

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA  
PRÓ-REITORIA PARA ASSUNTOS DO INTERIOR<sup>00</sup>  
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS E COMPUTAÇÃO

+ OTIMIZAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO DE TRANSFORMADORES  
EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Por

FRANCISCO JOSÉ DE ARAÚJO

CAMPINA GRANDE - PARAÍBA

JUNHO - 1980



A663o Araújo, Francisco José de.  
Otimização da localização de transformadores em redes de distribuição / Francisco José de Araújo. - Campina Grande, 1980.  
110 f.

Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Ciências e Tecnologia, 1980.  
"Orientação : Prof. Dr. Evilson de Araújo Barros, Prof. Dr. Hassan Sherafat."  
Referências.

1. Transformadores. 2. Energia Elétrica - Distribuição. 3. Redes de Distribuição. 4. Ciências - Dissertação. I. Barros, Evilson de Araújo. II. Sherafat, Hassan. III. Universidade Federal da Paraíba - Campina Grande (PB). IV. Título

CDU 621.314(043)

## DEDICATÓRIA

A meus Pais, Irmãos e Cunhados pelo incentivo e apoio sempre demonstrados, sem os quais não seria possível a realização deste trabalho.

## AGRADECIMENTOS

O Autor Agradece:

Ao seu Orientador e Amigo Prof. *Evilson de Araújo Barros* pela atenção, incentivo e amizade, sempre demonstrada durante a realização deste trabalho.

Ao seu Co-Orientador Prof. Hassan Sherafat, pelo auxílio, colaboração e especialmente pelas valiosas sugestões.

Aos Professores Edison Roberto Cabral da Silva e Dago berto Lourenço Ribeiro, pelas valorosas sugestões.

Aos funcionários da Companhia de Eletricidade da *Borema*, em especial aos Engenheiros Tomaz Timbô Catunda, Carlos Alberto Clemente de Souza e Humberto de Almeida Vitorino e a todos os que, direta ou indiretamente, contribuíram para o sucesso deste trabalho.

Ao pessoal da Sociedade Anônima de Eletrificação da *Paraíba*, que muito contribuíram para o êxito deste trabalho.

Aos professores do DSC, que de uma forma ou de outra, prestaram sua colaboração.



Aos professores do Departamento de Matemática da UFPB –  
João Pessoa, em particular ao Prof. Paulo Brito.

A todos os colegas de curso pela amizade sempre demonstrada.

## RESUMO

Este estudo consta do estabelecimento de função para o controle de carga dos transformadores, critérios para o balançamento nas fases do transformador, como também do desenvolvimento de um algoritmo para se obter a melhor alocação de transformadores em um sistema de distribuição, tal que a queda de tensão seja minimizada.

Os métodos foram baseados na aplicação de ESTATÍSTICA e TEORIA DOS GRAFOS, a fim de reduzir as perdas, queda de tensão e dar maior confiabilidade nas redes de distribuição de energia.

A eficiência deste método foi demonstrada a partir dos resultados obtidos pelo processo adotado na Companhia de Eletricidade da Borborema e o desenvolvido neste trabalho.

## ABSTRACT

This work is on the establishment of a function to control the transformers load, as well as criterion for the balance in the transformer phases, it also points out the development of an algorithm to obtain the best placing of transformers within a distribution system, so that the voltage drop is minimized.

The methods used were based in the application of statistics and graph theory, ou order to reduce the voltage loss and drop as well as to give a greater confiability in the networks of energy distribution.

The efficiency of this method is shown from the results provided by the process used at the Borborema Electricity Company and the ones developed in this work.

## ÍNDICE

INTRODUÇÃO.....	1
CAPÍTULO I – CONCEITOS FUNDAMENTAIS.....	7
1.1 – GRAFO.....	7
1.1.1 – Caminhos e Cadeias.....	10
1.1.2 – Pesos.....	11
1.1.3 – Circuitos, Ciclos e Laços.....	11
1.2 – TIPOS DE GRAFOS.....	12
1.2.1 – Grafo Conexo.....	12
1.2.2 – Grafo Completo.....	12
1.3 – REPRESENTAÇÃO MATRICIAL DE UM GRAFO.....	13
1.3.1 – Matriz Adjacência.....	13
1.3.2 – Matriz Incidência.....	14
1.4 – ÁRVORE.....	15
1.5 – CENTRO E MEDIANO.....	17
1.6 – REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	18
1.7 – POTÊNCIA.....	19
1.8 – DEMANDA.....	21
1.9 – FATOR DE POTÊNCIA.....	21
1.10– CARGA.....	22
1.11– REPRESENTAÇÃO DA REDE DE ENERGIA ELÉTRICA POR GRAFOS.....	22

## CAPÍTULO II – CONTROLE DE CARGA E BALANCEAMENTO

DOS TRANSFORMADORES.....	24
2.1 – INTRODUÇÃO.....	24
2.2 – OBTENÇÃO DOS DADOS.....	25
2.2.1 – Consumo.....	25
2.2.2 – Demanda de Transformadores por Fase.....	25
2.3 – DETERMINAÇÃO DA FUNÇÃO DE CORRELAÇÃO....	26
2.3.1 – A Reta dos Mínimos Quadrados....	28
2.4 – CRITÉRIO PARA O BALANCEAMENTO.....	31
2.4.1 – Índice de Desbalanceamento.....	31
2.5 – BALANCEAMENTO NAS FASES DO TRANSFORMADOR	31

## CAPÍTULO III – DETERMINAÇÃO DO MELHOR LOCAL DO TRANSFORMADOR

EM SUA ÁREA PARA MINIMIZAR A QUEDA DE TENSÃO..	36
3.1 – INTRODUÇÃO.....	36
3.2 – CÁLCULO DA QUEDA DE TENSÃO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	37
3.2.1 – Parâmetros e Fórmulas Utilizadas no Cálculo da Queda de Tensão...	37
3.3 – APLICAÇÃO DO MÉTODO.....	38
3.3.1 – Cálculo Ilustrativo.....	39
3.4 – LOCALIZAÇÃO DOS TRANSFORMADORES.....	40
3.5 – O P-MEDIANO GENERALIZADO.....	42
3.6 – MÉTODOS PARA O PROBLEMA P-MEDIANO.....	42
3.6.1 – Formulação como um Problema Inteiro.....	42

3.7 – A MENOR DISTÂNCIA ENTRE TODOS OS PARES DE VÉRTICES.....	44
3.7.1 – Algoritmo de Floyd.....	44
3.7.2 – Algoritmo do Melhor Local.....	47
3.8 – ALGORITMO DA RENUMERAÇÃO E OBTENÇÃO DA MATRIZ QUE CONTÉM OS CICLOS.....	50
3.8.1 – Ilustração do Algoritmo.....	51
3.9 – ALGORITMO PARA O CÁLCULO DA QUEDA DE TENSÃO.....	54
3.9.1 – Ilustração do Algoritmo.....	55
CAPÍTULO IV – RESULTADOS OBTIDOS.....	58
4.1 – INTRODUÇÃO.....	58
4.2 – DESCRIÇÃO DO MÉTODO PRÁTICO.....	58
4.3 – DESCRIÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO.....	59
4.4 – VANTAGENS.....	70
CAPÍTULO V – CONCLUSÃO E SUGESTÕES.....	72
5.1 – CONCLUSÃO.....	72
5.2 – SUGESTÕES.....	73
APÊNDICE 1.....	74
APÊNDICE 2.....	87
BIBLIOGRAFIA.....	109

## INTRODUÇÃO

A Companhia de Eletricidade da Borborema (CELB) localizada na cidade de Campina Grande — Paraíba, é uma empresa de médio porte, com uma carga instalada de 35 MVA e uma demanda de 26 MW. Sua área de concessão é Campina Grande com os seguintes distritos: Boa Vista, Galante, São José da Mata e Catolé, além das cidades de Queimadas, Fagundes, Massaranduba e Lagoa Seca. A TABELA I, mostra a relação dos transformadores pertencentes a CELB, com suas potências, e suas quantidades por área urbana e rural.

As companhias de eletricidade vem se preocupando há bastante tempo com o problema das perdas de carga e queda de tensão, tanto na rede primária como na secundária. Baseado neste fato, desenvolveu-se este trabalho na rede secundária, contendo o controle de carga dos transformadores, os critérios para o balanceamento do transformador e a determinação do melhor local do transformador na área, visando a minimização da queda de tensão. A queda de tensão não depende somente de distância e da carga, mas também do condutor empregado, tensão nominal etc. Considerou-se neste trabalho, distância e carga, supondo-se os outros fatores em condições normais.

Para resolver tal problema, as empresas ainda utilizam métodos convencionais, adquiridos através de muitos anos de experiência neste setor. Somente com o advento de novos métodos de pesquisa operacional e computadores mais eficientes, tornou-se possível enquadrar o problema em um dos modelos que procuram obter solução ótima.

O problema desenvolvido neste trabalho tem como objetivo primordial a determinação do melhor local para instalação do transformador na rede de distribuição. Este pôde ser associado com o problema que, na literatura é conhecido como o de alocação de facilidades em um grafo [2]. Aparece na prática sob uma variedade de denominação: alocação de centros de distribuição em redes telefônicas, sub-estações em redes elétricas, etc.

Considerou-se, neste trabalho, o seguinte problema:

Obtida uma amostra representativa de transformadores, deseja-se determinar uma função para o controle de carga dos transformadores (Fig. 1) fazer o balanceamento nas fases do transformador e encontrar o melhor local para instalá-lo, de tal maneira que as maiores quedas de tensões sejam minimizadas. Uma área de transformador é definida por um conjunto de ruas e um conjunto de postes, onde, em cada poste é associada uma carga e, entre dois postes, uma distância.

Este problema está dividido em três etapas:

- Controle de carga e balanceamento dos transformadores;



2 - Determinação do melhor local do transformador;

3 - Cálculo da queda de tensão.

TABELA I

RELAÇÃO DOS TRANSFORMADORES PERTENCENTES A CELB

POTÊNCIA (kVA)	QUANTIDADE		TOTAL
	URBANA	RURAL	
225	01	-	01
172	01	-	01
150	01	-	01
125	02	-	02
112,5	32	-	32
100	06	-	06
75	103	09	112
50	16	05	21
45	108	17	125
30	56	43	99
25	-	01	01
20	04	17	21
15	06	65	71
TOTAL	336	157	493

O Capítulo I, contém os conceitos fundamentais necessários para o desenvolvimento deste trabalho.

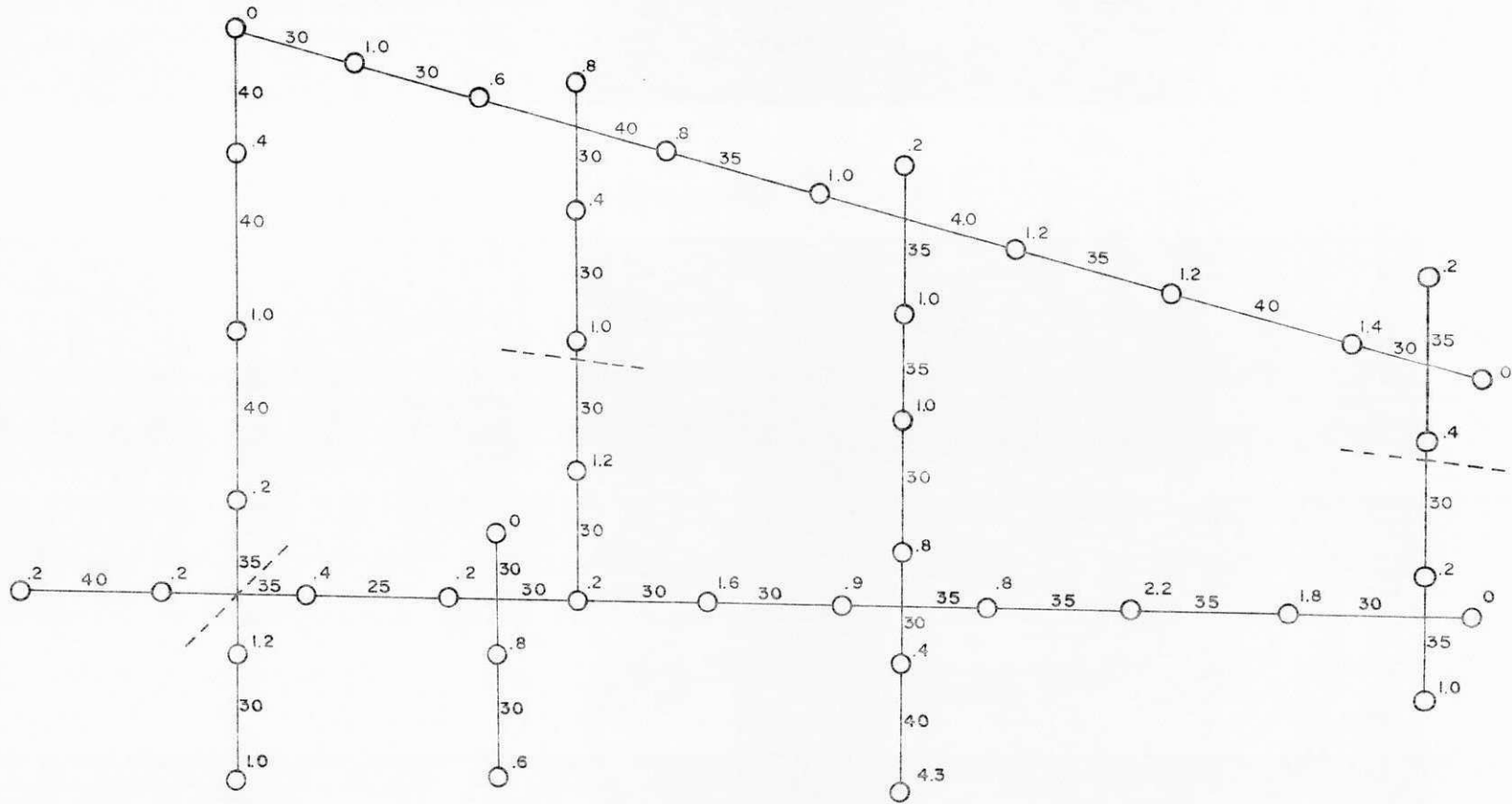
O Capítulo II, consta do controle de carga e balanceamento dos transformadores. Um transformador pode estar com subcarga (capacidade ociosa) ou sobrecarga (perda de vida útil). Para controlar estas cargas, foi estabelecida, estatisticamente, uma função matemática, que relaciona os kWh das faturas dos consumidores com os kVA de demanda dos transformadores. Na prática, é possível que determinado transformador esteja desbalanceado, o que ocasiona o não-aproveitamento máximo de sua capacidade nominal e de sua vida útil, além de aumentar a queda de tensão e perdas. Como foi possível trabalhar com a demanda de cada consumidor por fase, fez-se o balanceamento, utilizando-se os critérios pré-estabelecidos pela empresa.

No Capítulo III, foi desenvolvido o método para a determinação do melhor local para a instalação do transformador, do algoritmo que identifica os anéis (ciclos) existentes na área, quando esta é fechada e do algoritmo que calcula a queda de tensão. Um transformador, estando mal localizado acarretará um aumento de queda de tensão, prejudicando, sensivelmente, os consumidores mais distantes. Portanto, desenvolveu-se um método que visa minimizar a queda de tensão. Se a área do transformador é fechada, há a identificação dos anéis, através do algoritmo e, para cada anel é dado um corte, transformando a área em aberta (árvore) e fazendo-se, então, o cálculo da queda de tensão.

O Capítulo IV, contém os resultados obtidos pelo método que a empresa utiliza e o proposto neste trabalho, para concluir sobre a eficiência de cada método. Estes resultados foram obtidos para uma amostra de 10 (dez) transformadores no Bairro de José Pinheiro, nas áreas residenciais e comerciais de Campina Grande.

Finalmente, no Capítulo V, são apresentadas as conclusões e as sugestões.

FIG. 1 - ÁREA DO TRANSFORMADOR FECHADA.



## CAPÍTULO I

### CONCEITOS FUNDAMENTAIS

#### 1.1 - GRAFO

Um grafo  $G$  é uma estrutura constituída por um conjunto não vazio de vértices  $X_1, X_2, \dots, X_n$  (denotado pelo conjunto  $X$ ) e um conjunto de linhas ou ramos  $a_1, a_2, \dots, a_m$  (denotado pelo conjunto  $A$ ) unindo todos ou alguns desses pontos. O grafo  $G$  é, então, denotado pelo par  $(X, A)$ . Se as ligações em  $A$  tem uma direção, que é usualmente representada por uma seta, são chamados de arcos e o grafo resultante é chamado de grafo direcionado (Fig. 1.1a). Se as ligações não tem direção são chamadas de ramos e o grafo resultante é chamado de não-direcionado (Fig. 1.1b). Um grafo constituído por algumas ligações direcionadas (arcos) e outras não direcionadas (ramos) é chamado de grafo misto (Fig. 1.1c).

No caso em que  $G = (X, A)$  é um grafo direcionado mas desejamos desprezar a direção dos arcos em  $A$ . O complementar não direcionado para  $G$  será escrito como  $\bar{G} = (X, \bar{A})$ .

Um arco também pode ser denotado por um par de vértices inicial e final (isto é: por seus vértices terminais). Por exemplo: se o vértice  $X_i$  é o vértice inicial do arco  $a_L$  e o vértice  $X_j$  é o vértice final, então  $a_L$  pode ser denotado por  $(X_i, X_j)$ . Por conseguinte, na Fig. 1.1a o par  $(X_2, X_1)$  refere-se ao arco  $a_1$ . Uma ligação sempre pode ser substituída por dois arcos com direções opostas.

Uma alternativa freqüentemente preferível para descrever um grafo direcionado  $G$ , é pela especificação do conjunto  $X$  de vértices e uma correspondência  $\Gamma$ , a qual mostra como os vértices estão relacionados entre si.  $\Gamma$  é chamada de aplicação do conjunto  $X$  em si mesma e o grafo é denotado por  $G = (X, \Gamma)$ . No exemplo da Fig. 1.1a tem-se:

$$\Gamma (X_1) = \{X_3, X_4, X_6\}$$

$$\Gamma (X_2) = \{X_1\}$$

$$\Gamma (X_3) = \phi$$

Desde que  $\Gamma (X_i)$  foi definido para significar o conjunto daqueles vértices  $X_j$  pertencentes a  $X$  para o qual um arco  $(X_i, X_j)$  existe no grafo, é natural escrever  $\Gamma^{-1} (X_i)$  o conjunto daqueles vértices  $X_k$  para o qual um arco  $(X_k, X_i)$  existe em

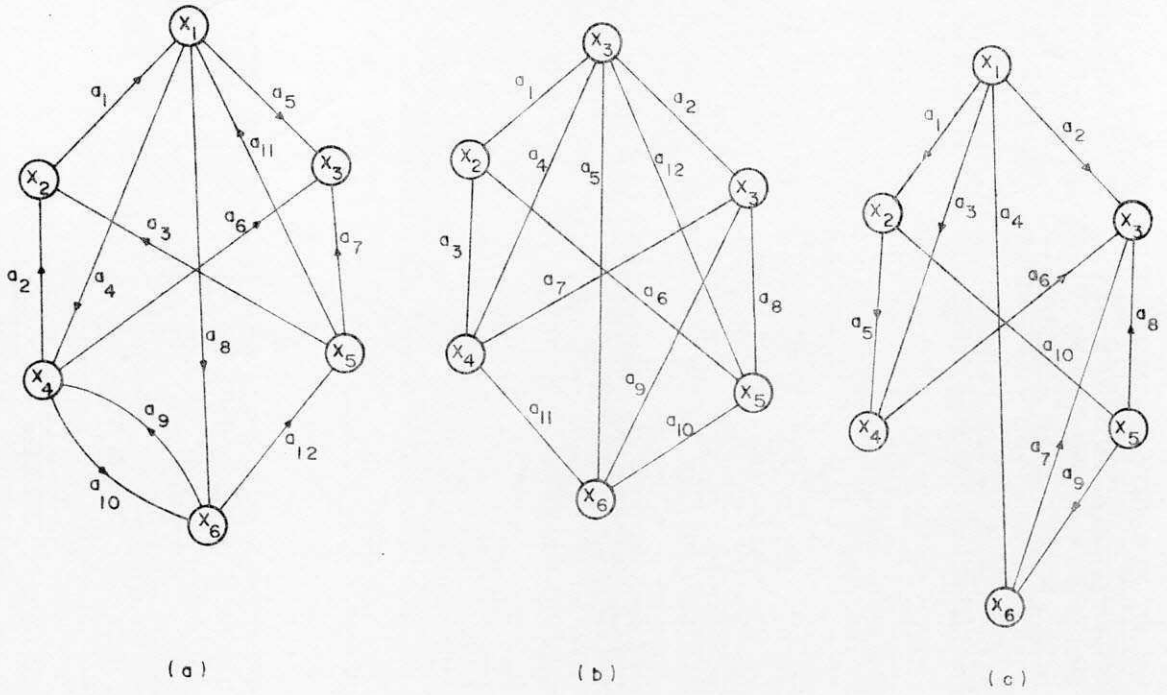


FIG. 1.1

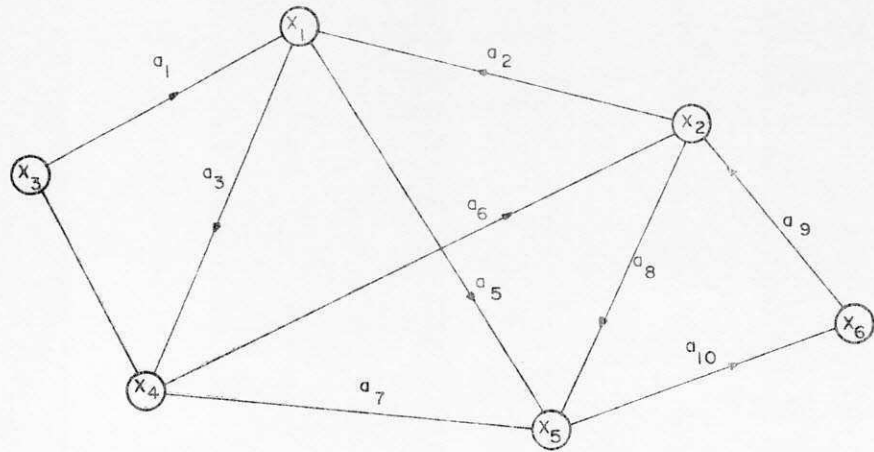


FIG. 1.2

G. A relação  $\Gamma^{-1}(X_i)$  é chamada de aplicação inversa. Para o grafo mostrado na Fig. 1.1a tem-se:

$$\Gamma^{-1}(X_3) = \{X_1, X_4, X_5\}$$

$$\Gamma^{-1}(X_5) = \{X_6\}$$

### 1.1.1 - Caminhos e Cadeias

Um caminho em um grafo direcionado é qualquer seqüência de arcos, onde o vértice final de um é vértice inicial do próximo. Portanto, na Fig. 1.2 as seqüências dos arcos:

$$a_1, a_5, a_7 \quad (1.1)$$

$$a_2, a_5, a_{10}, a_9, a_8, a_7 \quad (1.2)$$

$$a_3, a_6, a_8, a_7, a_6, a_2 \quad (1.3)$$

são todos caminhos.

