

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
CURSO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

SIOMARA DURAND COSTA RIBEIRO

ALOCÇÃO ÓTIMA DE SUBESTAÇÕES
E DETERMINAÇÃO DE SUAS ÁREAS DE INFLUÊNCIA

CAMPINA GRANDE – PB

MARÇO DE 1990

SIOMARA DURAND COSTA RIBEIRO

ALOCAÇÃO OTIMA DE SUBESTAÇÕES
E DETERMINAÇÃO DE SUAS AREAS DE INFLUENCIA

Dissertação apresentada à Coordenação dos Cursos de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal da Paraíba, em cumprimento às exigências para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

AREA DE CONCENTRAÇÃO: PROCESSAMENTO DA ENERGIA

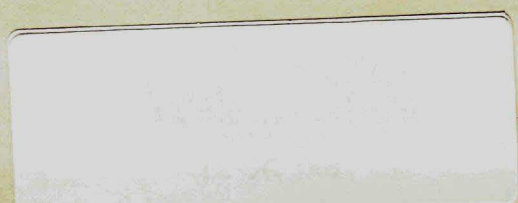
ORIENTADOR: MANOEL AFONSO DE CARVALHO Jr.

CO-ORIENTADOR: BENEMAR ALENCAR DE SOUZA

CAMPINA GRANDE

MARÇO - 1990

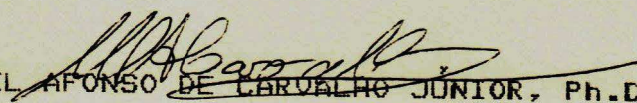
Handwritten:
BIBLIOTECA
FAPAR
24/01/90



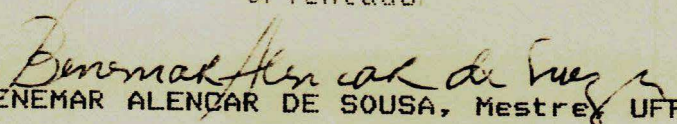
ALOCACÃO ÓTIMA DE SUBESTAÇÕES E DETERMINAÇÃO
DE SUAS ÁREAS DE INFLUÊNCIA

SIOMARA DURAND COSTA RIBEIRO

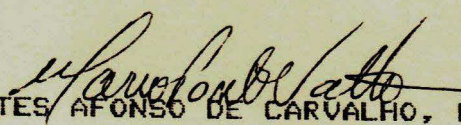
DISSERTAÇÃO APROVADA EM 13.03.90


MANOEL AFONSO DE CARVALHO JUNIOR, Ph.D., UFPE

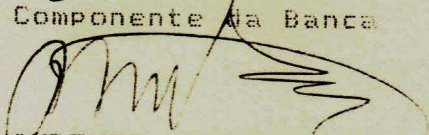
Orientador


BENEMAR ALENCAR DE SOUSA, Mestre, UFPB

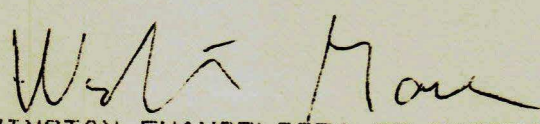
Orientador


MARIA JOSÉ PONTES AFONSO DE CARVALHO, Ph.D., UFPE

Componente da Banca


DAGOBERTO LOURENÇO RIBEIRO, Mestre, UFPE

Componente da Banca


WASHINGTON EVANGELISTA DE MACEDO, Mestre, UFPB

Componente da Banca

CAMPINA GRANDE - PB

MARÇO - 1990

A MEUS PAIS

ALDEMIR E DACILRA

A MEMORIA DE YURE

"SABEDORIA E SABER VER E OUVIR A DEUS"

AGRADECIMENTOS

Ao Professor Manoel Afonso de Carvalho Jr. pelo trabalho de orientação e pelos muitos finais de semana sacrificados com discussões sobre a tese e análise dos resultados.

Ao Professor Benemar Alencar de Souza pelo trabalho de co-orientação e auxílio na implementação computacional dos modelos.

A Professora Maria José Pontes Afonso de Carvalho pelo incentivo e pela hospitalidade com que sempre me recebeu.

Aos Funcionários do NPD pela maneira prestativa com que sempre me trataram.

Aos Colegas da THEMAG pelo incentivo e ajuda na utilização dos micros.

A todos os demais professores, funcionários e amigos que tornaram possível a defesa desse trabalho.

SUMARIO

	PAGINA
1. INTRODUÇÃO	01
1.1 - CONSIDERAÇÕES GERAIS	01
1.2 - MOTIVAÇÃO PARA PESQUISA	02
1.3 - REVISAO BIBLIOGRAFICA	06
1.4 - ORGANIZAÇÃO DOS CAPITULOS	08
2. FORMULAÇÃO DOS MODELOS DE PROGRAMAÇÃO MATEMATICA	10
2.1 - INTRODUÇÃO	10
2.2 - MODELO DE TRANSPORTE CLASSICO	12
2.2.1 - Comentários Adicionais sobre o Modelo de Transporte Clássico	19
2.3 - MODELO DE TRANSPORTE COM INTERMEDIARIO (TRANSSHIPMENT)	25
2.3.1 - Problema de Distribuição de Potência	26
2.4 - MODELO DE PROGRAMAÇÃO INTEIRA	29
3. TECNICA MATEMATICA	31
3.1 - INTRODUÇÃO	31
3.2 - APRESENTAÇÃO DA TECNICA MATEMATICA	31
3.3 - EXEMPLIFICAÇÃO NUMERICA	33
3.4 - ALGORITMO DO METODO DE RAMO E LIMITE	40
3.5 - RECURSOS DO METODO	43

4. FORMULAÇÕES VISUALIZADAS PARA O PROBLEMA DE ALOCAÇÃO OTIMA DE SUBESTAÇÕES	52
4.1 - INTRODUÇÃO	52
4.2 - CONCEITUAÇÃO DO PROBLEMA DE ALOCAÇÃO OTIMA DE SUBESTAÇÕES	52
4.3 - MODELAGEM DO SISTEMA ELETRICO	55
4.4 - APRESENTAÇÃO DAS FORMULAÇÕES VISUALIZADAS	56
4.4.1 - Modelo de Transporte com Intermediário	56
4.4.2 - Modelo de Transporte com Intermediário Geral	67
5. PROCEDIMENTOS PARA RESOLUÇÃO DO PROBLEMA DE ALOCAÇÃO DE SUBESTAÇÕES E EXPANSÃO OTIMA DE REDES	72
5.1 - INTRODUÇÃO	72
5.2 - MONTAGEM DO GRAFO	72
5.3 - DADOS NECESSARIOS	74
5.3.1 - Dados de Barra	74
5.3.2 - Dados de Linha	75
5.4 - APRESENTAÇÃO DOS SISTEMAS ELETRICOS ANALISADOS	76
5.4.1 - Sistema de Subtransmissão Garver	77
5.4.2 - Sistema de Distribuição CELB	87
5.4.3 - Análise do Sistema de Subtransmissão de Campina Grande	100
5.6 - CONCLUSÃO	101
ANEXO	
MANUAL DO PROGRAMA	104
APENDICES	
I. DADOS DE ENTRADA DO SISTEMA DE SUBTRANSMISSÃO GARVER	

.....	118
II. RELATORIO DE SAIDA DO SISTEMA DE SUBTRANSMISSAO	
GARVER	121
III. DADOS DE ENTRADA DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO CELB	
.....	130
IV. RELATORIO DE SAIDA DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO CELB ...	136
V. DADOS DE ENTRADA DO SISTEMA DE SUBTRANSMISSAO DE C.	
GRANDE	168
VI. RELATORIO DE SAIDA DO SISTEMA DE SUBTRANSMISSAO DE	
C.GRANDE	172
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	184

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

	PAGINA
FIG. 1.1 - SISTEMA ELETRICO SUPRIDOR DA AREA	03
FIG. 1.2 - TRAÇADO DAS MEDIATRIZES	04
FIG. 1.3 - DELIMITAÇÃO DAS AREAS GEOMETRICAS DE INFLUENCIA	04
FIG. 2.1 - TABELA DE TRANSPORTE	15
FIG. 2.2 - REPRESENTAÇÃO TABULAR DO PROBLEMA DE REDE	17
FIG. 2.3 - REDE DE TRANSPORTE GENERICA	19
FIG. 2.4 - ROTAS DE FLUXO NO SISTEMA ELETRICO	27
FIG. 3.1 - REPRESENTAÇÃO GEOMETRICA DO PROBLEMA	34
FIG. 3.2 - PROBLEMA DE PROGRAMAÇÃO INTEIRA-MISTA	35
FIG. 3.3 - ARVORE INICIAL DO PROBLEMA DE PROGRAMAÇÃO INTEIRA-MISTA	36
FIG. 3.4 - PROBLEMA DE PROGRAMAÇÃO INTEIRA PURA	37
FIG. 3.5 - ARVORE FINAL	38
FIG. 3.6 - SOLUÇÃO FINAL DO PROBLEMA DE PROGRAMAÇÃO PELO METODO DO RAMO E LIMITE	39
FIG. 3.7 - DIAGRAMA DE BLOCO DO ALGORITMO DO METODO DE RAMO E LIMITE (PARA UM PROBLEMA DE MAXIMIZAÇÃO)	44
FIG. 5.1 - SISTEMA DE SUBTRANSMISSAO GARVER	77

TAB. 5.1 - DADOS DE CAPACIDADE DAS SUBESTAÇÕES EXISTENTES	78
FIG. 5.2 - PRIMEIRA ALTERNATIVA CONCEBIDA	80
FIG. 5.3 - SEGUNDA ALTERNATIVA CONCEBIDA	81
FIG. 5.4 - MODELO MATEMATICO DO SISTEMA ELETRICO (GRAFO) .	83
FIG. 5.5 - CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA DE SUBTRANSMISSÃO GARVER PARA A PRIMEIRA ALTERNATIVA CONCEBIDA ..	84
FIG. 5.6 - CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA DE SUBTRANSMISSÃO GARVER PARA SEGUNDA ALTERNATIVA CONCEBIDA	86
FIG. 5.7 - FORMULA USADA PARA CALCULAR O COMPRIMENTO DOS ALIMENTADORES	90
FIG. 5.8 - CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA DE SUBTRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE C. GRANDE EM 1988	94
FIG. 5.9 - CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA DE SUBTRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE C. GRANDE EM 2005	95
FIG. 5.10 - CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA DE SUBTRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE C. GRANDE EM 1991	96
FIG. 5.11 - CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA DE SUBTRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE C. GRANDE EM 1995	97
FIG. 5.12 - CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA DE SUBTRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE C. GRANDE EM 2000	98

SIOMARA DURAND COSTA RIBEIRO

RESUMO

O presente trabalho analisa o problema da alocação de possíveis novos pontos de suprimento de energia e determina a sua área de influência fazendo uso de técnicas de programação matemática. A alocação dos recursos na rede elétrica pode ser enquadrada como um problema de transporte típico [3,4]. A técnica mais adequada à solução deste problema depende fundamentalmente de como são considerados os custos de implantação das subestações e linhas. Isto é, se sofrem apenas variações lineares com a potência que flue através dos mesmos ou se os custos são não-lineares com a potência. As não-linearidades mais consideradas geralmente são os custos fixos decorrentes das implantações de subestações.

O problema foi resolvido aplicando-se a técnica do Ramo e Limite para minimizar a função custo submetida a restrições de desempenho. Da solução do problema obtém-se como resposta:

- a capacidade efetivamente utilizada de cada subestação e sua área de influência;

- o custo de implantação para cada nova configuração do sistema;
- o custo de implantação das linhas adicionadas;
- o custo de implantação das subestações adicionadas;
- o custo de perda nas linhas;
- o data de entrada em operação de cada nova linha ou subestação do sistema;

Uma subrotina de fluxo de carga linearizado fornece os fluxos de potência ativa nas linhas da configuração obtida com o modelo de programação matemática.

CAPITULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 - CONSIDERAÇÕES GERAIS

A distribuição de energia elétrica enfrenta o grande problema de onde alocar as subestações transformadoras que atenderão a demanda de determinada área. As cargas atendidas pelas subestações estão distribuídas, com diferentes densidades, em áreas geográficas relativamente grandes e sofrem alterações durante a vida útil da subestação, fazendo o centro de carga se distanciar do ponto original. O deslocamento do centro de carga pode ser decorrente da saturação da carga em algumas áreas, do surgimento de novos empreendimentos que mudam o perfil de crescimento da carga, ou do desaparecimento parcial da carga devido a incentivos noutra direção, causados por fatores econômicos, de segurança, ambiental etc.

Analisando-se o deslocamento da subestação em relação ao novo centro de carga, pode-se eleger pela proximidade com o

novo centro de carga uma localização preferencial de subestação. Na definição da melhor localização da subestação, uma infinidade de alternativas deve ser considerada, tornando o trabalho impraticável se não forem introduzidas algumas simplificações na definição das alternativas. Aliada à dificuldade natural da determinação da área e consequentemente da carga atendida pela subestação, existe o problema da disponibilidade de rotas de subtransmissão e transmissão.

1.2 - MOTIVAÇÃO PARA PESQUISA

A prática atual nas empresas do setor elétrico brasileiro, consolidada em seus critérios de planejamento [1] utiliza para localização de subestações o método das mediatrizes.

Com base na análise do posicionamento geográfico da área crítica e na localização espacial das cargas de porte, são selecionados locais para o posicionamento da subestação. Esses locais são as cidades de maior porte e/ou grandes cargas concentradas de consumidores particulares.

Em seguida, para cada local selecionado, delimita-se a área geométrica de influência correspondente e calcula-se o centro de carga dessa área.

A delimitação dessas áreas é obtida através do traçado das

mediatrizes entre as subestações. Os segmentos de reta que ligam os pontos de interseção das mediatrizes e fazem parte da mediatriz de SEs vizinhas constituem a fronteira entre as áreas geométricas.

Nas figuras 1.1, 1.2 e 1.3 tem-se, respectivamente, o sistema elétrico que supre a área (linhas de distribuição e subestações), o traçado das mediatrizes entre as subestações e a delimitação das áreas geométricas de influência.

A área geométrica permite uma avaliação do posicionamento das cargas com relação às subestações supridoras que determinará o posicionamento preferencial da subestações.

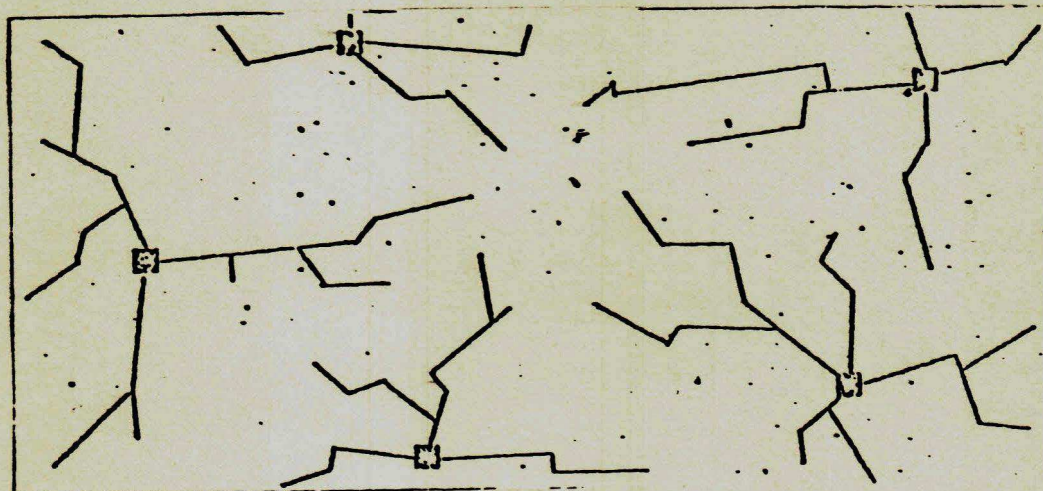


FIG. 1.1 - SISTEMA ELETRICO SUPRIDOR DA AREA

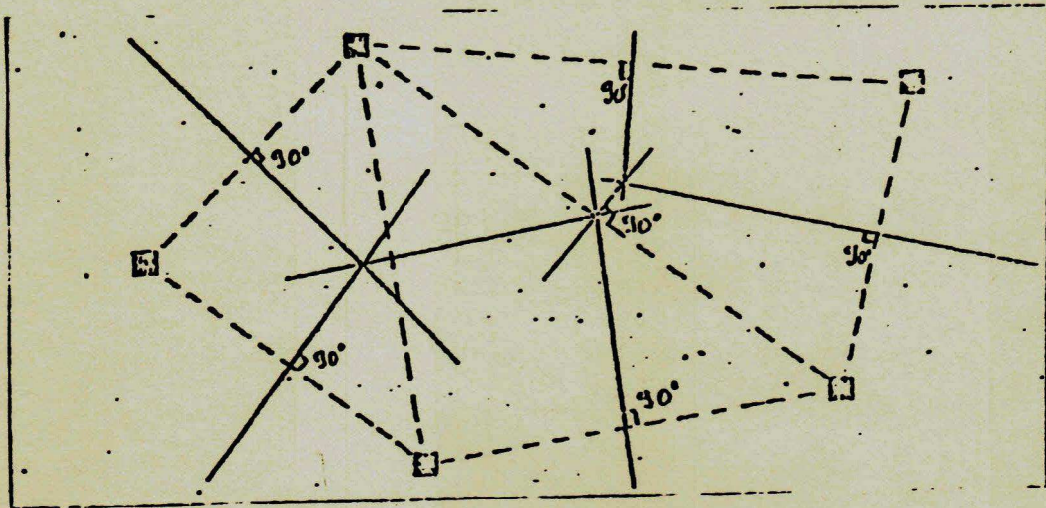


FIG. 1.2 - TRAÇADO DAS MEDIATRIZES

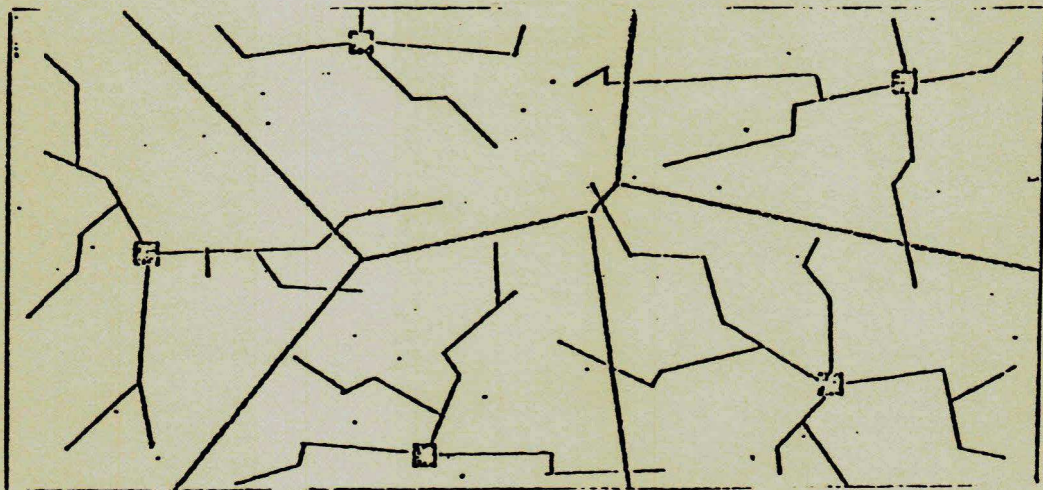


FIG. 1.3- DELIMITAÇÃO DAS AREAS GEOMETRICAS DE INFLUENCIA

A área atendida por determinada subestação é dividida em áreas menores à medida que a potência instalada na subestação não é mais suficiente para atender a carga da sua área de influência. As novas áreas são limitadas pelas novas mediatrizes entre as subestações existentes e o novo ponto de suprimento.

A prática tem mostrado que a metodologia em uso, para alguns casos pode levar a um sistema anti-econômico, pois os custos de instalações das subestações e dos alimentadores ou linhas de transmissão não são levados em consideração. Ao dividir-se a área, o novo ponto de suprimento não se localizará o mais próximo possível do centro de carga, devido ao desmembramento da área. Algumas vezes a subestação anterior passa a ter uma área de influência com cargas rarefeitas ou muito distantes, devido a uma divisão não otimizada das cargas entre as subestações.

Como contribuição, o trabalho apresenta uma metodologia para localização de subestações que utiliza um modelo matemático, onde os custos de instalação de linhas e subestações e os custos de perdas são representados. O modelo é resolvido pela técnica de otimização conhecida como método do Ramo e Limite, que minimiza os custos.

1.3 - REVISÃO BIBLIOGRAFICA

Na escolha do modelo adequado para representar os custos associados ao planejamento dos sistemas elétricos e a localização de subestações vários trabalhos foram estudados.

Selecionou-se as contribuições mais marcantes na elaboração do trabalho e descreve-se brevemente alguns desses artigos, fornecendo ao leitor subsídios para pesquisas posteriores nessa área. Os artigos são apresentados em ordem crescente de contribuição para o trabalho:

Len L. Garver [2], em seu trabalho apresenta uma técnica de expansão de sistemas elétricos que utiliza programação linear para determinar onde deverão ser feitos reforços e instalação de novos circuitos na rede. O método utiliza como entrada a topologia da rede existente, a carga e geração prevista.

D. M. Crawford e S.B. Hold [3] elaboraram um artigo que trata da localização e dimensionamento da capacidade das subestações. Para formulação do problema, fazem uso do modelo de transporte que utiliza como função objetivo o produto carga x distância, sendo a distância obtida através de um algoritmo que determina a menor rota entre cada subestação e cada um dos pontos de demanda existente. O modelo obtido é resolvido através de um algoritmo de

programação linear.

As localizações das subestações são obtidas após sucessivas execuções do programa para diferentes localizações possíveis de subestações. A capacidade da subestação é determinada pelo somatório dos fluxos de potência que saem dela.

D.L.Wall e G.L. Thompson [4], [5] desenvolveram dois trabalhos sobre modelos de otimização de redes. O primeiro trata apenas do problema de expansão considerando as subestações já alocadas. O problema é formulado inicialmente como um modelo de transporte com intermediário (transshipment) para aproximar as restrições às equações elétricas, depois como modelo de transporte clássico.

O segundo trabalho é uma evolução do primeiro e como tal apresenta um modelamento mais preciso dos custos, considerando os custos fixos associados a instalação de subestações. O problema é formulado através de um modelo de programação inteira mista, pois contém variáveis reais associadas aos custos de perda e variáveis inteiras associadas aos custos de instalação de subestação.

O modelo é resolvido através de um programa desenvolvido pelos autores, que utiliza o método do Ramo e Limite (Branch and Bound).

D.I.Sun et alli [6] apresentam a modelagem dos componentes do sistema utilizados na formulação do problema, assim

como a formulação matemática utilizada e um diagrama de blocos da metodologia para automatização da expansão do sistema ano a ano. A formulação utilizada na solução é o modelo de transporte com custo fixo de instalação de subestações e linhas. O modelo é resolvido por um programa baseado no algoritmo de Ramo e Limite que possui uma eficiente subrotina de resolução de problemas de programação linear.

Outros artigos consultados no desenvolvimento do trabalho estão indicados como referência bibliográfica, permitindo ao leitor localizá-los para ampliar seus conhecimentos específicos.

1.4 - ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS

O capítulo 2 apresenta as principais formulações dos problemas de programação matemática, que servirão de base às formulações visualizadas para o problema específico de alocação de subestações.

O capítulo 3 apresenta a técnica matemática escolhida para resolução do problema de alocação.

O capítulo 4 apresenta a modelagem do sistema elétrico, que possibilita a associação das variáveis matemáticas à topologia do sistema e as formulações visualizadas para o

problema de alocação ótima de subestações.

O capítulo 5 identifica os componentes dos sistemas elétricos necessários à montagem do grafo, apresenta os sistemas elétricos analisados e os resultados obtidos.

CAPITULO 2

FORMULAÇÃO DOS MODELOS DE PROGRAMAÇÃO MATEMÁTICA

2.1 - INTRODUÇÃO

Problemas de otimização são aqueles em que se procura maximizar ou minimizar uma função numérica (de variáveis ou funções) com as variáveis (ou funções) sujeitas a restrições. Muitos desses problemas de otimização foram primeiro encontrados nas ciências físicas e geométricas.

A procura de soluções para esses problemas desenvolveu o cálculo diferencial e suas aplicações que se tornaram técnicas de otimização clássicas para solução de tais problemas por mais de 150 anos.

Nos últimos trinta anos, tem-se verificado o surgimento de novos e importantes problemas de otimização que tem despertado grande interesse no campo da economia devido a sua aplicabilidade em problemas de operação, planejamento e gerenciamento dos mais diversos setores industriais. Eles pertencem a uma classe especial de problemas de otimização denominados problemas de programação matemática.

Em geral as técnicas de otimização clássicas não são adequadas para resolução dos problemas de programação matemática, tornando-se necessário o desenvolvimento de outros métodos.

Os problemas de programação são aqueles que tratam da alocação eficiente de recursos limitados com a finalidade de atender um determinado objetivo, por exemplo maximização de lucros ou minimização de custos. Mais especificamente, eles referem-se a situações onde um número de recursos, tais como homens, material, máquinas, terra etc estão disponíveis para serem combinados e gerarem produtos. Torna-se necessário para a solução do problema que se tenha conhecimento da quantidade total de recursos disponíveis, quantidade e qualidade de cada produto a ser produzido. Estas informações serão fornecidas através de equações ou inequações para cada recurso. Mesmo com essas restrições existirão muitas alocações possíveis de recursos. Entretanto, deseja-se achar aquela alocação que satisfaça as restrições do problema e que alcance o objetivo desejado, isto é, que maximize o lucro ou minimize o custo. A essa solução dá-se o nome de solução ótima.

