T. The loss of tensile strenght hard-drawn conductors by the annealing in service. IEEE Tran

sactions on Power Apparatus and Systems, 98(3):
700-709, May/June 1979.

- /114/ MORGAN, V.T. & PRICE, C.F.. Magnetic properties in axial 50 Hz fields of steel core wire for overhead line conductors. Proceedings of IEE, 116(10): 1681-1694, Oct. 1969.
- /115/ MORGAN, V.T. The current carrying capacities of overhead conductors. IEEE Summer Power Meeting, A78 575-3. 1978.
- /116/ MORGAN, V.T. Rating of bare overhead conductors for continuous currents. Proceedings of IEE, 14(10): 1473-1482, Oct. 1967.
- /117/ MORGAN, V.T. The thermal rating of overhead - line conductors, Part I - The steady state thermal model. Electric Power Systems Research, 5:119-139, 1982.
- /118/ MORGAN, V.T. The thermal rating of overhead - line conductors. Part II - A sensitivity analysis of the parameters in the steady-state thermal model. Electric Power Systems Research, 63:287-300, 1983.
- /119/ MUSTACCHI, C.; CENA, V. & ROCCHI, M. Stochastic simulation of hourly global radiation sequences. Solar Energy, 23(1):47-51, 1979.
- /120/ NICOLINI, P. & PAOLI, P. Comportamento técnico dos condutores das linhas elétricas aéreas. Pesquisas experimentais e métodos estatísticos de simulação. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 6., Camboriú, 1981. (BC/GLT/18).
- /121/ NIGOL, O. & BARRET, J.S. Characteristics of ACSR conductors at high temperatures and stresses. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 100(2):485-493, Feb. 1981.

- /122/ NORRIS, D.J. Correlation of solar radiation with clouds. Solar Energy, 12:107-112, 1968.
- /123/ PALZ, W. Energia solar e fontes alternativas. Hemus, São Paulo, 1981.
- /124/ PARIS, L.; REGGIANI, F. & VALTORTA, M. Possibilities to increase transmission line loading in well developed electrical networks. CIGRE 31-13, Aug. 1974.
- /125/ PINTO, H.S. Determinações dos intervalos de recorrências de rajadas máximas do vento no estado de São Paulo. Tese de Doutorado. Faculdade de Ciências Médicas e Biológicas de Botucatu. 1973.
- /126/ POSPISIL, M. & POSPISILOVA, L. A simple model for sky radiation measurements. Solar Energy, 28(4): 303-306, 1982.
- /127/ PRAGER, M., et alii. Thermal considerations for outdoor bus conductor design. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 95(4):1361-1368, July/Aug., 1976.
- /128/ REUFEIM, K.J.A. Simplified relationship for estimating solar radiation incident on flat surface. Solar Energy, 28(6):509-517, 1982.
- /129/ RIGDON, W.S., et alii. Emissivity of weathered conductors after service in rural and industrial environments. AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 81:891-896, Feb. 1963.
- /130/ ROEHMANN, L.F. & HAZAN, E. Short time annealing characteristics of electrical condutors. AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 82(12): 1061-1068, Dec. 1963.
- /131/ RUSSO, G. Analytical model and simulation code for the solar input determination: Irradiance Maps. Solar Energy, 21(3):201-210, 1978.

- /132/ SALMAN, S.K. & ALTAN, R.N. Application of optimisa
tion techniques to the design of very-high voltage
power lines. Proceedings of IEE, 126(6):499-505 ,
June 1979.
- /133/ SAYIGH, A.A.M. Solar Energy Engineering. Academic
Press, New York, 1977.
- /134/ SCHARZ, G.A. Cabos suspensos em vãos contínuos.
Mundo Elétrico 24-28, Set. 1977.
- /135/ SCHURIG, O.R. & FRICK, C.W. Heating and current-car-
rying capacity of bare conductors for outdoor service.
General Electric Review, 33(3):141-157, 1930.
- /136/ SHARMA, M.R. & PAL, R.S. Total, direct and diffuse
solar radiation in the tropics. Solar Energy, 9(4):
183-192, 1965.
- /137/ SHERRY, J.E. & JUSTUS, C.G. A simple hourly clear
sky solar radiation model based on metereological
parameters. Solar Energy, 30(5):425-431, 1983.
- /138/ SILVA, A.C. & MALATO, J.J. Geometria de insolação de
edifícios. Informações Técnicas - Edifícios 5.
Laboratório Nacional de Engenharia Civil. Lisboa ,
Dez. 1969.
- /139/ SMOLLECK, H.A. & SIMS, J.P. Guidelines for the Selection
and operation of bare ACSR conductors with reg
ard to current carrying capacity. Electric Power
Systems Research, 5:179-190, 1982.
- /140/ SPENCE, R.O. Aluminum conductor rating panel discussion.
Aluminum Association. 1973 ANNUAL CONFERE
NCE OF THE ENGINEERING AND OPERATION DIVISION SOUTHE
EASTERN ELECTRIC EXCHANGE.
- /141/ SPENCER, J.W. A comparison of methods for estimating
hourly diffuse solar radiation from global solar rad
iation. Solar Energy, 29(1):19-32, 1982.

- /142/ STAUFFACHER, E.R. Short-time current carrying capacity of cooper wire. General Electric Review, 31(6): 326-327, June 1928.
- /143/ SUMITOMO ELECTRIC INDUSTRIES Ltd. Aluminum conductor steel reinforced (ACSR) manual. Japan.
- /144/ SVENSSON, L., et alii. Thermal design criteria for overhead lines with regard to load and short circuit currents. CIGRE 22-09, Aug. 1980.
- /145/ TANAKA, A. & HOSHINO, H. Transient current capacity of aluminum clad steel ground wires. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 89(7):1493 - 1498, Sept./Oct. 1970.
- /146/ TAYLOR, C.S. & HOUSE, H.E. Emissivity and its effect on the current carrying capacity aluminum conductors. AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 75: 970-976, Oct. 1956.
- /147/ VIAN, A, et alii. Aplicação de metodologia probabilística envolvendo dados climatológicos e condições de carregamento elétrico na determinação da distância vertical mínima do condutor ao solo. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 6., Camboriú 1981. (BC/GLT/29).
- /148/ WAGHORNE, J.H. & OGORODNIKOV, V.E. Current carrying capacity of ACSR conductor. AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 70:1159-1162, 1951.
- /149/ WALRAVEN, R. Calculating the position of the sun. Solar Energy, 20:393-397, 1978.
- /150/ WALTON, E.C. The electrical properties of galvanized steel conductors for overhead transmission lines. Journal of the IEE, 1065-1077, 1928.
- /151/ WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION - Electrical Transmission and Distribution Reference Book. 4 ed., Pittsburgh, 1964.

- /152/ WINKELMAN, P.F. Sag tension computations and field measurements of Bonneville Power Administration. AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 78:1532-1548, Feb. 1960.
- /153/ WOLL, W.M. & GABLE, J.A. Current carrying capacity of bare cables. Electric Journal, 23(2):557-559, Nov. 1926.
- /154/ WONG, T.Y.; FINDLAY, J.A. & MCMURTRIE, A.N. An on-line method for transmission ampacity evaluation. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 101(2):309-315, Feb. 1982.
- /155/ WOOD, A.B. et alii. A practical method of conductor creep determination. Electra, 24:105-137, 1972.
- /156/ WOOD, R.J.C. Heating of large steel cored aluminum conductors. AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 43:1258-1263, 1924.



DATE	1-1-03 / 1985
FROM	PPG
TO	
BY	
NCr\$	Loaczi