Dois arcos  $a_i, a_j$  que possuam um vértice terminal comum são chamados de adjacentes. Por exemplo: na Fig. 1.2, os arcos  $a_1, a_4$  são adjacentes.

Um caminho simples é um caminho que não usa o mesmo arco mais do que uma vez. Portanto, os caminhos (1.1) e (1.2) acima são simples, mas o caminho (1.3) não o é, porque usa o arco  $a_6$  mais de uma vez.



Um caminho  $\bar{e}$  chamado de elementar, quando não usa o mesmo vértice mais de uma vez. Então, o caminho (1.1)  $\bar{e}$  elementar, mas os caminhos (1.2) e (1.3) não o são.

Uma cadeia  $\bar{e}$  o correspondente não-direcionado do caminho e aplica-se a grafos, desprezando-se as direções dos arcos. Por exemplo: na Fig. (1.1b) a seqüência dos ramos  $a_1, a_6, a_{10}, a_{11}$  forma uma cadeia do vértice  $X_1$  ao vértice  $X_4$ .

### 1.1.2 - Pesos

Um número  $C_{ij}$ , às vezes pode ser associado a um ramo  $(X_i, X_j)$ . Esses números são chamados de pesos, comprimentos ou custos e o grafo  $\bar{e}$ , então, chamado de arco-pesado. Também um peso  $V_i$ , de vez em quando, pode ser associado a um vértice  $X_i$ . O valor de um caminho (ou cadeia)  $\bar{e}$  definido como a soma dos pesos dos ramos do caminho (ou cadeia). Um grafo que tem arcos e/ou vértices pesados  $\bar{e}$ , também, chamado de rede.

### 1.1.3 - Circuitos, Ciclos e Laços

Um circuito  $\bar{e}$  um caminho no qual o vértice inicial e o final são os mesmos. Portanto, na Fig. 1.1a o caminho formado pela seqüência  $a_1, a_8, a_9, a_2$   $\bar{e}$  um circuito.

Um ciclo  $\bar{e}$  uma cadeia onde os vértices inicial e final são os mesmos. Na Fig. 1.1b,  $a_1, a_4, a_3$   $\bar{e}$  um exemplo de ciclos.

Um laço é um arco cujos v̄rtices inicial e final s̄o os mesmos. Na Fig. 1.4.

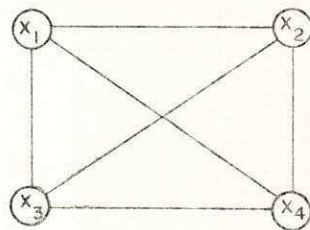
## 1.2 – TIPOS DE GRAFOS

### 1.2.1 – Grafo Conexo

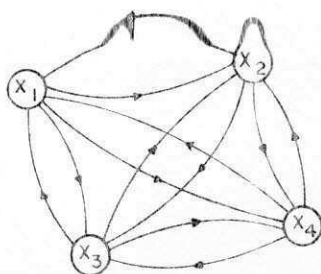
Um grafo  $G = (X, A)$  é conexo, se, para dois v̄rtices quaisquer  $X_i, X_j \in X$  existe um caminho em  $G$  de  $X_i$  para  $X_j$ . Os grafos das Figs. 1.1a e 1.1b, s̄o conexos, mas o grafo da Fig. 1.1c n̄o é conexo, porque n̄o existe um caminho nesse grafo do v̄rtice  $X_4$  para o  $X_6$ .

### 1.2.2 – Grafo Completo

Um grafo  $G = (X, A)$  é chamado de completo, se, para dois v̄rtices quaisquer  $X_i$  e  $X_j$  ( $X_i, X_j$ ) o ramo  $(X_i, X_j) \in A$ . Por exemplo: o grafo da Fig. 1.3b é um grafo completo direcionado e o da Fig. 1.3a é um grafo completo n̄o-direcionado.



a) Grafo completo n̄o-direcionado



b) Grafo completo direcionado

Fig. 1.3

### 1.3 – REPRESENTAÇÃO MATRICIAL DE UM GRAFO

Uma maneira de representar um grafo algebricamente é pelo uso de matrizes, como se segue:

#### 1.3.1 – Matriz Adjacência

Dado um grafo  $G$ , a sua matriz adjacência é denotada por  $D = [d_{ij}]$  e é dado por:

$d_{ij} = 1$  se o arco  $(X_i, X_j)$  existe em  $G$ .

$d_{ij} = 0$  se o arco  $(X_i, X_j)$  não existe em  $G$ .

Um ramo pode ser substituído por dois arcos de direções opostas. A matriz adjacência do grafo mostrado na Fig. 1.4 é dada por:

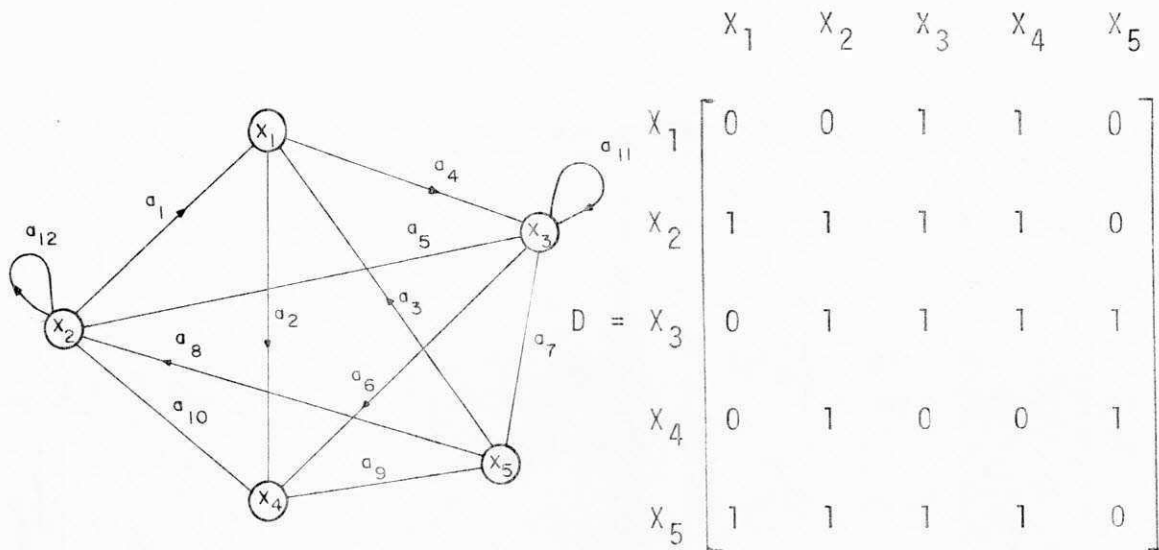


FIG. 1.4

MATRIZ ADJACÊNCIA

### 1.3.2 – Matriz Incidência

Dado um grafo  $G$ , a matriz incidência  $B$  de ordem  $n \times m$  de  $G$  é denotado por  $B = [b_{ij}]$  e definido como sendo:

$b_{ij} = 1$  se  $X_i$  é o vértice inicial do arco  $a_L$

$b_{ij} = -1$  se  $X_i$  é o vértice final do arco  $a_L$

$b_{ij} = 0$  em outro caso.



- 4 -  $G$  é sem ciclos e, acrescentando-se um ramo entre dois vértices quaisquer, cria-se exatamente um ciclo
- 5 -  $G$  é conexo e, suprimindo-se qualquer um dos ramos,  $G$  não é mais conexo
- 6 - Todo par de vértice é ligado por, exatamente, uma cadeia.

O nível de um vértice de uma árvore é definido, dizendo-se que a raiz tem nível um e os demais tem um nível a mais que o anterior.

Considerando-se uma árvore como uma família, pode-se utilizar a seguinte nomenclatura. Onde, cada vértice será o "pai" dos de nível imediatamente inferior a ele ligados e "filho" o de nível superior a ele ligado. Os de mesmo nível, ligados a um vértice de nível superior ("pai") serão "irmãos", e "primos" dos vértices de mesmo nível ligados a seus "pais". É essa toda a nomenclatura hierárquica que pode ser utilizada. Por exemplo: a árvore da Fig. 1.5.

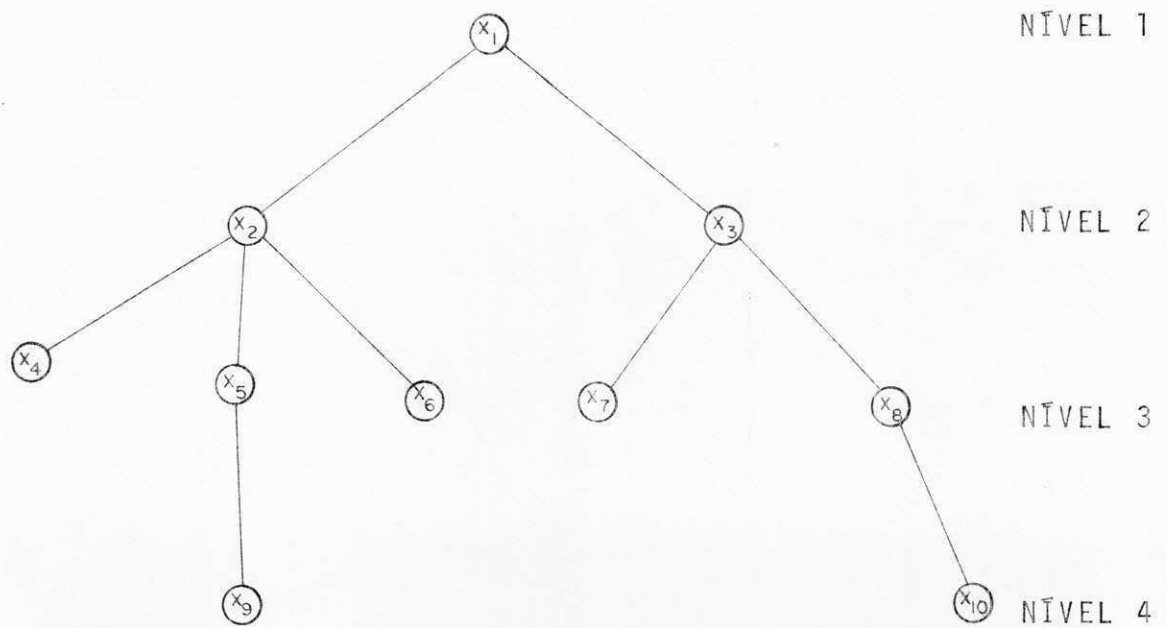


Fig. 1.5 - Árvore

$X_1$  tem dois "filhos":  $X_2$  e  $X_3$ ;  $X_4$ ,  $X_5$  e  $X_6$  são "irmãos"

$X_3$  é "pai" de  $X_7$  e  $X_8$ ;  $X_7$  e  $X_8$  são "primos" de  $X_4$ ,  $X_5$  e  $X_6$

$X_3$  é "tio" de  $X_5$ ;  $X_2$  "avô" de  $X_9$ .

### 1.5 - CENTRO E MEDIANO

A matriz quadrada  $D = [d_{ij}]$  de ordem  $\underline{n}$  é a matriz das menores distâncias de um grafo  $G(X, A)$  (não-direcionado) com  $\underline{n}$  vértices, se

$$d_{ij} = \begin{cases} d(X_i, X_j), & \text{para } i, j = 1, 2, \dots, n, i \neq j \\ d(X_i, X_i) = 0 & \text{para } i = j, i = 1, 2, \dots, n \end{cases}$$



e  $D' = [d'_{ij}]$  é a matriz obtida da multiplicação da coluna  $j$  da matriz  $d_{ij}$  pela carga  $V_j$ . Seja  $R(X_i)$  o número máximo na linha  $i$  de  $D'$ . Se  $R(X_c) = \min [R(X_1), R(X_2), \dots, R(X_n)]$ , então  $X_c$  é o centro de  $G$ . Similarmente, o mediano de  $G$  pode ser definido, em termos de  $D'$ , como se segue:

Seja  $P(X_i)$  a soma das linhas  $i$  de  $D'$ , então, se  $P(X_0) = \min [P(X_1), P(X_2), \dots, P(X_n)]$   $X_0$  é o vértice mediano de  $G$ . [5].

## 1.6 - REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Uma rede de distribuição é constituída por um conjunto de linhas e equipamentos dispostos convenientemente, a fim de garantir o fornecimento das unidades componentes da localidade a ser servida.

A rede de distribuição pode ser classificada em:

- a) rede primária ou de alta tensão
- b) rede secundária ou de baixa tensão

As redes primárias e secundárias são constituídas por condutores que são chamados de:

- c) condutores principais ou alimentadores primários
- d) condutores secundários



Os condutores principais ou alimentadores são os condutores de maior diâmetro, responsáveis pela alimentação dos condutores secundários.

Os condutores secundários são os de menor diâmetro, encarregados do abastecimento direto nas áreas residenciais e comerciais.

A Fig. 1.6 mostra um exemplo simples de uma rede de distribuição, servindo as áreas residenciais e comerciais [10].

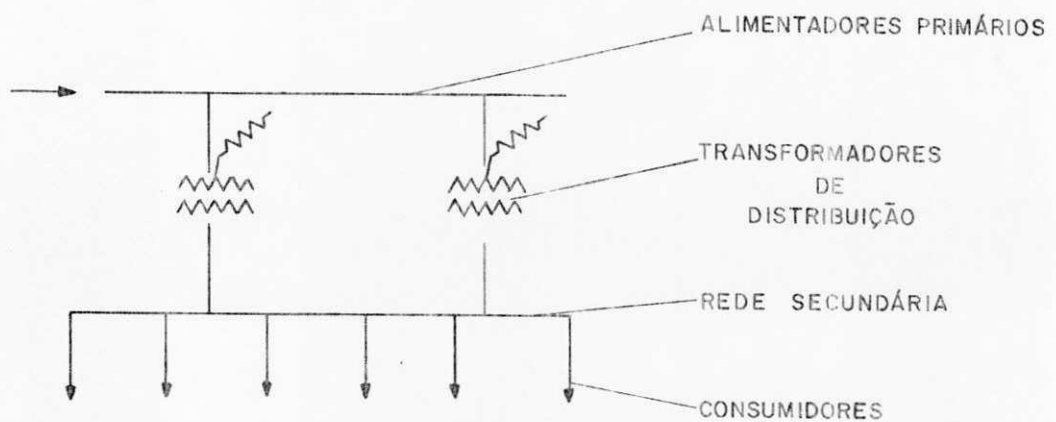


FIG. 1.6

## 1.7 – POTÊNCIA

Potência é a razão, na qual a energia é transmitida. Potência em um circuito com corrente alternada pode ser também definida de acordo com o tipo de potência, da seguinte maneira: potência instantânea, aparente, ativa, reativa, etc. Potência nominal é aquela indicada na placa do aparelho ou máquina. A po

tência instantânea, em um circuito monofásico dois fios, é o resultado do produto da corrente instantânea, através do ponto de entrada e a diferença de potencial instantânea deste ponto de entrada e o segundo ponto que é tomado como referência. A potência instantânea  $p$ , é dada por:

$$p = e \cdot i$$

onde  $e$ , e  $i$  são os valores instantâneos de diferença de potencial e corrente, respectivamente. A potência aparente em um circuito monofásico dois fios, é o produto escalar da corrente efetiva em um condutor multiplicada pela diferença de potencial efetiva. A potência aparente  $S$ , é dada por:

$$S = |E| \cdot |I|$$

onde  $E$  é o valor efetivo da diferença de potencial entre o condutor fase e o neutro, e  $I$  é o valor efetivo da corrente em cada condutor fase. A potência ativa em um circuito monofásico dois fios, é o valor médio da potência instantânea. Geralmente a potência ativa  $P$ , é dada por:

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T p(t) dt$$

onde  $p(t)$  é a potência instantânea em função de tempo, e  $T$  é o período da corrente alternada.

Fazendo-se as substituições e resolvendo a integral, tem-se:

$$P = |E| |I| \cos\theta$$

### 1.8 — DEMANDA

A demanda de uma instalação ou sistema é a potência elétrica média, durante determinado intervalo de tempo, solicitada por esta instalação à fonte de suprimento.

A demanda, ou potência média, é portanto, expressa em Kilowatts (KW), Kilovars (Kvars), Kilovolt-Ampers (kVA), amperes ou outras unidades.

Demanda máxima de uma instalação é a maior de todas as demandas que tenha ocorrido durante um período de tempo especificado. A demanda máxima é expressa nas mesmas unidades de demanda.

### 1.9 — FATOR DE POTÊNCIA

Fator de potência é a razão entre a potência ativa e a potência aparente, e é dado como sendo  $F_p = \cos(\alpha - \beta)$

onde  $\alpha$  e  $\beta$  são ângulos, fases de tensão e corrente, respectivamente [10].

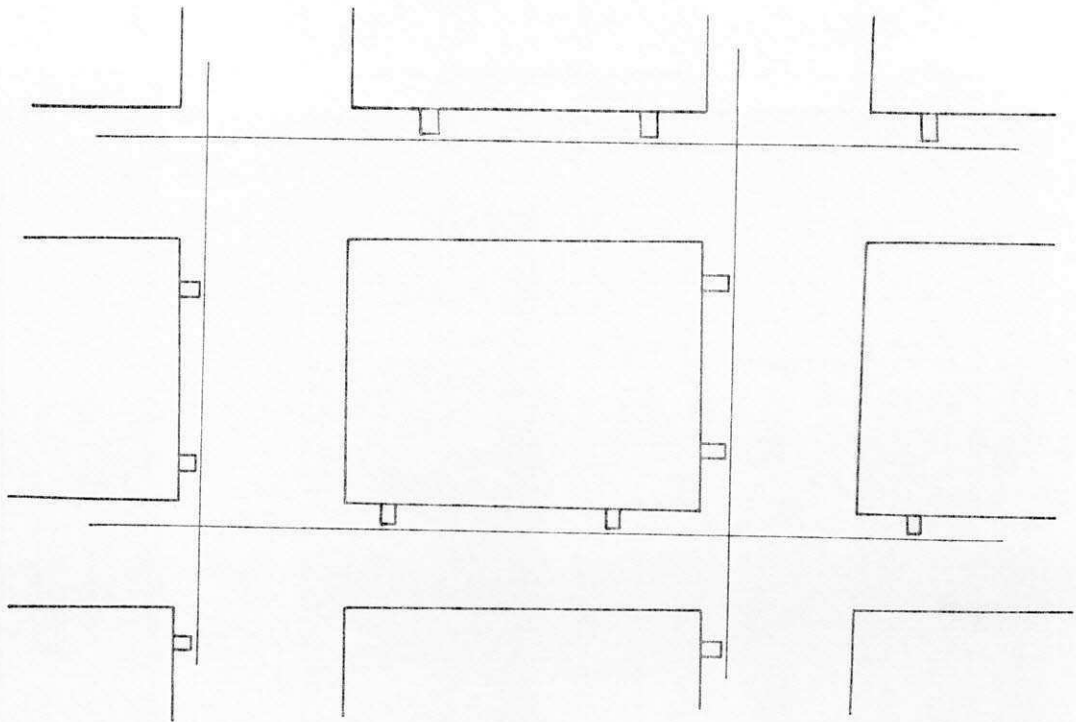
## 1.10 — CARGA

O conceito de carga está relacionado com a potência elétrica absorvida de uma fonte de suprimento por um aparelho ou máquina elétrica ou por um grupo deles. Às vezes os próprios aparelhos e máquinas são denominados de cargas. Portanto, carga é a soma das potências nominais de todos os aparelhos elétricos ligados em uma instalação, ao sistema.

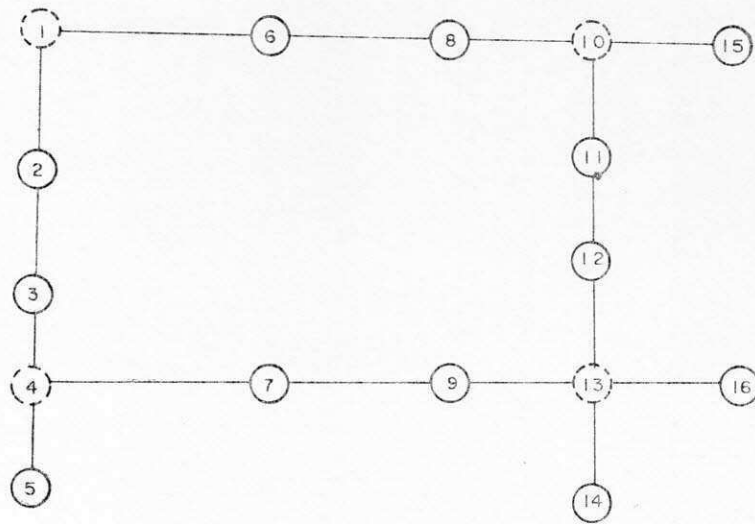
## 1.11 — REPRESENTAÇÃO DA REDE DE ENERGIA ELÉTRICA POR GRAFOS

Uma rede elétrica pode ser representada por um grafo, onde cada poste é um vértice e cada linha de um ponto a outro um ramo. Logo, o grafo considerado é não-direcionado. Por exemplo: a Fig. 1.7a é uma rede de energia elétrica e na Fig. 1.7b está representada por um grafo.