Em certos casos, os recursos e produtos envolvidos no problema podem ser os mesmos. Como exemplo tem-se, o problema de expansão de uma rede elétrica para o qual deseja-se encontrar o melhor caminho para distribuir a potência

elétrica transformada nas subestações para os diversos pontos de consumo da rede. Nesse caso tanto o recurso quanto produto é potência elétrica.

Apresenta-se neste capítulo as formulações básicas para alguns problemas de programação matemática de aplicação no transporte de energia. Elas propiciarão subsídios para o entendimento do problema específico de alocação de subestações de que trata esse trabalho.

2.2 - MODELO DE TRANSPORTE CLASSICO

Mostra-se agora uma formulação clássica dos problemas de programação utilizado na abordagem do problema de transporte de energia.

Suponha um sistema de suprimento de energia com m subestação e n pontos consumidores. Conhece-se a potência instalada em subestação e a demanda a ser atendida. A energia transformada nas subestações deve ser distribuída eficientemente no sistema para atender os pontos consumidores, pois associado a distribuição de potência existe um custo a ser pago pelas empresas do setor.

O problema de transporte aqui caracterizado trata da determinação da potência transportada de cada uma das m subestações para cada um dos n consumidores do sistema.

As variáveis envolvidas no problema são:

X_{ij} = potência transportada da subestação i para o consumidor j , $i = 1, 2, 3, \dots, m$, $j = 1, 2, 3, \dots, n$.

C_{ij} = custo de transporte de 1 MW da subestação i para o consumidor j , $i = 1, 2, 3, \dots, m$, $j = 1, 2, 3, \dots, n$.

D_j = demanda do consumidor j , $j = 1, 2, \dots, n$.

S_i = potência instalada na subestação i , $i = 1, 2, \dots, m$.

O problema de transporte descrito acima é formulado como um modelo de programação linear que apresenta a seguinte formulação matemática:

$$\text{Minimize } \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n C_{ij} \cdot X_{ij} \quad (2.1)$$

sujeito a

$$\sum_{j=1}^n X_{ij} \leq S_i \text{ para } i = 1, 2, \dots, m \text{ (equação de oferta)} \quad (2.2)$$

$$\sum_{i=1}^m X_{ij} \geq D_j \text{ para } j = 1, 2, \dots, n \text{ (equação de demanda)} \quad (2.3)$$

$$X_{ij} \geq 0 \text{ para todo } i \text{ e } j \quad (2.4)$$

Este é um dos modelos mais utilizados na formulação de problemas de programação linear e portanto será chamado, modelo de transporte clássico.

O problema de transporte pode ter suas equações apresentadas de forma tabular, como mostra a figura 2.1 .

		DESTINO					OFERTA:
		1	2	3	...	n	
ORIGEM	1	C_{11}	C_{12}	C_{13}	...	C_{1n}	S_1
	X_{11}	X_{12}	X_{13}	...	X_{1n}		
	2	C_{21}	C_{22}	C_{23}	...	C_{2n}	S_2
	X_{21}	X_{22}	X_{23}	...	X_{2n}		
	3	C_{31}	C_{32}	C_{33}	...	C_{3n}	S_3
X_{31}	X_{32}	X_{33}	...	X_{3n}			
...	
m	C_{m1}	C_{m2}	C_{m3}	...	C_{mn}	S_m	
X_{m1}	X_{m2}	X_{m3}	...	X_{mn}			
DEMANDA:		D_1	D_2	D_3	...	D_n	

FIG.2.1 - TABELA DE TRANSPORTE

Muitos modelos de programação linear possuem uma estrutura conhecida como estrutura de rede.

Diz-se que um problema apresenta uma estrutura de rede quando qualquer uma das variáveis contidas no conjunto das restrições possui no máximo dois coeficientes não-nulos.

Neste caso um dos coeficientes deverá ser + 1 e o outro -1. Quando um problema de otimização apresenta um modelo nessa

forma pode-se interpretá-lo como um problema de distribuição de fluxo de determinado recurso através de uma rede. Nem sempre um modelo apresenta a forma de problema de rede, tornando-se necessário algumas manipulações matemáticas nas equações para trazê-lo à forma de problema de rede.

O problema de transporte como foi formulado através das equações de (2.1) a (2.4) pode ser transformado em um problema de rede através de manipulações matemáticas em algumas restrições do modelo:

Multiplicamos ambos os lados da restrição (2.3) do modelo de transporte por -1 , alterando a restrição para

$$- \sum_{i=1}^m X_{ij} \leq -D_j \text{ para } j = 1, 2, \dots, n \quad (2.3')$$

A representação tabular do modelo de transporte com estrutura de rede é mostrada na fig. 2.2.

os nós i e j da rede e C_{ij} corresponde ao custo associado de transportar uma unidade do fluxo. A figura 2.3 mostra uma rede de transporte genérica.

Para completar a especificação da rede, mostra-se a oferta S_i e a demanda D_j de cada ponto. O objetivo do problema de rede é distribuir os recursos existentes nos nós positivos entre os vários arcos da rede de maneira que a demanda dos nós negativos seja atendida com um custo mínimo.

A transformação do problema de transporte de energia em um problema de rede torna a formulação matemática mais próxima do modelo elétrico utilizado para os sistemas elétricos.

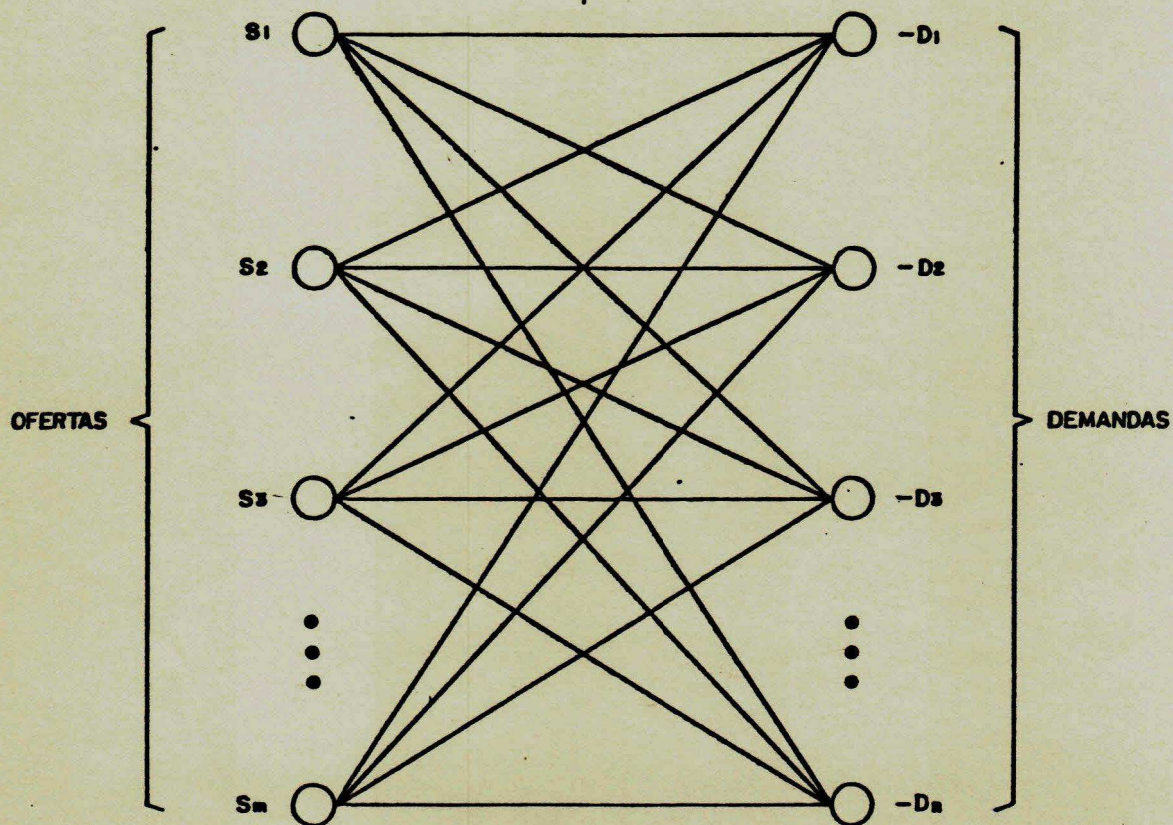


FIG.2.3 - REDE DE TRANSPORTE GENERICA

2.2.1 - Comentários Adicionais sobre o Modelo de Transporte [9]

Ainda com relação ao modelo de transporte clássico apresentado no início do capítulo, faz-se alguns comentários, sobre as características matemáticas do modelo que serão de grande valia na formulação do problema de alocação de subestação e/ou expansão de rede.

Da descrição matemática do modelo observa-se na equação (2.2) que a soma de todos os recursos transportados do ponto de oferta i para todos os pontos de demanda j não pode exceder a oferta disponível S_i . Analogamente, observa-se na equação (2.3) que a soma dos recursos transportados dos diferentes pontos de oferta do sistema para um ponto de demanda j deve ser no mínimo igual à demanda, D_j .

Se o custo unitário de transporte de certo recurso varia para cada ponto de oferta então, deve-se determinar um C_{ij} correspondente a cada ponto de oferta. Se por razões físicas, econômicas ou ambientais um certo ponto é inviável para atender certo ponto de demanda, o X_{ij} associado deve ser eliminado ou o correspondente C_{ij} deve assumir um valor muito grande.

Para que o modelo possua uma solução possível, é necessário que o total das ofertas seja no mínimo igual ao total das demandas:

$$\sum_{i=1}^m S_i \geq \sum_{j=1}^n D_j$$

Nas aplicações em que S_i representa a capacidade de produzir determinado recurso ao invés da quantidade de recurso realmente produzido, o total de oferta deve exce-

der o total das demandas. Essa é a condição para o total de oferta e de demanda do modelo de transporte apresentado nas equações de (2.1) a (2.4). Isso pode ser visto pela demonstração abaixo:

Somando-se as restrições (2.2), obtém-se

$$\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n x_{ij} \leq \sum_{i=1}^m S_i \quad (2.5)$$

Somando-se as restrições (2.3) tem-se

$$\sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^m x_{ij} \geq \sum_{j=1}^n D_j \quad (2.6)$$

Multiplicando-se a equação acima por -1, tem-se

$$-\sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^m x_{ij} \leq -\sum_{j=1}^n D_j \quad (2.7)$$

Somando-se algebricamente as equações (2.5) e (2.7), obtém-se

$$\sum_{i=1}^m S_i \geq \sum_{j=1}^n D_j$$

indicando que o total das ofertas deve ser no mínimo igual ao total das demandas para o modelo.

Suponha agora que o problema de programação que se queira resolver deva ter o total de demanda exatamente igual ao total das ofertas disponíveis.

$$\sum_{i=1}^m S_i = \sum_{j=1}^n D_j$$

A equação acima pode ser assegurada sem perda de generalidade do modelo, simplesmente criando-se um ponto fictício com um requerimento de demanda igual ao excesso do total de oferta sobre o total de demanda, isto é, $\sum_i S_i - \sum_j D_j$. Este ponto fictício será o n -ésimo nó. O custo de transportar recursos de qualquer ponto de oferta para o ponto fictício é nulo, $C_{in} = 0$, de maneira que todas os pontos de oferta enviarão seus excessos para o ponto fictício, sendo esta quantidade representada por X_{in} . Assim a soma das ofertas torna-se igual a soma das demandas.

Com esse procedimento pode-se reescrever as equações (2.2) e (2.3) do modelo de transporte clássico como igualdades. Assim o modelo transforma-se em :

$$\text{Minimize} \quad \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n C_{ij} \cdot X_{ij} \quad (2.8)$$

sujeito a

$$\sum_{j=1}^n X_{ij} = S_i \text{ para } i = 1, 2, \dots, m \quad (\text{equação de oferta}) \quad (2.9)$$

$$\sum_{i=1}^m X_{ij} = D_j \text{ para } j = 1, 2, \dots, n \quad (\text{equação de demanda}) \quad (2.10)$$

$X_{ij} \geq 0$ para todo i e j

$$\text{onde,} \quad \sum_{i=1}^m S_i = \sum_{j=1}^n D_j$$

Devido a igualdade entre o total de oferta e o total de demanda e a estrutura das equações de oferta (2.9) e demanda (2.10) o modelo contém uma redundância, de maneira que, se qualquer $m + n - 1$ das restrições do conjunto de equações (2.9) e (2.10) são satisfeitas, então a restrição restante é satisfeita também. Consequentemente, qualquer uma das equações de oferta (2.9) ou demanda (2.10) pode ser excluída, sem prejuízo. Portanto, o modelo resultante consiste de $m + n - 1$ equações indepen-

dentes e assim qualquer solução básica contém este número de variáveis. A afirmação acima é demonstrada a seguir:

Seja a equação K de oferta:
$$\sum_{j=1}^n X_{kj} = S_k$$

Tal equação pode ser obtida através de uma combinação linear das outras equações, com as seguintes operações:

Some as (m - 1) equações de oferta restantes:

$$\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^m \sum_{j=1}^n X_{ij} = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^m S_i$$

ou escrevendo de outra maneira:

$$\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n X_{ij} - \sum_{j=1}^n X_{kj} = \sum_{i=1}^m S_i - S_k$$

Some as n equações de demanda

$$\sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^m X_{ij} = \sum_{j=1}^n D_j$$

Subtraindo-se as duas últimas equações acima, tem-se:

$$\sum_{j=1}^n x_{kj} = S_k$$

ficando assim demonstrada a afirmação.

2.3 - MODELO DE TRANSPORTE COM INTERMEDIARIO (TRANSSHIPMENT) [9]

É importante estender o modelo de transporte clássico para os casos nos quais um nó pode atuar como ponto intermediário. Trata-se de problemas onde existem nós que representam simultaneamente pontos de oferta e de demanda podendo portanto fornecer recursos a outros pontos da rede e receber recursos de quaisquer outros. Problemas caracterizados por esses tipos de nós são formulados através do modelo de transporte com intermediário apresentado a seguir.

O sistema elétrico é um exemplo de rede com nós intermediários. Por exemplo, num sistema de subtransmissão/ distribuição ou mesmo nos sistemas de um só nível de tensão pode-se observar a existência de pontos que podem tanto receber quando fornecer potência para outros pontos do sistema agindo como pontos intermediários.

2.3.1 - Problema de Distribuição de Potência

Uma companhia deseja redistribuir a potência elétrica disponível no sistema para atender ao crescimento da carga entre oito pontos. A figura 2.4 mostra os caminhos possíveis para o fluxo de potência com sua direção definida.

Um valor positivo próximo ao nó representa oferta de potência e um valor negativo representa demanda. Assim os pontos 1 e 4 têm uma potência disponível de 10 MW e 2 MW, respectivamente, e os pontos 3, 6 e 8 necessitam de 3 MW, 1 MW e 8 MW, respectivamente, para atender seus consumos.

Os pontos 2, 5 e 7 não apresentam demanda e não possuem potência disponível.

Os pontos 2, 4, 5, 6 e 7 são pontos intermediários pois tanto podem receber quanto fornecer potência. Os demais pontos do sistema são chamados fonte, se possuem potência disponível e ponto de consumo, se necessitam de potência. Portanto, o ponto 1 é uma fonte e os pontos 3 e 8 são pontos de consumo.

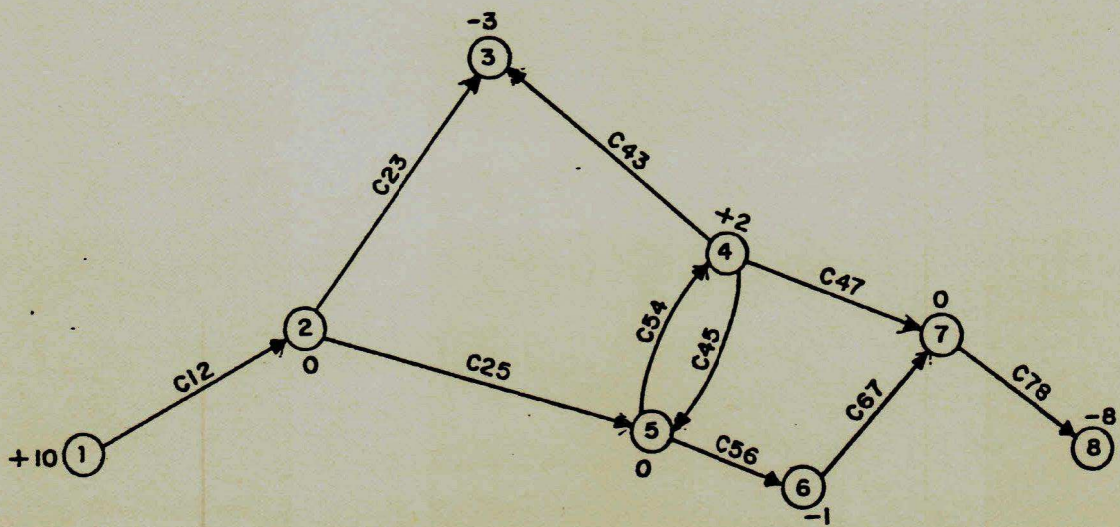


FIG. 2.4 - ROTAS DE FLUXO NO SISTEMA ELETRICO

Os valores de C_{ij} referem-se ao custo de transportar potência através de cada uma das rotas indicadas. O modelo permite que o fluxo de potência de 4 para 5 possa ocorrer em ambas as direções, entretanto a escolha de uma das direções não pode ser feita antes que todo o problema seja analisado. O custo de transportar potência de 4 para 5 é diferente de transportar de 5 para 4. Neste exemplo, o objetivo é redistribuir o fluxo de potência com menor custo total de transporte.

A descrição matemática do modelo de transporte com intermediário para o exemplo é:

Minimize

$$C_{12}x_{12} + C_{23}x_{23} + C_{25}x_{25} + C_{43}x_{43} + C_{45}x_{45} + C_{47}x_{47} + C_{54}x_{54} + C_{56}x_{56} + C_{67}x_{67} + C_{68}x_{68} + C_{78}x_{78}$$

sujeito a

$$\text{ponto 1: } x_{12} = 10$$

$$\text{ponto 2: } x_{23} + x_{25} - x_{12} = 0$$

$$\text{ponto 3: } -x_{23} - x_{43} = -3$$

$$\text{ponto 4: } x_{43} + x_{45} + x_{47} - x_{54} = 2$$

$$\text{ponto 5: } x_{54} + x_{56} - x_{45} - x_{25} = 0$$

$$\text{ponto 6: } x_{67} - x_{56} = -1$$

$$\text{ponto 7: } x_{78} - x_{47} - x_{67} = 0$$

$$\text{ponto 8: } -x_{78} = -8$$

O modelo acima é uma descrição imediata da rede apresentada na figura 2.4 . Para cada rota de fluxo existe uma variável x_{ij} representando a quantidade a ser transportada do ponto i para o ponto j . Um valor positivo no lado direito da igualdade representa uma quantidade disponível de potência para redistribuição. Um valor negativo indica solicitação de potência no ponto.

O modelo de transporte com intermediário pode ser convertido num modelo de transporte clássico. O capítulo 6 da referência [9] contém detalhes dessa conversão.

2.4 -- MODELO DE PROGRAMAÇÃO INTEIRA

A maioria das aplicações práticas dos modelos de programação tratam de otimização de decisões a serem tomadas face a situações complexas. A tomada de decisão nos modelos de programação está associada a variáveis inteiras.

Tais modelos apresentam a formulação abaixo:

$$\text{Otimize } \sum_{j=1}^n C_j \cdot X_j \quad (2.11)$$

sujeito a

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} \cdot X_j \leq b_i \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, m \quad (2.12)$$

$$X_j \geq 0 \quad \text{para } j = 1, 2, \dots, n \quad (2.13)$$

$$X_j \text{ é inteiro} \quad \text{para } j = 1, 2, \dots, p (\leq n) \quad (2.14)$$

e são chamados modelos de programação inteira. Quando $p = n$ todas as variáveis do problema são inteiras e o modelo é dito de programação inteira pura. Caso contrário, será chamado de programação inteira mista.

Dependendo da aplicação, a função objetivo poderá ser maxi-

mizada ou minimizada.

O modelo foi apresentado com suas equações na forma canônica [9] , entretanto ele pode incluir restrições de igualdades e restrições de desigualdades.

A restrição (2.4) é o que distingue um problema de programação inteira de um linear e restringe o valor de X_j a ser inteiro, de maneira que o valor máximo da função objetivo para um problema de programação inteira é menor que o valor encontrado para o correspondente problema de programação linear.

O capítulo seguinte apresenta a técnica matemática utilizada na resolução dos problemas de programação inteira.

CAPITULO 3

TECNICA MATEMATICA

3.1 - INTRODUÇÃO

Neste capítulo apresenta-se inicialmente a técnica matemática utilizada na resolução do problema evidenciando-se suas vantagens sobre o método de enumeração direta. A seguir um pequeno exemplo numérico é apresentado, após o qual, o método matemático é descrito. Por fim, mostram-se alguns recursos capazes de melhorar a eficiência da técnica utilizada.

3.2 - APRESENTAÇÃO DA TECNICA MATEMATICA

No planejamento dos sistemas elétricos a técnica matemática frequentemente utilizada é a programação linear, devido a semelhança existente entre os sistemas elétricos e uma rota de transporte. Contudo, tal técnica de solução leva a uma representação inexata dos custos reais existentes no sistema elétrico, já que eles são considerados estritamente lineares.

Para uma representação mais precisa dos custos envolvidos no planejamento da expansão dos sistemas elétricos devemos considerar uma componente de custo fixo e outra de custo variável.

No problema de alocação de subestação os custos fixos associados às subestações e alimentadores são explicitamente considerados na função objetivo, através de suas componentes, não sendo possível resolvê-lo por meio da programação linear.

A alocação de subestação tratada como um problema de custo fixo é formulada como um problema de programação inteira mista, já que parte das variáveis devem assumir valores inteiros.

As variáveis inteiras encontradas na resolução dos problemas de programação inteira mista são importantes na tomada de decisões. Elas representam uma linha de ação a ser seguida. O zero, por exemplo, representa que nenhuma decisão deve ser tomada, enquanto outro valor, não-nulo, representa uma decisão a tomar. Assim, as variáveis inteiras permitem que decisões lógicas sejam incluídas na formulação do problema.

Na resolução do problema de alocação usa-se o método do Ramo e Limite. Trata-se de um método de otimização utilizado na resolução de problemas de programação inteira pura ou

mista.

Para um problema de programação linear no qual somente uma das variáveis, X_j , pode assumir valores inteiros entre zero e K , a solução ótima pode ser obtida resolvendo-se $K + 1$ problemas de programação linear nos quais X_j é sucessivamente fixado em $0, 1, 2, \dots, K$. Este método de enumeração direta é o meio mais simples de se resolver problemas dessa natureza. Contudo, se tivéssemos p variáveis restritas a assumir valores inteiros entre 0 e K , a enumeração direta da combinação de todos os valores inteiros, iria requerer a solução de $(K + 1)^p$ problemas de programação linear. Portanto, o método de enumeração direta torna-se impraticável quando o número de variáveis inteiras aumenta.

O método do Ramo e Limite possui recursos capazes de excluir um grande número de combinações possíveis de variáveis inteiras sem resolver os problemas lineares associados a elas.

3.3 - EXEMPLIFICAÇÃO NUMÉRICA [10]

Considere o problema de duas variáveis mostrado na figura 3.1.

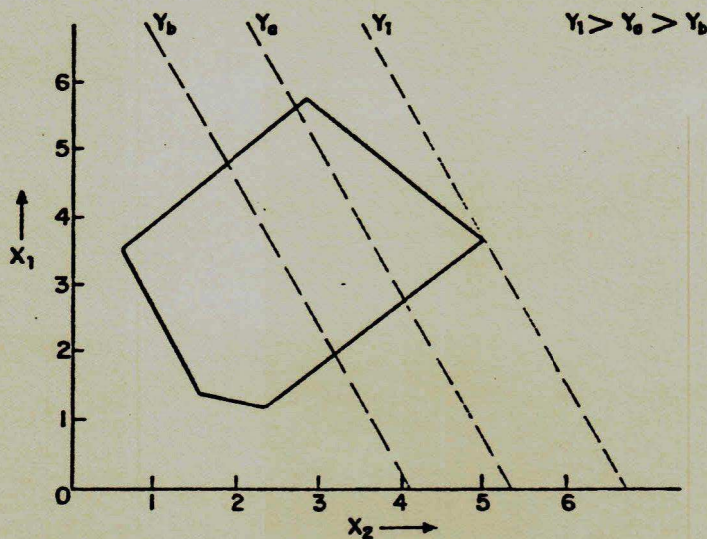


FIG.3.1 - REPRESENTAÇÃO GEOMETRICA DO PROBLEMA

Procura-se:

Maximizar $Y = C'X$

Sujeito a $AX \leq B$

onde X_1 é uma variável inteira e X_2 é real.

A região possível para o problema de programação linear sem as restrições inteiras é dada pela área dentro do polígono da fig. 3.1. e as retas tracejadas representam as curvas de nível da função objetivo. A solução ótima do problema linear ocorre no ponto (3,7 ; 5,1), onde a função objetivo tem o valor Y_1 .

Agora, dois novos problemas são criados. No primeiro problema restringe-se X_1 , de maneira que $X_1 \leq 3$ e no segundo,

$X_1 \geq 4$. A variável X_1 não pode assumir valores entre 3 e 4 pois isso tornaria a solução não-inteira. Resolvendo os dois problemas, obtém-se Y_2 e Y_3 para funções objetivo, como mostra a fig. 3.2.