Dado o grafo da Fig. 1.7b, onde a cada vértice (poste) é associado uma carga e a cada ramo (linha) de um poste a outro uma distância, o objetivo é encontrar, dentre as várias opções possíveis, o melhor local para instalar o transformador, tal que as maiores quedas de tensões sejam minimizadas.



(a) - REDE ELÉTRICA



(b) - GRAFO REPRESENTANDO A REDE

LEGENDA

- POSTE FICTÍCIO
- POSTE REAL

FIG. 1.7

## CAPÍTULO II

### CONTROLE DE CARGA E BALANCEAMENTO DOS TRANSFORMADORES

#### 2.1 - INTRODUÇÃO

O controle de carga dos transformadores é um dos mais importantes problemas econômicos relacionados com o investimento na área de distribuição de energia. Para este controle foi estabelecida, estatisticamente, uma função matemática, relacionando os KWh faturados com os KVA de demanda para determinação das sobrecargas (perdas de vida útil) bem como das subcargas (capacidade ociosa) nos transformadores.

O equilíbrio de carga nas fases dos transformadores de distribuição é fundamental para o máximo aproveitamento da sua capacidade nominal e de sua vida útil, influenciando, também, nas condições de fornecimento, tais como queda de tensão e perdas. Portanto, é possível trabalhar com o valor da demanda de cada consumidor por fase, a partir do KWh faturado, além de for

necer relatório, contendo os postes mais desbalanceados, visando conseguir, com o mínimo de mudanças, o melhor balanceamento.

## 2.2 – OBTENÇÃO DOS DADOS

Para obtenção dos dados foi necessário fazer um levantamento de campo dos consumidores por fase, e medição nas fases do transformador. De posse disso, pôde-se obter o consumo de cada consumidor por fase e a demanda de cada transformador.

### 2.2.1 – Consumo

Através do levantamento de consumidores e das plantas das áreas dos transformadores, pôde-se associá-los aos respectivos transformadores e fases. Com o auxílio dos códigos dos consumidores foi dado acesso ao cadastro de consumidores e, portanto, o consumo vinculado às fases do transformador.

### 2.2.2 – Demanda de Transformadores por Fase

As potências aparentes foram obtidas, através de três medições instantâneas de corrente e tensão em horários considerados de pico. Estas medições deveriam ter sido feitas em "aparelhos registradores gráficos" de tensão, corrente e fator de potência em um intervalo de uma semana e, desta forma, teria sido possível obter-se valores mais relevantes. Entretanto, isto não foi feito em virtude de a empresa não possuir tais aparelhos.

### 2.3 - DETERMINAÇÃO DA FUNÇÃO DE CORRELAÇÃO

Tendo em vista o fato de que, cada região tem características diferentes de consumo de energia, se faz necessário encontrar uma função de correlação que permita relacionar o consumo com a demanda. Para o cálculo desta função, escolheu-se aleatoriamente transformadores em uma região, nos quais foram instalados equipamentos de medições instantâneas que permitissem conhecer a demanda e, através do cadastro dos consumidores, o consumo.

Das medições e do consumo, foram obtidos vários pontos, TABELA II, que nos dão uma nuvem de pontos (Fig. 2.1), na qual se deve encontrar uma curva que melhor se ajuste aos pontos.

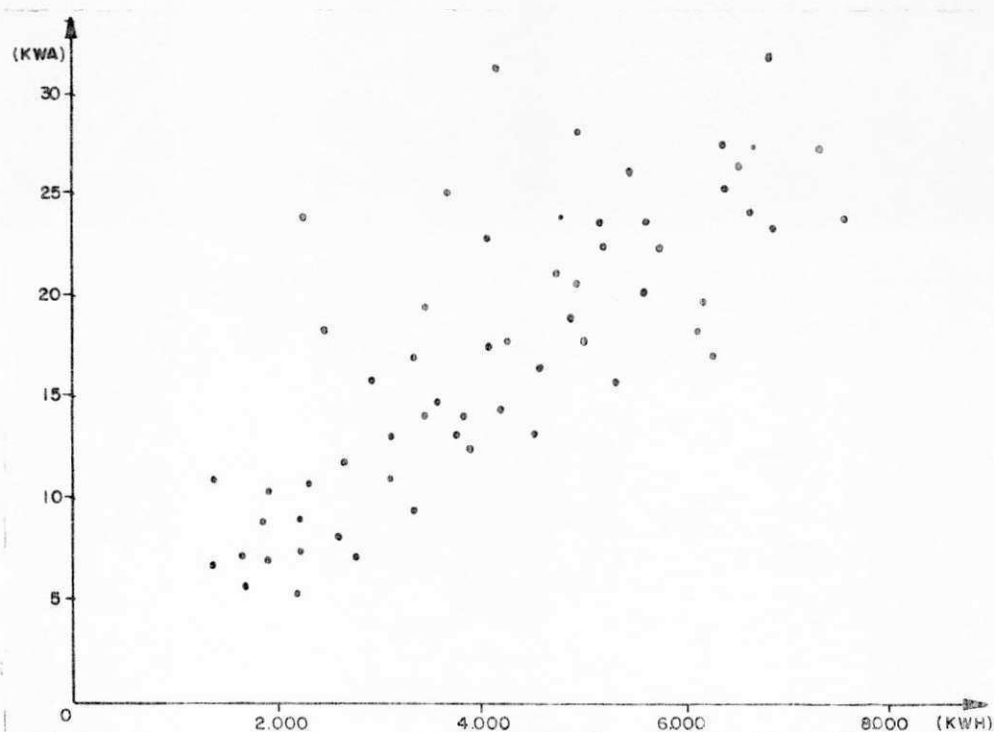


Fig. 2.1 - Nuvem de Ponto



A análise de regressão é o instrumento utilizado para a pesquisa da função que relaciona duas variáveis dependentes entre si por leis estatísticas.

TABELA II

Nº DO TRANS FORMADOR	KWh			CAPACIDADE KVA	KVA		
	FASE	FASE	FASE		FASE	FASE	FASE
	A	B	C		A	B	C
124/072	5970	6888	6822	75	19,8	20,5	21,7
137/025	6900	5099	7000	75	20,9	17,0	21,3
004/049	4084	5607	4986	75	19,9	20,2	23,1
092/089	1535	2192	1900	30	8,9	7,2	8,6
129/041	4465	6381	3721	75	11,2	14,0	11,2
180/023	3841	4788	3494	45	10,8	13,3	11,5
091/078	3027	2278	2482	75	12,0	20,2	16,5
197/026	3475	5015	5681	75	16,2	17,5	17,3
159/026	5741	3436	5954	75	20,6	14,2	15,9
144/046	4655	4249	3818	75	24,9	31,3	22,7
106/035	2215	2615	2200	30	9,0	7,0	6,0
008/032	3200	3317	2875	30	9,4	8,1	6,4
079/086	6513	7420	6603	75	22,5	23,0	23,2
122/014	4212	3815	4603	45	11,9	11,7	14,3
131/062	1614	1804	1614	30	6,1	5,3	4,2
140/004	4911	4131	4216	45	15,8	14,0	14,3
151/066	5112	5400	5136	75	15,4	16,3	14,6
082/045	7300	6824	5400	75	25,4	23,6	18,8
195/015	3140	2804	4500	45	10,9	10,0	14,8
186/020	1200	2309	3681	30	5,2	4,8	12,4

Nesta análise de regressão, uma variável aleatória  $Y$ , denominada variável função, tem uma distribuição dependente do valor de  $X$ , denominada variável independente.

No caso da estimativa do controle de carga dos transformadores, conhece-se o consumo (KWh) e deseja-se estimar a demanda (KVA) sendo, então:

$$Y = \text{KVA} \quad , \quad X = \text{KWh}$$

Para ajustar os pontos a partir da amostra de  $n$  pares de valores, utiliza-se o método dos mínimos quadrados.

### 2.3.1 – A Retra dos Mínimos Quadrados

A reta de mínimos quadrados tem por equação

$$Y = A + BX \tag{1}$$

onde, as constantes  $A$  e  $B$  são determinadas, resolvendo-se o sistema:

$$\sum Y = nA + B\sum X \tag{2}$$

$$\sum XY = A\sum X + B\sum X^2$$

chamado sistema de equações normais para a reta de mínimos quadrados. Note-se que, para abreviar, usa-se:

$$\sum Y, \sum XY, \sum X \text{ em lugar de } \sum_{j=1}^n Y_j, \sum_{j=1}^n X_j Y_j, \sum_{j=1}^n X_j$$

Os valores de A e B obtidos de (2) são dados por:

$$A = \frac{(\sum Y)(\sum X^2) - (\sum X)(\sum XY)}{n\sum X^2 - (\sum X)^2} \quad (3)$$

$$B = \frac{n\sum XY - (\sum X)(\sum Y)}{n\sum X^2 - (\sum X)^2}$$

O valor de B em (3) pode escrever-se também:

$$B = \frac{\sum (X - \bar{X})(Y - \bar{Y})}{\sum (X - \bar{X})^2} \quad (4)$$

Aqui, como de costume, o traço superior indica média, isto é:  $\bar{X} = (\sum X)/n$ . A divisão de ambos os membros da primeira equação de (2) por n dá:

$$\bar{Y} = A + B\bar{X} \quad (5)$$

Assim, pode-se determinar B, a partir de (3) e (4) e usar (5) para determinar  $A = \bar{Y} - B\bar{X}$  [3, 9].

A curva de correlação obtida para a área da amostra com 20 (vinte) transformadores em Campina Grande está representada na Fig. 2.2.

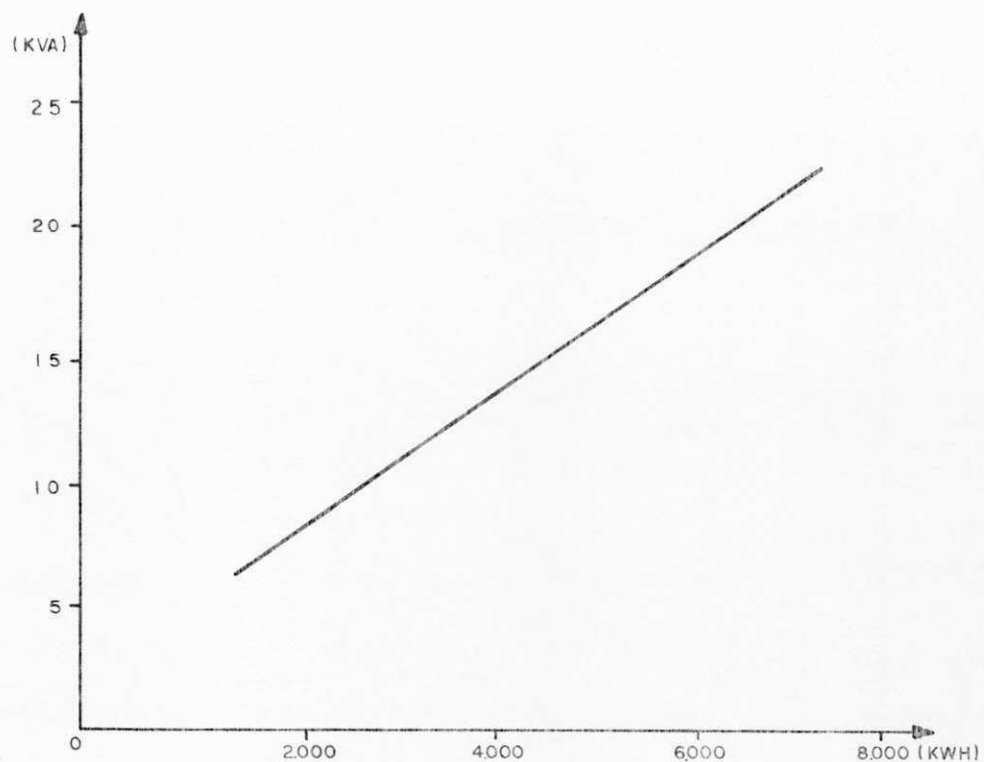


Fig. 2.2 --

Para obtenção desta função os dados da amostra foram processados e obtido o seguinte modelo linear:

$$Y = 0,002686X + 3,410092$$

onde:

Y = demanda máxima da fase em KVA

X = consumo atribuído à fase em KWh.

O coeficiente de correlação encontrado para o modelo é 0,75.

Este modelo poderá ser estendido a outras áreas cujo tipo de consumidor seja equivalente, podendo assim, dispensar as medições.

## 2.4 – CRITÉRIO PARA O BALANCEAMENTO

### 2.4.1 – Índice de Desbalanceamento

Com relação ao índice de desbalanceamento (I.D.) para fins da Companhia de Eletricidade da Borborema (CELB), define-se:

$$I.D. = 100 \times \left( 1 - \frac{\text{Carga da Fase menos Carregada}}{\text{Carga Média entre as Fases}} \right) \quad (2.2)$$

Considera-se que uma área de transformador está desbalanceada, quando este valor é superior a 20% [1].

## 2.5 – BALANCEAMENTO NAS FASES DO TRANSFORMADOR

O relatório de carga dos consumidores mostra o código da rua, o número do poste, o consumo mensal (KWh) por fase, a demanda (KVA) individual de cada consumidor por fase obtida através de uma regra de três, e a soma das demandas por fase em cada poste. Na TABELA III, tem-se os números dos postes, a soma das demandas por fase em cada poste, o índice de desbalanceamento calculado em cada poste, usando-se a fórmula (2.2) e a dife

rença (DIF) entre o limite máximo de desbalanceamento estabelecido pela empresa e o índice calculado. Na TABELA IV, estão os postes mais desbalanceados com o balanceamento proposto, onde são retirados os consumidores da fase mais carregada do transformador e colocados na menos carregada, de tal maneira que o transformador fique balanceado, sem ultrapassar o valor médio de demanda na fase mais carregada.

É importante levar em consideração os tipos de consumidores que compõem o poste a ser balanceado, pois, como se sabe, geralmente os consumidores comerciais são de carga diurna e os residenciais de carga noturna. Desta maneira, deve-se procurar distribuir os mesmos, igualmente, isto é, deverá haver equilíbrio nas fases à noite e durante o dia.

TABELA III

ÁREA DO TRANSFORMADOR Nº I/091/078

TOTAIS DE KVA POR FASE/POSTE

Nº DO POSTE	KVA			ÍNDICE DE DESBALANCEAMENTO (I.D.); DIFERENÇA (DIF.)	
	FASE A	FASE B	FASE C	I.D.	DIF.
619-566	1.93	4.08	1.72	33	13
618-569	1.59	2.25	1.16	30	10
617-572	0.34	0.00	0.58	100	80
615-575	0.00	1.77	0.00	100	80
614-578	0.00	0.18	0.25	100	80
618-577	1.61	1.42	2.72	25	5
617-579	0.00	0.00	0.84	100	80
621-579	1.19	1.02	1.10	0	0
625-581	0.00	0.00	0.00	0	0
628-581	0.15	0.00	0.00	100	80
633-575	0.36	1.06	0.00	100	80
634-572	0.00	0.00	0.00	0	0
634-570	0.00	0.00	0.00	0	0
635-567	0.00	0.00	0.00	0	0
637-564	0.00	0.00	0.00	0	0
637-561	0.00	0.00	0.00	0	0
638-558	0.00	0.00	0.00	0	0
629-564	0.78	1.04	0.27	60	40
628-567	0.96	2.57	3.25	57	37
626-571	1.14	3.74	1.67	47	27
625-574	1.43	0.71	2.53	54	34
623-578	0.52	0.00	0.00	100	80
622-581	0.00	0.00	0.00	0	0
621-584	0.00	0.00	0.00	0	0
628-562	0.00	0.00	0.00	0	0
631-563	0.00	0.00	0.00	0	0
634-563	0.00	0.00	0.00	0	0

## TABELA IV

## BALANCEAMENTO PROPOSTO

Nº DO POSTE	KVA						
	ANTES DO BALANCEAMENTO			DEPOIS DO BALANCEAMENTO			
	FASE A	FASE B	FASE C	FASE AA	FASE BB	FASE CC	RETIRADO
618-569	1.59	2.25	1.16	2.18	1.66	1.16	0.59
619-566	1.93	4.08	1.72	3.44	2.57	1.72	1.51
626-571	1.14	3.74	1.67	2.70	2.18	1.67	1.56
628-567	0.96	2.57	3.25	1.27	2.26	3.25	0.31
629-564	0.78	1.04	0.27	1.13	0.69	0.27	0.35
615-575	0.00	1.77	0.00	1.18	0.59	0.00	1.18
614-578	0.00	0.18	0.25	0.04	0.14	0.25	0.04
633-575	0.36	1.06	0.00	0.95	0.47	0.00	0.59



AREA DO TRANSFORMADOR N I/D91/D78

RELATORIO DE CARGA DOS CONSUMIDORES

COD DA RUA	N DO POSTE	N DA RESIDENCIA	KWH			KVA			
			FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C	SOMA
TOTALS			2027	2278	2482	12.0	20.2	16.5	
		304	79			0.31			
		308	125			0.50			
		309			80			0.53	
		311			80			0.53	
		312	55			0.22			
		312			49			0.33	
		313			49			0.33	
		320	70			0.28			
		324	80			0.32			
		329		117			1.04		
		330	77			0.31			
		339		223			1.93		
		343		120			1.06		
9	619-566		TOTAL FASE/POSTE			1.93	4.08	1.72	7.72
		342		94			0.83		
		347			95			0.63	
		348		160			1.42		
		353			80			0.53	
		356	81			0.32			
		362	30			0.12			
		366	56			0.22			
		370	134			0.53			
		376	101			0.40			
9	618-569		TOTAL FASE/POSTE			1.59	2.25	1.16	5.01
		380	38			0.15			
		386	19			0.19			
		397			87			0.58	
9	617-572		TOTAL FASE/POSTE			0.34	0.00	0.58	0.92
		405		100			0.89		
		413		100			0.89		
9	615-575		TOTAL FASE/POSTE			0.00	1.77	0.00	1.77
9	0- 0		TOTAL FASE/POSTE			0.00	0.00	0.00	0.00
		472			8			0.05	
		223		20			0.18		
		207			20			0.20	
9	614-578		TOTAL FASE/POSTE			0.00	0.18	0.20	0.18

## CAPÍTULO III

### DETERMINAÇÃO DO MELHOR LOCAL DO TRANSFORMADOR EM SUA ÁREA PARA MINIMIZAR A QUEDA DE TENSÃO

#### 3.1 — INTRODUÇÃO

O proposto neste capítulo é o problema da determinação do melhor local para a instalação do transformador em sua área, tal que as maiores quedas de tensões sejam minimizadas. Como, para esse problema de alocação, a queda de tensão é função de carga e distância, foi possível associá-lo ao problema do vértice mediano que, em geral, associando a cada vértice  $X_j$  um peso (carga)  $V_j$  tem por objetivo minimizar a soma das distâncias  $x$  pesos.

Para a resolução deste problema, foram desenvolvidos algoritmos, com os quais se determina o melhor local para o transformador, identificando-se todos os anéis existentes na área do transformador, fechada e o que provoca o cálculo da queda de tensão na linha.

### 3.2 - CÁLCULO DA QUEDA DE TENSÃO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Deve ser lembrado ainda: sempre que a corrente elétrica circula por um condutor, há uma queda de tensão, do que resulta uma tensão de saída menor do que a tensão de entrada.

#### 3.2.1 - Parâmetros e Fórmulas Utilizadas no Cálculo da Queda de Tensão

A - comprimento em metros

B - carga distribuída no trecho - KVA

C - carga acumulada no fim do trecho

D - carga total no trecho

E - queda de tensão no trecho

K - queda de tensão unitária

F - queda de tensão total - obtida para cada ponto extremo de um trecho, pela soma da queda nesse trecho com a queda acumulada até o trecho anterior

onde carga distribuída é a soma das cargas que se encontram no interior do trecho, e carga acumulada é a soma das cargas do fim do trecho ao fim da linha.

$$D = (B/2 + C).A \quad (3.2a)$$

$$E = D . K \quad (3.2b)$$

### 3.3 - APLICAÇÃO DO MÉTODO

Para se aplicar o método do cálculo da queda de tensão, é necessário conhecer a priori, a distância de um poste a outro, a carga associada a cada poste e uma constante K, que é a queda de tensão unitária.

O método utilizado para o cálculo da queda de tensão na rede secundária, é o que a CELB utiliza [7].

A queda de tensão percentual é determinada da seguinte maneira:

$$e\% = N.L.K, \text{ onde}$$

N - carga em KVA

L - comprimento em metro

K - constante que depende dos seguintes fatores:

- tensão nominal do sistema
- condutor empregado
- espaçamento entre condutores
- tipo de circuito
- fator de potência de carga

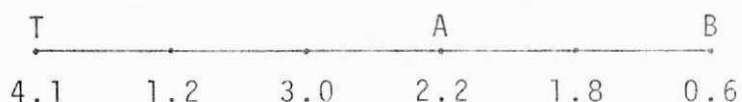
Considerando que, predominantemente, a rede secundária será em cabo ASC, Nº 4AWG, formação 7 fios e levando em conta suas características, além da configuração física dos padrões CELB, encontrou-se para o valor de K, no circuito trifásico, o seguinte:

$$K = 0.1059 (\text{KVA} \times \text{m})^{-1}$$

que é o valor considerado neste trabalho.