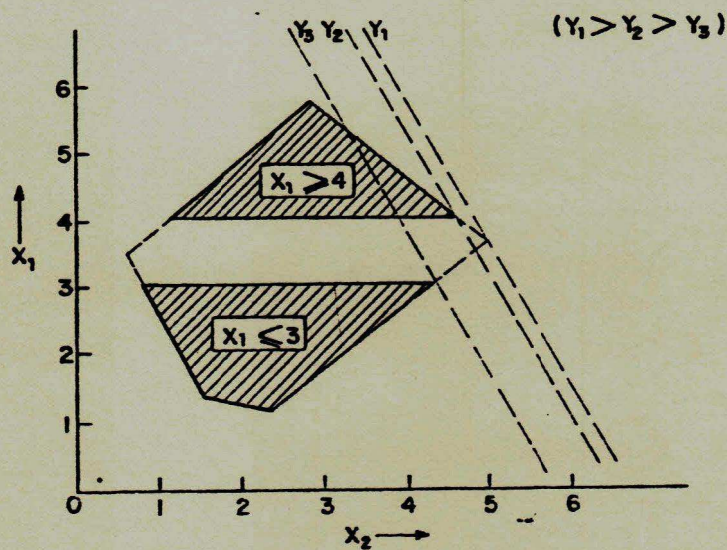


FIG.3.2 - PROBLEMA DE PROGRAMAÇÃO INTEIRA-MISTA

Em ambos os casos as soluções ocorrem em valores inteiros de X_1 e portanto satisfazem a restrição inteira. Já que Y_2 é maior que Y_3 , Y_2 é a solução ótima do problema. O ótimo, como se pode ver na fig. 3.2 ocorre em $X_1 = 4$ e $4 < X_2 < 5$.

Suponha que não somente X_1 , mas também X_2 deva assumir valores inteiros. Como X_2 não assumiu um valor inteiro na solução do problema anterior, restrições adicionais devem ser impostas ao problema.

A partir de cada um dos problemas anteriores, pode-se criar

dois problemas adicionais nas quais x_2 é restringida de maneira que não assume valores reais: $x_2 \leq 4$ ou $x_2 \geq 5$.

Os subproblemas gerados durante a resolução do problema original podem ser representados por uma árvore mostrada na figura 3.3.

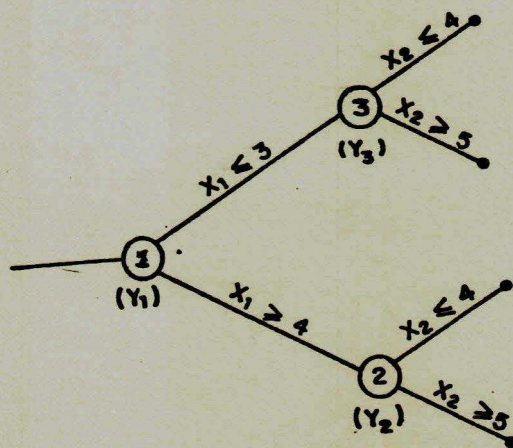


FIG.3.3 - ARVORE INICIAL DO PROBLEMA DE PROGRAMAÇÃO INTEIRA-MISTA

Os nós da árvore representam soluções lineares para os problemas representados pelos ramos. A medida que acrescentam-se restrições, o valor da função objetivo piora [7, 12], isto é, o valor da função objetivo diminui.

Assim Y_2 serve de limite superior para todas as soluções de problemas que se originaram do nó 2, o mesmo acontecendo com Y_3 em relação ao nó 3. Isso explica o nome Ramo e Limite para o método.

Observando a figura 3.4 vê-se que os problemas nos quais x_2

≥ 5 apresentam soluções impossíveis.

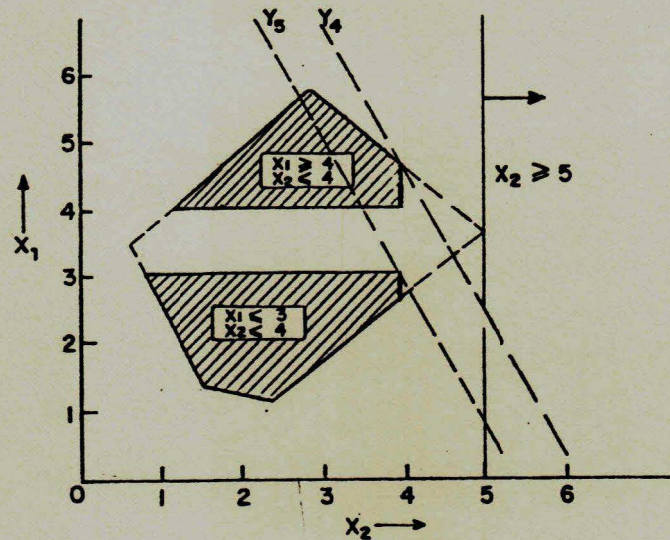


FIG.3.4 - PROBLEMA DE PROGRAMAÇÃO INTEIRA PURA

Os ramos que representam tais problemas não devem ser mais explorados pois a adição de mais restrições não tornaria a solução possível. Os outros dois novos problemas possuem soluções possíveis. Da fig 3.4 vê-se que Y_4 é o maior valor de função objetivo; obtido para x_1 entre os valores 4 e 5. Isso gera dois novos problemas a partir do nó 4 (fig. 3.5) com as seguintes restrições adicionais $x_1 \leq 4$ e $x_1 \geq 5$.

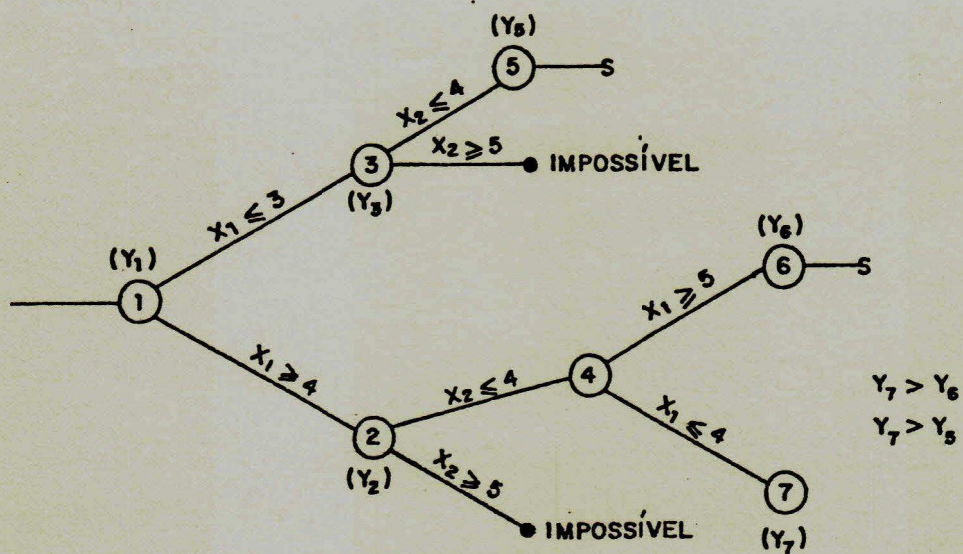


FIG.3.5 - ARVORE FINAL

Observa-se que, previamente tínhamos fixado $x_1 \geq 4$ neste ramo. Portanto, a primeira dessas restrições ($x_1 \leq 4$) é equivalente a $x_1 = 4$. As soluções desses problemas fornecem como valores de função objetivo, Y_6 e Y_7 , respectivamente. A figura 3.6 mostra as novas restrições acrescentadas e a função objetivo.

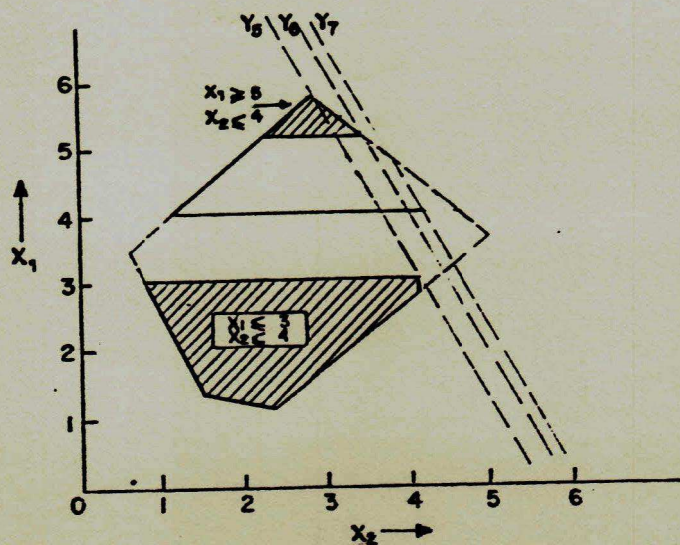


FIG.3.6 - SOLUÇÃO FINAL DO PROBLEMA DE PROGRAMAÇÃO PELO METODO DO RAMO E LIMITE

O valor da função objetivo no nó 7 é maior que os valores de função objetivo dos ramos que partem dos nós 5 e 6 (Y_5 e Y_6). Continuando a ramificar a partir desses nós os valores de função objetivo se tornarão menores que Y_5 e Y_6 em relação a Y_7 , portanto os nós 5 e 6 não devem mais ser explorados.

No nó 7 a solução encontrada é inteira com $X_1 = 4$ e $X_2 = 4$. Como todas as soluções inteiras partindo desse nó serão menores que Y_7 , considera-se Y_7 como sendo a solução do problema inteiro.

3.4 - ALGORITMO DO METODO RAMO E LIMITE [9]

O método do Ramo e Limite foi apresentado de modo informal no item anterior, recorrendo-se a um exemplo simples com ilustrações gráficas. Agora se fará uma reapresentação, revestida de algum formalismo, procurando caracterizar cada etapa do método. Isto é imprescindível para que o método possa ser aplicável à resolução sistemática de um problema de otimização qualquer.

Sejam X_0 o valor corrente da função objetivo de um problema linear, b_j o valor real de uma variável X_j , restrita a valores inteiros e $[b_j]$ o maior inteiro contido em b_j .

Em qualquer iteração t deve-se conhecer um limite inferior X_0^1 , para o valor ótimo da função objetivo. Para a primeira iteração, quando não se tem nenhuma informação sobre o problema, pode-se fazer $X_0^1 = -\infty$ (para um problema de maximização). Além do limite inferior X_0^1 , deve-se ter uma lista de problemas de programação linear a serem resolvidos.

Na primeira iteração a lista contém somente um problema (o problema inicial).

O procedimento em qualquer iteração t , é formado pelos seguintes passos:

1. Retire um problema de programação linear da lista.
2. Resolva o problema escolhido. Se a solução encontrada for impossível, ou o valor da função objetivo X_0 for menor ou igual a X_0^t , então faça $X_0^{t+1} = X_0^t$ e retorne ao passo 1. Caso contrário prossiga para o passo 3.
3. Se a solução obtida para o problema de programação linear satisfizer as restrições inteiras então reserve esta solução. Faça X_0^{t+1} ser o valor de função objetivo, X_0 do problema e retorne ao passo 1. Caso contrário prossiga para o passo 4.
4. Selecione qualquer variável inteira, X_j , que não assumiu um valor inteiro na solução do problema de programação linear escolhido. Adicione dois novos problemas à lista de problemas de programação linear. Esses dois problemas são idênticos ao problema escolhido no passo 1, exceto que:
 - em um, o limite inferior de X_j é substituído por $[b_j] + 1$;
 - no outro o limite superior é substituído por $[b_j]$.Faça $X_0^{t+1} = X_0^t$ e retorne ao passo 1.

O processo termina quando toda a lista de problemas tiver sido resolvida. A solução ótima é a que fornece o X_0 da última iteração.

As soluções inteiras podem ocorrer em qualquer iteração e a solução ótima não pode ser identificada antes da última iteração. Isso constitui a sequência de soluções subótimas característica do método.

O passo 1 é chamado "ramificação" porque envolve a seleção de problemas de programação linear a serem resolvidos, que geram os ramos da árvore do Ramo e Limite. O passo 2 é conhecido como "relaxação" pois o problema de programação linear é resolvido ignorando-se (relaxando-se) as restrições inteiras. Já que tal problema possui menos restrições que o mesmo problema com as restrições inteiras, o valor da função do problema linear é no mínimo igual ao correspondente problema inteiro (para um problema de minimização). Assim, se a solução da programação linear não fornece um valor de função objetivo maior que o limite inferior da função objetivo corrente, não devemos considerar tal problema. O passo 3 é chamado "exame" pois aqui as soluções são examinadas para ver se atenderam às restrições inteiras.

No passo 4, conhecido como "separação" um problema de programação linear com um valor de função objetivo maior que o limite inferior corrente dá origem à dois problemas.

Um ramo deixa de ser explorado quando encontramos:

- uma solução impossível

- uma solução inteira
- uma solução linear com valor de função objetivo menor que a melhor solução inteira encontrada anteriormente (para um problema de maximização)

Somente as soluções impossível e inteira podem aparecer no ramo inicial, já que para a solução linear ocorrer é preciso que uma solução inteira já tenha sido encontrada.

A árvore do método do Ramo e Limite poderia ser chamada árvore de busca pois quando se encontra qualquer uma das três soluções acima, devemos procurar os problemas ainda não resolvidos nos demais ramos da árvore.

A figura 3.7 apresenta um diagrama de bloco do algoritmo do método do Ramo e Limite descrito pelos passos de 1 a 4.

3.5 - RECURSOS DO METODO

Como foi visto na descrição do algoritmo, em dois dos passos descritos existem escolhas a serem feitas. No passo 1, se existe mais de um programa linear na lista, deve-se escolher qual o primeiro problema a retirar da lista. No passo 4, se mais de uma das variáveis restritas a valores inteiros apresentam valor real, deve-se escolher qual dessas variáveis terá seus limites superior e inferior alterados para gerar os dois problemas de programação linear

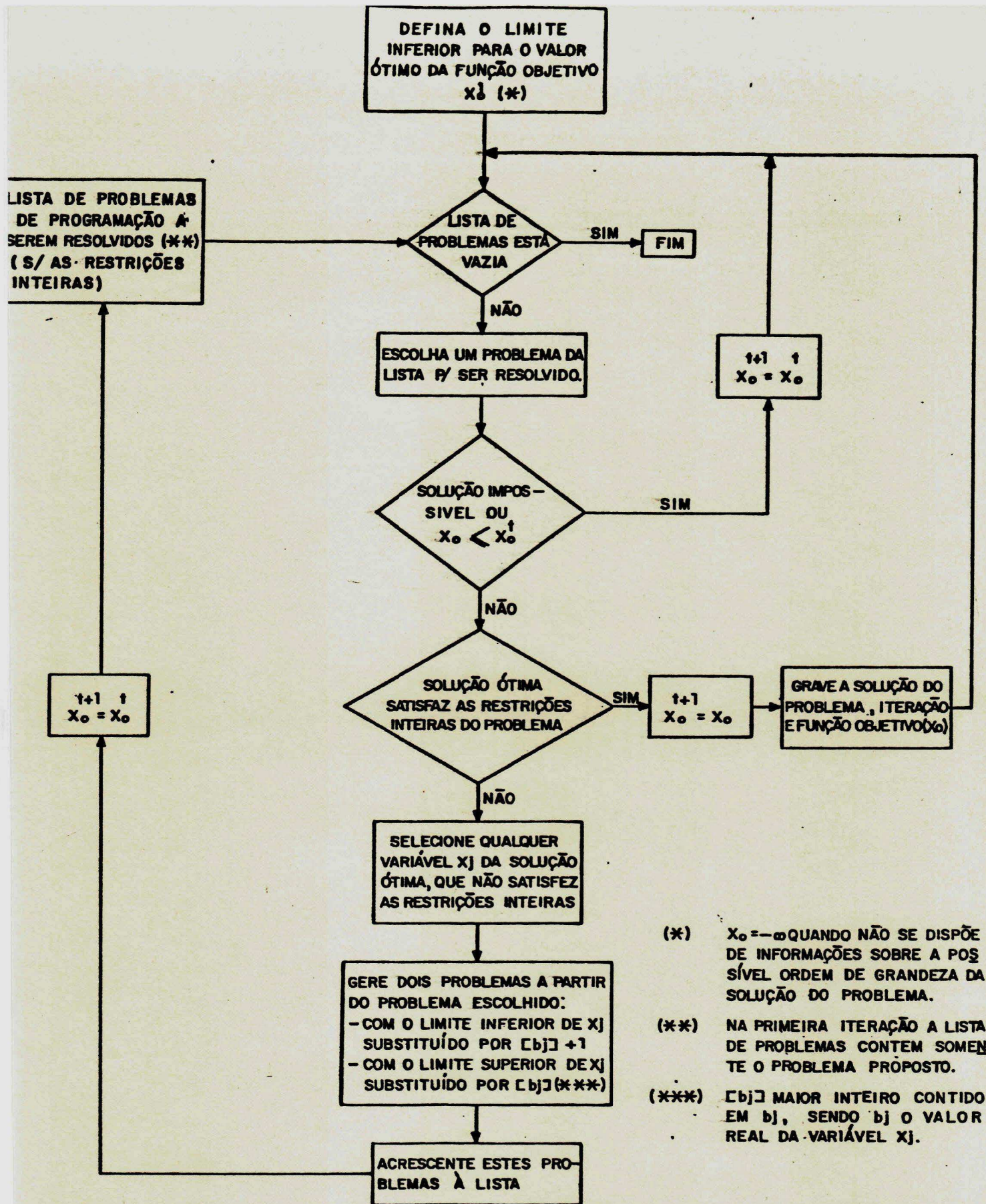


FIG. 3.7 DIAGRAMA DE BLOCOS DO ALGORITMO DO METODO DO RAMO E LIMITE (PARA UM PROBLEMA DE MAXIMIZACAO)

que serão acrescentados à lista.

A primeira vista, o método não parece melhor que uma procura exaustiva, mas se as variáveis que geram os problemas lineares da lista são selecionadas da maneira correta, somente a parte da árvore que contém o ótimo global será explorada e o ótimo poderá ser encontrado mais rapidamente.

Na resolução dos problemas de programação inteira a seleção da variável de ramificação é feita por um dos seguintes métodos:

- 1) prioridade [7]
- 2) fator de penalidade [9]
- 3) valores inteiros preferenciais [7]

- Método 1

Aqui o usuário deve ter uma lista das variáveis inteiras por ordem de prioridade. A lista também deve ter associada a cada variável, uma direção preferencial de ramificação, isto é, se deve ser arredondada para o limite superior ou inferior. Este método funciona bem quando se tem um conhecimento prévio da solução ótima do problema.

- Método 2

Através de um fator de penalidade obtém-se uma indicação dos ramos de maior ou menor valor de função objetivo. O

fator de penalidade é uma indicação quantitativa da consequência que a fixação de uma variável de ramificação em seu limite superior ou inferior pode acarretar no valor da função objetivo. Os fatores de penalidade são calculados para todas as variáveis que não atenderam às restrições inteiras.

Para cada limite dessas variáveis obtém-se um fator de penalidade.

Denotando o fator de penalidade associada à variável i no seu limite superior como UP_i e o fator de penalidade associado à variável i no seu limite inferior por DP_i e o conjunto de variáveis que não atenderam às restrições inteiras por F , a escolha da variável de ramificação é determinada pelo critério

$$\text{Max}_{i \in \{F\}} \{ \text{Max}(UP_i, DP_i) \}$$

Deverá ser escolhida a variável com maior fator de penalidade, superior ou inferior, para um problema de minimização e com menor fator de penalidade para um problema de maximização. Por exemplo, para um problema de minimização a variável associada ao maior fator de penalidade acarretará a maior diminuição no valor da função objetivo, indicando o caminho que levará mais rapidamente ao valor ótimo da função objetivo. Este método requer um esforço computacional adicional para o cálculo dos fatores de

penalidade de todas as variáveis que não atenderam as restrições inteiras.

- Método 3

Esse método utiliza como critério de escolha da variável uma função empírica que envolva a parte fracionária das variáveis que não atenderam as restrições inteiras. Por exemplo, a variável de ramificação selecionada seria a que apresentasse a maior parte fracionária.

Este método é mais rápido que o anterior.

Tão importante quanto a seleção da variável de ramificação é a seleção do nó para uma posterior ramificação. Aqui deve-se escolher os nós onde futuras ramificações possam melhorar a solução corrente, ou seja, levar a um menor valor de função objetivo, no problema de minimização, ou a um maior valor da função objetivo, no problema de maximização, proporcionando mais rapidez ao método.

Os critérios utilizados para seleção do nó são:

- 1) prioridade [7]
- 2) valor da função objetivo [6]
- 3) LIFO (Last-In, First-Out) [6]

- Método 1

Esse método é o mesmo utilizado para seleção das variá-

veis de ramificação. A lista de prioridade das variáveis também deverá conter a direção preferencial dos ramos, indicando assim o problema a ser resolvido.

- Método 2

Neste método escolhe-se o nó que represente a tendência do valor da função objetivo desejada. Assim num problema de minimização, deve-se escolher o nó com menor valor de função objetivo e com maior valor para o problema de maximização. O nó assim escolhido, oferece a possibilidade de encontrarmos uma solução melhor mais rapidamente. Esse método torná-se importante nos casos em que a solução ótima absoluta não pode ser encontrada. Nessas circunstâncias, os valores de função objetivo anteriores fornecem informações sobre quão ótima é a solução corrente em relação à outra solução encontrada. Contudo, esse método, poderá aumentar o tamanho da árvore de procura, requerendo, portanto, mais memória computacional.

- Método 3

Aqui o critério é simplesmente selecionar o problema de programação linear que foi mais recentemente acrescentado à lista.

A simplicidade de implementação computacional do LIFO (last-in, first-out) deve ser pesada contra o possível

aumento na velocidade de convergência que ocorre quando se seleciona um problema de programação linear com função objetivo de tendência desejada.

As estratégias de seleção da variável de ramificação e do nó devem ser escolhidas de acordo com a estrutura do problema, a fim de que a solução inteira ótima possa ser mais rapidamente encontrada. Em um mesmo problema, pode-se utilizar diferentes critérios de seleção de variável e de nó. Por exemplo, para seleção do nó, usar o método 2, no início do processo do Ramo e Limite e quando a árvore de procura estiver com seu tamanho ultrapassando os limites desejados ativar o LIFO.

Quando o processo utilizar o método 2, de seleção do nó, a função objetivo apresentará sempre a mesma tendência (crescer ou decrescer, se o problema é de maximização ou minimização, respectivamente) enquanto no LIFO, a tendência da função objetivo é aleatória.

Outra prática utilizada consiste em desenvolver pequenas árvores de procura de aproximadamente 25 a 30 ramos, usando diferentes estratégias de seleção de variáveis.

Esta prática cria uma interação entre o usuário e o problema, onde o usuário pode direcionar a procura para a mais promissora direção. Esse tem-se mostrado o método mais eficiente [7] para encontrar boas soluções sem utilizar

muito tempo computacional.

Na fase de ramificação o algoritmo do método do ramo e limite do programa LOCASUB é idêntico ao apresentado aqui. A solução LP (programação linear) é obtida e os valores das variáveis que deveriam assumir valores inteiros são examinados.

Se as variáveis assumirem valores inteiros a solução LP é também solução inteira. Caso contrário, seleciona-se uma variável para ramificação. O critério de ramificação é feito utilizando-se o fator de penalidade [12].

No passo 4, fase de separação o algoritmo difere do apresentado.

Se $x_k = \delta$ fornece o maior valor de função objetivo, onde δ é um valor inteiro imediatamente acima ou abaixo do valor ótimo LP a região das soluções possíveis será dividida em:

- $x_k \leq \delta - 1$, chamado ramo esquerdo
- $x_k = \delta$, chamado ramo principal
- $x_k \geq \delta + 1$, chamado ramo direito

Procura-se inicialmente a solução no ramo principal até que se encontre:

- uma solução inteira

- uma solução impossível
- uma solução LP com função objetivo menor que o melhor valor de função objetivo encontrado.

Quando uma das soluções acima é encontrada os ramos esquerdo e direito que foram negligenciados inicialmente, serão investigados. Se esses ramos apresentarem soluções impossíveis ou soluções que não sejam melhores que as já encontradas, deixarão de ser explorados. Mas se os ramos esquerdo ou direito oferecerem a possibilidade de terem uma solução inteira melhor, passarão a ser o ramo principal e gerarão dois novos ramos laterais. A árvore crescerá até que uma outra solução inteira seja encontrada.

O capítulo seguinte apresenta as formulações visualizadas para resolver o problema específico de alocação de SEs e expansão do sistema. A formulação foi implementada utilizando-se o algoritmo do Ramo e Limite do programa LOCASUB.

CAPITULO 4

FORMULAÇÕES VISUALIZADAS PARA O PROBLEMA DE ALOCAÇÃO ÓTIMA DE SUBESTAÇÕES

4.1 - INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta o modelo matemático usado para o sistema elétrico que possibilitou a associação das grandezas elétricas e econômicas do sistema com as variáveis matemáticas contidas nas formulações.

Descreve-se também aqui as formulações visualizadas para resolver o problema de alocação ótima de subestação e expansão do sistema elétrico. Tais formulações foram concebidas a partir das formulações básicas vistas no capítulo 2.

4.2 - CONCEITUAÇÃO DO PROBLEMA DE ALOCAÇÃO ÓTIMA DE SUBESTAÇÕES

Antes de iniciar a modelagem da rede elétrica apresenta-se, o enunciado geral do problema de alocação ótima de subestações, a definição de alocação ótima de subestações e o produto advindo da solução do problema, a fim de facilitar

o entendimento das formulações a serem apresentadas.