### 3.3.1 – Cálculo Ilustrativo

Para ilustrar, entretanto, a determinação da carga em cada trecho, explicando o sentido atribuído às cargas distribuídas e acumuladas, é dado o seguinte exemplo:



TRECHO	CARGA DISTRIBUÍDA (KVA)	CARGA ACUMULADA (KVA)
T-A	1.2 + 3.0 = 4.2	2.2 + 1.8 + 0.6 = 4.6
A-B	1.8	0.6

Na determinação da carga do trecho (para efeito de cálculo) somamos à carga acumulada a metade da carga distribuída, o que equivale a considerar carga uniformemente distribuída no trecho. Portanto, no exemplo anterior, as cargas dos trechos serão:

TRECHO	CARGA DO TRECHO (KVA)
T-A	$4.2/2 + 4.6 = 6.7$
A-B	$1.8/2 + 0.6 = 1.5$

Para o cálculo da carga total e queda de tensão, utilizam-se as fórmulas 3.2a e 3.2b.

### 3.4 – LOCALIZAÇÃO DOS TRANSFORMADORES

A localização do transformador é um problema muito importante na queda de tensão, função da carga, distância e da constante K. Várias são as condições para localizar um transformador: Uma delas é colocar o transformador junto às maiores cargas; outra condição importante para o espaçamento dos transformadores, é a da queda de tensão na rede. É que quanto maior a distância entre os transformadores, maior, também, será a queda de tensão, razão porque o transformador deve estar bem localizado, a fim de que a queda de tensão seja mínima.

Considere-se o seguinte exemplo da localização de transformadores:

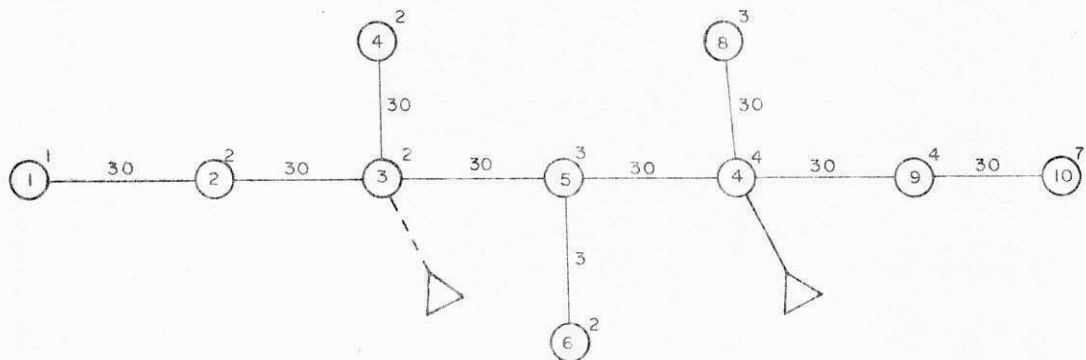


Fig. 3.1 –

Com o transformador localizado no poste (vértice) número 3, a maior queda de tensão foi de 1,74%, enquanto que o transformador localizado no poste número 7, a maior queda de tensão foi de 0,73%. Pode-se garantir que o melhor local do transformador é o do poste de número 7 com uma minimização de 1,01% de queda de tensão, concluindo-se, pois, ser de grande importância a localização do transformador na queda de tensão.

O problema da localização do transformador, em uma rede de distribuição, pode ser associado a certos problemas de determinar a melhor localização de facilidades (estação de polícia, depósito, sub-estação etc.) em um grafo [2]. Os métodos de localização de centros e medianos foram os que mais se ajustaram ao problema desenvolvido neste trabalho. Portanto, fez-se um estudo comparativo entre os métodos, e o que apresentou mais resultado satisfatório para o problema em questão foi o do mediano.

Assim, pôde-se associá-los, representando uma rede elétrica por um grafo. A cada poste (vértice) é associado uma carga (demanda) e a cada linha (ramo) de um poste a outro uma distância. O objetivo é determinar um único mediano para alocar o transformador, tal que minimize a soma das menores distâncias x cargas.

### 3.5 — O P — MEDIANO GENERALIZADO

O problema do mediano pode ser generalizado para o problema do p — mediano conhecido na literatura com o nome de "Locação e Alocação de Facilidade" ou de "Locação de Depósito" [2]. Esse problema pode ser associado ao problema desenvolvido neste trabalho para o caso de determinar mais de uma alocação de transformadores em uma rede de distribuição.

É dado a seguir alguns dos métodos disponíveis para determinar o p — mediano de um grafo.

### 3.6 — MÉTODOS PARA O PROBLEMA P — MEDIANO

#### 3.6.1 — Formulação como um Problema Inteiro

Seja  $[X_{ij}]$  uma matriz locação, tal que:

$$X_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{implica que o vértice } X_j \\ & \text{é alocado no vértice } X_i \\ 0 & \text{outros casos} \end{cases}$$

Além disso, quando  $X_{ij} = 1$ , implica que o vértice  $X_i$  é um vértice mediano e  $X_{ii} = 0$  outros casos.



O problema  $p$  - mediano pode, então, ser visto como se segue:

$$\text{MIN } Z = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n d_{ij} X_{ij} \quad \text{sujeito a:} \quad (3.3)$$

$$\sum_{i=1}^n X_{ij} = 1 \quad \text{para } j = 1, 2, \dots, n \quad (3.4)$$

$$\sum_{i=1}^n X_{ii} = p \quad (3.5)$$

$$X_{ij} \leq X_{ii} \quad \text{para todo } i, j = 1, 2, \dots, n \quad (3.6)$$

$$\text{e } X_{ij} = 0 \text{ ou } 1 \quad (3.7)$$

onde  $[d_{ij}]$  é assumida ser a matriz distância pesada, isto é, é a matriz distância com dada coluna  $j$  multiplicada por  $V_j$ . A equação (3.4) assegura que, qualquer  $X_j$  dado é alocado a um e somente um vértice mediano  $X_i$ . A equação (3.5) assegura que existem exatamente  $p$  vértices medianos e a restrição (3.6) garante que  $X_{ij} = 1$  somente se  $X_{ii} = 1$ , isto é, as localizações são feitas apenas nos vértices que estão no conjunto mediano. Se  $[X_{ij}]$  é a resposta ótima para o problema definido pelas equações (3.3) a (3.7) acima, então o  $p$  - mediano é:

$$\bar{X}_p = \{X_i / \bar{X}_{ii} = 1\}$$

se a restrição (3.7) do problema acima for substituída por  $X_{ij} \geq 0$  então, o problema resultante é de programação linear. Para resol

ver este problema existem vários algoritmos [2,5].

Os algoritmos seguintes foram todos implementados para a obtenção da solução do problema do melhor local do transformador.

### 3.7 – A MENOR DISTÂNCIA ENTRE TODOS OS PARES DE VÉRTICES

Para resolver o problema do mediano é necessário que se conheça uma matriz, contendo todas as menores distâncias de um vértice a todos os outros. Para se obter essa matriz, FLOYD [4], delineou um processo que requer um tempo computacional proporcional a  $n^3$ . O método está baseado na seqüência de  $n$  transformações (iterações) da matriz custo inicial  $D$ , tal que na  $k$ -ésima iteração, a matriz represente as menores distâncias entre todos os pares de vértices com a restrição que o caminho entre  $X_i$  e  $X_j$  (para qualquer  $X_i$  e  $X_j$ ) contenha somente vértices do conjunto restringido  $\{X_1, X_2, \dots, X_k\}$ .

#### 3.7.1 – Algoritmo de Floyd

Assumir-se-á que a matriz distância  $D = [d_{ij}]$  tenha sido inicializada com  $d_{ij} = 0$  para todo  $i = 1, 2, \dots, n$  e  $d_{ij} = \infty$  sempre que o arco  $(X_i, X_j)$  não esteja no grafo  $G$ .

PASSO 1. (Iniciaco). Seja  $k = 0$

PASSO 2. Fazer  $k = k + 1$

PASSO 3. Para todo  $i \neq k$  tal que  $d_{ik} \neq \infty$  e todo  $j \neq k$  tal que  $d_{kj} \neq \infty$ , efetuar a operao  $d_{ij} = \min [d_{ij}, (d_{ik} + d_{kj})]$

PASSO 4. i) Se todos os  $d_{ij} \geq 0$  mas  $k < n$ , retorna-se ao passo 2, continue;

ii) Se todo  $d_{ij} \geq 0$  e  $k = n$ , a soluço foi encontrada, e  $[d_{ij}]$  dá o comprimento de todos os menores caminhos, pare-se;

iii) Se qualquer  $d_{ij} < 0$ , então um circuito de custo negativo, contendo o vértice  $X_i$  existe em  $G$ , e a soluço  possível, pare-se.

Considere-se o grafo da Fig. 3.2, representando uma rede elétrica, em particular, uma área de transformador, onde a cada poste tem uma carga, e de um poste a outro uma distância.

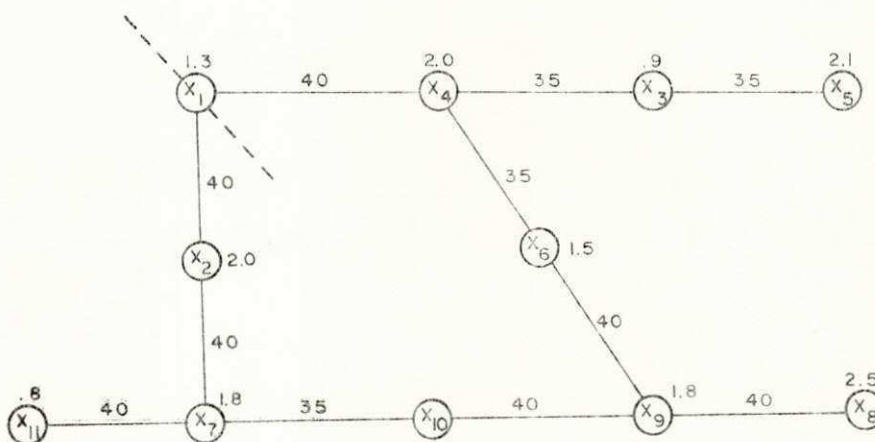


Fig. 3.2

Seguindo-se os passos do algoritmo de FLOYD, encontra-se uma matriz D com todas as menores distâncias de um poste a todos os outros.

	X <sub>1</sub>	X <sub>2</sub>	X <sub>3</sub>	X <sub>4</sub>	X <sub>5</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>7</sub>	X <sub>8</sub>	X <sub>9</sub>	X <sub>10</sub>	X <sub>11</sub>
X <sub>1</sub>	0	40	75	40	110	75	40	155	115	115	120
X <sub>2</sub>	40	0	115	80	150	115	40	155	115	75	80
X <sub>3</sub>	75	115	0	35	35	70	155	150	110	150	195
X <sub>4</sub>	40	80	35	0	70	35	120	115	75	115	160
X <sub>5</sub>	110	150	35	70	0	105	190	185	145	185	230
X <sub>6</sub>	75	115	70	35	105	0	115	80	40	80	155
X <sub>7</sub>	40	40	155	120	190	115	0	115	75	35	40
X <sub>8</sub>	155	155	150	115	185	80	115	0	40	80	155
X <sub>9</sub>	115	115	110	75	145	40	75	40	0	40	115
X <sub>10</sub>	115	75	150	115	185	80	35	80	40	0	75
X <sub>11</sub>	120	80	195	160	230	155	40	155	115	75	0



### 3.7.2 - Algoritmo do Melhor Local

Este algoritmo determina o melhor local do transformador, tal que a soma de todas as menores distâncias do transformador aos postes em sua área seja minimizada.

Seja  $d_{ij}$  a matriz das menores distâncias obtida do algoritmo de FLOYD.

PASSO 1. Determinar a matriz  $D' = [d'_{ij}]$  multiplicando toda a coluna  $j$  da matriz  $d_{ij}$  por  $v_j$ , ou seja, fazer

$$d'_{ij} = v_j d_{ij} (X_i, X_j)$$

PASSO 2. Para cada linha  $i$  da matriz  $d'_{ij}$ , fazer  $P(X_i) = \sum_{j=1}^n d'_{ij}$ , para todo  $i$ ,  $i = 1, 2, \dots, n$

PASSO 3. Determine-se o local  $S$  do transformador onde

$$P(X_S) = \min [P(X_i)], \text{ para todo } i, i = 1, 2, \dots, n,$$

e pare-se.

Utilizando o algoritmo do melhor local, tem-se:

PASSO 1. A matriz  $D'$  foi obtida através da multiplicação de cada coluna  $j$  da matriz  $d_{ij}$  pela carga  $v_j$ .

	$X_1$	$X_2$	$X_3$	$X_4$	$X_5$	$X_6$	$X_7$	$X_8$	$X_9$	$X_{10}$	$X_{11}$
$X_1$	0	80	67,5	80	231	112,5	72	387,5	207	253	96
$X_2$	52	0	103,5	160	315	172,5	72	387,5	207	165	64
$X_3$	97,5	230	0	70	73,5	105	279	375	198	330	156
$X_4$	52	160	31,5	0	147	52,5	216	287,5	135	253	128
$X_5$	143	300	31,5	140	0	157,5	342	462,5	261	407	184
$X_6$	97,5	230	63	70	220,5	0	207	200	72	176	124
$X_7$	52	80	139,5	240	399	172,5	0	287,5	135	77	32
$X_8$	201,5	310	135	230	388,5	120	207	0	72	176	124
$X_9$	149,5	230	99	150	304,5	60	135	100	0	88	92
$X_{10}$	149,5	150	135	230	388,5	120	63	200	72	0	60
$X_{11}$	156	160	175,5	320	483	232,5	72	387,5	207	165	0

## MATRIZ PESADA

PASSO 2. Para cada linha  $i$  da matriz  $d'_{ij}$ , fazer  $P(x_i) = \sum_{j=1}^n d'_{ij}$

Para a linha 1, temos:

$$P(x_1) = \sum_{j=1}^{11} d'_{1j} = d'_{11} + d'_{12} + \dots + d'_{111}$$

$$\begin{aligned}
 P(x_1) &= 0 + 80 + 67,5 + 80 + 231 + 112,5 + 72 + 387,5 + 207 + 253 + 96 = \\
 &= 1.586,5 \text{ e assim sucessivamente } P(x_2) = 1.698,5; \quad P(x_3) = \\
 &= 1.914; \quad P(x_4) = 1.462,5; \quad P(x_5) = 2.428,5; \quad P(x_6) = 1.460; \quad P(x_7) = \\
 &= 1.614,5; \quad P(x_8) = 1.964; \quad P(x_9) = 1.408; \quad P(x_{10}) = 1.568; \quad P(x_{11}) = \\
 &= 2.358,5.
 \end{aligned}$$

PASSO 3. Determinação do melhor local do transformador, fazendo  $S = \min[P(x_i)]$ , ou seja:

$$\begin{aligned}
 P(X_S) &= \min[P(x_1), P(x_2), \dots, P(x_{11})] = \min[1.586,5, 1.698,5, 1.914, \\
 &1.462,5, 2.428,5, 1.460, 1.614,5, 1.964, 1.408, 1.568, \\
 &2.358,5] = 1.408
 \end{aligned}$$

$$P(X_S) = 1.408$$

O valor de  $S$  corresponde ao vértice  $x_9$  na rede da Fig. 3.2, representando o poste nº 9 que é o melhor local para se colocar o transformador.

No cálculo da queda de tensão, a área do transformador deverá ser aberta (árvore), caso contrário obtêm-se uma matriz com todos os anéis existentes, para um corte inicial. Portanto, foi desenvolvido o seguinte algoritmo:

### 3.8 – ALGORITMO DA RENUMERAÇÃO E OBTENÇÃO DA MATRIZ QUE CONTÉM OS CICLOS

Este algoritmo renu<sup>me</sup>ra em uma ordem seqüencial  $n$  vértices e  $m$  ramos de um grafo  $G$ , numerado aleatoriamente, tomando-se por base um vértice referencial, como também, obtendo-se uma matriz que contenha todos os ciclos (anéis) independentes existentes no grafo [11].

PASSO 0. Dado um grafo  $G = (X, A)$  com todos os vértices não pesquisados e o vértice  $j$  referencial, seja  $NRNO$  o vetor renu<sup>me</sup>ração dos vértices e  $NRAM$  o vetor renu<sup>me</sup>ração dos ramos. Fazer  $NRNO(I) = 0$  e  $NRAM(J) = 0$

PASSO 1. Fazer  $NRNO(I) = 1$  e  $k = 2$

PASSO 2. Encontre-se qualquer vértice renu<sup>me</sup>rado ainda não pesquisado; se não existe nenhum, vá-se ao passo 4; caso contrário, encontre-se um vértice  $j$  renu<sup>me</sup>rado e não pesquisado. Vá-se ao passo 3.

PASSO 3. Para cada vértice adjacente ao vértice  $j$ , se o vértice  $j$  é renu<sup>me</sup>rado não se faça nada. Senão, faça-se  $NRNO(J) = k$  e  $NRAM(L) = k-1$  onde  $L$  é o número do ramo  $a_{ij}$  na numeração original, e faça-se  $k = k + 1$ . Quando terminar a pesquisa do vértice  $j$ , faça-se o vértice estudado pesquisado. Volte-se ao passo 2.



- PASSO 4. Os setores NRNO e NRAM possuem as renumerações desejadas, porém alguns elementos do vetor NRAM ainda são iguais a zero. Tais elementos podem ser substituídos pelos números  $k, k+1, k+2, \dots$ , de maneira arbitrária.
- PASSO 5. Obter a matriz  $C_{ij}$  com  $n-1$  vértices e  $m$  ramos tal que,  $C_{ij} = -1$  se  $i$  é vértice final do arco  $a_L$ ,  $C_{ij} = 1$  se  $i$  é vértice inicial do arco  $a_L$  diferente do vértice referencial e  $C_{ij} = 0$  em outros casos.
- PASSO 6. Transforma-se  $C_{ij}$  em uma matriz hermitiana de ordem igual a quantidade de ramos, efetuando-se as operações sobre linhas na matriz, de modo que:  $C_{ii} = -1$  para todo  $i$ , e adiciona-se a matriz resultante a matriz identidade e pare-se.

### 3.8.1 – Ilustração do Algoritmo

Considerando a rede da Fig. 3.2, com uma numeração aleatória para os postes (vértices) e as linhas (ramos) (Fig. 3.2a), temos:

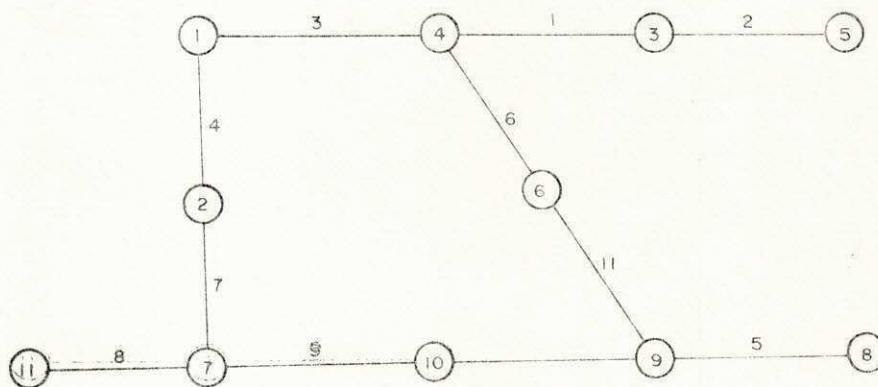


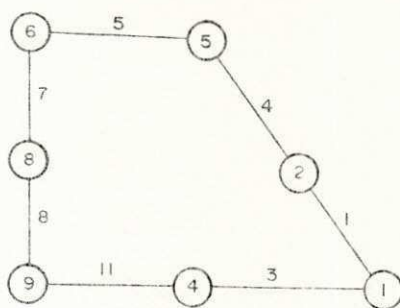
Fig. 3.2a



PASSO 6. A matriz resultante é a matriz que contém os anéis independentes na rede:

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1											-1
2											0
3											1
4											-1
5											-1
6											0
7											-1
8											-1
9											0
10											0
11											1

O anel encontrado foi o seguinte:



Depois da identificação do(s) anel(is) e dado(s) o(s) corte(s), desenvolvem-se este algoritmo que faz o caminhamento na árvore e calcula a queda de tensão.

### 3.9 – ALGORITMO PARA O CÁLCULO DA QUEDA DE TENSÃO

- PASSO 1. O vértice denominado de raiz será o do melhor local do transformador, e arbitra-se uma direção conveniente para cada segmento, supondo-se, inicialmente, que a energia percorrerá a direção arbitrada.
- PASSO 2. A partir da demanda em cada poste (vértice) e da distância de um poste (vértice) a outro, fixa-se um sentido de caminhamento na árvore, tomando-se por base a seqüência 1, 2, ..., n para a obtenção da carga distribuída, carga acumulada e do comprimento.
- PASSO 3. Se um poste (vértice) possuir um único "filho" vá-se ao passo 4. Senão, tem-se um trecho, onde a carga distribuída e o comprimento do trecho serão obtidos pelo somatório das cargas e distâncias respectivas, entre o poste (vértice) inicial e o final do trecho, e a carga acumulada será o somatório da carga deste poste (vértice) com todos os outros que estiverem após, e vai-se ao passo 5.

- PASSO 4. Fazer a soma da carga e da distância e voltar ao passo 3.
- PASSO 5. Conhecendo-se o comprimento de cada trecho, da carga distribuída da acumulada e da constante, determina-se a carga total e a queda de tensão no trecho (utilizando-se as fórmulas 3.2a e 3.2b).
- PASSO 6. A queda de tensão total é obtida efetuando-se a soma da queda no trecho com a queda acumulada até o trecho anterior. Se a árvore foi toda caminhada pare-se. Caso contrário retorne-se ao passo 3.

Se nas áreas que possuem ciclos foram dados os cortes em cada ciclo, e a queda de tensão nas duas extremidades do corte não são mais ou menos iguais, dá-se um novo corte e utiliza-se novamente o algoritmo para o cálculo da queda de tensão. Com respeito à árvore obtida depois do corte há sempre um aumento de postes (vértices).

### 3.9.1 - Ilustração do Algoritmo

Supondo-se a rede da Fig. 3.2, transformada em árvore, tem-se:



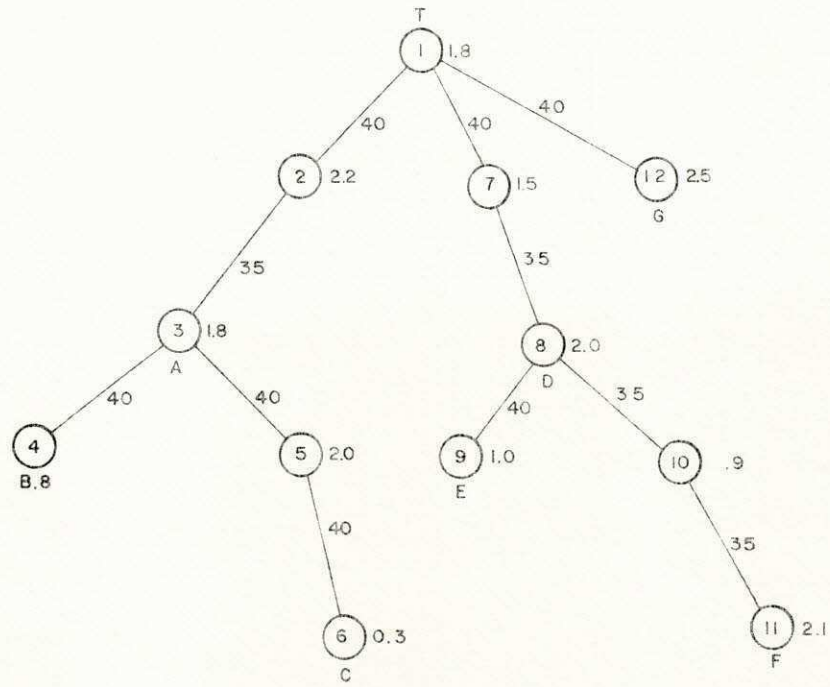
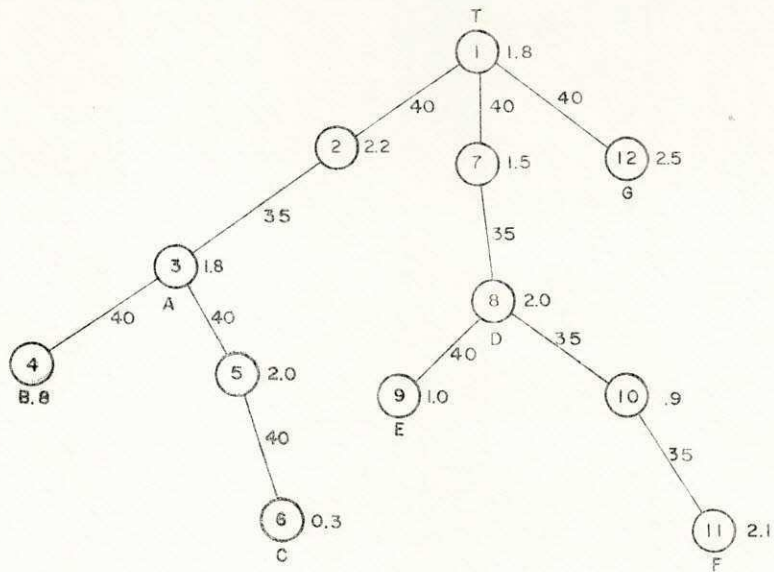


FIG. 3.3 - ÁRVORE DE REDE

SEGUINDO O ALGORITMO

PASSO 1 E 2



O TRANSFORMADOR ENCONTRA-SE NO VERTICE 1.

FIG. 3.4

Os passos 3, 4, 5, 6 serão apresentados na TABELA V para melhor visualização da solução.

TABELA V

TRECHO	CARGA			QUEDA DE TENSÃO	
	B	C	D	E	F
1	2.2	4.9	4.5	0.476	0.476
2	-	0.8	0.32	0.033	0.509
3	2.0	0.3	1.04	0.110	0.586
4	1.5	6.0	5.06	0.536	0.536
5	-	1.0	0.4	0.042	0.578
6	0.9	2.1	1.78	0.189	0.725
7	-	2.5	1.0	0.105	0.105

## CAPÍTULO IV

### RESULTADOS OBTIDOS

#### 4.1 - INTRODUÇÃO

Neste capítulo é feito um estudo dos resultados obtidos entre o método prático, utilizado pela empresa para localização do transformador, e o método desenvolvido neste trabalho. É preciso lembrar que todas as condições válidas para o método prático deverão ser, também, consideradas pelo método proposto.

#### 4.2 - DESCRIÇÃO DO MÉTODO PRÁTICO

- A demanda para cada poste é estimada.
- O local do transformador é determinado aleatoriamente.



- A área do transformador, sendo aberta, calcula-se a queda de tensão. Se esta, em determinados trechos, é superior à pré-estabelecida pela empresa, coloca-se o transformador em um novo local e recalcula-se a queda de tensão. Caso contrário para-se.
- A área do transformador sendo fechada, é dado um corte no(s) anel(is) e volta-se ao item anterior.

#### 4.3 - DESCRIÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO

- A demanda para cada poste é determinada de acordo com o consumo e a medição.
- Aplica-se os algoritmos para a determinação do melhor local do transformador.
- Se a área do transformador é aberta, aplica-se o algoritmo da queda de tensão; senão, usar o algoritmo que identifica o(s) anel(is) para o corte e, utiliza-se o algoritmo para o cálculo da queda de tensão.

Na Fig. 4.1, tem-se uma área de transformador aberta, cujo grafo representativo desta área é a Fig. 4.2, com o local do transformador existente e o determinado neste trabalho; e na TABELA VI. Então os resultados do cálculo da queda de tensão com o local do transformador existente e o determinado. Na Fig. 4.5

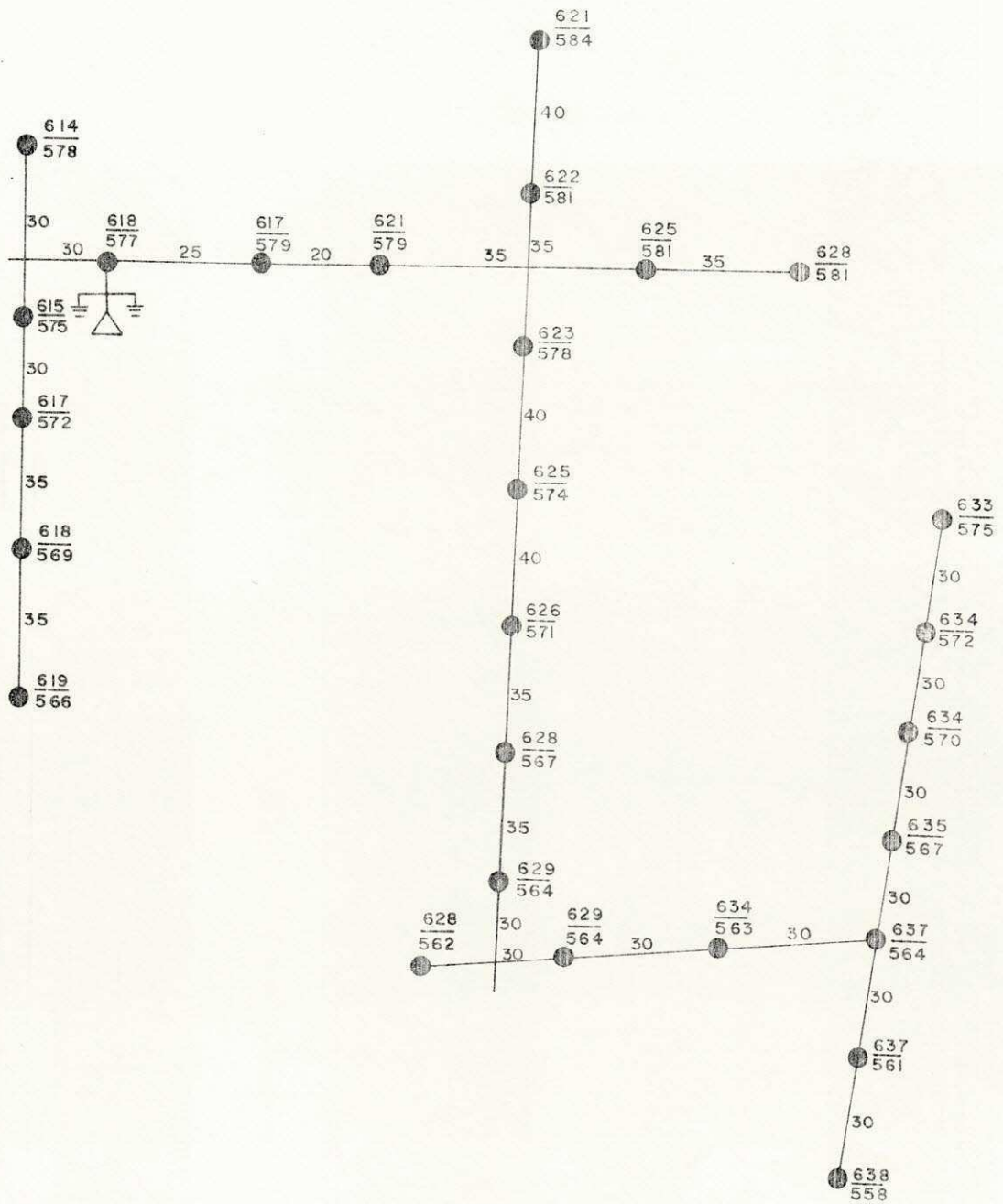
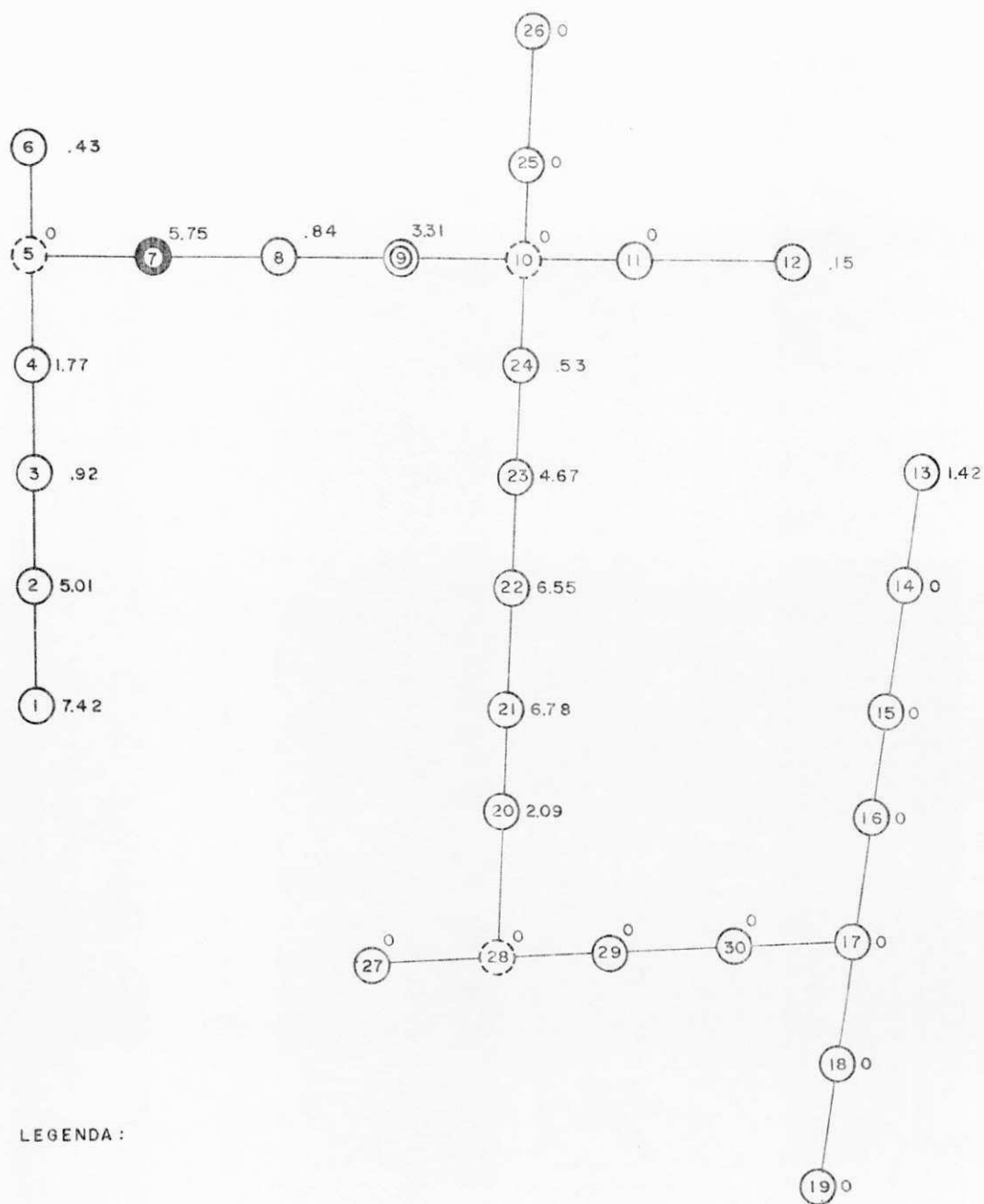


FIG. 4.1 - ÁREA DO TRANSFORMADOR ABERTA.



LEGENDA :

- $\textcircled{X}^V$   $X = \text{N}^\circ \text{ DO N}^\circ \text{ (POSTE) E } V = \text{CARGA (DEMANDA) KVA.}$
- $\bullet$  LOCAL DO TRANSFORMADOR EXISTENTE.
- $\odot$  LOCAL DO TRANSFORMADOR DETERMINADO.
- $\textcircled{\phantom{X}}$  NÓ FICTÍCIO.

FIG. 4.2 - GRAFO REPRESENTATIVO DA FIG. 4.1

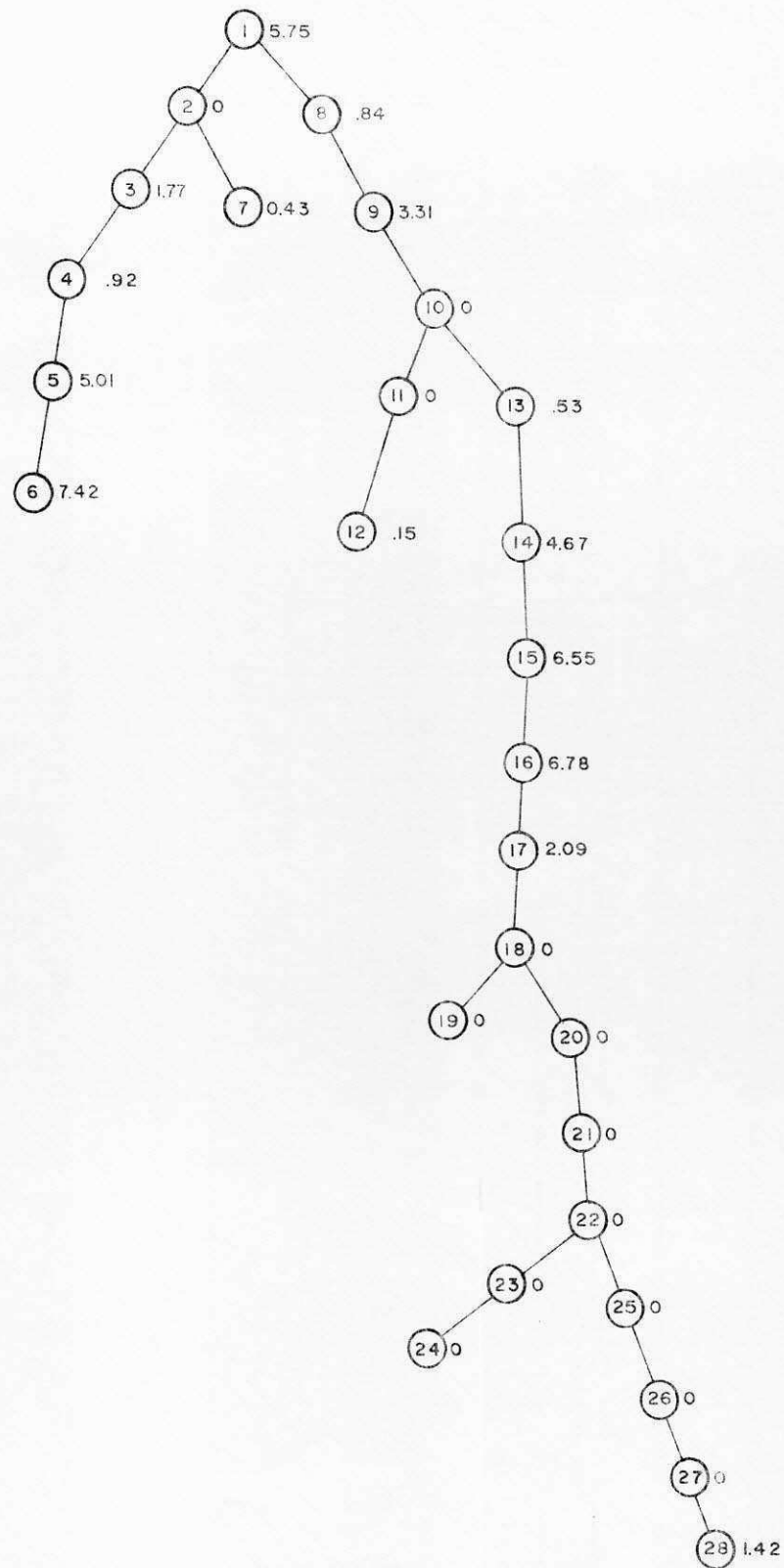


FIG. 4.3 - ÁRVORE REPRESENTATIVA DO GRAFO EM FUNÇÃO DO LOCAL DO TRANSFORMADOR EXISTENTE.

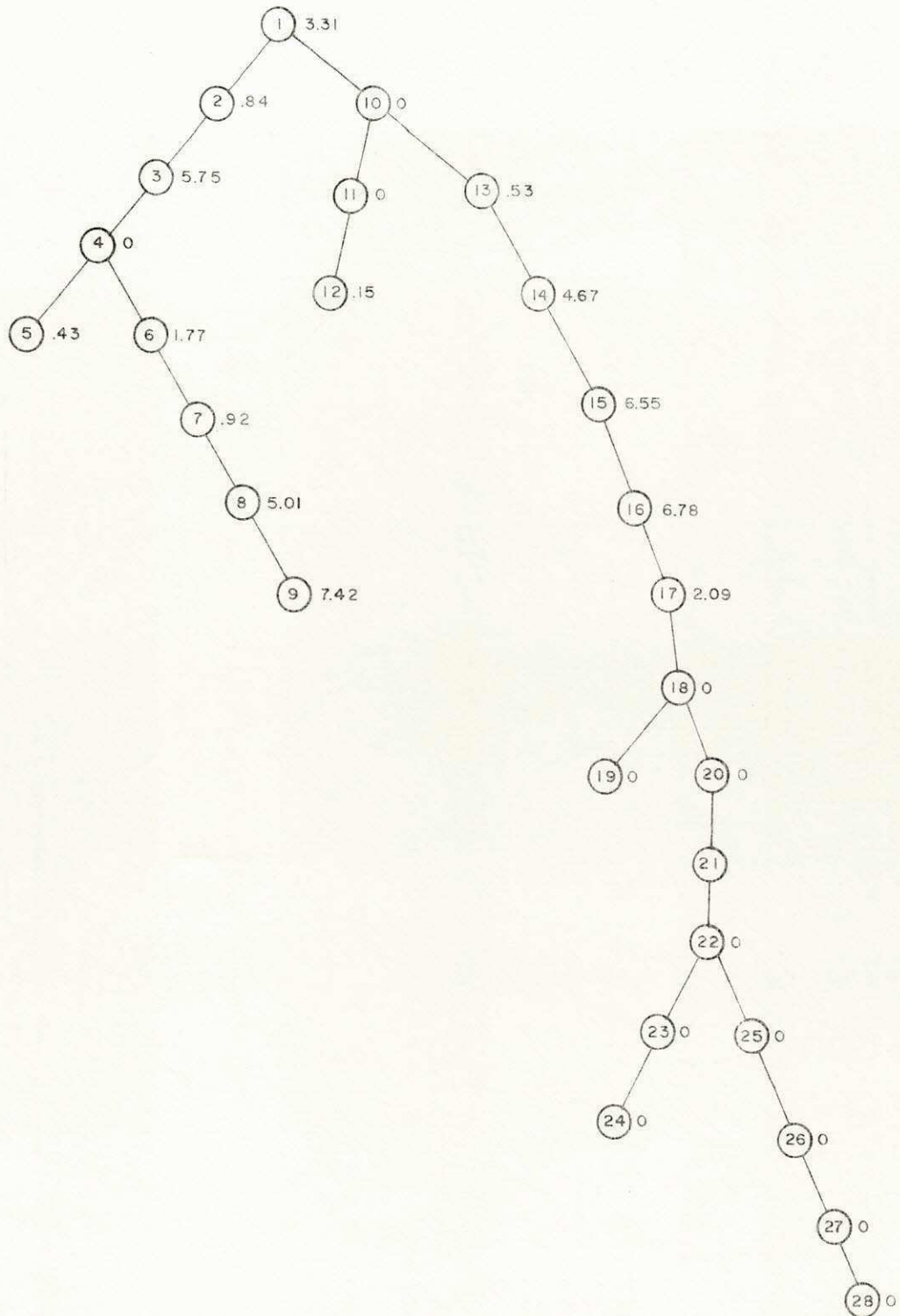


FIG. 4.4 - ÁRVORE REPRESENTATIVA DO GRAFO EM FUNÇÃO DO LOCAL DO TRANSFORMADOR DETERMINADO.

a área do transformador é fechada, o grafo representativo é a Fig. 4.6 com o local do transformador existente e o determinado; e na TABELA VII estão os resultados do cálculo da queda de tensão para ambos os casos.