Suponha um sistema elétrico (de transmissão, subtransmissão ou distribuição) e sua área geográfica abrangida, onde a capacidade das subestações existentes tenha sido esgotada pelo crescimento vegetativo das cargas ou pelo surgimento de novas cargas na área. Para atender ao aumento da carga torna-se necessário aumentar a capacidade do sistema, ampliando as subestações existentes ou instalando novas. O aumento da capacidade do sistema poderá causar sobrecarga em algumas linhas, que deverá ser corrigida pelo comissionamento de novas linhas no sistema.

A partir das solicitações das novas cargas, com respeito a linhas e subestações, deseja-se definir a melhor configuração possível para o sistema capaz de atender ao novo mercado sem sobrecarga nas linhas e com menor custo total para o sistema. O custo total do sistema corresponde ao custo de instalação de linhas, custo de instalação de subestações e custo de transmitir potência.

O problema proposto será formulado através de uma função objetivo, que representa o custo total do sistema e um conjunto de restrições técnicas.

A formulação representa um modelo para o problema de alocação de subestações, que será resolvido pela técnica matemática vista no capítulo 3.

A solução do problema obtida dessa forma é uma solução ótima porque atinge seu objetivo: minimizar o custo total do sistema.

A solução ótima corresponde à localização de subestações, que requer menor custo para instalação da subestação, produz menor perda para a distribuição de fluxo, e requer a construção do menor número de linhas no sistema elétrico resultante.

A localização ótima da subestação está associada a expansão ótima do sistema.

Como produto da solução do problema, obtém-se:

- . as localizações ótimas das novas subestações;
- . capacidades das subestações (novas e existentes);
- . áreas de influência das subestações;
- . novas linhas do sistema;
- . custo de perda (total e por linha);
- . custo de instalação de linha (total e por linha);
- . custo de instalação de subestações (total e por subestação).

Os dados necessários e o produto da solução do problema

serão vistos com mais detalhes no capítulo 5, que apresenta os sistemas elétricos analisados.

4.3 - MODELAGEM DO SISTEMA ELETRICO

Para a formulação do problema de alocação de subestação, necessita-se modelar o sistema elétrico de maneira que as variáveis matemáticas do modelo possam ser associadas às variáveis elétricas e econômicas do sistema.

O sistema é representado por um grafo, composto de nós e arcos, onde um arco é um segmento direcionado conectando dois nós.

Os nós representam as subestações (existentes e/ou novas) e os pontos de carga do sistema. Aos nós que representam as subestações associa-se a capacidade nominal da subestação, sendo um custo fixo considerado para as subestações novas. Aos nós que representam pontos de carga associa-se a demanda.

Os arcos representam as possíveis direções de fluxo nas linhas. Se existe a possibilidade de fluxo em qualquer das direções, então a cada linha do sistema associa-se dois arcos. A cada arco do grafo, associa-se um custo fixo de instalação de linha, um custo variável, que representa o custo de perda no arco e um limite de transporte.

Cada arco do grafo é representado por uma variável, na formulação do problema, que não só indica a direção de fluxo na linha, como o valor aproximado do fluxo de potência ativa.

4.4 - APRESENTAÇÃO DAS FORMULAÇÕES VISUALIZADAS

Para resolver o problema de alocação ótima de subestações várias formulações foram analisadas. Essas análises permitiram que se escolhesse a formulação mais adequada ao algoritmo disponível e aos propósitos do trabalho.

Esse item apresenta as formulações visualizadas e as análises feitas.

4.4.1 - Modelo de Rede ou Modelo de Transporte com Intermediário

O primeiro modelo visualizado para resolver o problema de alocação de subestações foi concebido com base nas formulações básicas do modelo de transporte com intermediário e do modelo de programação inteira vistas no capítulo 2, sendo por isso chamado modelo de transporte com intermediário. Modelos similares a esse podem ser encontrados na literatura [5] com o nome de Modelo de Rede.

A formulação matemática que descreve o modelo de transporte com intermediário é dada por:

$$\text{Minimize } \sum_{i \in N} \sum_{j \in N} C_{ij} \cdot X_{ij} + \sum_{i \in N} \sum_{j \in N'} F_{ij} \cdot z_{ij} + \sum_{i \in I1} F_i \cdot Y_i \quad (4.1)$$

sujeito a

$$\sum_{j \in N} X_{ij} - \sum_{j \in N} X_{ji} = S_i \cdot Y_i, \quad \text{para } i \in I1 \quad (4.2)$$

$$\sum_{j \in N} X_{ij} - \sum_{j \in N} X_{ji} = S_i - D_i, \quad \text{para } i \in (N - I1) \quad (4.3)$$

$$X_{ij} + X_{ji} - z_{ij} \cdot U_{ij} \leq U_{ij}, \quad \text{para a linha } ij \text{ existente} \quad (4.4)$$

$$X_{ij} + X_{ji} - z_{ij} \cdot U_{ij} \leq 0, \quad \text{para a linha } ij \text{ a ser instalada} \quad (4.5)$$

$$0 \leq z_{ij} \leq M \quad (4.6)$$

$$0 \leq Y_i \leq 1 \quad (4.7)$$

$$X_{ij} \geq 0 \quad (4.8)$$

z_{ij}, Y_i são inteiros não negativos

A formulação contém a seguinte notação:

- . N conjunto das barras do sistema
- . I, conjunto das subestações a serem instaladas
- . C_{ij} custo de transmitir potência pela linha ij , na unidade monetária desejada/MW
- . F_{ij} custo fixo da linha ij , isto é, todos os custos envolvidos na instalação da linha ij , na unidade monetária desejada.
- . F_i custo fixo da subestação i , isto é, todos os custos envolvidos na instalação da subestação i , na unidade monetária desejada.
- . M quantidade máxima de circuitos em paralelo entre as barras.
- . S_i capacidade disponível na subestação i , em MW
- . D_j demanda de carga, em MW
- . U_{ij} limite de transporte na linha ij , em MW.
- . z_{ij} variável de decisão que determina a quantidade de circuitos em paralelo no trecho $i - j$.

Do modelo tem-se que z_{ij} é uma variável inteira, que pode assumir os seguintes valores:

- $z_{ij} = 0$, indicando que nenhuma linha nova deve ser instalada no trecho $i - j$
- $z_{ij} = 1, 2, 3, \dots, M$, indicando que 1, 2, 3, até M linhas novas podem ser instaladas no trecho $i - j$.

- . Y_i variável de decisão que determina se a subestação i deve ser instalada ou não na localização indicada. Do modelo, tem-se que Y_i é uma variável inteira que pode assumir os seguintes valores:
 - $Y_i = 0$, indicando que a subestação i não deve ser instalada na localização sugerida;
 - $Y_i = 1$, indicando a instalação da subestação na localização sugerida.

- . X_{ij} fluxo de potência total entre as barras i e j em MW. Cada variável X_{ij} está associada a um arco definido no grafo que representará o sistema elétrico.

4.4.1.1 - Interpretação das Equações do Modelo

O modelo de transporte com intermediário descrito nas equações de (4.1) a (4.8) é composto, como todo modelo de programação matemática de:

- uma função objetivo (equação (4.1))
- um conjunto de restrições (equações (4.2) a (4.8))

A função objetivo do problema representa o custo total de expandir (ou implantar) um sistema elétrico.

O custo total é composto das seguintes parcelas:

- . custo total de transmitir energia, que é o somatório dos custos de transmitir energia através de cada linha ij do sistema;
- . custo de instalação de linhas no sistema;
- . custo de instalação de subestações no sistema.

A primeira parcela corresponde a um custo linear, pois sofre variações proporcionais a potência que flui nas linhas.

As duas últimas parcelas do custo total são chamadas custos fixos porque seus valores independem do fluxo de potência (X_{ij}).

A equação (4.2) é a restrição que garante o balanço de potência nas subestações a serem instaladas.

Se $Y_i = 0$, o lado direito da equação (4.2) torna-se nulo pelo produto $S_i \cdot Y_i$ e a restrição passa a ser

$$\sum_{j \in N} X_{ij} - \sum_{j \in N} X_{ji} = 0 \quad \text{para } i \in I_1$$

indicando que não existe nenhum fluxo entrando ou saindo da barra i , como deveria ser.

A equação (4.3) é a restrição que garante o balanço de potência nas barras restantes do sistema ($N - I_1$).

A equação (4.4) é a restrição que garante um fluxo total menor que a capacidade térmica de cada linha entre as barras $i - j$. A restrição (4.4) vale para somente uma linha existente ou para z_{ij} linhas em paralelo a linha existente.

A equação (4.5) é uma restrição análoga a restrição (4.4) isto é, ela limita o fluxo total entre as barras $i-j$ a ser no máximo igual a capacidade térmica de cada uma das linhas existentes entre as barras $i-j$. A diferença entre as restrições (4.4) e (4.5) é que a equação (4.4) trata de linhas instaladas paralelamente a uma linha existente na configuração do sistema, enquanto a equação (4.5) trata da instalação de linhas entre barras que antes se encontravam desconectadas.

Viu-se na descrição da notação do modelo de transporte com intermediário, que a variável inteira z_{ij} , determinava o número de novos circuitos em paralelo entre as barras $i-j$. A restrição (4.6) da formulação, garante que z_{ij} seja positivo, e que no máximo M novos circuitos sejam instalados entre as barras $i-j$.

A equação (4.7) assegura que Y_i só poderá ser 0 ou 1, já que é uma variável inteira. Quando Y_i assume o valor

0, indicando que a localização da subestação i não foi escolhida, o custo associado a instalação dessa subestação é excluído do custo total do sistema pelo produto $F_i \cdot Y_i$.

Para a variável z_{ij} , a sequência de raciocínio é a mesma. Se as barras $i-j$ do sistema já estão conectadas, a variável z_{ij} indicará apenas a instalação de z_{ij} linhas paralelas a já existente e a restrição (4.4) será usada:

. Se $z_{ij} = 0$, indica que a linha $i-j$ permanece sozinha no trecho, o produto $z_{ij} \cdot U_{ij} = 0$ e o fluxo na linha será menor ou igual a capacidade térmica da linha existente (U_{ij}). O custo associado a instalação dessa linha $z_{ij} \cdot F_{ij}$ também será excluído do custo total do sistema.

. Se $z_{ij} \neq 0$, indica que uma ou mais linhas devem ser instaladas paralelamente a linha ij existente e o fluxo entre as barras $i-j$ será menor que o somatório da capacidade térmica de todas z_{ij} linhas novas e a linha ij existente. Isto porque $X_{i,j}$ representa o fluxo total entre as barras ij .

Com o produto $z_{ij} \cdot F_{ij} \neq 0$, o custo de instalação de cada um dos circuitos em paralelo comporá o custo total do sistema.

Se as barras $i-j$ do sistema não estão conectadas a variável z_{ij} indicará a adição de uma ou mais linhas e a restrição (4.5) será usada.

. Se $z_{ij} = 0$, as barras ij permanecerão desconectadas e a equação (4.5) assumirá a forma $X_{ij} + X_{ji} \leq 0$ ($z_{ij} \cdot U_{ij} = 0$). Com $X_{ij} \geq 0$, teremos $X_{ij} = 0$ e $X_{ji} = 0$, tornando os fluxos nesses arcos nulos como deveria ser. Análogamente ao caso anterior, o custo dessa instalação será excluído do custo total do sistema.

. Se $z_{ij} \neq 0$ um ou mais circuitos deverão ser instalados entre as barras $i-j$. Sendo que aqui todas as linhas entre as barras $i-j$ serão novas.

Na solução ótima do problema, que possui menor valor de função objetivo, garante-se que se $X_{ij} = 0$, então $X_{ji} \neq 0$ ou vice-versa, pois se existissem fluxos nas duas direções, $i-j$ e $j-i$, ter-se-ia um aumento no custo total do sistema (função objetivo), devido ao aumento no custo de transmitir potência e a solução não seria ótima pois não corresponderia a de menor custo.

4.4.1.2 - Comentários sobre o Modelo de Transporte com Intermediário

O modelo de transporte com intermediário descrito pelas equações de (4.1) a (4.8) representa uma evolução do modelo de transporte com intermediário visto no capítulo 2 pois considera não somente os custos de transmitir potência como também os custos fixos de instalação de linhas e subestações. Isso implica em resultados mais precisos para configurações obtidas a partir desse modelo.

Em contrapartida aos resultados mais realisticamente obtidos, encontra-se a dificuldade de se determinar a capacidade das subestações do sistema com esse modelo, a menos que se introduza um nó fictício ao grafo que representa matematicamente o sistema.

Isso pode ser visto aplicando o somatório em i para as equações (4.2) e (4.3) do modelo:

$$\sum_{i \in N} \sum_{j \in N} X_{ij} - \sum_{i \in N} \sum_{j \in N} X_{ji} = \sum_{i \in N} S_i \cdot Y_i \quad (4.2')$$

$$\sum_{i \in N} \sum_{j \in N} X_{ij} - \sum_{i \in N} \sum_{j \in N} X_{ji} = \sum_{i \in N} S_i - D_i \quad (4.3')$$

fazendo (4.2') - (4.3'), tem-se

$$\sum_{i \in N} S_i \cdot Y_i + \sum_{i \in N} S_i = \sum_{i \in N} D_i$$

colocando o somatório em evidência, tem-se

$$\sum_{i \in N} (S_i \cdot Y_i + S_i) = \sum_{i \in N} D_i \quad (4.9)$$

A equação acima mostra que neste modelo o total da capacidade disponível no sistema deve ser igual ao total da demanda do sistema.

Uma consequência disso é a inviabilidade do modelo nos casos em que se deseja obter a capacidade efetivamente utilizada da subestação, como resultado do modelo.

A equação acima mostra que para as restrições serem atendidas e o problema apresentar solução, a capacidade total das subestações do sistema deve ser estritamente igual a demanda do sistema, requerendo do planejador um conhecimento prévio da capacidade efetivamente utilizada da subestação.

4.4.1.3 - Determinação da Capacidade da Subestação

A limitação contida no modelo apresenta uma solução clássica, encontrada nos livros e artigos da literatura

especializada. Trata-se de acrescentar um nó no grafo que representa o sistema. Este será um nó fictício de demanda, que deverá requerer como demanda todo o excesso das capacidades das subestações do sistema. Como esse nó não faz parte do sistema elétrico a ser analisado, ele não diz respeito ao usuário devendo ser usado internamente pelo programa que resolverá o modelo. O que estimulará a absorção do excesso de capacidade do sistema pelo nó fictício é o custo de transmitir potência de qualquer subestação para o nó, que é zero.

Com a introdução do nó fictício no sistema o modelo mantém-se praticamente o mesmo, tendo-se apenas de escrever mais uma restrição do tipo (4.3) para o nó fictício.

Chamando o nó fictício de S a restrição será:

$$\sum_{j \in (N - I_1)} X_{sj} - \sum_{j \in (N - I_1)} X_{js} = - D_s, \text{ para } i=s \quad (4.3'')$$

A função objetivo do modelo mantém-se inalterada, haja vista que os custos de transmitir potência associados ao nó fictício são nulos.

O nó fictício mostrou-se ineficiente para resolver o problema de determinação da capacidade das subestações nos modelos de programação inteira. A equação (4.9)

para a formulação com o nó fictício s acrescentado ao conjunto dos nós do grafo N seria:

$$\sum_{i \in N} (S_i \cdot Y_i + S_i) = \sum_{i \in (N-11-s)} D_i + D_s \quad (4.9)$$

Para que a igualdade acima seja satisfeita, mantendo a integridade matemática do modelo, a variável Y_i deve ser igual a 1. Com isso o modelo perde sua principal característica de poder escolher a localização da subestação através da variável Y_i . O nó fictício acrescentado ao modelo, torna a variável Y_i sem sentido.

Reforça-se portanto o uso desse nó para os modelos de programação linear. A referência [2] utiliza este artifício no modelo linear apresentado.

Nesse caso a localização de subestação é feita por tentativas, testando-se diferentes localizações possíveis de subestações. No final obtém-se cenários de localização/sistema expandido que deverão ser escolhidos entre os mais econômicos.

4.4.2 - Modelo de Transporte com Intermediário Geral

Depois de descartado o nó fictício, que era a solução recomendada na bibliografia de planejamento, partiu-se para a formulação descrita, a seguir, pelas equações

(4.10) a (4.17).

Ela é chamada de modelo de transporte com intermediário geral e apresenta a mesma notação do modelo anterior.

As restrições têm os mesmos significados das restrições do modelo anterior.

Apenas as restrições (4.2) e (4.3) foram transformadas em desigualdades. Isso garantiu maior flexibilidade ao modelo para determinar a localização das subestações, haja vista que a capacidade de todas as subestações do sistema (existentes e novas) poderá ser modificada para um valor que forneça a localização mais econômica das novas subestações.

As desigualdades das restrições (4.11) e (4.12) permitem que se determine não só a capacidade das novas subestações como das subestações existentes sendo por isso mais geral que a formulação anterior, mesmo com a utilização do nó fictício.

$$\text{Minimize } \sum_{i \in N} \sum_{j \in N} C_{ij} \cdot X_{ij} + \sum_{i \in N} \sum_{j \in N} F_{ij} \cdot z_{ij} + \sum_{i \in I_1} F_i \cdot Y_i \quad (4.10)$$

Sujeito a

$$\sum_{j \in N} X_{ij} - \sum_{j \in N} X_{ji} \leq S_i \cdot Y_i, \quad \text{para } i \in I_1 \quad (4.11)$$

$$\sum_{j \in N} X_{ij} - \sum_{j \in N} X_{ji} \leq S_i - D_i, \quad \text{para } i \in (N - I_1) \quad (4.12)$$

$$X_{ij} + X_{ji} - z_{ij} \cdot U_{ij} \leq U_{ij}, \quad \text{para uma linha } ij \text{ existente} \quad (4.13)$$

$$X_{ij} + X_{ji} - z_{ij} \cdot U_{ij} \leq 0, \quad \text{para uma linha } ij \text{ nova} \quad (4.14)$$

$$0 \leq z_{ij} \leq M \quad (4.15)$$

$$0 \leq Y_i \leq 1 \quad (4.16)$$

$$X_{ij} \geq 0 \quad (4.17)$$

z_{ij}, Y_i , inteiros não nulos

A formulação descrita através das equações de (4.10) a (4.17) encontra-se implementada no programa LOCASUB, que localiza automaticamente subestações e é resolvida através da técnica matemática descrita no capítulo 3.

4.4.2.1 - Modelo simplificado

O programa LOCASUB, apresenta uma opção para resolver o problema de localização e expansão de um sistema elétrico sem considerar os custos fixos associados as instalações de linhas.

O modelo sem os custos de instalações de linhas é chamado modelo simplificado e apresenta a formulação:

$$\text{Minimize } \sum_{i \in N} \sum_{j \in N} C_{ij} \cdot X_{ij} + \sum_{i \in I_1} F_i \cdot Y_i \quad (4.18)$$

Sujeito a

$$\sum_{j \in N} X_{ij} - \sum_{j \in N} X_{ji} \leq S_i \cdot Y_i, \text{ para } i \in I_1 \quad (4.19)$$

$$\sum_{j \in N} X_{ij} - \sum_{j \in N} X_{ji} \leq S_i - D_i, \text{ para } i \in (N - I_1) \quad (4.20)$$

$$X_{ij} + X_{ji} \leq U_{ij} \quad (4.21)$$

$$0 \leq Y_i \leq 1 \quad (4.22)$$

$$X_{ij} \geq 0 \quad (4.23)$$

Y_i é inteiro, não negativo

O modelo acima é menor que os modelos anteriores porque não considera no custo de expansão do sistema, os custos associados às instalações de linhas. O tempo computacional para obter a configuração de um sistema com esse modelo é bem menor que o requerido com o modelo anterior, isso porque o tempo computacional é proporcional ao número de variáveis inteiras do problema.

O capítulo seguinte apresenta os sistemas analisados pelo programa LOCASUB, dados e procedimentos necessários para localizações de subestações e expansão do sistema elétrico.

CAPITULO 5

PROCEDIMENTOS PARA RESOLUÇÃO DO PROBLEMA DE ALOCAÇÃO DE SUBESTAÇÃO E EXPANSÃO OTIMA DE REDES

5.1 - INTRODUÇÃO

Com a técnica matemática e o modelo escolhidos apresentam-se os sistemas elétricos utilizados para aplicação do algoritmo e as configurações resultantes.

Antes porém, apresentam-se os dados e os procedimentos para montagem do grafo que representará os sistemas elétricos a serem analisados.

5.2 - MONTAGEM DO GRAFO

O ponto de partida para a resolução do problema de alocação de subestações e expansão do sistema é a representação do sistema elétrico através de um grafo. Para a montagem do grafo torna-se necessária a definição dos nós e arcos do sistema.

Nos sistemas de transmissão esses nós se encontram bem definidos e são as próprias barras do sistema. Nos sistemas

de distribuição, isso não acontece, pois como se trata com um grande número de cargas, torna-se inviável tomar cada carga do sistema como sendo uma barra. Nos trabalhos de planejamento desses sistemas, em geral utiliza-se a distribuição geográfica de carga, que agrupa as cargas dos transformadores por quadriculas. Essas quadriculas representarão as barras do sistema ou nós do grafo e a partir destas barras é que será montada a rede de distribuição. A rede obtida dessa maneira é uma aproximação da rede real existente.

As quadriculas que possuem características semelhantes de carga e tendências análogas de crescimento podem ser agrupadas formando uma área elementar ou zona típica. Uma outra representação para as barras do sistema de distribuição, ou nós do grafo, seria os centros de cargas dessas zonas típicas. A união desses centros de carga proporcionaria mais uma aproximação para o sistema de distribuição real existente.

Com as barras do sistema elétrico definidas podemos começar a montar o grafo que representará o sistema, faltando apenas as ligações entre os nós do grafo.

As ligações podem ser feitas entre todos os nós do grafo, sem restrições. Cabe ao planejador, com o conhecimento do sistema e da atividade de planejamento dispensar as liga-

ções anti-econômicas, sem condições físicas de instalação ou que tragam prejuízo ecológico.

Nesse trabalho pressupõe-se que o planejador disponha de um sistema elétrico com barras e linhas bem definidos, que possibilitem a sua transformação em grafo. No caso de um sistema de distribuição a geografia de carga ou definição das zonas urbanas e a previsão de carga não fazem parte do escopo do trabalho.

5.3 - DADOS NECESSARIOS

Na resolução do problema de alocação de subestações e expansão do sistema dois conjuntos de dados são necessários:

- . dados de barra;
- . dados de linha.

5.3.1 - Dados de Barra

Os dados de barra correspondem a:

- número de barra;
- nome da barra;
- identificação se a barra é uma subestação a ser insta-

lada ou não;

- potência disponível nas barras de subestações (ou nó correspondente do grafo) para cada ano em que se deseja analisar o sistema;
- potência nas barras de carga, (ou nó correspondente do grafo), para cada ano em que se deseja o estudo;
- custos associados a instalação da subestação, se o nó representa subestação a ser instalada. Esse custo compreende mão-de-obra, terreno, equipamentos, custos de manutenção capitalizados e outros de interesse.

5.3.2 - Dados de Linha

Lembrando que a linha é um segmento que une dois nós no grafo e que cada linha pode ter duas direções possíveis de fluxo, os seguintes dados são necessários para descrever esses conceitos:

- número da barra de saída da linha;
- número da barra de chegada da linha;
- direções possíveis de fluxo na linha;
- número máximo de circuitos em paralelo;

- limite máximo de transporte, que pode ser a capacidade térmica ou outro limite;
- custo de transmitir potência;
- custo do condutor;
- comprimento da linha;
- custos associados a instalação da linha, com exceção do custo do condutor.

Deve-se também informar através de um código, descrito no APENDICE I, se a linha faz parte da configuração existente ou se é uma linha a ser instalada.

5.4 - APRESENTAÇÃO DOS SISTEMAS ELETRICOS ANALISADOS

Dois sistemas elétricos foram utilizados para aplicação do algoritmo:

- O primeiro deles é um sistema de subtransmissão retirado da referência [2], chamado sistema de subtransmissão Garver, que apresenta um déficit na capacidade disponível das subestações existentes devido a um aumento da carga. A expansão do sistema e localização de novos pontos de suprimento, necessários para atender o crescimento de carga deverá ser feita para um ano específico, em que se verificou o problema de deficiência no suprimento.

- O segundo sistema estudado é o sistema de distribuição CELB, responsável pelo suprimento de energia à cidade de Campina Grande. Diferentemente do sistema anterior, deverá ser estudado no período de 1989 a 2005.

Esses sistemas e as diretrizes do estudo de cada um deles são mostrados nas próximas seções.