TABELA VI

## ÁREA DO TRANSFORMADOR Nº I/091/078

NÚMERO DO TRECHO	TRECHO (FIG. 4.1)	QUEDA DE TENSÃO COM O TRANSFORMADOR NO LOCAL EXISTENTE	TRECHO (FIG. 4.2)	QUEDA DE TENSÃO COM O TRANSFORMADOR NO LOCAL DETERMINADO
1	1 - 2	0.41	1 - 4	1.40
2	2 - 6	1.84	4 - 5	1.40
3	2 - 7	0.42	4 - 9	2.83
4	1 - 10	1.80	1 - 10	0.35
5	10 - 12	1.81	10 - 12	0.35
6	10 - 18	4.16	10 - 18	2.70
7	18 - 19	4.16	18 - 19	2.70
8	18 - 22	4.27	18 - 22	2.81
9	22 - 24	4.27	22 - 24	2.81
10	22 - 28	4.45	22 - 28	3.0



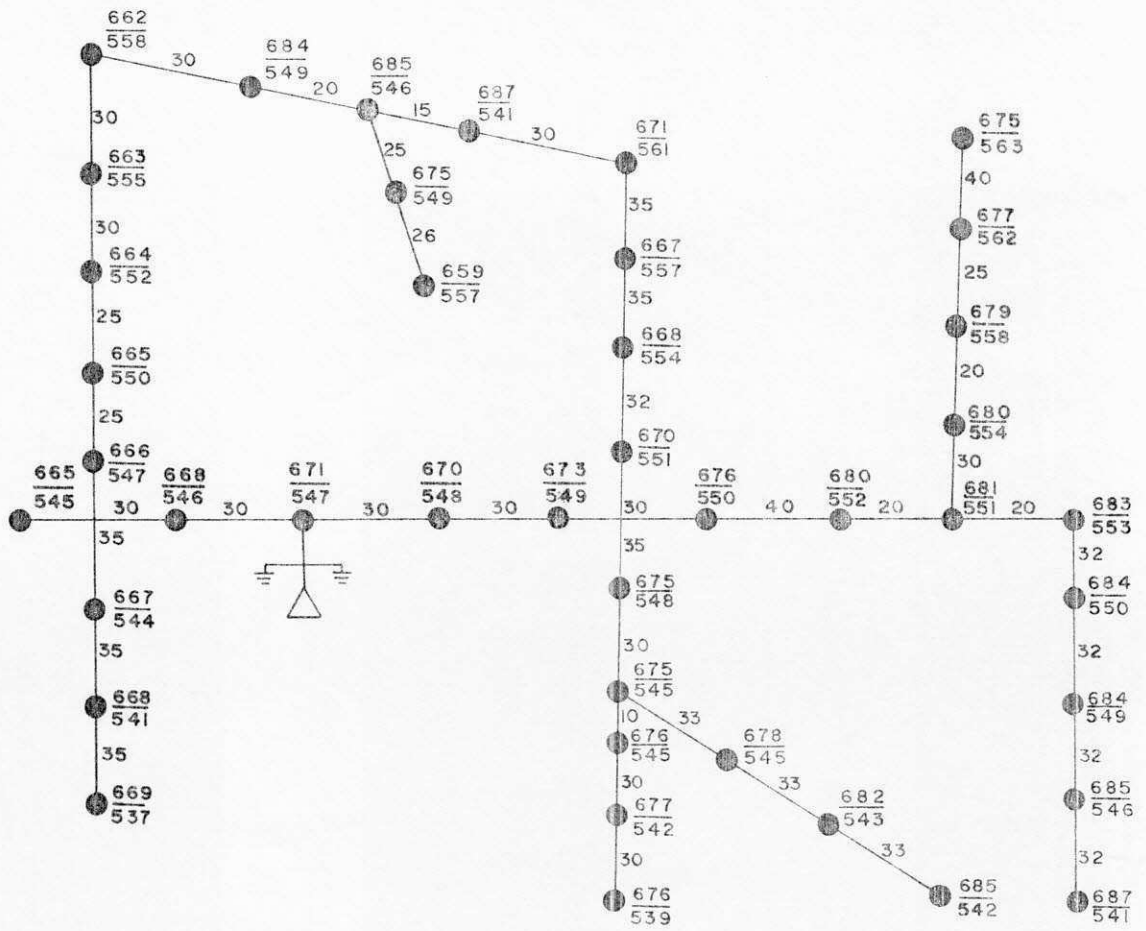


FIG. 4.5 - ÁREA DO TRANSFORMADOR FECHADA

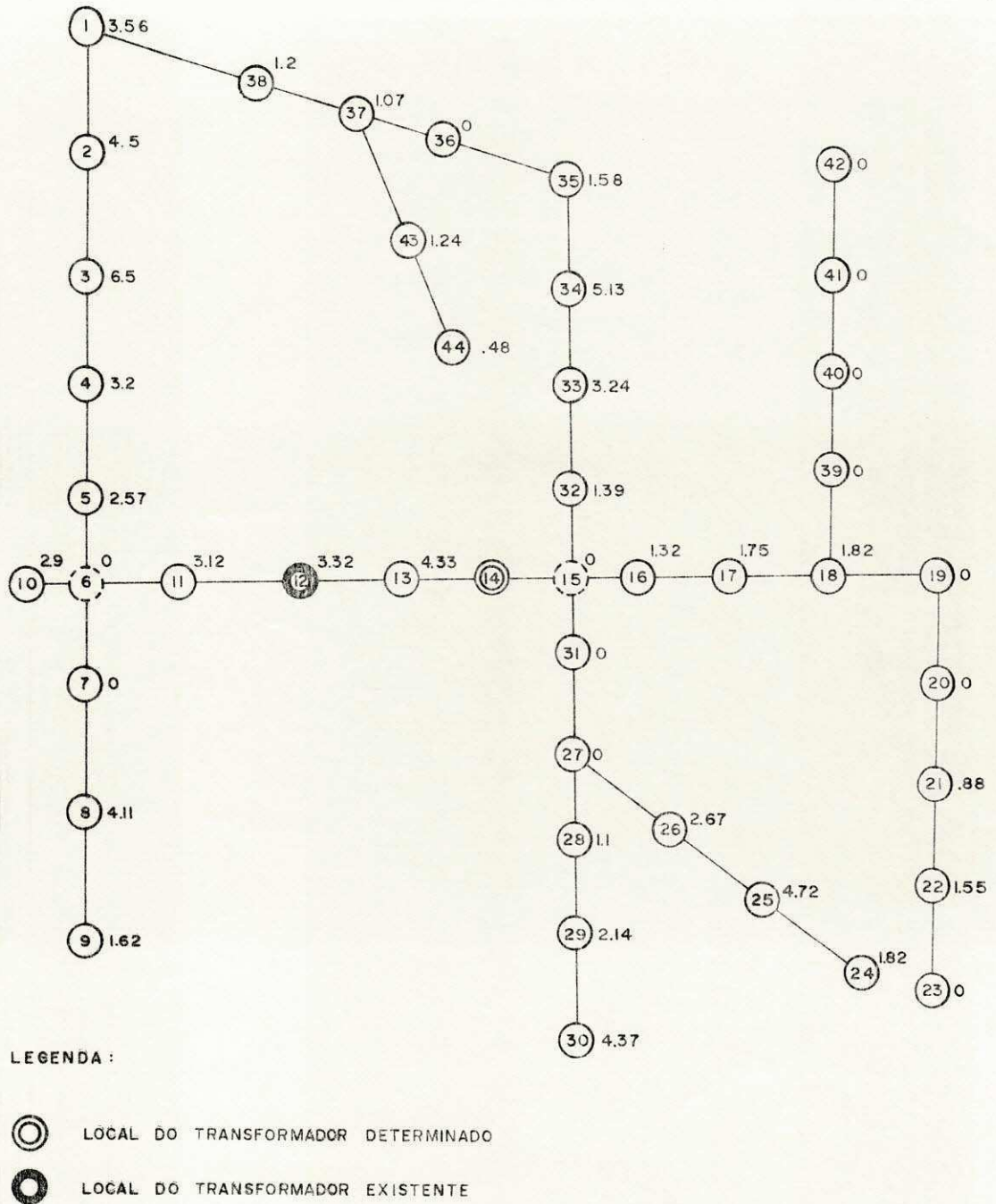


FIG. 4.6 - GRAFO REPRESENTATIVO DA FIG. 4.5



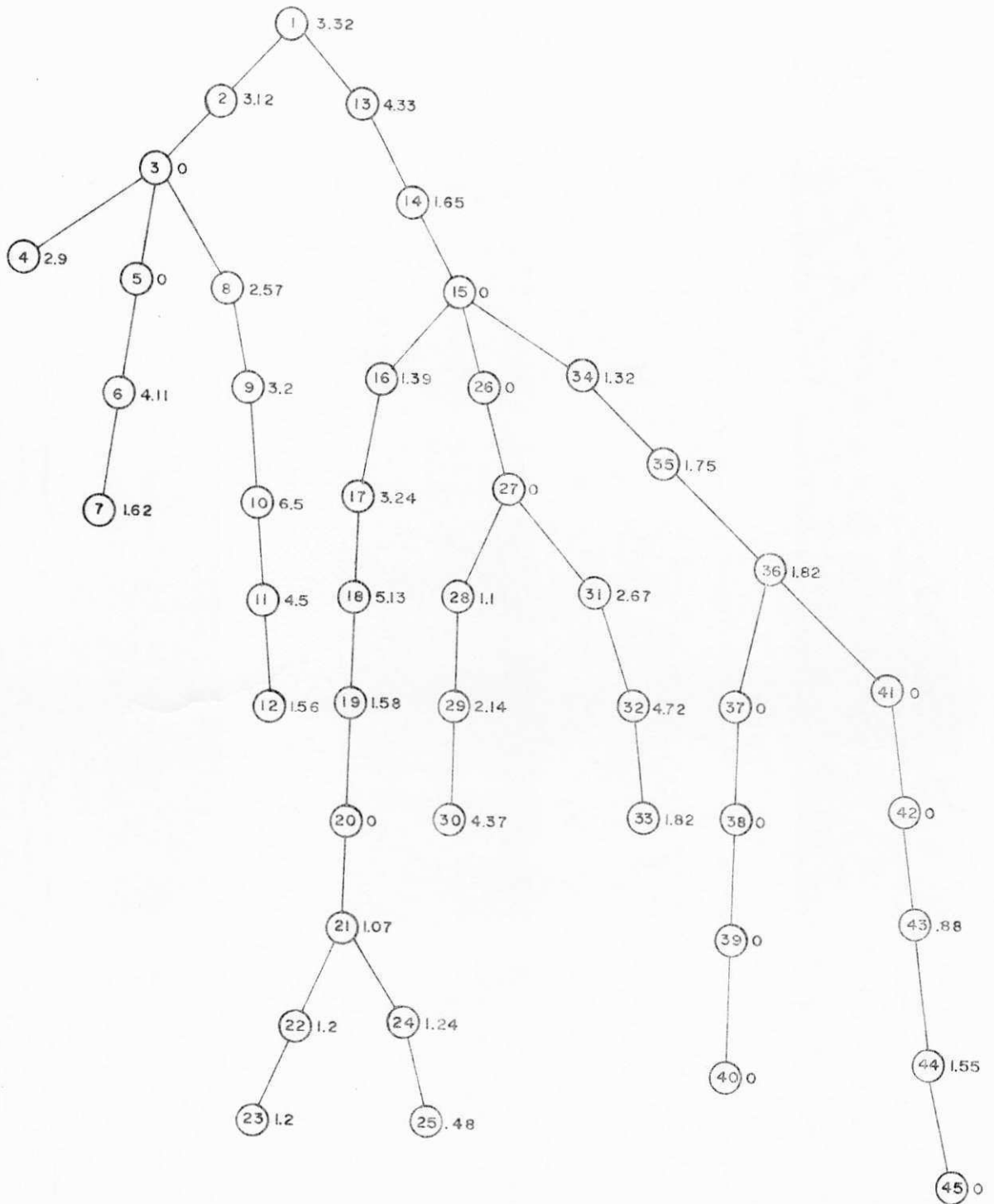


FIG. 4.7 - ÁRVORE REPRESENTATIVA DO GRAFO EM FUNÇÃO DO LOCAL DO TRANSFORMADOR EXISTENTE.

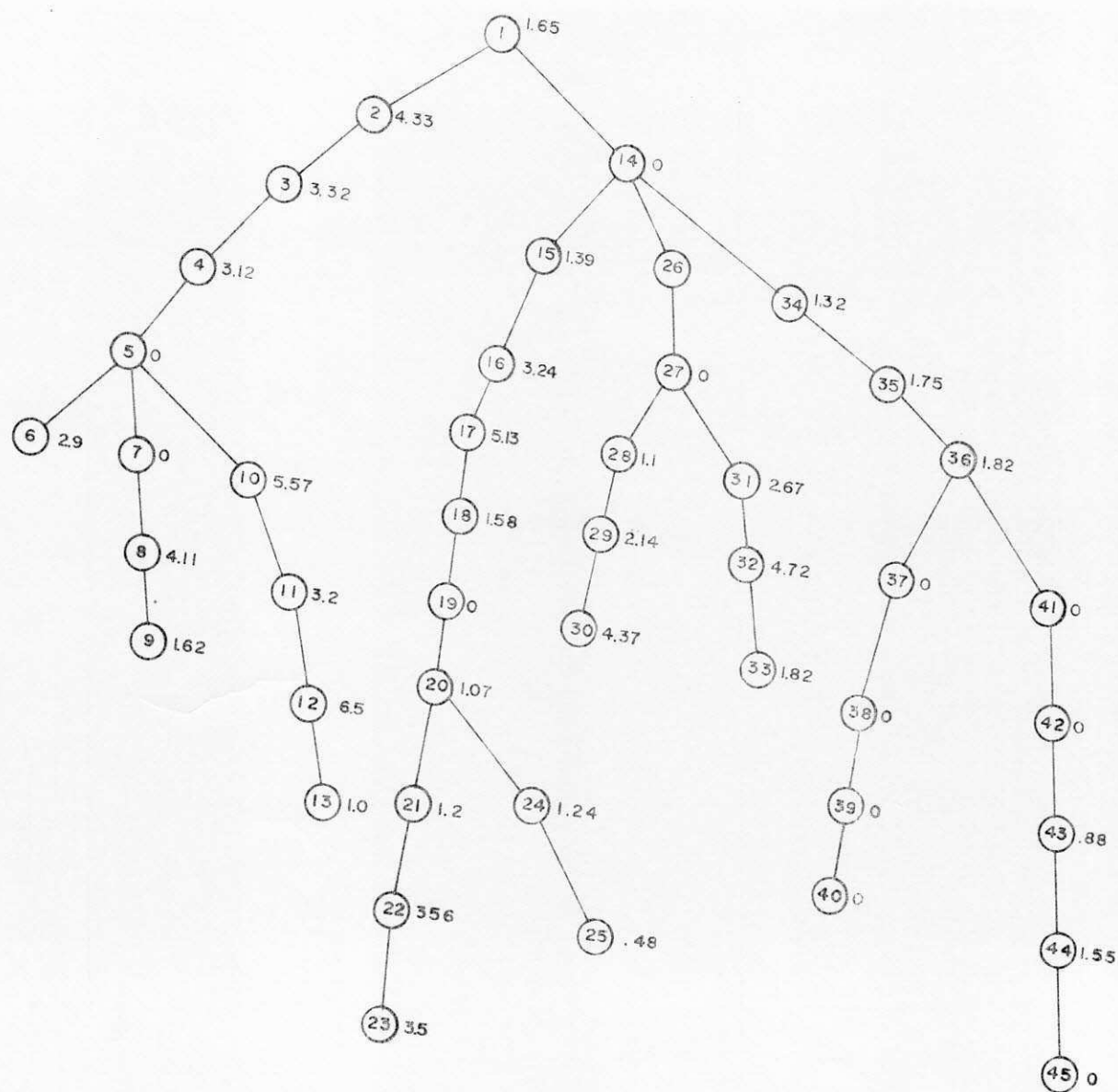


FIG. 4.8 - ÁRVORE REPRESENTATIVA DO GRAFO EM FUNÇÃO DO LOCAL DO TRANSFORMADOR DETERMINADO.

## TABELA VII

ÁREA DO TRANSFORMADOR Nº I/144/046

NÚMERO DO TRECHO	TRECHO (FIG. 4.7)	QUEDA DE TENSÃO COM O TRANSFORMADOR NO LOCAL EXISTENTE	TRECHO (FIG. 4.8)	QUEDA DE TENSÃO COM O TRANSFORMADOR NO LOCAL DETERMINADO
1	1 - 3	1.51	1 - 5	3.52
2	3 - 4	1.54	5 - 6	3.56
3	3 - 7	1.88	5 - 9	3.90
4	3 - 12	2.77	5 - 13	4.35
5	1 - 15	3.77	1 - 14	0.94
6	15 - 21	5.95	14 - 20	3.56
7	21 - 23	6.09	20 - 23	4.05
8	21 - 25	6.01	20 - 25	3.62
9	15 - 27	4.66	14 - 27	1.83
10	27 - 30	5.10	27 - 30	2.28
11	27 - 33	5.24	27 - 33	2.41
12	15 - 36	4.33	14 - 36	1.50
13	36 - 40	4.33	36 - 40	1.50
14	36 - 45	4.52	36 - 45	1.70

Das TABELAS VI, VII com os resultados do cálculo da queda de tensão, pode-se dizer que das 10 (dez) áreas tomadas como amostra, para a determinação do melhor local do transformador, utilizando-se o método proposto, escolheram-se as seguintes estatísticas:

MÉTODO PROPOSTO - Locais diferentes 7

MÉTODO PRÁTICO - Locais iguais 3

Vale salientar que, para todas as áreas cujos locais dos transformadores foram diferentes, as maiores quedas de tensões foram minimizadas. Considerando-se cada área do transformador como um projeto, equivale dizer que, aproximadamente 70% dos projetos, caso fossem desenvolvidos, utilizando-se o método proposto, obteriam esta minimização.

No APÊNDICE 1, são apresentados os resultados obtidos através do computador para uma área de transformador aberta, e, no APÊNDICE 2, para uma área de transformador fechada.

#### 4.4 - VANTAGENS

O método desenvolvido para melhor localização do transformador em sua área, visando a minimização da queda de tensão, apresenta as seguintes vantagens:

- 1 - Elaboração de projetos de melhoramentos, ampliações na rede de distribuição (podendo-se obter diretamente dos relatórios as demandas dos consumidores já ligados).
- 2 - Ressalta-se, também, a maior rapidez nas reformas da rede, pois, tornam dispensáveis os levantamentos de campo.
- 3 - Melhor fornecimento de energia aos consumidores, evitando, assim, a queima de aparelhos eletrodomésticos.

Foi desenvolvido um programa em linguagem FORTRAN. O programa fornece uma saída do método proposto (mostrado anteriormente), e possibilita ao usuário a escolha da melhor solução. Para as 10 áreas testadas a média de tempo gasto foi de 57 segundos para cada teste. O equipamento utilizado foi o IBM/370-145 e o compilador WATFIV. O programa pode ser adaptado para computadores de menor porte.

## CAPÍTULO V

### CONCLUSÃO E SUGESTÕES

#### 5.1 - CONCLUSÃO

Neste trabalho foi considerado o problema do controle de carga dos transformadores, balanceamento nas fases do transformador e a determinação do melhor local do transformador na rede de distribuição. O esforço principal foi concentrado na solução do problema da determinação do melhor local para instalação do transformador.

O modelo do mediano foi o utilizado para resolver o problema. Este modelo foi considerado em um caso particular da localização de um único transformador.

É importante notar que o algoritmo do problema do mediano fornece uma solução ótima, mas, geralmente, o problema da localização de transformador não tem uma solução ótima; as técnicas

nicas apresentadas podem ser utilizadas como instrumentos para encontrar uma solução boa. Esse fato explicitamente foi considerado na implementação do algoritmo do mediano para resolver o problema da localização de transformador discutido no Capítulo III.

Pôde-se observar no Capítulo IV que, com os locais diferentes dos transformadores encontrados pelo método proposto, houve melhor distribuição das cargas e, conseqüentemente, uma minimização das maiores quedas de tensões.

O método desenvolvido, embora não seja ótimo, apresenta boa eficiência para reduzir a queda de tensão em uma área de transformador.

## 5.2 - SUGESTÕES

O presente trabalho sugere novos estudos, tais como:

- Determinar mais de um local ótimo para colocar os transformadores em uma rede de distribuição;
- Determinar o(s) melhor(es) local(is) para alocar as sub-estações de potência em um sistema de distribuição.