5.4.1 - Sistema de Subtransmissão Garver [2]

A figura 5.1 apresenta o sistema de subtransmissão da referência [2]

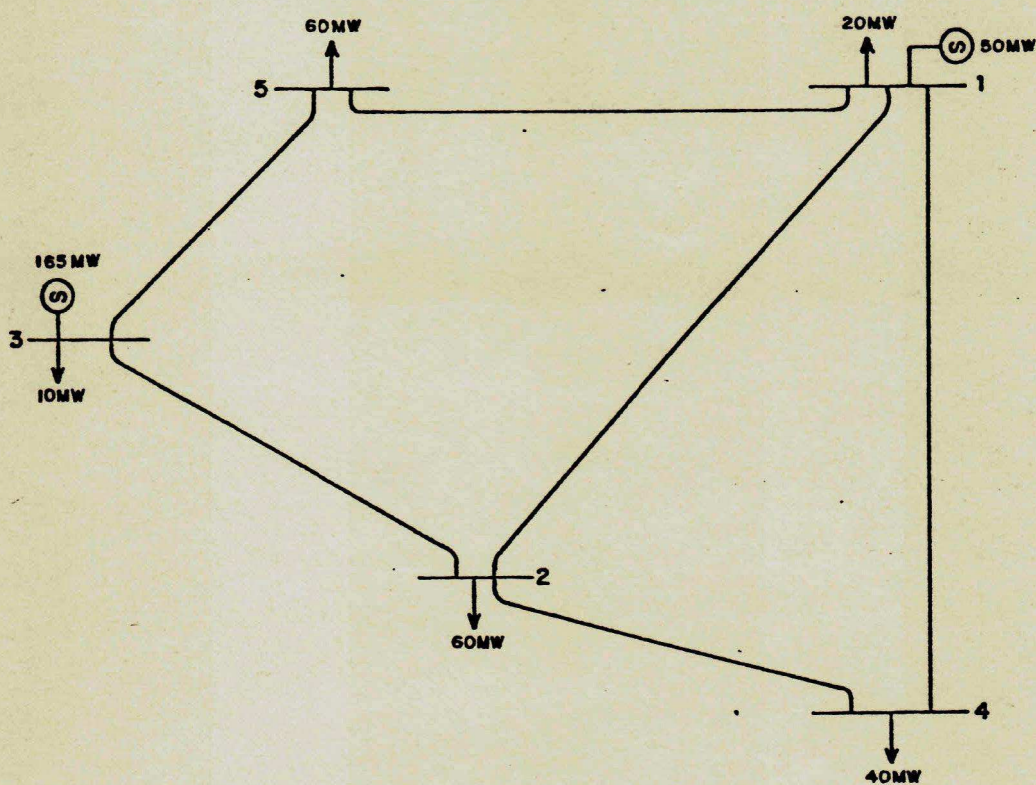


FIG. 5.1 - SISTEMA DE SUBTRANSMISSÃO GARVER
- CONFIGURAÇÃO EXISTENTE

Ele é composto de 5 barras. As barras 1 e 3 representam as subestações de subtransmissão com capacidade de 50 MW e 165 MW, respectivamente. As barras 2, 4, 5 são barras de carga, com demanda de 60 MW, 40 MW e 60 MW. As subestações 1 e 3 apresentam cargas de 20 MW e 10 MW.

Com o crescimento das cargas, foi observado um déficit na capacidade disponível do sistema, tornando-se necessário o comissionamento de linhas e subestações para atender a nova condição de carga. A tabela 5.1 apresenta um resumo da capacidade disponível nas subestações e das cargas do sistema para o ano base e no ano futuro. O déficit na capacidade do sistema existente é de 545 MW.

BARRA	CAPACIDADE DISPONÍVEL (MW)	DEMANDA	
		ANO BASE (MW)	ANO FUTURO (MW)
1	50	20	80
2	0	60	240
3	165	10	40
4	0	40	160
5	0	60	240
TOTAL	215	190	760

TABELA 5.1 - DADOS DE CAPACIDADE DAS SUBESTAÇÕES EXISTENTES

- DADOS DE CARGA ATUAL E FUTURA DO SISTEMA
- DEFICIT NA CAPACIDADE EXISTENTE 545 MW
(760 MW - 215 MW)

Objetivando eliminar o déficit de 545 MW no sistema, inicialmente três novos pontos de suprimento foram propostos em diferentes localizações, com capacidade de transformação de 300 MW, cada. A figura 5.2 apresenta as localizações propostas para os novos pontos terminais e as novas cargas.

As localizações dos novos pontos foram escolhidos pela proximidade com a carga, procurando ocupar os vazios das áreas de influência das subestações existentes [1]. As capacidades das subestações foram definidas arbitrariamente, e poderiam ter qualquer valor, desde que o déficit fosse eliminado e as cargas atendidas.

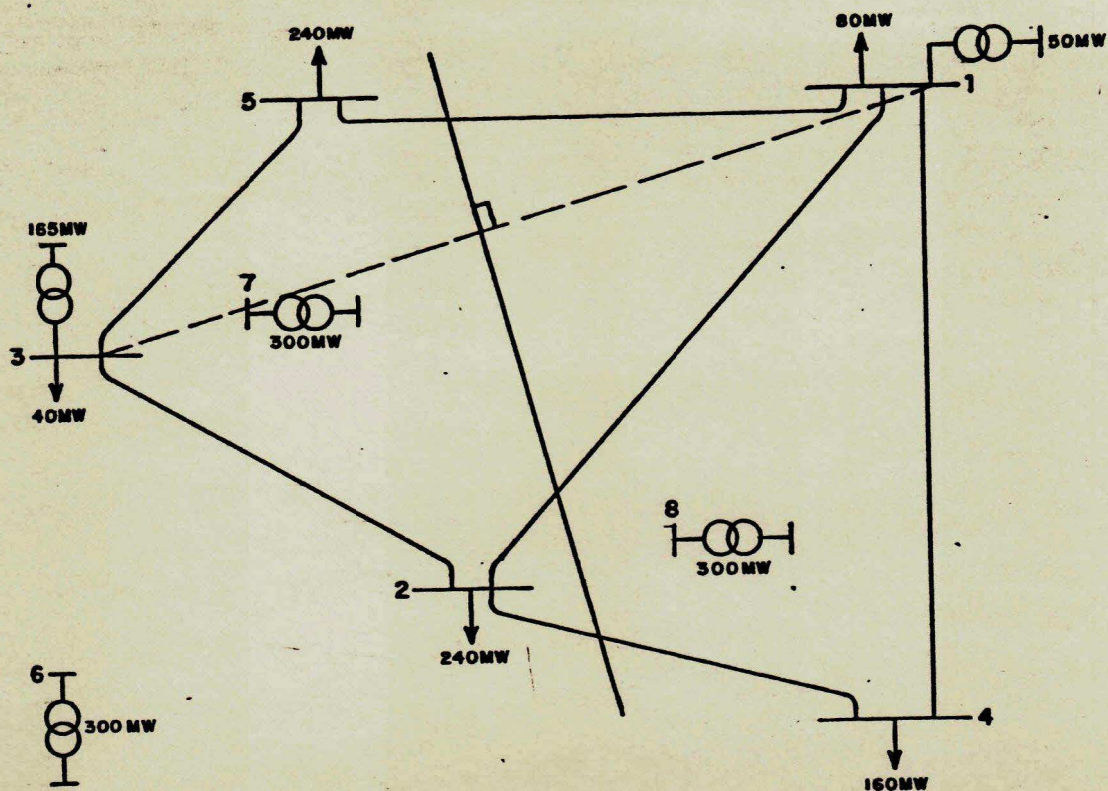


FIG. 5.2 - PRIMEIRA ALTERNATIVA CONCEBIDA

- AS BARRAS 6,7,8 REPRESENTAM AS LOCALIZAÇÕES PROPOSTAS PARA AS SUBESTAÇÕES
- CAPACIDADE DAS SUBESTAÇÕES: 300MW

Na alternativa apresentada, sabe-se que duas das subestações deverão ser escolhidas pois uma só não tem capacidade para corrigir o déficit.

A segunda alternativa concebida, manteve as localizações da alternativa anterior mudando apenas a capacidade das subestações para 545 MW.

Como trata-se de um problema de expansão de sistema e localização de subestações com custo mínimo prevê-se que somente uma das subestações seja escolhida, haja vista que a instalação de uma delas é mais econômica e suficiente para atender o acréscimo de carga. A figura 5.3 mostra a localização das subestações e suas capacidades nessa alternativa.

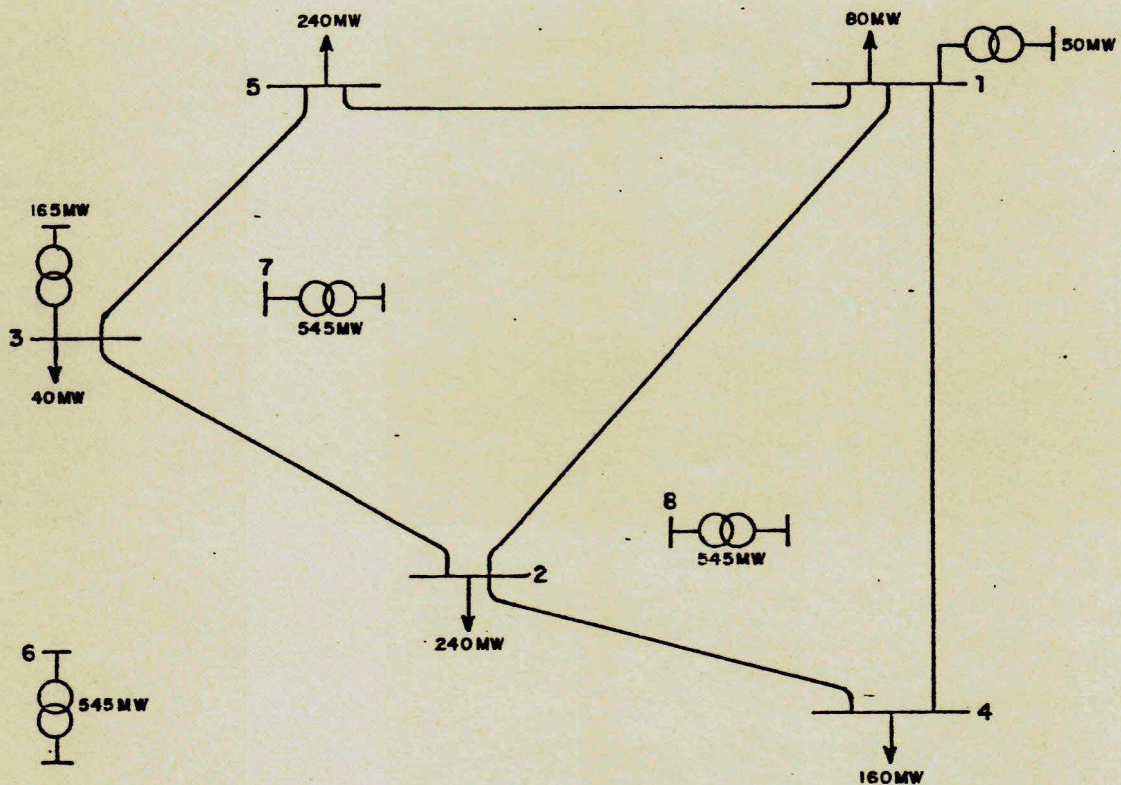


Fig. 5.3 - SEGUNDA ALTERNATIVA CONCEBIDA

- AS LOCALIZAÇÕES DAS SUBESTAÇÕES SÃO AS MESMAS
- CAPACIDADE DAS SUBESTAÇÕES: 545 MW

5.4.1.1 - Dados Utilizados

Os dados de barra e alguns dados de linha, tais como, comprimento, capacidade térmica, reatância série foram obtidos da referência [2]. Os dados das linhas a serem comissionadas e os dados de custos foram obtidos indiretamente das informações sobre o sistema contidas na referência [2], posto que são específicos do modelo aqui apresentado e não constam na referência.

A figura 5.4 mostra o grafo que representa o sistema elétrico de subtransmissão. As ligações entre os nós (barras) representam linhas que podem vir a ser instaladas no sistema para atender a condição de carga estudada.

O programa LOCASUB deverá escolher dentre elas aquelas que fornecerão a configuração mais econômica para o sistema.

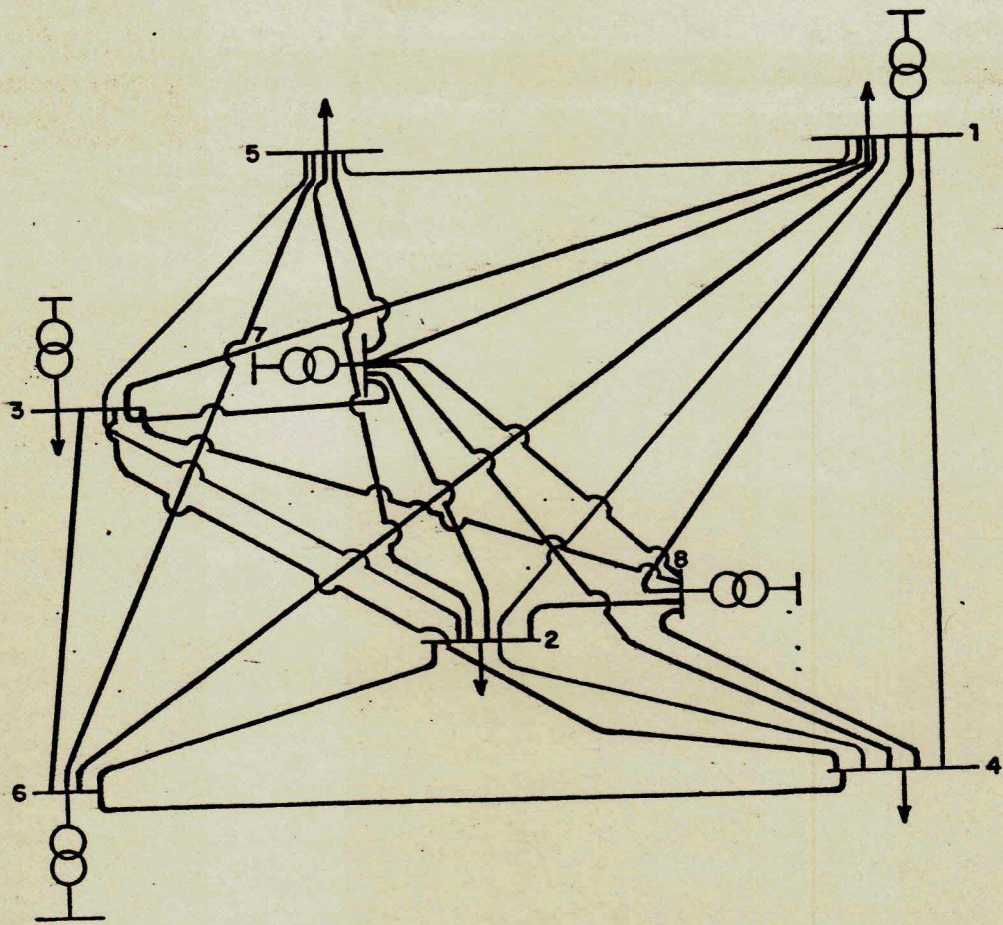
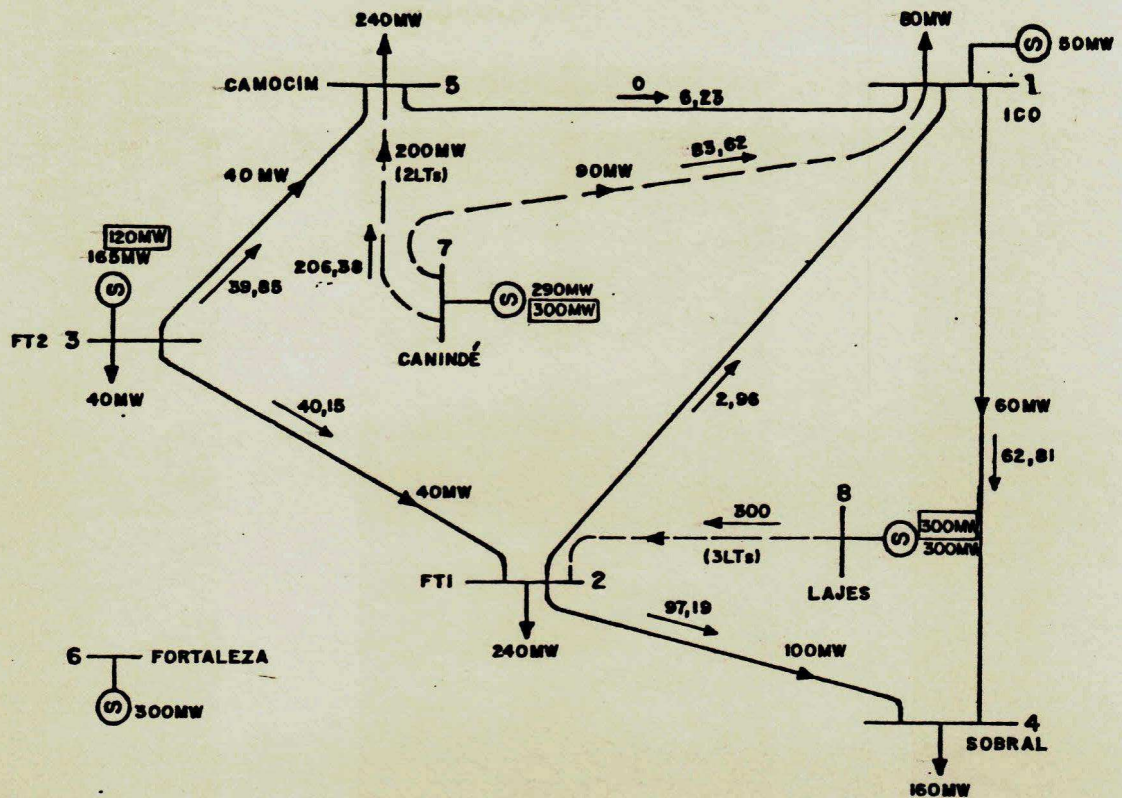


FIG. 5.4 - MODELO MATEMATICO DO SISTEMA ELETRICO (GRAFO)

5.4.1.2 - Resultados Obtidos

A figura 5.5 mostra a configuração resultante da análise de custo feita pelo programa.



LEGENDA:

- - CAPACIDADE EFETIVA DA SUBESTAÇÃO
- - NOVAS LINHAS ADICIONADAS
- - FLUXO DE POTÊNCIA OBTIDO COM O MODELO MATEMÁTICO
- - FLUXO DE POTÊNCIA OBTIDO COM SUBROTINA DE FLUXO DE CARGA LINEARIZADO

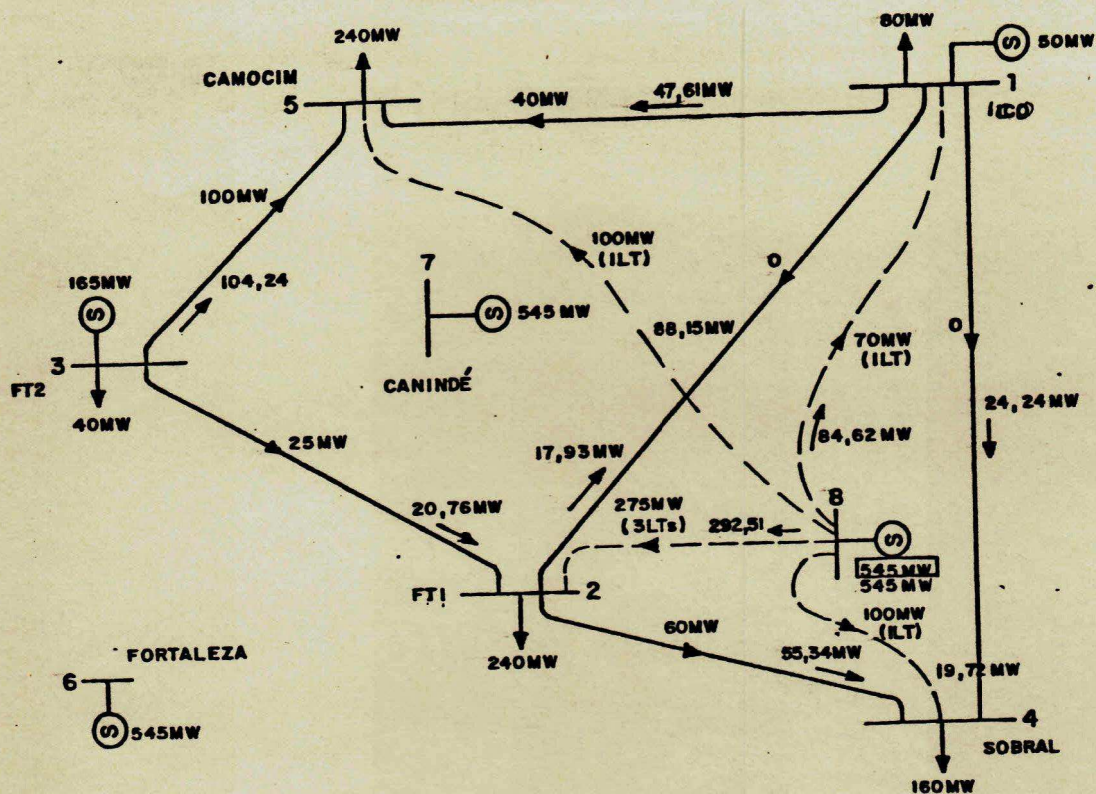
FIG. 5.5 - CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA PARA A PRIMEIRA ALTERNATIVA CONCEBIDA

Dos resultados obtidos observou-se que:

- As subestações de Lajes e Canindé foram escolhidas para serem instaladas, dentre as três subestações propostas.
- As capacidades efetivamente utilizadas das novas subestações são: 290MW para a subestação Canindé e 300MW para a subestação Lajes.

- A capacidade efetivamente utilizada pelas subestações existentes é igual a capacidade nominal, com exceção da subestação FT2 cuja capacidade nominal é 165MW e a utilizada é 120MW.
- A subestação Lajes interliga-se ao sistema através de três circuitos em paralelo, LAJES-FT1.
- A subestação Canindé interliga-se ao sistema através de dois circuitos em paralelo, CANINDE-CAMOCIM, e um circuito, CANINDE-ICO.

A figura 5.6 mostra a configuração do sistema para a segunda alternativa.



LEGENDA:

- CAPACIDADE UTILIZADA DA SUBESTAÇÃO
- - - - - NOVAS LINHAS ADICIONADAS
- (sólida) - FLUXO DE POTÊNCIA OBTIDO COM O MODELO MATEMÁTICO
- (tracejada) - FLUXO DE POTÊNCIA OBTIDO COM SUBROTINA DE FLUXO DE CARGA LINEARIZADO

FIG. 5.6 - CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA PARA A SEGUNDA ALTERNATIVA CONCEBIDA

Dentre as subestações propostas apenas a subestação Lajes foi escolhida para ser instalada. Sua capacidade utilizada é igual a nominal, como deveria ser para que o déficit fosse corrigido.

A subestação se integrará ao sistema através de:

- . Uma linha LAJES-ICO;

- . Uma linha LAJES-CAMOCIM;
- . Uma linha LAJES-SOBRAL;
- . Três linhas LAJES-FT1.

A segunda alternativa mostrou-se mais econômica que a primeira, com um custo de 36.850 milhões de dólares enquanto a primeira apresentou um custo de 47.000 milhões de dólares.

O custo de instalação das novas linhas na segunda alternativa é 50% mais caro que na primeira, entretanto o custo de instalação de subestação é 75% mais caro na primeira alternativa. Os custos de perda são equivalentes nas duas alternativas.

O APENDICE III contém o relatório de saída das duas alternativas com os valores dos custos de instalações de subestações, linhas e perda e o fluxo de carga linearizado.

5.4.2 - Sistema de Distribuição CELB [17]

O segundo sistema elétrico estudado através do programa LOCASUB foi o Sistema de Distribuição CELB que supre a carga da cidade de Campina Grande. Esse sistema é derivado das subestações 69/13.8kV, Campina Grande I e Campina

Grande II, que são supridas pelo ponto terminal 230/69kV CHESF localizado na subestação Campina Grande II. A alimentação da subestação Campina Grande I é feita a partir da subestação Campina Grande II através de uma linha de 69kV.

Para a alimentação da cidade de Campina Grande estavam previstos a curto prazo:

- ampliação da subestação Campina Grande II de 20MVA para 30MVA em 1987;
- instalação de um terceiro ponto terminal 69/13.8kV com capacidade máxima de 50MVA (subestação Bela Vista).

Os objetivos a serem atingidos com a implementação desse sistema são:

- definir a integração da subestação 69/13.8kV de Bela Vista nas redes de subtransmissão e distribuição existentes;
- definir a expansão da rede primária de 13.8kV aproximada;
- definir a implantação de novos pontos terminais 69/13.8kV (data de entrada e localização) na cidade de Campina Grande até 2005;
- definir uma evolução para o sistema de distribuição no

período 1988 a 2005, de custo mínimo.

5.4.2.1 - Dados Necessários/Diretrizes

As informações necessárias à análise e implementação do Sistema de Distribuição de Campina Grande foram obtidas a partir da referência [17], na qual a cidade foi dividida em "zonas urbanas" que representavam agrupamentos de cargas de mesmas características e tendências analógicas de crescimento. As cargas dessas zonas urbanas foram projetadas para alguns anos do período de estudo (1988, 1991, 1995, 2000 e 2005).

A rede de distribuição implementada aqui é uma aproximação da rede real existente e é composta pela união dos centros de carga das zonas urbanas vizinhas.

A rede de distribuição aproximada foi analisada para 1988, 1991, 1995, 2000 e 2005 considerando duas possíveis subestações a serem instaladas:

- Subestação Bela Vista, cuja localização é a definida na referência [17];
- Subestação Bodocongó, cuja localização foi definida observando as áreas de maior concentração de carga e as lacunas nas áreas de influência das subestações existentes;

A figura 5.9 mostra as duas localizações das subestações.