APENDICE 1



AREA DO TRANSFORMADOR N I/D91/D78

RELATORIO DE CARGA DOS CONSUMIDORES

COD DA RUA	N DO POSTE	N DA RESIDENCIA	----- KWH -----			----- KVA -----			SOMA
			FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C	
TOTALS			3027	2278	2482	12.0	20.2	16.5	
		304	79			0.31			
		308	125			0.50			
		309			80			0.53	
		311			80			0.53	
		312	55			0.22			
		312			49			0.33	
		313			49			0.33	
		320	70			0.28			
		324	80			0.32			
		329		117			1.04		
		330	77			0.31			
		339		223			1.68		
		343		120			1.06		
9	619-566	TOTAL FASE/POSTE				1.93	4.08	1.72	7.72
		342		94			0.83		
		347			95			0.63	
		348		160			1.42		
		353			80			0.53	
		356	81			0.32			
		362	30			0.12			
		366	56			0.22			
		370	134			0.53			
		376	101			0.40			
9	618-569	TOTAL FASE/POSTE				1.59	2.25	1.16	5.01
		380	38			0.15			
		386	49			0.19			
		397		87				0.58	
9	617-572	TOTAL FASE/POSTE				0.34	0.00	0.58	0.92
		405		100			0.89		
		413		100			0.89		
9	615-575	TOTAL FASE/POSTE				0.00	1.77	0.00	1.77
9	0- 0	TOTAL FASE/POSTE				0.00	0.00	0.00	0.00
		475		8				0.05	
		223		20			0.18		
		207		30				0.20	
9	614-578	TOTAL FASE/POSTE				0.00	0.18	0.25	0.43

		218	210		0.83			
		222	100		0.40			
		228	70		0.28			
		232	26		0.10			
		233		100		0.89		
		242		60		0.53		
		246					1.10	
		254		166			1.62	
				243				
10	618-577					1.61	1.42	2.72 5.75
		223		94				0.62
		229		32				0.21
10	617-579					0.00	0.00	0.84 0.84
		264		85			0.75	
		268	80			0.32		
		274	97			0.38		
		277		65				0.43
		278		30			0.27	
		286	124			0.49		
		276		100				0.66
10	621-579					1.19	1.02	1.10 3.31
10	0-0					0.00	0.00	0.00 0.00
10	625-581					0.00	0.00	0.00 0.00
		354	37			0.15		
10	628-581					0.15	0.00	0.00 0.15
		268		120			1.06	
		276	90			0.36		
11	633-575					0.36	1.06	0.00 1.42
11	634-572					0.00	0.00	0.00 0.00
11	634-570					0.00	0.00	0.00 0.00
11	635-567					0.00	0.00	0.00 0.00
11	637-564					0.00	0.00	0.00 0.00
11	637-561					0.00	0.00	0.00 0.00
11	638-558					0.00	0.00	0.00 0.00
		252	73			0.29		

		258		65		0.58		
		262	60			0.24		
		266	64			0.25		
		267		41			0.27	
		276		52			0.46	
12	629-564	TOTAL FASE/POSTE				0.78	1.04	0.27 2.09
		284		57				0.38
		289		99				0.66
		290		123				0.82
		293		107				0.71
		296		103				0.68
		299	100			0.40		
		300	81			0.32		
		304	60			0.24		
		308		108			0.96	
		314		101			0.90	
		318		81			0.72	
12	628-567	TOTAL FASE/POSTE				0.96	2.57	3.25 6.78
		311		50				0.33
		319		89				0.59
		322	52			0.21		
		323		27				0.18
		329		86				0.57
		330		40			0.35	
		333	126			0.50		
		338	110			0.44		
		339		44			0.39	
		343		69			0.61	
		346		158			1.40	
		349		32			0.26	
		355		79			0.70	
12	626-571	TOTAL FASE/POSTE				1.14	3.74	1.67 6.55
		358	135			0.54		
		365		80			0.71	
		374	112			0.44		
		382	113			0.45		
		417		153				1.02
		423		228				1.52
12	625-574	TOTAL FASE/POSTE				1.43	0.71	2.53 4.67
		310	130			0.52		
12	623-578	TOTAL FASE/POSTE				0.52	0.00	0.00 0.52
12	622-581	TOTAL FASE/POSTE				0.00	0.00	0.00 0.00
12	621-584	TOTAL FASE/POSTE				0.00	0.00	0.00 0.00
13	628-562	TOTAL FASE/POSTE				0.00	0.00	0.00 0.00

13	0- 0	TOTAL FASE/POSTE	0.00	0.00	0.00	0.00
13	631-563	TOTAL FASE/POSTE	0.00	0.00	0.00	0.00
13	634-563	TOTAL FASE/POSTE	0.00	0.00	0.00	0.00

MATRIZ CARGA-DISTANCIA

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
1	0.0	1.8	0.6	1.8	0.0	0.6	8.3	1.4	6.3	0.0	0.0	0.4	8.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	0.0	7.8	23.0	20.0	12.4	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	2.7	0.0	0.3	1.2	0.0	0.4	6.3	1.1	5.1	0.0	0.0	0.3	7.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	5.4	1.8	0.0	0.5	0.0	0.3	4.3	0.8	4.0	0.0	0.0	0.3	7.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	7.7	3.3	0.3	0.0	0.0	0.1	2.6	0.6	3.0	0.0	0.0	0.2	7.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	9.2	4.2	0.5	0.0	0.0	0.0	1.4	0.4	2.3	0.0	0.0	0.2	6.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7	11.2	5.5	0.7	0.8	0.0	0.2	0.0	0.0	1.5	0.0	0.0	0.2	6.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	13.1	6.8	0.9	1.2	0.0	0.3	1.4	0.0	0.7	0.0	0.0	0.1	6.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9	14.7	7.8	1.1	1.6	0.0	0.2	2.6	0.2	0.0	0.0	0.0	0.1	5.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10	15.8	8.5	1.2	1.9	0.0	0.4	3.4	0.3	0.5	0.0	0.0	0.1	5.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
11	17.4	9.5	1.4	2.2	0.0	0.5	4.6	0.5	1.2	0.0	0.0	0.1	5.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12	20.1	11.3	1.8	2.8	0.0	0.6	6.6	0.8	2.3	0.0	0.0	0.0	6.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	45.6	27.8	4.8	8.7	0.0	2.1	25.6	3.5	13.2	0.0	0.0	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14	43.2	26.3	4.5	8.2	0.0	1.9	23.8	3.3	12.2	0.0	0.0	0.6	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
15	40.5	24.8	4.2	7.6	0.0	1.8	22.1	3.0	11.3	0.0	0.0	0.6	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
16	33.6	23.3	4.0	7.1	0.0	1.7	20.4	2.8	10.3	0.0	0.0	0.5	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
17	36.3	21.8	3.7	6.6	0.0	1.5	18.7	2.5	9.3	0.0	0.0	0.5	1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
18	38.6	23.3	4.0	7.1	0.0	1.7	20.4	2.8	10.3	0.0	0.0	0.5	2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

19	40.9 0.0	24.8 3.2	4.2 12.9	7.6 14.7	0.0 12.4	1.8 1.6	22.1 0.0	3.0 0.0	11.3 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.6 0.0	2.6 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
20	29.0 0.0	17.0 0.0	2.8 2.4	4.9 4.6	0.0 5.1	1.1 0.8	13.2 0.0	1.7 0.0	6.1 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.3 0.0	3.1 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
21	26.3 0.0	15.3 0.7	2.5 0.0	4.3 2.3	0.0 3.5	1.0 0.6	11.2 0.0	1.4 0.0	5.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.3 0.0	3.6 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
22	23.5 0.0	13.5 1.5	2.2 2.4	3.6 0.0	0.0 1.9	0.8 0.4	9.2 0.0	1.1 0.0	3.8 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.2 0.0	4.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
23	20.5 0.0	11.5 2.3	1.8 5.1	2.9 2.6	0.0 0.0	0.7 0.2	6.9 0.0	0.8 0.0	2.5 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.2 0.0	4.6 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
24	17.4 0.0	5.5 3.1	1.4 7.8	2.2 5.2	0.0 1.9	0.5 0.0	4.6 0.0	0.5 0.0	1.2 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.1 0.0	5.2 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
25	17.0 0.0	9.3 3.9	1.4 10.2	2.1 7.5	0.0 3.5	0.5 0.2	4.3 0.0	0.4 0.0	1.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.1 0.0	5.7 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
26	20.1 0.0	11.3 4.7	1.8 12.9	2.8 10.2	0.0 5.4	0.6 0.4	6.6 0.0	0.8 0.0	2.3 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.2 0.0	6.3 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
27	31.7 0.0	18.8 0.7	3.1 4.7	5.5 6.9	0.0 6.8	1.3 1.0	15.2 0.0	2.0 0.0	7.3 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.4 0.0	3.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
28	30.5 0.0	18.0 0.4	3.0 3.7	5.2 5.9	0.0 6.1	1.2 0.9	14.4 0.0	1.9 0.0	6.8 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.4 0.0	2.8 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
29	31.7 0.0	18.8 0.7	3.1 4.7	5.5 6.9	0.0 6.8	1.3 1.0	15.2 0.0	2.0 0.0	7.3 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.4 0.0	2.6 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
30	34.0 0.0	20.3 1.4	3.4 6.8	6.0 8.8	0.0 8.2	1.4 1.1	17.0 0.0	2.3 0.0	8.3 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.4 0.0	2.1 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0

ESTE VETOR CONTEM A SOMA DE CADA LINHA DA MATRIZ

93.95	82.58	74.71	68.53	65.12	69.82	61.06	59.88	59.27	59.81	69.34	86.01
189.06	175.53	162.01	148.48	134.96	149.34	163.71	92.13	77.81	68.24	62.55	60.59
67.00	86.17	108.33	101.15	107.91	121.43						

O MENOR VALOR DO VETOR QUE POSSUI A SOMA DAS LINHAS DA MATRIZ

PIT= 59.27

IT= 9 → corresponde ao poste de número 621-579



RENUMERACAO DOS VERTICES E RAMOS

10	9	8	6	5	7	4	2	1	3	11	14	29	28	27	25	24	26	30	18
17	16	15	12	13	20	21	19	22	23										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30										
7	9	8	5	6	4	3	1	2	19	12	11	14	15	16	17	18	21	22	23
10	13	28	27	26	24	25	29	20											



19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

A área do transformador é aberta, não possuindo anéis (ciclos)

CÁLCULO DA QUEDA DE TENSÃO COM O TRANSFORMADOR NO LOCAL ATUAL

AREA DO TRANSFORMADOR N 1/091/078

-- KVA --

-- ( --

TRECHO	DIST	ACUM	CARGT	QTREC	QTOT
*					
1	0.0000	15.5600	3.8900	0.4120	0.4120
*					
2	7.7100	7.4200	13.5300	1.4328	1.8448
*					
3	0.0000	0.4300	0.0430	0.0046	0.4165
*					
4	4.1500	22.1900	16.9855	1.7988	1.7988
*					
5	0.0000	0.1500	0.0825	0.0087	1.8075
*					
6	20.6200	1.4200	22.2870	2.3602	4.1590
*					
7	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	4.1590
*					
8	0.0000	1.4200	1.0650	0.1128	4.2717
*					
9	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	4.2717
*					
10	0.0000	1.4200	1.7040	0.1805	4.4522

DIST → carga distribuída no trecho

ACUM → carga acumulada no trecho

CARGT → carga total do trecho

QTREC → queda de tensão no trecho

QTOT → queda de tensão total no fim do trecho

CALCULO DA QUEDA DE TENSÃO COM O TRANSFORMADOR NO LOCAL DETERMINADO

AREA DO TRANSFORMADOR N I/091/078

	-- KVA --				
	DIST	ACUM	CARGT	OTREC	OTOT
1	6.5200	15.5500	13.1915	1.3970	1.3970
2	0.0000	0.4300	0.0430	0.0046	1.4015
3	7.7000	7.4200	13.5240	1.4322	2.8292
4	0.0000	22.1900	3.3285	0.3525	0.3525
5	0.0000	0.1500	0.0525	0.0056	0.3580
6	20.6200	1.4200	22.1697	2.3478	2.7003
7	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.7003
8	0.0000	1.4200	1.0650	0.1128	2.8130
9	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.8130
10	0.0000	1.4200	1.7040	0.1805	2.9935



APENDICE 2

AREA DO TRANSFORMADOR N 1/144/046

RELATORIO DE CARGA DOS CONSUMIDORES

CCD DA RUA	N DO POSTE	N DA RESIDENCIA	--- KWH ---			--- KVA ---			SOMA
			FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C	
		TOTAIS	4655	4249	3918	24.9	31.3	22.7	
		9		79			0.58		
		10			87			0.50	
		14			125			0.72	
		15		92			0.63		
		18		38			0.28		
		19		26			0.19		
		23		82			0.60		
4	662-558		TOTAL FASE/POSTE			0.00	2.34	1.23	3.56
		22		76			0.55		
		28			116			0.67	
		34		118			0.87		
		39		62			0.46		
		42			22			0.13	
		45			95			0.55	
		48			47			0.27	
		51		46			0.34		
		54		88			0.65		
4	663-555		TOTAL FASE/POSTE			0.00	2.87	1.62	4.50
		57			121			0.70	
		60		83			0.61		
		64		127			0.94		
		67			27			0.16	
		70		73			0.54		
		73			88			0.51	
		76		79			0.58		
		77			40			0.23	
		80			22		0.16		
		84		102			0.75		
		87			80			0.46	
		90		116			0.65		
4	664-552		TOTAL FASE/POSTE			0.00	4.43	2.06	6.50
		91		27			0.20		
		96			23			0.13	
		97		30			0.22		
		101		87			0.64		
		102			31			0.18	
		106		74			0.55		
		107			95			0.55	
		111			127			0.74	
4	665-550		TOTAL FASE/POSTE			0.00	1.61	1.60	3.20



	169		53		0.39		
	175		36		0.27		
	179		64		0.47		
	183		60		0.44		
	187		61		0.45		
	197			95		0.55	
4	666-547	TOTAL FASE/POSTE			0.00	2.02	0.55 2.57
4	0- 0	TOTAL FASE/POSTE			0.00	0.00	0.00 0.00
4	667-544	TOTAL FASE/POSTE			0.00	0.00	0.00 0.00
	174		41				0.24
	178		21				0.12
	186		119				0.69
	190	25			0.18		
	196	17			0.13		
	197		95				0.55
	202		141			1.04	
	206		69			0.51	
	207		40				0.23
	212		57			0.42	
4	668-541	TOTAL FASE/POSTE			0.00	2.28	1.83 4.11
	114		93			0.69	
	124		20				0.12
	121	30			0.22		
	115	30			0.22		
	117	20			0.15		
	239		20				0.12
	243		20				0.12
4	669-547	TOTAL FASE/POSTE			0.00	1.27	0.35 1.62
	212	30			0.16		
	215	30			0.16		
	216	40			0.21		
	221	50			0.27		
	222	60			0.32		
	227	40			0.21		
	228		40				0.29
	230		50				0.37
	231	30			0.16		
	236		50				0.37
	240		50				0.37
17	665-545	TOTAL FASE/POSTE			1.50	1.40	0.00 2.90
	258		34				0.20
	261		84				0.62
	262		100				0.58
	265		34		0.04		
	266		34				0.20
	269		178				1.03
	270		80				0.46

17	668-546	TOTAL FASE/POSTE		0.00	0.66	2.47	3.12
		274	86	0.46			
		280	20	0.11			
		284	31	0.17			
		288	101		0.74		
		292	181		1.33		
		298				0.08	
		304				0.43	
17	671-547	TOTAL FASE/POSTE		0.73	2.08	0.51	3.32
		271	221		1.63		
		291	113			0.65	
		295	28		0.21		
		299	15		0.11		
		305	58		0.43		
		309	131		0.97		
		281	30		0.22		
		185	20			0.12	
17	670-548	TOTAL FASE/POSTE		0.00	3.56	0.77	4.33
		310	48	0.26			
		314	66	0.35			
		315				0.49	
		321	85			0.14	
		322	24				
		325	30	0.16			
		329	24			0.14	
			18			0.10	
17	673-549	TOTAL FASE/POSTE		0.77	0.00	0.87	1.65
17	0-0	TOTAL FASE/POSTE		0.00	0.00	0.00	0.00
		353	58			0.34	
		361	47		0.35		
		366	27	0.14			
		368	40	0.21			
		378	5	0.03			
		384	48	0.26			
17	676-550	TOTAL FASE/POSTE		0.64	0.35	0.34	1.32
		273	237		1.75		
17	680-552	TOTAL FASE/POSTE		0.00	1.75	0.00	1.75
		388	66	0.35			
		392	36	0.19			
		400	77	0.41			
		406	57	0.30			
		412	73	0.39			
		418	31	0.17			
17	681-551	TOTAL FASE/POSTE		1.82	0.00	0.00	1.82
17	683-553	TOTAL FASE/POSTE		0.00	0.00	0.00	0.00

14	684-550		TOTAL FASE/POSTE	0.00	0.00	0.00	0.00
		466	20	0.11			
		647	25	0.13			
		740	30	0.16			
		744	20	0.11			
		770	20	0.11			
		774	20	0.11			
		778	30	0.16			
14	684-549		TOTAL FASE/POSTE	0.88	0.00	0.00	0.88
		141	30	0.16			
		459	40	0.21			
		465	20	0.11			
		469	30	0.16			
		470	40	0.21			
		471	35	0.19			
		811	25	0.13			
		815	40	0.21			
		819	30	0.16			
14	685-546		TOTAL FASE/POSTE	1.55	0.00	0.00	1.55
14	687-541		TOTAL FASE/POSTE	0.00	0.00	0.00	0.00
		74	56	0.30			
		76	20	0.11			
		88	48	0.26			
		92	10	0.05			
		93	107	0.57			
		99	23	0.12			
		103	10	0.05			
		105	11	0.06			
		113	15	0.08			
		114	30	0.16			
		391	10	0.05			
18	685-542		TOTAL FASE/POSTE	1.82	0.00	0.00	1.82
		38	35	0.19			
		44	63	0.34			
		48	10	0.05			
		52	32	0.17			
		53	118	0.63			
		57	25	0.13			
		58	68	0.36			
		61	87	0.47			
		64	96	0.51			
		65	104	0.56			
		73	76	0.41			
		79	48	0.26			
		83	54	0.29			
		87	67	0.36			
18	682-543		TOTAL FASE/POSTE	4.72	0.00	0.00	4.72

		11	66		0.35			
		15	104		0.56			
		16	54		0.29			
		18	30		0.16			
		19	26		0.14			
		24	26		0.14			
		25	26		0.14			
		31	21		0.11			
		34	33		0.18			
		35	23		0.12			
		39	10		0.05			
		40	16		0.09			
		43	10		0.05			
		47	15		0.08			
		54	39		0.21			
18	678-544	TOTAL FASE/POSTE			2.67	0.00	0.00	2.67
16	675-545	TOTAL FASE/POSTE			0.00	0.00	0.00	0.00
		998	10		0.35			
		1006	41		0.22			
		1012		28		0.21		
		1018		107			0.62	
16	676-545	TOTAL FASE/POSTE			0.27	0.21	0.62	1.10
		1019	21		0.11			
		1023	36		0.19			
		1027	33		0.18			
		1028		50		0.37		
		1031	153		0.82			
		1037	53		0.28			
		1045	35		0.19			
16	677-542	TOTAL FASE/POSTE			1.77	0.37	0.00	2.14
		1032		31			0.18	
		1036		119			0.69	
		1042		81			0.47	
		1048	40		0.21			
		1049		53			0.31	
		1052	89		0.48			
		1053		99			0.57	
		1056	65		0.35			
		1057		88			0.51	
		1062	23		0.12			
		1063		45			0.26	
		1071		38			0.22	
16	676-539	TOTAL FASE/POSTE			1.16	0.00	3.21	4.37
16	675-548	TOTAL FASE/POSTE			0.00	0.00	0.00	0.00
		927	10		0.07			
		935	179		1.32			
16	670-551	TOTAL FASE/POSTE			0.00	1.39	0.00	1.39

		882		29		0.17	
		888		25		0.14	
		896		38		0.22	
		902		96		0.56	
		912		21		0.12	
		913	45		0.33		
		918		29		0.17	
		919	104		0.77		
		922		20		0.12	
		923	66		0.49		
		926		28		0.16	
16	668-554	TOTAL FASE/POSTE		0.00	1.58	1.66	3.24
		29		10		0.06	
		848		55		0.32	
		854		187		1.08	
		864		41		0.24	
		868		77		0.45	
		877	116		0.85		
		883	90		0.66		
		889	76		0.41		
		893	70		0.37		
		897	54		0.29		
		903	65		0.35		
		909	10		0.05		
16	667-557	TOTAL FASE/POSTE		1.47	1.52	2.14	5.13
		853	296		1.58		
16	671-561	TOTAL FASE/POSTE		1.58	0.00	0.00	1.58
16	687-541	TOTAL FASE/POSTE		0.00	0.00	0.00	0.00
		141	30		0.16		
		459	20		0.11		
		465	20		0.11		
		469	30		0.16		
		470	20		0.11		
		471	15		0.08		
		811	25		0.13		
		815	20		0.11		
		819	20		0.11		
16	685-546	TOTAL FASE/POSTE		1.07	0.00	0.00	1.07
		466	30		0.16		
		647	47		0.25		
		740	30		0.16		
		744	33		0.18		
		770	40		0.21		
		774	20		0.11		
		778	25		0.13		
16	684-549	TOTAL FASE/POSTE		1.20	0.00	0.00	1.20



14	680-554		TOTAL FASE/POSTE	0.00	0.00	0.00	0.00
14	679-558		TOTAL FASE/POSTE	0.00	0.00	0.00	0.00
14	677-562		TOTAL FASE/POSTE	0.00	0.00	0.00	0.00
14	675-563		TOTAL FASE/POSTE	0.00	0.00	0.00	0.00
		965					0.17
		975					0.23
		981					0.46
		984	30		0.22		
		988	20		0.15		
16	675-549		TOTAL FASE/POSTE	0.00	0.37	0.87	1.24
		23	40		0.21		
		100	30		0.16		
		35	20		0.11		
16	659-557		TOTAL FASE/POSTE	0.48	0.00	0.00	0.48