As ligações que compõem o grafo representativo do sistema são principalmente aquelas que unem zonas urbanas vizinhas. O comprimento das ligações/ alimentadores foram calculados pela distância entre dois pontos, sendo esses pontos os centros de carga das zonas urbanas. A figura 5.7 mostra a fórmula:

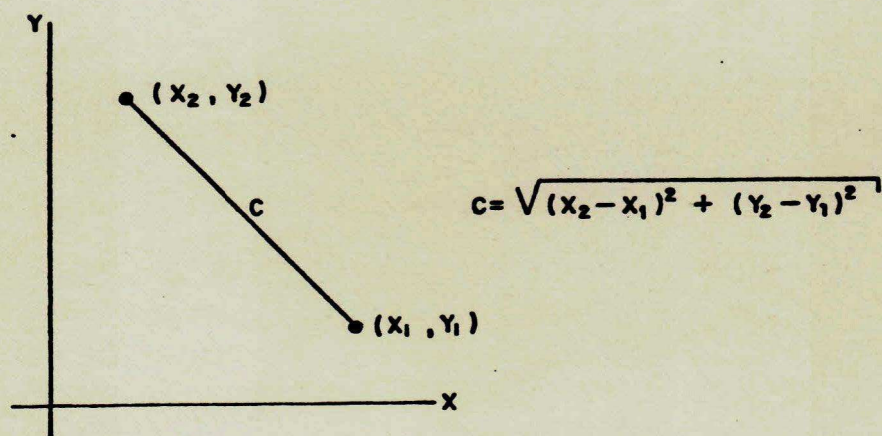


Fig. 5.7 - FORMULA PARA CALCULAR O COMPRIMENTO DOS ALIMENTADORES

- (X_i, Y_i) CENTRO DE CARGA DAS ZONAS URBANAS.

Muitos dados necessários à implementação do sistema foram obtidos indiretamente a partir dos dados da referência [17].

Observando as cargas das zonas urbanas no período de

estudo, escolheu-se dentre os condutores existentes na rede de distribuição de Campina Grande, o condutor 336.4MCM para os alimentadores da rede aproximada. Sua capacidade térmica é de 13MW a 13.8kV e a reatância série é 0.02pu/km (na base 13.8kV, 10MVA).

O custo por quilômetro das linhas de distribuição e o custo de implantação das subestações foram tirados da referência [17].

Adotou-se outros custos associado a instalação das linhas de distribuição, que correspondem a entrada de linha e faixa de passagem, em 10 mil dólares.

O custo de transportar energia através dos alimentadores corresponde ao custo de energia não suprida ou custo de perda e foi calculado pela expressão:

$$\text{CUSTO DE PERDA (10}^3 \text{ DOLARES/MW)} = \text{RESISTENCIA DA LINHA (OHM /KM)} \times \text{COMPRIMENTO DA LINHA (KM)} \times 10 \text{ DOLARES/MW,}$$

onde o fator 10×10^3 dólares seria o custo de cada MW não suprido.

5.4.2.2 - Metodologia para Evolução Econômica do Sistema

O primeiro ano do período de estudo é 1988 e correspon-

de ao ano base. O fim do período de estudo é 2005, e corresponde ao ano horizonte.

Inicialmente, estabeleceu-se a configuração básica do sistema, que é considerada como sendo a configuração existente no sistema no ano inicial do estudo.

Esse passo pode ser dispensado se a configuração básica é conhecida. Nesse estudo a configuração básica teve que ser definida pois trata-se de uma configuração aproximada, não disponível como dado.

Com a configuração básica definida, determina-se a configuração do ano horizonte (2005), que deve atender as cargas projetadas para o ano horizonte com o menor custo de expansão e sem sobrecarga nas linhas.

De 1995 a 2005, a cidade apresenta um número maior de zonas urbanas, devido a sua expansão nesses anos. Essas novas zonas foram determinadas considerando-se que a área expandida da cidade deveria constituir zonas de áreas aproximadamente iguais e com cargas iguais a média das cargas das zonas circunvizinhas.

Assim, o grafo que contém as ligações possíveis para o ano horizonte possui maior número de ligações, pois além das ligações que compõem a configuração básica, possui as ligações entre os novos nós (devido as novas zonas)

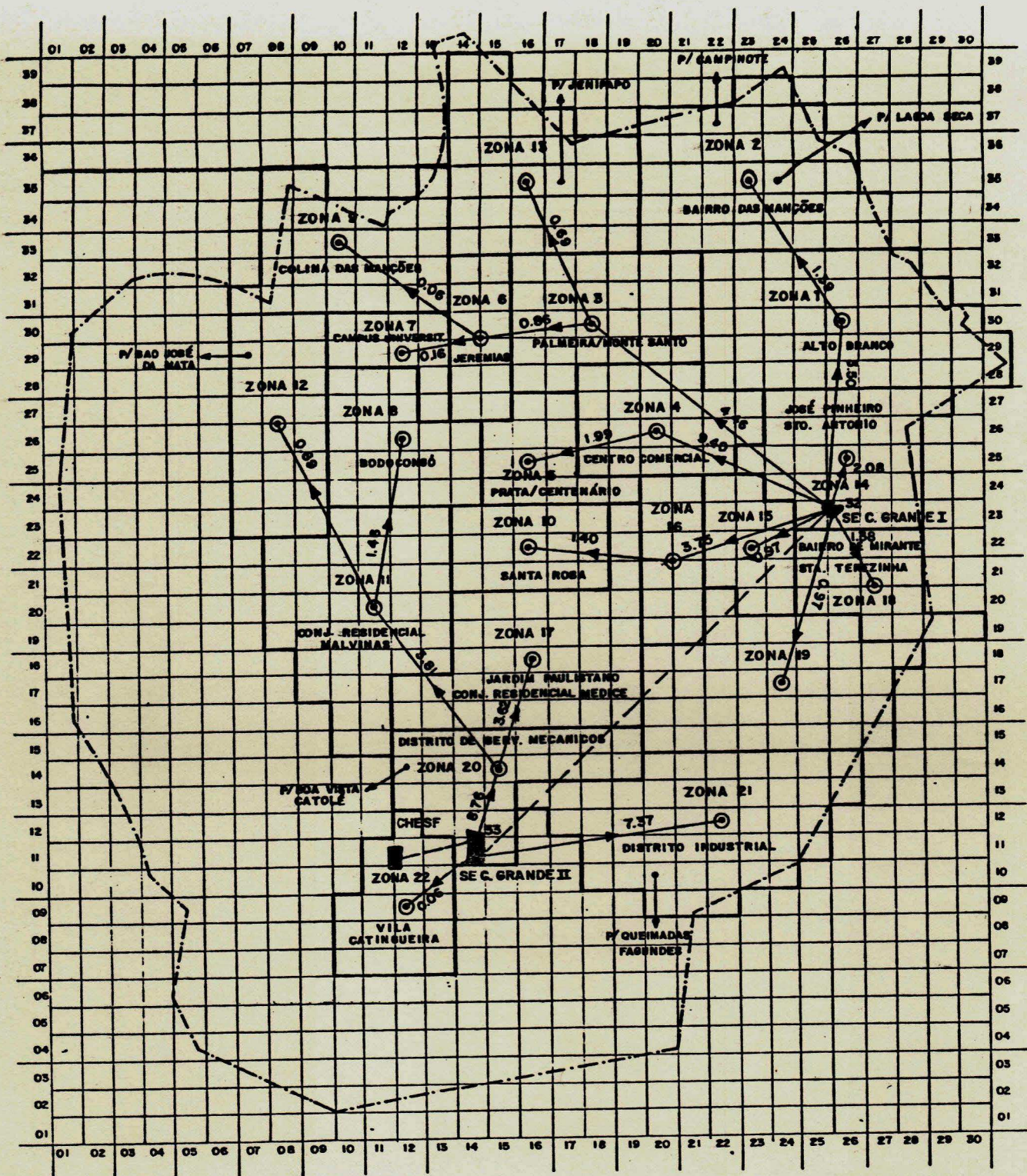
do sistema. Entre os novos nós do sistema estão as novas zonas urbanas e as novas subestações. O sistema resultante do grafo contém todos os componentes que deverão ser instalados ao longo do período de estudo e é mostrado na figura 5.9.

Com as configurações do ano base e do ano horizonte definidas, para cada ano entre o ano base e o ano horizonte determina-se uma configuração intermediária para o sistema. As configurações intermediárias são obtidas partindo-se da configuração básica para os anos de 1991, 1995 e 2000, nessa ordem, e os equipamentos que compõem essas configurações são escolhidos entre aqueles que estão na configuração do ano horizonte. A medida que se avança no período de planejamento cada equipamento constante na configuração do ano horizonte tem sua data definida para entrada em serviço.

Quando o período todo de estudo é visto de uma forma contínua, como uma evolução, o conjunto de sistemas para cada ano do período constitui uma série de expansão que transforma a configuração existente (básica) na configuração do ano horizonte de maneira ótima.

5.4.2.3 - Resultados Obtidos

As figuras 5.8 a 5.12 mostram as configurações obtidas

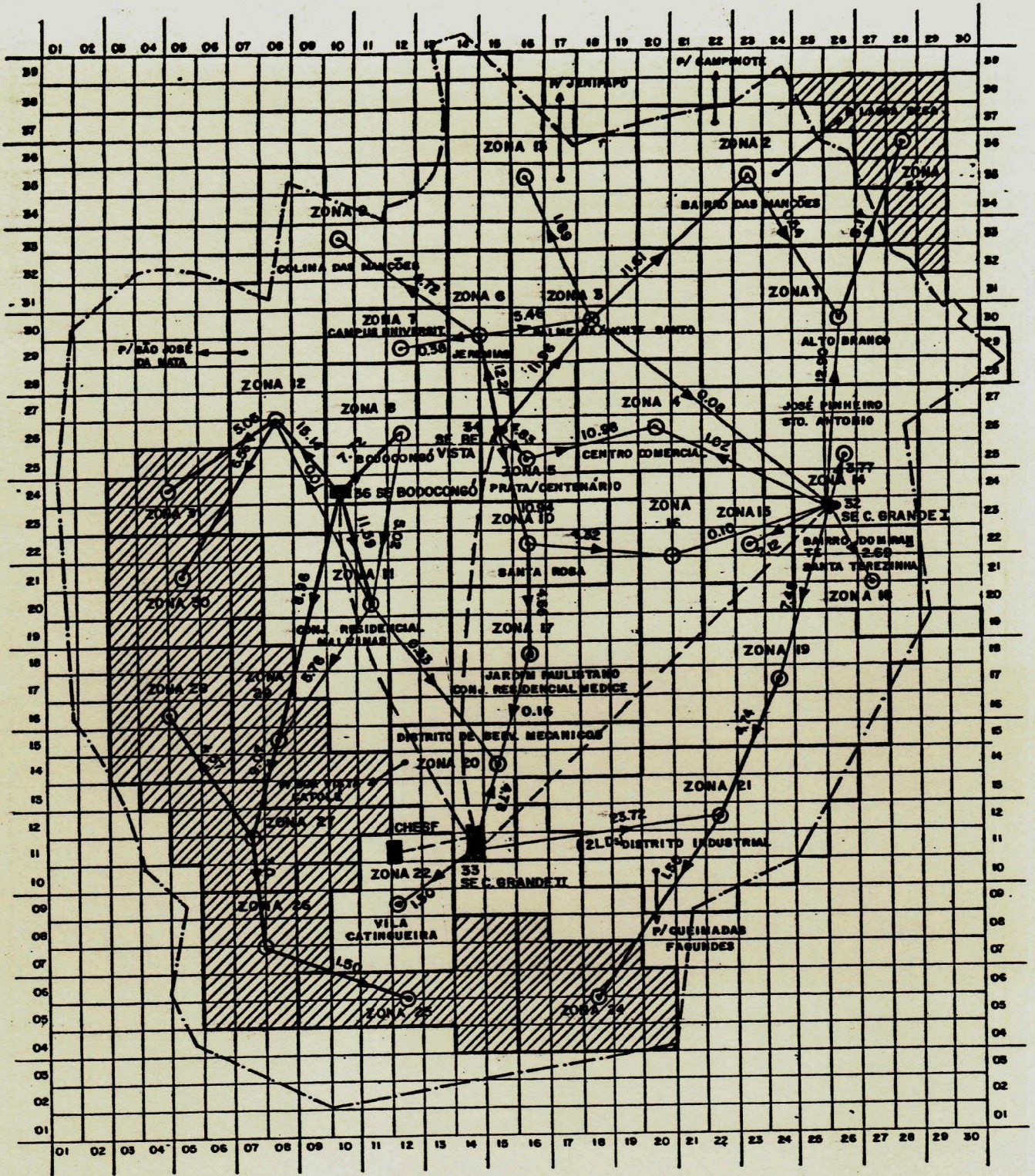


- ANO: 1988
- CUSTO DE IMPLANTAÇÃO: 226,73 MIL DÓLARES
- CAPACIDADE UTILIZADA DAS SUBESTAÇÕES:
 - C. GRANDE I: 26,5MW
 - C. GRANDE II: 16,2MW

LEGENDA:

--- LT 69KV

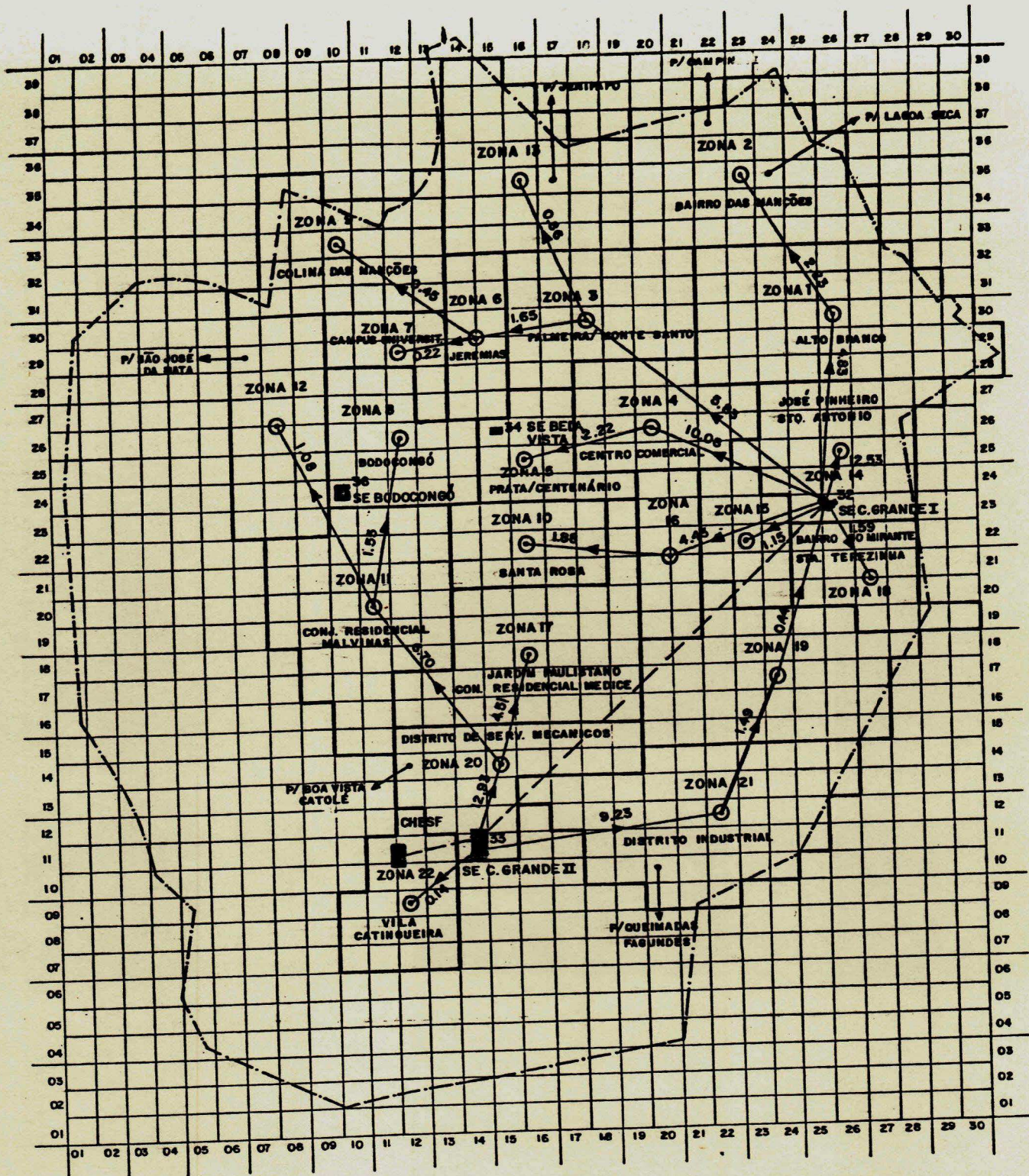
FIG. - 5.8 CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA DE SUBTRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE C. GRANDE EM 1988



- ANO: 2005
- CUSTO TOTAL DA EXPANSÃO: 2.205,15 MIL DÓLARES
- CAPACIDADE UTILIZADA DAS SUBESTAÇÕES:
- C. GRANDE I: 30,0 MW
- C. GRANDE II: 30,0 MW
- BELA VISTA: 50,0 MW
- BODOCONGÓ: 43,4 MW

LEGENDA:
 --- LT 69KV

FIG. - 5.9 CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA DE SUBTRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE C. GRANDE EM 2005

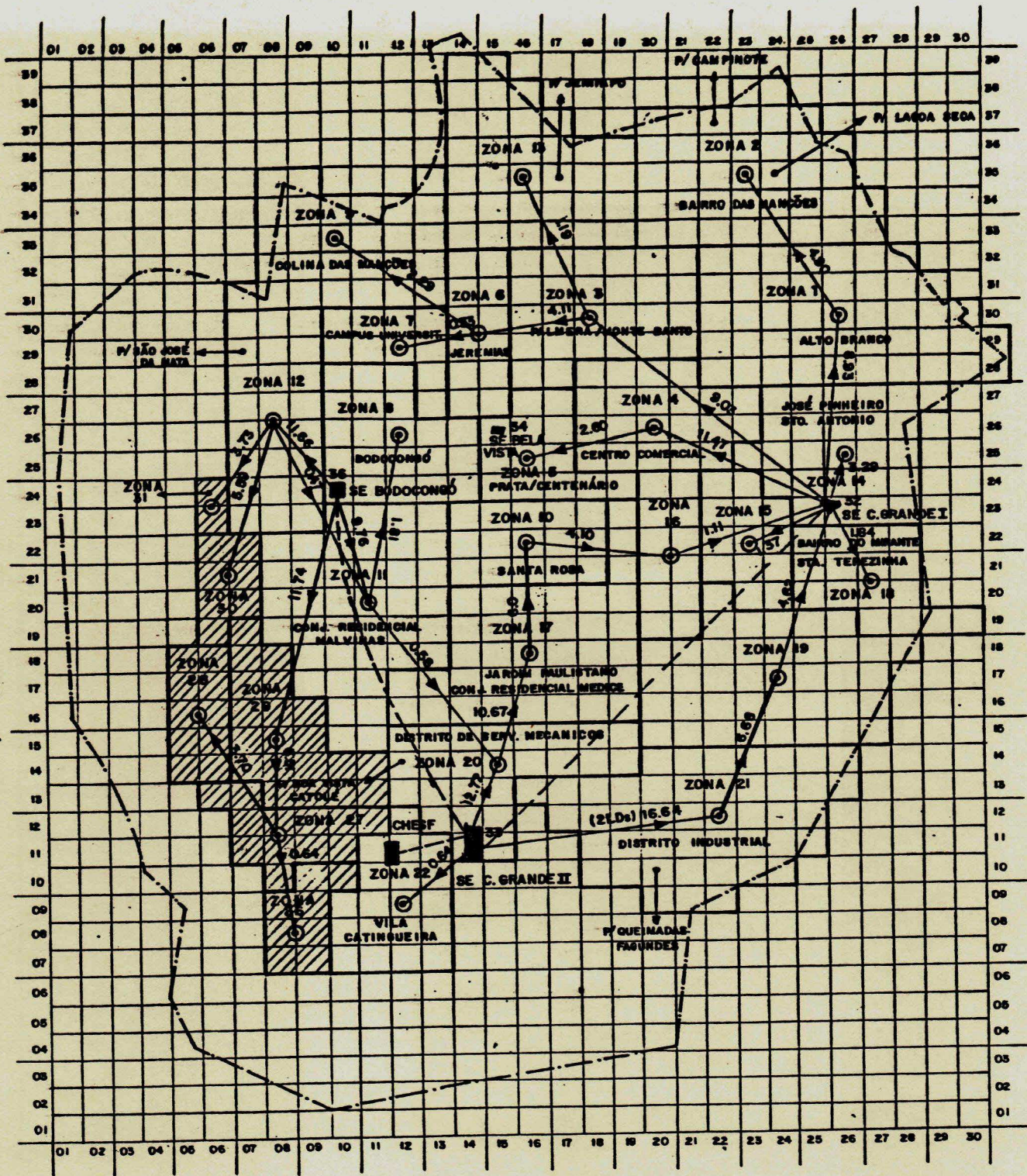


- ANO: 1991
- CUSTO TOTAL DE EXPANSÃO: 325,78 MIL DÓLARES
- CAPACIDADE UTILIZADA DAS SUBESTAÇÕES:
 - C. GRANDE I: 30,0 MW
 - C. GRANDE II: 22,3 MW

LEGENDA:

- LINHAS EXISTENTES
- LINHA ADICIONAL À CONFIGURAÇÃO
- LT 69KV

FIG. - 5.10 CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA DE SUBTRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE C. GRANDE EM 1991

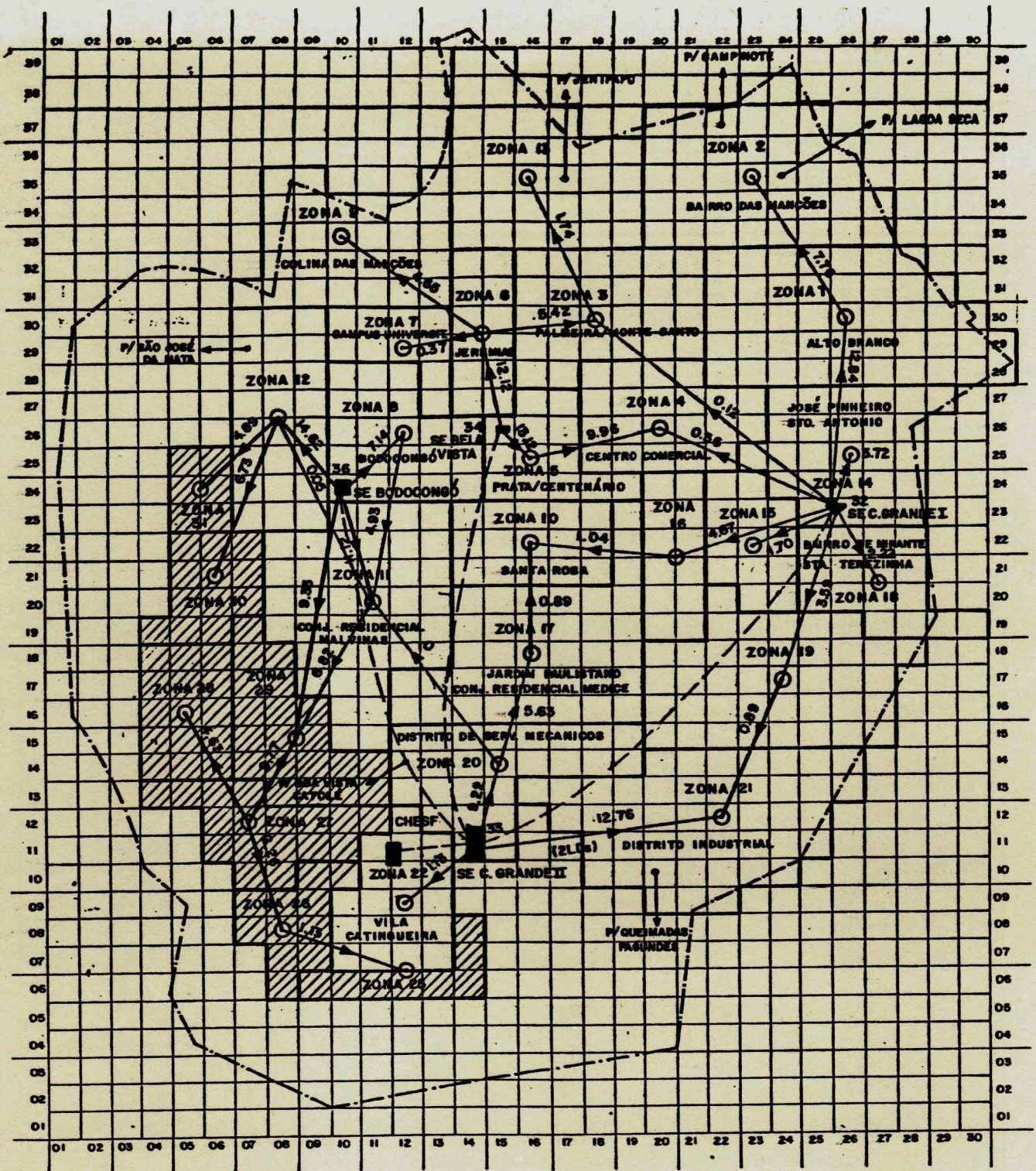


- ANO: 1995
- CUSTO TOTAL DA EXPANSÃO: 1.285,34 MIL DÓLARES
- CAPACIDADE UTILIZADA DAS SUBESTAÇÕES:
- C. GRANDE I: 30,0 MW
- C. GRANDE II: 30,0 MW
- BODOCONGÓ: 33,2 MW

LEGENDA:

- LINHA EXISTENTE
- LINHAS COMISSIONADAS EM 1991
- LINHAS ADICIONADAS
- LT 69KV

FIG. - 5.11 CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA DE SUBTRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE C. GRANDE EM 1995



- ANO: 2000
- CUSTO TOTAL DA EXPANSÃO: 1.108,99 MIL DÓLARES
- CAPACIDADE UTILIZADA DAS SUBESTAÇÕES:
- C. GRANDE I: 29,2MW
- C. GRANDE II: 23,1MW
- BODOCONGÓ: 42,2MW
- BELA VISTA: 25,2MW

LEGENDA:

- LINHAS EXISTENTES
- - - LINHAS COMISSIONADAS EM 1991 e 1995
- · · LINHAS ADICIONADAS
- - - LT 69kV

FIG. - 5.12 CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA DE SUBTRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE C. GRANDE EM 2000

para o sistema de distribuição aproximado de Campina Grande.

O APENDICE V contém os relatórios de saída do programa. As saídas correspondem aos anos estudados 1988, 1991, 1995, 2000 e 2005 e apresentam somente a solução ótima encontrada.

Nos relatórios de saída encontram-se informações sobre os custos do sistema, a capacidade e área de influência das subestações e os fluxos de potência ativa, provenientes das equações do modelo matemático e de uma subrotina de fluxo de potência linearizado existente no programa. Os fluxos provenientes do modelo matemático são aproximados porque as equações não consideram as tensões nos nós.

Das configurações obtidas com o programa LOCASUB observou-se que:

- em 1988 somente existem as subestações Campina Grande I e II alimentando as cargas existentes. A capacidade da subestação C. Grande II foi ampliada para 30 MVA, entretanto foi utilizada somente 16 MW.
- em 1991 tornou-se necessária a construção do circuito unindo as zonas 21 e 19 a fim de aliviar a carga da subestação Campina Grande I que estava com sua capa-

cidade utilizada igual a nominal.

- implantação do terceiro ponto terminal (subestação Bodocongó) em 1995, objetivando atender as cargas das novas zonas provenientes da expansão do sudoeste da cidade;
- construção do segundo circuito Campina Grande II- ZONA 21 e do primeiro circuito ZONA17-ZONA10, objetivando atender as cargas ao norte da cidade pela subestação Campina Grande II, em 1995;
- implantação do quarto ponto terminal (subestação Bela Vista) em 2000, localizado próximo ao centro comercial de C. Grande visando atender as cargas ao norte da cidade.

5.4.3 - Análise do Sistema de Subtransmissão de Campina Grande

Após a definição da rede de distribuição da cidade, efetuou-se a interligação das subestações de subtransmissão e integração das novas subestações ao sistema.

As figuras 5.8 a 5.12 apresentam a rede de subtransmissão obtida. A metodologia utilizada é a mesma da rede de distribuição, sendo que o grafo representativo do sistema possui menos ligações. Na configuração do ano horizonte, observou-se que as subestações são interligadas ra-

dialmente. Isto deve-se ao fato do modelo não contemplar restrições de segurança e a configuração radial ser mais atrativa economicamente que a configuração em anel.

5.5 - CONCLUSÃO

O trabalho apresentou um modelo matemático para o problema de alocação ótima de subestações com base na teoria de programação matemática. Tal modelo é composto de:

- uma função objetivo que representa os custos envolvidos no planejamento, tais como custos de perda, custo de instalação de linhas e subestações, a serem minimizados;
- um conjunto de restrições que garante o balanço de potência nas barras do sistema;
- um conjunto de restrições que garante um fluxo na linha nunca superior a seu limite térmica;
- um conjunto de restrições que limita o número de circuitos entre as barras.

Um programa foi desenvolvido com base no modelo, utilizando como técnica de solução o Ramo e Limite (Branch and Bound) e tem capacidade para:

- 80 barras
- 250 linhas e/ou transformadores
- 10 localizações de subestações

O programa mostrou-se útil na escolha:

- das adições econômicas de linhas de um sistema elétrico, dentre um conjunto de adições propostas;
- das localizações de subestação de menor custo, dentre um conjunto de localizações possíveis.

O programa poderá ainda ser utilizado em estudos de sensibilidade, a fim de avaliar o impacto no sistema de mudanças:

- nas taxas de crescimento de carga e nos cenários de evolução da carga;
- nos custos de perda, instalação de linhas e subestações;
- na capacidade nominal das subestações e/ou linhas.

Análises adicionais poderão ser feitas utilizando as configurações otimizadas, em outros programas (fluxo de carga, curto-circuito etc).

Observou-se que para sistemas grandes (que gerem mais de 100 variáveis inteiras) o problema poderá atingir um tempo computacional elevado. Nesses casos o planejador deve fornecer configurações de relativa otimizade ou analisar partes do sistema (subsistemas) por vez.

Recomenda-se para trabalhos futuros na área:

- adição ao modelo de restrições relativas a manutenção

dos níveis de tensão do sistema dentro dos critérios de planejamento;

- adição ao modelo, de restrições de confiabilidade;
- automatização da metodologia utilizada para evolução do sistema a longo prazo;
- estudos e implementação computacional de outras técnicas de resolução dos modelos de programação matemática e critérios de seleção de nó ou variável de ramificação, objetivando aumentar a eficiência do algoritmo utilizado.

ANEXO

MANUAL DO PROGRAMA

1. INTRODUÇÃO

Apresenta-se neste apêndice as características do programa LOCASUB, sua estrutura básica, seus recursos e a introdução dos dados de entrada.

No final um breve comentário sobre os relatórios de saída também é feito.

2. ESTRUTURA DO PROGRAMA

O programa de localização de subestação é composto pelos seguintes módulos:

- Módulo 1: formado pela subrotina LEDA que faz a leitura das informações elétricas e econômicas do sistema elétrico e contém os códigos de controle do programa.
- Módulo 2: formado pelo programa BB e suas subrotinas BACKUP, BRANCH, DUAL, ISTALL, PNODE, RESTRT que resolvem a parte inteira do problema de localização de Subestações.
- Módulo 3: formado pelo programa LINP e suas subrotinas LP, DOANLP, ADDCON, CHACC, CHBSIS, CHSLCK, COPY,

FIRSTB, EIXIT, IPRINT, ISOPT, NEWVEC, REDUCE, REVERT, SEEKX, SEEKY, que resolvem a parte linear do problema.

- Módulo 4: formado pelas subrotinas FLUXCC, MIOS1R, MIOS2R, MIOS3R, MIOS4R, que resolvem um fluxo de carga simplificado para cada sistema elétrico encontrado como solução.
- Módulo 5: formado pela subrotina SAIDA, que emite um relatório com todas as informações técnicas e econômicas encontradas.

O programa pode ser usado para a solução em que se considera todos os custos fixos associados as linhas e subestações ou para uma solução simplificada em que se considera os custos apenas para algumas ou nenhuma linha. A escolha entre as alternativas deverá obedecer ao compromisso entre tempo e precisão dos resultados.

A capacidade do programa é de:

- 30 barras
- 250 linhas e/ou transformadores
- 10 localizações possíveis de subestação

3. DADOS DE ENTRADA

Os dados para o Programa de localização de subestação são de três tipos:

- 1) dados gerais e de controle
- 2) dados de barra
- 3) dados de linha e/ou transformadores

3.1 - Dados Gerais e de Controle

REGISTRO 1:

TITULO (colunas de 2 a 61) contém o título do estudo, identificando o sistema elétrico estudado.

REGISTRO 2:

IANO (colunas de 2 a 5) ano de estudo

IPRT (colunas de 7 a 8). Esse código não é necessário quando se deseja listar todas as soluções encontradas. Se for utilizado 1 somente a solução ótima será imprimida.

IMDEX (colunas 10 a 11) Esse código não é necessário quando se trata do estudo para expansão do sistema elétrico. Para os casos de implantação do sistema elétrico o código 1 deve ser usado.

IDIFI (colunas 13 a 17) Esse dado representa a maior diferença de custo (em pu) possível de existir entre duas soluções descritas. Se esse dado não for usado a diferença entre os custos encontrados pode ser qualquer uma encontrada pela programa durante a procura pela solução inteira.

ITER (colunas de 19 a 24). Esse dado representa o número total de iterações do programa. É um dado de controle que permite ao usuário interagir com o programa fazendo-o parar quando o tempo de solução não for satisfatório.

REGISTRO 3:

SBASE (colunas de 2 a 7) base de potência em MW

CBASE (colunas de 9 a 14) base dos custos em qualquer unidade monetária escolhida.

3.2 - Dados de Barra

REGISTRO 1:

NU (colunas de 2 a 4) número da barra

ANOME (colunas de 6 a 15) nome da barra

IDENSU (colunas de 17 a 18). Esse código deve ser usado com valor 1 para as barras de subestações a serem instaladas caso contrário, o campo pode ser deixado em branco.

PG (colunas de 20 a 25) potência disponível nas barras de subestação em MW.

PC (colunas de 17 a 32) potência de carga na barra em MW.

CFIXSU (colunas de 34 a 40) custo total associado a instalação da subestação, podendo compreender mão-de-obra, terreno, equipamentos, custos de manutenção capitalizados e outros de importância para a empresa, na unidade monetária especificada em CBASE (registro 3, colunas de 9 a 14).

Após a entrada dos dados de todas as barras do sistema o código 999 nas colunas de 1 a 3 deve ser usado para indicar o término dos dados de barra.

3.3 - Dados de Linha

REGISTRO 1:

IDE (colunas de 2 a 4) número da barra de saída da linha.

IPARA (colunas de 6 a 8) número da barra de chegada da linha.

KERO (colunas de 10 a 11). Esse código com valor 1 indica que existe apenas uma direção possível de fluxo na linha. Se esse campo for deixado em branco o programa considerará duas direções possíveis de fluxo na linha.

STATUS (colunas de 13 a 14) A utilização desse código com o

valor 1 indica que a linha associada já existe no sistema. O campo é deixado em branco para as linhas possíveis de serem instaladas (linhas novas). No caso de implantação de um sistema elétrico esse campo é deixado sempre em branco.

LIMIT (colunas de 16 a 17) número máximo possível de circuito entre duas barras.

CAPMAX (colunas de 19 a 24) fluxo máximo admissível na linha em MW.

CV (colunas de 26 a 31) custo associado às perdas na linha, na unidade monetária escolhida por MW.

FCUSTO (colunas de 33 a 38) Somatório de todos os custos associados a instalação da linha no sistema elétrico com exceção do custo do condutor, na unidade monetária escolhida.

CTPKM (colunas de 40 a 45) custo do condutor na unidade monetária escolhida, por quilômetro.

COMP (colunas de 47 a 52) comprimento da linha em quilômetros.

XSER (colunas de 54 a 60) reatância série da linha em pu/km

Ao término dos dados de linha as colunas de 1 a 3 devem ser preenchidas com o código 999 indicando fim dos dados de linha.

4. MENSAGENS DO PROGRAMA

O programa apresenta ao longo de suas subrotinas, mensagens de erro que facilitarão na depuração dos dados de entrada e mensagens de controle, que ajudarão o usuário a interagir com o programa.

EX1: VOCE ESPECIFICOU UM PROBLEMA DEMASIADAMENTE GRANDE PARA O PROGRAMA

A mensagem indica que o número de linhas e/ou subestações a serem alocadas ultrapassam a capacidade do programa

EX2: VOCE ESTA TENTANDO RESOLVER UM PROBLEMA QUE E DEMASIADAMENTE GRANDE PARA O PROGRAMA.

Essa mensagem seguida de uma outra informando o tamanho do maior problema que o programa pode resolver indica um erro no número de linhas e/ou subestação a serem alocadas.

SUGESTÃO: diminua o nº de linhas e/ou subestação a serem alocadas para a capacidade do programa ou altere essas capacidades.

EX3: ***** EXISTE UM ERRO NOS SEUS DADOS DE ENTRADA *****

para qualquer erro nos dados de entrada, incluindo os casos acima, essa mensagem será impressa e a execução é suspensa imediatamente.

EX4: A SOLUÇÃO ÓTIMA PARA O SISTEMA EM ESTUDO É A No. xx

A mensagem acima fornece ao usuário informação de quantas soluções foram obtidas até a ótima. Com isso o usuário poderá optar pela impressão de apenas parte das soluções, quando o número delas for muito grande, imprimindo apenas a solução ótima.

EX5: ESTA SOLUÇÃO FOI OBTIDA NA ITERAÇÃO xx

Essa mensagem serve de guia ao usuário para saber quantas iterações do método do ramo e limite estão sendo desenvolvidas em cada solução.

5. LIMITAÇÕES DO PROGRAMA

Internamente, o programa converte todos os dados de entrada relacionados com potência e custos para pu nas bases de potência e de custo, fornecidas nos dados de entrada e converte novamente os resultados obtidos de pu para valores em MW e unidade monetária impressos no relatório de saída.

O modelo utilizado na resolução do problema introduz a capacidade da subestação na matriz A do problema, formada pelos coeficientes das variáveis X_{ij} das restrições, causando uma discrepância muito grande entre os coeficientes da matriz. Isto leva a problema na inversão da matriz durante a fase linear do processo de resolução. Para evitar tais problemas resolveu-se trabalhar com valores em pu escolhendo-se a base de potência tal que os coeficientes estejam em uma faixa mais estreita de valores e as bases de custo, tais que o custo de perda seja menor que os custo de instalação de linha, que por sua vez deverá ser menor que o de instalação de subestação.

O problema de alocação aqui apresentado adota um modelamento dos mais precisos encontrados na literatura [3], [4], [5] haja vista, que não só os custos de perda mas também os custos de instalação de equipamentos foram modelados. Esse modelamento de custos de instalação requer um tempo razoável de processamento para sistemas de grande porte.

Baseado nisso, o programa possui códigos de controle que permitem ao usuário interagir com ele definindo o tempo viável de execução.

São os códigos ITER e IDIF já mencionados na seção 3.1.

Além disso o programa está preparado para execução de um modelo mais simplificado, menos preciso porém mais rápido, onde somente os custos de perda e de instalação de subestação são considerados. Para isso é suficiente deixar os campos de custos associados a instalação das linhas em branco.

Nos problemas de expansão em etapas, somente para as configurações inicial e do ano horizonte, o tempo computacional poderá tornar-se um tanto elevado, porque é grande o número de ligações alternativas a se considerar. Para as configurações intermediárias o tempo é bem pequeno porque o universo das ligações já foi restringido pela configuração do ano horizonte.

6. RELATORIO DE SAIDA

Há duas opções para o relatório de saída:

- 1) O programa imprime automaticamente após sua execução um relatório completo com todas as soluções encontradas. A impressão dessas soluções é muito útil ao planejador que poderá assim, analisar as várias alternativas de resolver seu problema escolhendo a mais viável delas para suas condições operacionais e econômicas.
- 2) O programa, através do código IPRT, imprime somente a ótima, isto é, a solução com o menor custo.

Cada relatório de saída nas opções 1 e 2, apresenta inicialmente um conjunto de tabelas com os dados de entrada, (de barra e de linha) do sistema estudado.

O relatório de saída para cada solução apresenta informações econômicas e elétricas das configurações obtidas.

6.1 - Informações Econômicas

Os informes econômicos mostram o ano para o qual o estudo está sendo feito, o número total de linhas instaladas no sistema incluindo as linhas paralelas e o número de subestações instaladas.

Posteriormente tem-se a tabela de linhas adicionadas, que

contém a discriminação de todas as linhas instaladas no sistema, com seus custos de perda e de instalação.

A tabela de linhas existentes contém a discriminação de todas as linhas existentes na configuração atual do sistema com seus respectivos custos de perda. Para a implantação de um novo sistema essa tabela não é impressa já que o sistema será composto somente por linhas novas.

A tabela de subestações existentes mostra todas as subestações existentes no sistema com suas capacidades previstas e efetivamente utilizadas.

As tabelas de subestações instaladas mostram todas as novas subestações com suas capacidades previstas pelo planejador e efetivamente solicitadas pelas cargas e o custo de instalação de cada uma delas.

6.2 - Informes Técnicos

O relatório apresenta uma tabela de fluxos ótimos aproximados mostrando o fluxo em MW existente em cada uma das linhas do sistema. São fluxos aproximados porque não são obtidos através de equações elétricas.

As tabelas de área de influência para as subestações novas e existentes definem os pontos que cada uma das subestações

deverá alimentar diretamente.

Depois de encontrada a configuração do sistema expandido ou implantado, o programa automaticamente executará um fluxo de carga linear para tal sistema fornecendo os fluxos ativos em MW, para cada uma das linhas e o balanço de potência. O programa escolhe automaticamente a barra de balanço como sendo a de maior geração. O motivo pelo qual optou-se pelo fluxo de carga linear, foi a falta de informação sobre os reativos do sistema durante a fase de planejamento.

APENDICE I

DADOS DE ENTRADA DO SISTEMA DE SUBTRANSMISSÃO GARVER

ENTRY

SISTEMA DE SUBTRANSMISSAO DO GAI VER
1988

100.00 1000.0

002 FT1	00	0.0	240.00				
004 SOBRAL	00	0.00	160.00				
001 ICD	00	50.00	80.00				
005 CAMOCIM	00	0.00	240.00				
006 FORTALEZA	01	300.00	0.0	13600.			
008 LAJES	01	300.00	0.0	8000.			
003 FT2	00	165.00	40.00				
007 CANINDE	01	300.00	0.0	14000.			

999

001	002	00	01	4	100.0	40.00	C.0	100.00	40.00	0.01
001	003	00	00	4	100.0	38.00	C.0	100.00	38.00	0.01
001	004	00	01	4	80.0	60.00	C.0	100.00	60.00	0.01
001	005	00	01	4	100.0	20.00	C.0	100.00	20.00	0.01
001	006	00	00	4	70.0	68.00	C.0	100.00	68.00	0.01
001	007	00	00	4	100.0	20.00	C.0	100.00	20.00	0.01
001	008	00	00	4	100.0	20.00	C.0	100.00	20.00	0.01
002	003	00	01	4	100.0	20.00	C.0	100.00	20.00	0.01
002	004	00	01	4	100.0	40.00	C.0	100.00	40.00	0.01
002	005	00	00	4	100.0	31.00	C.0	100.00	31.00	0.01
002	006	00	00	4	100.0	30.00	C.0	100.00	30.00	0.01
002	007	00	00	4	100.0	16.00	C.0	100.00	16.00	0.01
002	008	00	00	4	100.0	10.00	C.0	100.00	10.00	0.01
003	004	00	00	4	82.0	59.00	C.0	100.00	59.00	0.01
003	005	00	01	4	100.0	20.00	C.0	100.00	20.00	0.01
003	006	00	00	4	100.0	48.00	C.0	100.00	48.00	0.01
003	007	00	00	4	100.0	10.00	C.0	100.00	10.00	0.01
003	008	00	00	4	100.0	30.00	C.0	100.00	30.00	0.01
004	005	00	00	4	75.0	63.00	C.0	100.00	63.00	0.01
004	006	00	00	4	100.0	30.00	C.0	100.00	30.00	0.01
004	007	00	00	4	80.0	70.00	C.0	100.00	70.00	0.01
004	008	00	00	4	100.0	40.00	C.0	100.00	40.00	0.01
005	006	00	00	4	78.0	61.00	C.0	100.00	61.00	0.01
005	007	00	00	4	100.0	15.00	C.0	100.00	15.00	0.01
005	008	00	00	4	100.0	30.00	C.0	100.00	30.00	0.01

999

0

ENTRY

SISTEMA DE SUBTRANSMISSAO DO CARVER
1988

100.00 1000.0

002	FT1	00	0.0	240.00						
004	SOBRAL	00	0.00	160.00						
001	ICO	00	50.00	80.00						
005	CAMOCIM	00	0.00	240.00						
006	FORTALEZA	01	545.00	0.0	13600.					
008	LAJES	01	545.00	0.0	8000.					
003	FT2	00	165.00	40.00						
007	CANINDE	01	545.00	0.0	14000.					
999										
001	002	00	01	4	100.0	40.00	C.0	100.00	40.00	0.01
001	003	00	00	4	100.0	38.00	C.0	100.00	38.00	0.01
001	004	00	01	4	80.0	60.00	C.0	100.00	60.00	0.01
001	005	00	01	4	100.0	20.00	C.0	100.00	20.00	0.01
001	006	00	00	4	70.0	68.00	C.0	100.00	68.00	0.01
001	007	00	00	4	100.0	20.00	C.0	100.00	20.00	0.01
001	008	00	00	4	100.0	20.00	C.0	100.00	20.00	0.01
002	003	00	01	4	100.0	20.00	C.0	100.00	20.00	0.01
002	004	00	01	4	100.0	40.00	C.0	100.00	40.00	0.01
002	005	00	00	4	100.0	31.00	C.0	100.00	31.00	0.01
002	006	00	00	4	100.0	30.00	C.0	100.00	30.00	0.01
002	007	00	00	4	100.0	16.00	C.0	100.00	16.00	0.01
002	008	00	00	4	100.0	10.00	C.0	100.00	10.00	0.01
003	004	00	00	4	82.0	59.00	C.0	100.00	59.00	0.01
003	005	00	01	4	100.0	20.00	C.0	100.00	20.00	0.01
003	006	00	00	4	100.0	48.00	C.0	100.00	48.00	0.01
003	007	00	00	4	100.0	10.00	C.0	100.00	10.00	0.01
003	008	00	00	4	100.0	30.00	C.0	100.00	30.00	0.01
004	005	00	00	4	75.0	63.00	C.0	100.00	63.00	0.01
004	006	00	00	4	100.0	30.00	C.0	100.00	30.00	0.01
004	007	00	00	4	80.0	70.00	C.0	100.00	70.00	0.01
004	008	00	00	4	100.0	40.00	C.0	100.00	40.00	0.01
005	006	00	00	4	78.0	61.00	C.0	100.00	61.00	0.01
005	007	00	00	4	100.0	15.00	C.0	100.00	15.00	0.01
005	008	00	00	4	100.0	30.00	C.0	100.00	30.00	0.01

999

0

APENDICE II

RELATORIO DE SAIDA DO SISTEMA DE SUBTRANSMISSAO GARVER

INFORMES ECONOMICOS

SOLUCAO NO. 3

ANO 1988

CUSTO TOTAL DO SISTEMA 47000.00

TOTAL DE LINHAS ADICIONADAS 6

TOTAL DE SUBESTACOES INSTALADAS 2

LINHAS ADICIONADAS

BARRA DE NOME	BARRA NO.	PARA NOME	QUANTIDADE	CUSTO TOTAL FIXO	CUSTO TOTAL DE TRANSPORTE
CANINDE	1	ICO	1	2000.00	1800.00
LAJES	2	FT1	3	3000.00	3000.00
CANINDE	5	CAMOCIM	2	3000.00	3000.00
TOTAL			6	8000.00	7800.00

LINHAS EXISTENTES

BARRA DE NO.	NOME	BARRA PARA NO.	NOME	CUSTO DE TRANSPORTE
1	ICO	2	FT1	0.00
1	ICO	4	SOBRAL	3599.99
1	ICO	5	CAMOCIM	0.00
3	FT2	2	FT1	800.00
2	FT1	4	SOBRAL	4000.00
3	FT2	5	CAMOCIM	800.00
TOTAL				9199.99

SUBESTACOES EXISTENTES

NO.	NOME	CAPACIDADE	
		PREVISTA(MW)	UTILIZADA(MW)
1	ICC	50.00	50.00
3	FT2	165.00	120.00

SUBESTACOES INSTALADAS

NO.	NOME	CAPACIDADE (MW)		CUSTO
		PREVISTA(MW)	UTILIZADA(MW)	
8	LAJES	300.00	300.00	8000.00
7	CANINDE	300.00	290.00	14000.00
TOTAL				22000.00

INFORMES TECNICOS

FLUXOS OTIMOS APROXIMADOS

DA BARRA NC.	NOME	PARA BARRA NC.	NOME	FLUXO (MW)
1	ICO	2	FT1	0.00
1	ICO	4	SOBRAL	60.00
1	ICO	5	CAMOCIM	0.00
7	CANINDE	1	ICO	90.00
3	FT2	2	FT1	40.00
2	FT1	4	SOBRAL	100.00
8	LAJES	2	FT1	300.00
3	FT2	5	CAMOCIM	40.00
7	CANINDE	5	CAMOCIM	200.00

AREAS DE INFLUENCIA DAS SUBESTACOES EXISTENTES

SUBESTACAO	PONTOS SUPRIDOS
1 ICO	1 4
3 FT2	3 2 5

AREAS DE INFLUENCIA DAS SUBESTACOES NOVAS

SUBESTACAO	PONTOS SUPRIDOS
8 LAJES	2
7 CANINDE	1 5

FLUXO DE CARGA LINEARIZADO

DADOS GERAIS

NUMERO DE BARRAS	NUMERO DE LINHAS	POTENCIA BASE(MW)	BARRA DE REFERENCIA
7	9	100.00	8

DADOS DE BARRA				X FLUXO NAS LINHAS		
BARRA	NOME	PFIRME-MW	CARGA-MW	BARRA	FLUXO-MW	
1	ICO	50.00	80.00	2	FT1	-2.96
				4	SOBRAL	62.81
				5	CAMOCIM	-6.23
				7	CANINDE	-83.62
2	FT1	0.00	240.00	1	ICO	2.96
				3	FT2	-40.15
				4	SOBRAL	97.19
				8	LAJES	-300.00
3	FT2	120.00	40.00	2	FT1	40.15
				5	CAMOCIM	39.85
4	SOBRAL	0.00	160.00	1	ICO	-62.81
				2	FT1	-97.19
5	CAMOCIM	0.00	240.00	1	ICO	6.23
				3	FT2	-39.85
				7	CANINDE	-206.38
7	CANINDE	290.00	0.00	1	ICO	83.62
				5	CAMOCIM	206.38
8	LAJES	300.00	0.00	2	FT1	300.00
		760.00	760.00			