MATRIZ CARGA-DISTANCIA

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	
37	38	39	40	41	42	43	44											
1	0.0	1.3	3.9	2.7	2.8	0.0	0.0	7.4	3.5	3.8	4.4	5.6	8.7	3.8	0.0	2.9	4.6	5.1
	0.0	0.0	3.2	6.2	0.0	6.6	15.5	7.9	0.0	3.0	6.5	14.5	0.0	2.7	5.3	6.7	1.5	0.0
	0.5	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.5										
2	1.1	0.0	1.9	1.8	1.1	0.0	0.0	6.2	3.0	2.9	3.4	4.6	7.4	3.3	0.0	3.0	4.7	5.3
	0.0	0.0	3.3	6.3	0.0	6.7	15.9	8.1	0.0	3.1	6.6	14.9	0.0	3.2	6.3	8.2	2.0	0.0
	0.5	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	0.6										
3	2.1	1.3	0.0	0.8	1.3	0.0	0.0	4.9	2.5	2.0	2.5	3.7	6.1	2.8	0.0	2.6	4.2	4.7
	0.0	0.0	3.0	5.8	0.0	6.2	14.5	7.3	0.0	2.7	6.0	13.5	0.0	2.9	7.3	9.8	2.5	0.0
	1.2	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7	0.8										
4	3.0	2.5	1.6	0.0	0.6	0.0	0.0	3.9	2.1	1.3	1.7	2.8	5.0	2.4	0.0	2.3	3.8	4.3
	0.0	0.0	2.8	5.4	0.0	5.7	13.3	6.6	0.0	2.5	5.5	12.5	0.0	2.5	6.9	11.0	2.8	0.0
	1.4	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	0.9										
5	3.5	3.6	3.2	0.8	0.0	0.0	0.0	2.9	1.7	0.6	0.9	4.0	3.9	2.0	0.0	2.0	3.3	3.8
	0.0	0.0	2.6	5.1	0.0	5.3	12.1	6.0	0.0	2.2	4.9	11.4	0.0	2.2	6.1	11.4	3.2	0.0
	1.7	1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	1.0										
6	4.3	4.0	3.9	1.1	0.3	0.0	0.0	2.5	1.5	0.3	0.6	1.7	3.5	1.8	0.0	1.9	3.1	3.6
	0.0	0.0	2.5	4.9	0.0	5.1	11.6	5.7	0.0	2.1	4.7	10.9	0.0	2.0	5.7	10.9	3.4	0.0
	1.8	1.8	0.0	0.0	0.0	0.0	2.4	1.1										
7	5.2	5.2	5.5	1.9	0.5	0.0	0.0	1.4	1.1	1.0	1.4	2.5	4.5	2.2	0.0	2.2	3.6	4.1
	0.0	0.0	2.7	5.3	0.0	5.5	12.8	6.4	0.0	2.4	5.2	12.0	0.0	2.4	6.5	12.2	3.8	0.0
	2.1	2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	2.7	1.2										
8	6.4	6.7	7.8	3.0	1.8	0.0	0.0	0.0	0.6	2.0	2.5	3.7	6.1	2.8	0.0	2.6	4.2	4.7
	0.0	0.0	3.0	5.8	0.0	6.2	14.5	7.3	0.0	2.7	6.0	13.5	0.0	2.9	7.7	14.0	4.4	0.0
	2.5	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	3.2	1.4										
9	7.7	8.3	10.1	4.2	2.7	0.0	0.0	1.4	0.0	3.0	3.6	4.8	7.6	3.4	0.0	3.1	4.8	5.4
	0.0	0.0	3.3	6.4	0.0	6.8	16.1	8.2	0.0	3.1	6.7	15.1	0.0	3.3	8.6	15.8	4.9	0.0
	2.8	2.9	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	1.5										
10	4.6	4.5	4.5	1.4	0.5	0.0	0.0	2.9	1.7	0.0	0.9	2.0	3.9	2.0	0.0	2.0	3.3	3.8
	0.0	0.0	2.6	5.1	0.0	5.3	12.1	6.0	0.0	2.2	4.9	11.4	0.0	2.2	6.1	11.4	3.6	0.0
	1.9	1.9	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	1.1										
11	5.0	4.9	5.2	1.8	0.8	0.0	0.0	3.3	1.9	0.9	0.0	1.0	2.6	1.5	0.0	1.6	2.8	3.3
	0.0	0.0	2.3	4.6	0.0	4.7	10.7	5.2	0.0	1.9	4.3	10.1	0.0	1.7	5.1	9.5	3.6	0.0
	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.7	1.2										
12	6.1	6.3	7.1	2.7	1.5	0.0	0.0	4.5	2.4	1.7	0.9	0.0	1.3	1.0	0.0	1.2	2.3	2.7
	0.0	0.0	2.1	4.1	0.0	4.2	9.3	4.4	0.0	1.5	3.6	8.7	0.0	1.3	4.1	8.3	3.1	0.0
	2.4	2.4	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	1.3										
13	7.1	7.6	9.1	3.7	2.3	0.0	0.0	5.7	2.8	2.6	1.9	1.0	0.0	0.5	0.0	0.8	1.7	2.2
	0.0	0.0	1.8	3.7	0.0	3.6	7.8	3.6	0.0	1.2	3.0	7.4	0.0	0.9	3.1	6.8	2.6	0.0
	2.3	2.8	0.0	0.0	0.0	0.0	2.9	1.3										
14	8.2	9.0	11.0	4.6	3.1	0.0	0.0	7.0	3.3	3.5	2.8	2.0	1.3	0.0	0.0	0.4	1.2	1.6
	0.0	0.0	1.5	3.2	0.0	3.1	6.4	2.7	0.0	0.9	2.4	6.1	0.0	0.5	2.2	5.2	2.2	0.0





19	10.2 0.0 2.7	13.9 0.0 3.3	18.2 0.6 0.0	8.2 1.5 0.0	5.9 0.0 0.0	0.0 4.3 0.0	0.0 9.7 3.4	11.5 4.6 1.5	5.1 0.0	6.7 1.6	6.2 3.8	5.6 9.2	6.1 0.0	1.8 1.5	0.0 4.4	1.1 8.8	0.7 3.3	0.4 0.0
20	11.9 0.0 3.0	15.4 0.0 3.7	20.3 0.3 0.0	9.2 1.0 0.0	6.7 0.0 0.0	0.0 4.9 0.0	0.0 11.2 3.8	12.8 5.5 1.6	5.6 0.0	7.6 2.0	7.2 4.5	6.7 10.6	7.4 0.0	2.3 1.9	0.0 5.5	1.5 10.5	1.3 3.8	0.9 0.0
21	13.0 0.0 3.4	16.8 0.0 4.0	22.4 0.0 0.0	10.2 0.5 0.0	7.6 0.0 0.0	0.0 5.5 0.0	0.0 12.8 4.2	14.1 6.3 1.8	6.1 0.0	8.5 2.4	8.2 5.2	7.8 12.0	8.8 0.0	2.9 2.4	0.0 6.5	1.9 12.1	1.8 4.3	1.5 0.0
22	14.2 0.0 3.7	18.3 0.0 4.4	24.4 0.3 0.0	11.2 0.0 0.0	8.4 0.0 0.0	0.0 6.1 0.0	0.0 14.3 4.6	15.4 7.2 1.9	6.7 0.0	9.4 2.7	9.2 5.9	8.8 13.4	10.2 0.0	3.4 2.8	0.0 7.6	2.3 13.8	2.4 4.8	2.1 0.0
23	15.2 0.0 4.1	19.7 0.0 4.8	26.5 0.6 0.0	12.3 0.5 0.0	9.2 0.0 0.0	0.0 6.7 0.0	0.0 15.8 5.0	16.8 8.0 2.1	7.2 0.0	10.4 3.1	10.2 6.6	9.9 14.8	11.6 0.0	3.9 3.2	0.0 8.6	2.8 15.4	2.5 5.3	2.7 0.0
24	12.9 0.0 3.3	16.6 0.0 4.0	22.0 2.7 0.0	10.1 5.2 0.0	7.4 0.0 0.0	0.0 0.0 3.0	0.0 1.6 4.2	13.9 1.8 1.7	6.1 0.0	8.4 1.2	8.1 3.0	7.6 7.4	8.6 0.0	2.8 2.3	0.0 6.4	2.1 11.9	3.5 4.2	4.0 0.0
25	11.7 0.0 3.0	15.1 0.0 3.6	19.9 2.4 0.0	9.0 4.7 0.0	8.6 0.0 0.0	0.0 0.6 0.0	0.0 0.0 3.7	12.6 0.9 1.6	5.5 0.0	7.4 0.8	7.1 2.3	6.5 5.9	7.2 0.0	2.2 1.8	0.0 5.3	1.7 10.2	2.9 3.7	3.4 0.0
26	10.5 0.0 2.6	13.6 0.0 3.2	17.7 2.1 0.0	7.9 4.2 0.0	5.7 0.0 0.0	0.0 1.2 0.0	0.0 1.6 3.3	11.2 0.0 1.4	5.0 0.0	6.5 0.5	6.0 1.6	5.4 4.5	5.8 0.0	1.7 1.4	0.0 4.2	1.2 8.5	2.3 3.2	2.8 0.0
27	9.3 0.0 2.3	12.1 0.0 2.8	15.6 1.8 0.0	6.9 3.7 0.0	4.9 0.0 0.0	0.0 1.8 0.0	0.0 3.1 2.9	9.9 0.9 1.3	4.5 0.0	5.5 0.1	5.0 0.9	4.3 3.1	4.3 0.0	1.2 0.9	0.0 3.1	0.8 6.8	1.7 2.6	2.2 0.0
28	9.7 0.0 2.4	12.6 0.0 2.9	16.2 1.9 0.0	7.2 3.8 0.0	5.1 0.0 0.0	0.0 2.0 0.0	0.0 3.6 3.1	10.3 1.1 1.3	4.6 0.0	5.8 0.0	5.3 0.6	4.6 2.6	4.8 0.0	1.3 1.0	0.0 3.5	0.9 7.3	1.9 2.8	2.4 0.0
29	10.8 0.0 2.7	13.9 0.0 3.3	18.2 2.2 0.0	8.2 4.3 0.0	5.9 0.0 0.0	0.0 2.5 0.0	0.0 5.0 3.4	11.5 1.9 1.5	5.1 0.0	6.7 0.3	6.2 0.0	5.6 1.3	6.1 0.0	1.8 1.5	0.0 4.4	1.3 8.8	2.4 3.3	2.9 0.0
30	11.8 0.0 3.0	15.3 0.0 3.6	20.1 2.4 0.0	9.1 4.7 0.0	6.7 0.0 0.0	0.0 3.1 0.0	0.0 6.4 3.8	12.7 2.7 1.6	5.6 0.0	7.5 0.7	7.2 0.6	6.6 0.0	7.4 0.0	2.3 1.9	0.0 5.4	1.7 10.4	3.0 3.8	3.5 0.0
31	8.3 0.0 1.9	10.8 0.0 2.4	13.6 1.5 0.0	5.9 3.2 0.0	4.1 0.0 0.0	0.0 2.3 0.0	0.0 4.5 2.6	8.6 1.7 1.1	4.0 0.0	4.6 0.4	4.1 1.5	3.3 4.4	3.0 0.0	0.7 0.5	0.0 2.2	0.4 5.2	1.2 2.2	1.6 0.0
32	7.0 0.0 1.6	10.2 0.0 2.0	13.3 1.5 0.0	5.8 3.1 0.0	4.0 0.0 0.0	0.0 3.0 0.0	0.0 6.2 2.1	8.4 2.6 1.0	3.9 0.0	4.5 0.8	3.9 2.2	3.2 5.9	2.8 0.0	0.6 0.0	0.0 1.0	0.3 3.4	1.1 1.6	1.5 0.0
33	5.9 0.0 1.2	8.8 0.0 1.6	14.6 1.8 0.0	6.8 3.6 0.0	4.8 0.0 0.0	0.0 3.6 0.0	0.0 7.7 1.7	9.7 3.5 0.8	4.4 0.0	5.4 1.2	4.9 2.9	4.2 7.3	4.2 0.0	1.1 0.4	0.0 0.0	0.8 1.8	1.7 1.1	2.1 0.0

34	4.6 0.0 0.9	7.2 0.0 1.2	12.3 7.1 0.0	6.9 4.2 0.0	5.7 0.0 0.0	0.0 4.2 0.0	0.0 9.4 1.3	11.2 4.4 0.6	5.0 6.4 0.0	6.3 3.7 1.6	5.4 8.8 0.0	5.7 0.0 0.9	1.7 0.0 1.1	0.0 1.2 0.0	2.3 0.6 0.6	2.6 0.0 0.0
35	3.4 0.0 0.5	5.6 0.0 0.8	10.1 2.4 0.0	5.8 4.7 0.0	5.3 0.0 0.0	0.0 4.8 0.0	0.0 11.0 0.9	11.3 5.3 0.5	5.0 6.5 0.0	7.1 4.4 1.9	6.5 10.4 0.0	7.2 0.0 1.4	2.3 2.3 1.4	0.0 2.3 1.8	1.7 2.6 0.0	3.4 0.0 0.0
36	2.3 0.0 0.2	4.3 0.0 0.4	8.1 2.7 0.0	4.8 5.2 0.0	4.5 0.0 0.0	0.0 5.4 0.0	0.0 12.4 0.5	10.1 6.1 0.3	4.5 0.0 0.0	5.6 2.3 5.1	6.4 7.5 11.7	8.5 0.5 0.5	2.7 1.8 1.8	0.0 3.2 3.3	2.1 3.4 0.5	3.9 0.0 0.0

37	1.8	3.6	7.1	4.3	4.1	0.0	0.0	9.4	4.3	5.2	5.9	7.3	9.2	3.0	0.0	2.3	3.7	4.2
	0.0	0.0	2.8	5.4	0.0	5.7	13.1	6.5	0.0	2.4	5.4	12.3	0.0	2.0	3.7	4.1	0.7	0.0
	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.2										
38	1.1	2.7	5.8	3.7	3.6	0.0	0.0	8.6	4.0	4.6	5.3	6.6	10.0	3.3	0.0	2.5	4.1	4.6
	0.0	0.0	3.0	5.7	0.0	6.0	14.1	7.1	0.0	2.7	5.8	13.2	0.0	2.3	4.4	5.1	1.0	0.0
	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.3										
39	11.1	14.4	18.8	8.5	6.2	0.0	0.0	11.9	5.3	7.0	6.6	6.0	6.5	2.0	0.0	1.2	0.9	0.5
	0.0	0.0	1.0	2.3	0.0	4.5	10.2	4.9	0.0	1.8	4.1	9.6	0.0	1.6	4.8	9.3	3.4	0.0
	2.8	3.4	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	1.5										
40	11.8	15.3	20.1	9.1	6.7	0.0	0.0	12.7	5.6	7.5	7.2	6.6	7.4	2.3	0.0	1.5	1.2	0.9
	0.0	0.0	1.2	2.6	0.0	4.9	11.1	5.4	0.0	2.0	4.5	10.5	0.0	1.9	5.4	10.4	3.8	0.0
	3.0	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	1.6										
41	12.7	16.4	21.8	9.9	7.3	0.0	0.0	13.8	6.0	8.3	8.0	7.5	8.4	2.7	0.0	1.8	1.7	1.4
	0.0	0.0	1.4	3.0	0.0	5.3	12.3	6.1	0.0	2.3	5.0	11.6	0.0	2.2	6.2	11.7	4.1	0.0
	3.3	3.9	0.0	0.0	0.0	0.0	4.1	1.7										
42	14.1	18.2	24.4	11.2	8.3	0.0	0.0	15.4	6.7	9.4	9.2	8.8	10.2	3.4	0.0	2.3	2.4	2.1
	0.0	0.0	1.8	3.6	0.0	6.1	14.2	7.2	0.0	2.7	5.9	13.3	0.0	2.8	7.5	13.7	4.8	0.0
	3.7	4.4	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	1.9										
43	2.7	4.7	8.8	5.1	4.8	0.0	0.0	10.5	4.7	5.9	6.7	8.1	10.3	3.4	0.0	2.6	4.1	4.7
	0.0	0.0	3.0	5.8	0.0	6.1	14.3	7.2	0.0	2.7	5.9	13.4	0.0	2.4	4.5	5.4	1.1	0.0
	0.3	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1										
44	3.6	5.9	10.5	6.0	5.4	0.0	0.0	11.5	5.1	6.7	7.5	9.0	11.4	3.8	0.0	3.0	4.6	5.1
	0.0	0.0	3.2	6.2	0.0	6.6	15.5	7.9	0.0	3.0	6.5	14.6	0.0	2.8	5.4	6.7	1.5	0.0
	0.5	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0										



ESTE VETOR CONTEM A SOMA DE CADA LINHA DA MATRIZ

142.61	138.67	127.73	120.54	113.64	110.73	128.08	152.37	179.53	118.74	108.25	105.63
103.95	103.56	102.58	104.20	136.74	151.21	166.41	190.73	215.04	239.93	265.80	194.54
169.16	146.79	126.19	132.75	153.10	174.74	112.02	108.68	119.69	129.28	137.14	140.01
140.58	142.03	175.47	191.64	211.86	244.20	159.94	180.71				

O MENOR VALOR DO VETOR QUE POSSUI A SOMA DAS LINHAS DA MATRIZ

PII=102.58

II=15 + CORRESPONDENTE AO POSTE DE NUMERO 673-549



















37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

A área do transformador é fechada, possuindo um anel



CÁLCULO DA QUEDA DE TENSÃO COM O TRANSFORMADOR NO LOCAL ATUAL

AREA DO TRANSFORMADOR N I/144/046

TRECHO	DIST	ACUM	CARGT	QTREC	QTOT	
*						*
1	3.1200	26.9600	14.2600	1.5101	1.5101	*
*						*
2	0.0000	2.9000	0.2900	0.0307	1.5408	*
*						*
3	4.1100	1.6200	3.4912	0.3697	1.8799	*
*						*
4	16.7700	1.5600	11.9340	1.2638	2.7739	*
*						*
5	5.9800	41.4695	35.5679	3.7666	3.7666	*
*						*
6	11.3400	7.0600	20.6225	2.1839	5.9506	*
*						*
7	1.2000	2.0000	1.3000	0.1377	6.0882	*
*						*
8	1.2400	0.4800	0.5610	0.0594	6.0100	*
*						*
9	0.0000	16.8200	8.4100	0.8906	4.6573	*
*						*
10	3.2400	4.3700	4.1930	0.4440	5.1013	*
*						*
11	7.3900	1.8200	5.4598	0.5782	5.2355	*
*						*
12	3.0700	6.0700	5.3235	0.5638	4.3304	*
*						*
13	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	4.3304	*
*						*
14	2.4300	0.0000	1.7982	0.1904	4.5208	*

CÁLCULO DA QUEDA DE TENSÃO COM O TRANSFORMADOR NO LOCAL DETERMINADO

ÁREA DO TRANSFORMADOR N 1/144/046

-- KVA --

-- I --

TRECHO	DIST	ACUM	CARGT	QTREC	QTDT	*
1	10.7700	24.9000	33.3134 <sup>603</sup>	3.5279	3.5279	*
2	0.0000	2.9000	0.2900 <sup>307</sup>	0.0307	3.5586	*
3	4.1100	1.6200	3.4912 <sup>912</sup>	0.3697	3.8976	*
4	15.2700	1.0000	7.7715 <sup>10</sup>	0.8230	4.3509	*
5	0.0000	44.5299	8.9060 <sup>70</sup>	0.9431	0.9431	*
6	9.3400	12.1200	24.6812 <sup>10</sup>	2.6137	3.5569	*
7	4.7600	3.5000	4.7040 <sup>107</sup>	0.4982	4.0550	*
8	1.2400	0.4800	0.5610 <sup>10</sup>	0.0594	3.6163	*
9	0.0000	16.8200	8.4100 <sup>10</sup>	0.8906	1.8338	*
10	2.2400	4.3700	4.1930 <sup>107</sup>	0.4440	2.2778	*
11	7.3900	1.8200	5.4598 <sup>100</sup>	0.5782	2.4120	*
12	3.0700	6.0700	5.3235 <sup>10</sup>	0.5638	1.5069	*
13	0.0000	0.0000	0.0000 <sup>107</sup>	0.0000	1.5069	*
14	2.4300	0.0000 <sup>100</sup>	1.7982 <sup>912</sup>	0.1904	1.6973	*



## BIBLIOGRAFIA

- [1] - CARVALHO, M. L.; PACHECO, O.; FLORA, L.; Novos Critérios para Balanceamento de Redes de Distribuição - VII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, São Paulo, 1976.
- [2] - CHRISTOFIDES, N.; Management Science Imperial College London. Graph Theory and Algorithmic Approach. Academic Press New York-London, San Francisco, 1975.
- [3] - COSTA NETO, Pedro de Oliveira, Estatística, São Paulo, Edgard Blucher, 1977.
- [4] - FLOYD, R. W.; Algorithm 97 - Shortest Path, Comm of ACM, 5p. 345, 1962.
- [5] - HAKIMI, S. L.; Optimum Locations of Switching Centre and the Absolute Centres and Medians of a Graph, Ops. Res., 12, p. 450, 1964.
- [6] - JÚDEZ, Gaucêncio Zoppetti - Redes Elétricas de Alta e Baja Tensão - Editorial Gustavo Gili, S.A., Barcelona, 1968.
- [7] - MEMORIAL TÉCNICO DA CELB - Reforma e Ampliação da Rede de Distribuição de Campina Grande, 1974.



[8] — OLIVEIRA, Jurandir Proença; Aplicação de Computador na Distribuição de Energia Elétrica — VII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, São Paulo, 1976.

[9] — SPIEGEL, Murray Ralph; Probabilidade e Estatística, tradução (de) Alfredo Alves de Farias. S. Paulo, Mc Graw-Hill do Brasil, 1978.

[10] — WESTINGHOUSE, Electric Comparison — Electric Utility Engineering — Distribution Systems — East Pittsburgh, Pennsylvania, 1965.

[11] — W. F. Tinney and C. M. McIntyre; Digital Method to Obtain a Loop Connection Matriz, Atlantic, 1960.