INFORMES ECONOMICOS

SOLUCAO NO. 6

ANC 1988

CUSTO TOTAL DO SISTEMA 36850.00

TOTAL DE LINHAS ADICIONADAS 6

TOTAL DE SUBESTACOES INSTALADAS 1

LINHAS ADICIONADAS

ARRA DE NOME	BARRA NO.	PARA NOME	QUANTIDADE	CUSTO TOTAL FIXO DE TRANSPORTE
LAJES	1	ICD	1	2000.00 1400.00
LAJES	2	FT1	3	3000.00 2750.00
LAJES	4	SOBRAL	1	4000.00 4000.00
LAJES	5	CAMOCIM	1	3000.00 3000.00
TOTAL			6	12000.00 11150.00

LINHAS EXISTENTES

BARRA DE NO.	NOME	BARRA PARA NO.	NOME	CUSTO DE TRANSPORTE
1	ICD	2	FT1	0.00
1	ICD	4	SOBRAL	0.00
1	ICD	5	CAMOCIM	800.00
3	FT2	2	FT1	500.00
2	FT1	4	SOBRAL	2400.00
3	FT2	5	CAMOCIM	2000.00
TOTAL				5700.00

SUBESTACOES EXISTENTES

NO.	NOME	CAPACIDADE	
		PREVISTA(MW)	UTILIZADA(MW)
1	ICC	50.00	50.00
3	FT2	165.00	165.00

SUBESTACOES INSTALADAS

NO.	NOME	CAPACIDADE (MW)		CUSTO
		PREVISTA(MW)	UTILIZADA(MW)	
8	LAJES	545.00	545.00	8000.00
TOTAL				8000.00

INFORMES TECNICOS

FLUXOS OTIMOS APROXIMADOS

DA BARRA NO.	BARRA NOME	PARA BARRA NO.	BARRA NOME	FLUXO (MW)
1	ICO	2	FT1	0.00
1	ICO	4	SOBRAL	0.00
1	ICO	5	CAMOCIM	40.00
8	LAJES	1	ICO	70.00
3	FT2	2	FT1	25.00
2	FT1	4	SOBRAL	60.00
8	LAJES	2	FT1	275.00
3	FT2	5	CAMOCIM	100.00
8	LAJES	4	SOBRAL	100.00
8	LAJES	5	CAMOCIM	100.00

AREAS DE INFLUENCIA DAS SUBESTACOES EXISTENTES

SUBESTACAO	PONTOS SUPRIDOS
1 ICO	1 5
3 FT2	3 2 5

AREAS DE INFLUENCIA DAS SUBESTACOES NOVAS

SUBESTACAO	PONTOS SUPRIDOS
8 LAJES	1 2 4 5

FLUXO DE CARGA LINEARIZADO

DADOS GERAIS

NUMERO DE BARRAS	NUMERO DE LINHAS	POTENCIA BASE (MW)	BARRA DE REFERENCIA
6	10	100.00	8

DADOS DE BARRA				X	FLUXO NAS LINHAS	
BARRA	NOME	PFIRME-MW	CARGA-MW	BARRA	NOME	FLUXO-MW
1	ICO	50.00	80.00	2	FT1	-17.93
				4	SOBRAL	24.94
				5	CAMOCIM	47.61
				8	LAJES	-84.62
2	FT1	0.00	240.00	1	ICO	17.93
				3	FT2	-20.76
				4	SOBRAL	55.34
				8	LAJES	-292.51
3	FT2	165.00	40.00	2	FT1	20.76
				5	CAMOCIM	104.24
4	SOBRAL	0.00	160.00	1	ICO	-24.94
				2	FT1	-55.34
				8	LAJES	-79.72
5	CAMOCIM	0.00	240.00	1	ICO	-47.61
				3	FT2	-104.24
				8	LAJES	-88.15
8	LAJES	545.00	0.00	1	ICO	84.62
				2	FT1	292.51
				4	SOBRAL	79.72
				5	CAMOCIM	88.15
		760.00	760.00			

APENDICE III

DADOS DE ENTRADA DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO CELB

LATRY

FURNECIMENTO DE ENERGIA LLETIFICA A CIDADE DE C. GRANDE

1933 01
10.00 10.00

001 ZONA1		2.11
002 ZONA2		1.39
003 ZONA3		2.91
004 ZONA4		7.41
005 ZONA5		1.09
006 ZONA6		0.64
007 ZONA7		0.16
008 ZONA8		1.46
009 ZONA9		0.06
010 ZONA10		1.40
011 ZONA11		1.46
012 ZONA12		0.89
013 ZONA13		0.69
014 ZONA14		2.08
015 ZONA15		0.97
016 ZONA16		2.35
017 ZONA17		3.62
018 ZONA18		1.38
019 ZONA19		0.67
020 ZONA20		1.33
021 ZONA21		7.37
022 ZONA22		0.06
022 C.GRANDEI	30.0	240.00
033 C.GRANDEII	30.0	240.00

999							
001 002	1	13.	3.86	C.	0.	2.03	0.02
001 003	1	13.	5.48	O.	0.	2.87	0.02
001 004	1	13.	4.68	C.	0.	2.45	0.02
001 014	1	13.	2.98	C.	0.	1.56	0.02
002 003	1	13.	4.56	C.	0.	2.39	0.02
002 013	1	13.	5.04	C.	0.	2.64	0.02
003 004	1	13.	2.81	C.	0.	1.47	0.02
003 005	1	13.	3.55	C.	0.	1.86	0.02
003 006	1	13.	2.81	C.	0.	1.47	0.02
003 013	1	13.	3.61	C.	0.	1.89	0.02
004 005	1	13.	2.79	C.	0.	1.45	0.02
004 014	1	13.	4.30	C.	0.	2.25	0.02
004 015	1	13.	3.46	C.	0.	1.81	0.02
004 016	1	13.	3.15	C.	0.	1.65	0.02
005 006	1	13.	3.09	C.	0.	1.62	0.02
005 008	1	13.	3.42	O.	0.	1.79	0.02
005 010	1	13.	2.04	C.	0.	1.07	0.02
005 016	1	13.	3.71	C.	0.	1.94	0.02
006 007	1	13.	1.95	O.	0.	1.02	0.02
006 008	1	13.	3.13	C.	0.	1.64	0.02
006 009	1	13.	3.63	O.	0.	1.90	0.02
006 013	1	13.	3.93	C.	0.	2.06	0.02
007 008	1	13.	2.16	C.	0.	1.13	0.02
007 009	1	13.	2.54	O.	0.	1.33	0.02
007 012	1	13.	3.19	C.	0.	1.67	0.02
008 010	1	13.	3.88	C.	0.	2.03	0.02
008 011	1	13.	3.92	O.	0.	2.05	0.02
008 012	1	13.	2.71	C.	0.	1.42	0.02
009 012	1	13.	4.29	C.	0.	2.25	0.02
009 013	1	13.	4.49	O.	0.	2.35	0.02
010 011	1	13.	4.13	O.	0.	2.16	0.02
010 016	1	13.	3.25	C.	0.	1.70	0.02
010 017	1	13.	2.44	C.	0.	1.28	0.02
011 012	1	13.	4.74	O.	0.	2.48	0.02
011 017	1	13.	4.16	C.	0.	2.18	0.02
011 020	1	13.	4.91	C.	0.	2.57	0.02
014 015	1	13.	2.98	O.	0.	1.56	0.02
014 018	1	13.	3.04	C.	0.	1.59	0.02
015 016	1	13.	1.91	C.	0.	0.95	0.02
015 018	1	13.	3.02	C.	0.	1.58	0.02
015 019	1	13.	3.25	C.	0.	1.70	0.02
016 017	1	13.	3.71	C.	0.	1.94	0.02
016 019	1	13.	3.57	C.	0.	1.92	0.02
017 019	1	13.	5.33	C.	0.	2.79	0.02
017 020	1	13.	3.02	C.	0.	1.58	0.02
018 019	1	13.	3.30	C.	0.	1.73	0.02
019 020	1	13.	6.59	C.	0.	3.45	0.02
019 021	1	13.	3.61	C.	0.	1.90	0.02
020 021	1	13.	4.78	O.	0.	2.50	0.02
020 022	1	13.	3.78	C.	0.	1.98	0.02
032 001	1	13.	4.27	C.	0.	2.21	0.02
032 003	1	13.	6.07	C.	0.	3.04	0.02
032 004	1	13.	4.25	O.	0.	2.33	0.02
032 014	1	13.	1.74	O.	0.	0.67	0.02
032 015	1	13.	2.02	C.	0.	1.09	0.02
032 016	1	13.	3.18	O.	0.	2.03	0.02
032 019	1	13.	1.75	O.	0.	1.02	0.02
032 019	1	13.	4.74	C.	0.	2.27	0.02
032 017	1	13.	4.78	C.	0.	2.49	0.02
032 019	1	13.	7.07	C.	0.	4.09	0.02
032 020	1	13.	1.74	C.	0.	0.91	0.02
032 021	1	13.	5.04	C.	0.	2.64	0.02
032 022	1	13.	3.33	C.	0.	1.22	0.02
999							

ENTREY

FORNECIMENTO DE ENERGIA ELETRICA A CIDADE DE C. GRANDE
1991

10.00	10.00							
001	ZONA1			2.60				
002	ZONA2			2.23				
003	ZONA3			3.32				
004	ZONA4			7.86				
005	ZONA5			2.22				
006	ZONA6			0.98				
007	ZONA7			0.22				
008	ZONA8			1.55				
009	ZONA9			0.45				
010	ZONA10			1.88				
011	ZONA11			4.07				
012	ZONA12			1.08				
013	ZONA13			0.86				
014	ZONA14			2.53				
015	ZONA15			1.15				
016	ZONA16			2.55				
017	ZONA17			4.51				
018	ZONA18			1.59				
019	ZONA19			1.05				
020	ZONA20			1.72				
021	ZONA21			7.74				
022	ZONA22			0.14				
032	C. GRANDE I		30.0			240.00		
033	C. GRANDE II		30.0			240.00		
034	BELA VISTA	01	50.0			400.00		
036	BODOCINGO	01	50.0			400.00		
999								
001	002	1	13.	3.88	10.	10.	2.03	0.02
002	003		1	13.	4.56	10.	10.	2.39
003	006	1	13.	2.81	10.	10.	1.47	0.02
003	013	1	13.	3.61	10.	10.	1.89	0.02
004	005	1	13.	2.79	10.	10.	1.46	0.02
006	007	1	13.	1.95	10.	10.	1.02	0.02
006	009	1	13.	3.63	10.	10.	1.90	0.02
008	011	1	13.	3.92	10.	10.	2.05	0.02
010	016	1	13.	3.25	10.	10.	1.70	0.02
010	017		1	13.	2.44	10.	10.	1.28
011	012	1	13.	4.74	10.	10.	2.48	0.02
011	020	1	13.	4.91	10.	10.	2.57	0.02
017	020	1	13.	3.02	10.	10.	1.58	0.02
019	021		1	13.	3.61	10.	10.	1.89
032	001	1	13.	4.22	10.	10.	2.21	0.02
032	003	1	13.	6.95	10.	10.	2.21	0.02
032	004	1	13.	4.45	10.	10.	3.64	0.02
032	014	1	13.	1.28	10.	10.	2.33	0.02
032	015	1	13.	2.08	10.	10.	0.67	0.02
032	016	1	13.	3.88	10.	10.	1.09	0.02
032	018	1	13.	1.95	10.	10.	2.03	0.02
032	019	1	13.	4.24	10.	10.	1.02	0.02
033	020	1	12.	1.74	10.	10.	2.22	0.02
033	021	1	1	13.	5.04	10.	0.91	0.02
033	022	1	13.	3.33	10.	10.	2.64	0.02
034	003		1	13.	3.55	10.	1.22	0.02
034	005		1	13.	1.15	10.	1.86	0.02
034	006		1	13.	2.22	10.	0.60	0.02
034	010		1	13.	2.69	10.	1.16	0.02
036	003		1	13.	1.64	10.	1.41	0.02
036	011		1	13.	2.79	10.	0.86	0.02
036	012		1	13.	2.14	10.	1.46	0.02
999							1.12	0.02

ENTRY

FORNECIMENTO DE ENERGIA ELETRICA A CIDADE DE C. GRANDE
1995

10.00 10.00

001 ZONA1	4.03
002 ZONA2	4.90
003 ZONA3	3.73
004 ZONA4	8.87
005 ZONA5	2.60
006 ZONA6	1.49
007 ZONA7	0.33
008 ZONA8	1.81
009 ZONA9	2.29
010 ZONA10	1.90
011 ZONA11	7.84
012 ZONA12	1.87
013 ZONA13	1.19
014 ZONA14	3.29
015 ZONA15	1.37
016 ZONA16	2.99
017 ZONA17	4.67
018 ZONA18	1.84
019 ZONA19	1.86
020 ZONA20	2.63
021 ZONA21	9.96
022 ZONA22	0.64
026 ZONA26	0.64
027 ZONA27	2.17
028 ZONA28	3.70
029 ZONA29	5.23
030 ZONA30	5.59
031 ZONA31	3.73

022 C.GRANDE I	30.0	240.00
023 C.GRANDE II	30.0	240.00
024 BELA VISTA 01	50.0	400.00
026 BODOCCINGO 01	50.0	400.00

999								
001 002	1	13.	3.68	10.	10.	2.03	0.02	
002 003		1	13.	4.56	10.	10.	2.39	
003 006	1	13.	2.81	10.	10.	1.47	0.02	
003 013	1	13.	3.61	10.	10.	1.89	0.02	
004 005	1	13.	2.79	10.	10.	1.46	0.02	
006 007	1	13.	1.95	10.	10.	1.02	0.02	
006 009	1	13.	3.63	10.	10.	1.90	0.02	
009 011	1	13.	3.92	10.	10.	2.05	0.02	
010 016	1	13.	3.25	10.	10.	1.70	0.02	
010 017		1	13.	2.44	10.	10.	1.28	
011 012	1	13.	4.74	10.	10.	2.48	0.02	
011 020	1	13.	4.91	10.	10.	2.57	0.02	
011 029		1	13.	3.27	10.	10.	1.71	
012 030		1	13.	3.86	10.	10.	2.02	
012 031		1	13.	2.39	10.	10.	1.25	
017 020	1	13.	2.02	10.	10.	1.58	0.02	
019 021	1	13.	3.61	10.	10.	1.89	0.02	
021 027		1	13.	2.04	10.	10.	1.07	
027 028		1	13.	3.42	10.	10.	1.79	
027 029		1	13.	2.25	10.	10.	1.18	
032 001	1	13.	4.22	10.	10.	2.21	0.02	
032 003	1	13.	6.95	10.	10.	3.64	0.02	
032 004	1	13.	4.45	10.	10.	2.33	0.02	
032 014	1	13.	1.23	10.	10.	0.67	0.02	
032 015	1	13.	2.08	10.	10.	1.09	0.02	
032 016	1	13.	2.88	10.	10.	2.03	0.02	
032 018	1	13.	1.95	10.	10.	1.02	0.02	
032 019	1	13.	4.24	10.	10.	2.22	0.02	
033 020	1	13.	1.74	10.	10.	0.91	0.02	
033 021	1	1	13.	5.04	10.	10.	2.64	
033 022	1	13.	3.33	10.	10.	1.22	0.02	
034 003		1	13.	3.55	10.	10.	1.86	
034 005	1	13.	1.15	10.	10.	0.60	0.02	
034 006	1	13.	2.72	10.	10.	1.16	0.02	
034 010	1	13.	2.69	10.	10.	1.41	0.02	
036 008	1	13.	1.64	10.	10.	0.86	0.02	
036 011	1	13.	2.79	10.	10.	1.46	0.02	
036 012	1	13.	2.14	10.	10.	1.12	0.02	
036 029	1	13.	5.71	10.	10.	2.99	0.02	

ENTRYP

FORNECIMENTO DE ENERGIA ELETRICA A CIDADE DE C. GRANDE

2000

	10.00	10.00	
001 ZONA1			5.03
002 ZONA2			7.76
003 ZONA3			3.90
004 ZONA4			10.32
005 ZONA5			3.16
006 ZONA6			1.63
007 ZONA7			0.37
008 ZONA8			2.21
009 ZONA9			4.65
010 ZONA10			1.93
011 ZONA11			9.17
012 ZONA12			3.05
013 ZONA13			1.74
014 ZONA14			3.72
015 ZONA15			1.70
016 ZONA16			3.63
017 ZONA17			4.74
018 ZONA18			2.22
019 ZONA19			2.70
020 ZONA20			3.59
021 ZONA21			13.65
022 ZONA22			1.13
025 ZONA25			1.13
026 ZONA26			1.13
027 ZONA27			2.88
028 ZONA28			4.63
029 ZONA29			6.38
030 ZONA30			6.73
031 ZONA31			4.89
022 C. GRANDE1	30.0		240.00
023 C. GRANDE11	30.0		240.00
034 BELA VISTA 01	50.0		400.00
036 BODDCONGO	50.0		400.00

999							
001 002	1	13.	3.88	10.	10.	2.33	0.02
002 003	1	13.	4.56	10.	10.	2.39	0.02
003 006	1	13.	2.81	10.	10.	1.47	0.02
003 013	1	13.	3.61	10.	10.	1.89	0.02
004 005	1	13.	2.79	10.	10.	1.46	0.02
006 007	1	13.	1.95	10.	10.	1.02	0.02
006 009	1	13.	3.63	10.	10.	1.90	0.02
008 011	1	13.	2.92	10.	10.	2.05	0.02
010 016	1	13.	3.25	10.	10.	1.70	0.02
010 017	1	13.	2.44	10.	10.	1.28	0.02
011 012	1	13.	4.74	10.	10.	2.48	0.02
011 020	1	13.	4.91	10.	10.	2.57	0.02
011 029	1	13.	3.27	10.	10.	1.71	0.02
012 030	1	13.	4.14	10.	10.	2.17	0.02
012 031	1	13.	2.39	10.	10.	1.25	0.02
017 020	1	13.	3.02	10.	10.	1.58	0.02
019 021	1	13.	3.61	10.	10.	1.89	0.02
025 026	1	13.	2.96	10.	10.	1.55	0.02
026 027	1	13.	2.27	10.	10.	1.19	0.02
027 028	1	13.	3.28	10.	10.	1.72	0.02
027 029	1	13.	2.31	10.	10.	1.21	0.02
032 001	1	13.	4.72	10.	10.	2.21	0.02
032 003	1	13.	6.95	10.	10.	3.64	0.02
032 004	1	13.	4.45	10.	10.	2.33	0.02
032 014	1	13.	1.28	10.	10.	0.67	0.02
032 015	1	13.	2.08	10.	10.	1.09	0.02
032 016	1	13.	3.88	10.	10.	2.03	0.02
032 018	1	13.	1.95	10.	10.	1.02	0.02
032 019	1	13.	4.24	10.	10.	2.22	0.02
033 020	1	13.	1.74	10.	10.	0.91	0.02
033 021	1	26.	5.04	10.	10.	2.64	0.01
033 022	1	13.	3.33	10.	10.	1.22	0.02
034 003	1	13.	3.55	10.	10.	1.86	0.02
034 005	1	13.	1.15	10.	10.	0.60	0.02
034 006	1	13.	2.22	10.	10.	1.16	0.02
034 010	1	13.	2.69	10.	10.	1.41	0.02
036 008	1	13.	1.64	10.	10.	0.86	0.02
036 011	1	13.	2.79	10.	10.	1.46	0.02
036 012	1	13.	2.14	10.	10.	1.12	0.02
036 029	1	13.	5.71	10.	10.	2.99	0.02

999

0

TABLA

REPARTIMIENTO DE ENERGIA ELÉCTRICA A CIUDADE DE C. GRANDE

ZONA		VALOR	VALOR		VALOR		
NO.	DESCRIPCIÓN		IC.	IC.	IC.	IC.	
001	ZONA 01	5.27					
002	ZONA 02	11.07					
003	ZONA 03	3.86					
004	ZONA 04	12.60					
005	ZONA 05	3.85					
006	ZONA 06	1.71					
007	ZONA 07	0.34					
008	ZONA 08	2.70					
009	ZONA 09	4.72					
010	ZONA 10	1.96					
011	ZONA 11	10.50					
012	ZONA 12	1.54					
013	ZONA 13	1.99					
014	ZONA 14	3.77					
015	ZONA 15	2.12					
016	ZONA 16	4.42					
017	ZONA 17	4.42					
018	ZONA 18	2.69					
019	ZONA 19	2.74					
020	ZONA 20	4.45					
021	ZONA 21	26.96					
022	ZONA 22	1.50					
023	C. GRANDE I	30.0	240.00				
024	C. GRANDE II	30.0	240.00				
025	ELLA VISTA	50.0	400.00				
026	INDIC. NUDO	01	50.0	400.00			
027	ZONA 23	0.17					
028	ZONA 24	1.50					
029	ZONA 25	1.50					
030	ZONA 26	1.50					
031	ZONA 27	1.50					
032	ZONA 28	4.57					
033	ZONA 29	5.65					
034	ZONA 30	6.56					
035	ZONA 31	5.05					
999							
001	002	1	13.	3.89	10.	2.03	0.02
001	003	1	13.	5.48	10.	2.87	0.02
001	004	1	13.	4.68	10.	2.45	0.02
001	014	1	13.	2.78	10.	1.56	0.02
001	023	1	13.	4.05	10.	2.12	0.02
002	033	1	13.	4.56	10.	2.39	0.02
002	013	1	13.	5.04	10.	2.64	0.02
002	023	1	13.	3.36	10.	1.76	0.02
003	034	1	13.	2.81	10.	1.47	0.02
003	005	1	13.	3.55	10.	1.86	0.02
003	006	1	13.	2.31	10.	1.47	0.02
003	011	1	13.	3.61	10.	1.99	0.02
004	005	1	13.	2.75	10.	1.45	0.02
004	014	1	13.	4.30	10.	2.23	0.02
004	015	1	13.	3.66	10.	1.81	0.02
004	016	1	13.	3.15	10.	1.65	0.02
005	006	1	13.	3.05	10.	1.62	0.02
005	008	1	13.	2.42	10.	1.79	0.02
005	010	1	13.	2.04	10.	1.07	0.02
005	016	1	13.	3.71	10.	1.94	0.02
006	037	1	13.	1.95	10.	1.02	0.02
006	038	1	13.	2.13	10.	1.64	0.02
006	039	1	13.	2.63	10.	1.90	0.02
006	013	1	13.	2.93	10.	2.06	0.02
007	033	1	13.	2.16	10.	1.13	0.02
007	007	1	13.	2.94	10.	1.33	0.02
007	012	1	13.	3.19	10.	1.67	0.02
008	010	1	13.	3.69	10.	2.03	0.02
009	011	1	13.	3.92	10.	2.05	0.02
009	012	1	13.	2.71	10.	1.82	0.02
009	017	1	13.	4.29	10.	2.25	0.02
009	018	1	13.	4.45	10.	2.35	0.02
010	011	1	13.	4.13	10.	2.16	0.02
010	016	1	13.	3.25	10.	1.70	0.02
010	017	1	13.	2.44	10.	1.29	0.02
011	012	1	13.	4.74	10.	2.48	0.02
011	017	1	13.	4.15	10.	2.14	0.02
011	070	1	13.	4.71	10.	2.57	0.02
011	029	1	13.	3.27	10.	1.71	0.02
011	030	1	13.	4.14	10.	2.17	0.02
012	033	1	13.	4.37	10.	2.29	0.02
012	031	1	13.	2.92	10.	1.53	0.02
014	019	1	13.	2.71	10.	1.56	0.02
014	018	1	13.	2.04	10.	1.59	0.02
015	016	1	13.	1.91	10.	0.95	0.02
015	018	1	13.	3.02	10.	1.58	0.02
015	019	1	13.	3.25	10.	1.70	0.02
016	017	1	13.	3.71	10.	1.98	0.02
016	019	1	13.	3.67	10.	1.92	0.02
017	019	1	13.	2.33	10.	2.79	0.02
017	020	1	13.	3.02	10.	1.58	0.02
018	019	1	13.	3.30	10.	1.73	0.02
019	020	1	13.	6.59	10.	3.45	0.02
019	021	1	13.	3.61	10.	1.89	0.02
020	021	1	13.	4.78	10.	2.50	0.02
020	022	1	13.	3.78	10.	1.98	0.02
020	029	1	13.	4.78	10.	2.50	0.02
021	024	1	13.	4.78	10.	2.50	0.02
022	025	1	13.	2.15	10.	1.15	0.02
022	026	1	13.	3.11	10.	1.63	0.02
022	027	1	13.	3.61	10.	1.89	0.02
022	029	1	13.	4.60	10.	2.41	0.02
024	025	1	13.	3.61	10.	1.89	0.02
025	026	1	13.	3.68	10.	2.03	0.02
026	027	1	13.	2.65	10.	1.39	0.02
027	028	1	13.	3.40	10.	1.78	0.02
027	029	1	13.	2.44	10.	1.28	0.02
028	029	1	13.	2.95	10.	1.49	0.02
028	030	1	13.	2.92	10.	1.53	0.02
029	030	1	13.	4.24	10.	2.22	0.02
030	031	1	13.	2.12	10.	1.11	0.02
032	001	1	13.	4.22	10.	2.24	0.02
032	007	1	13.	6.95	10.	3.64	0.02
032	004	1	13.	4.45	10.	2.33	0.02
032	016	1	13.	3.28	10.	0.67	0.02
032	015	1	13.	2.99	10.	1.09	0.02
032	016	1	13.	3.98	10.	2.03	0.02
032	018	1	13.	1.95	10.	1.02	0.02
032	019	1	13.	4.24	10.	2.22	0.02
033	017	1	13.	4.76	10.	2.49	0.02
033	019	1	13.	7.62	10.	3.99	0.02
033	030	1	13.	2.94	10.	0.91	0.02
033	021	1	13.	5.04	10.	2.64	0.02
033	022	1	13.	3.33	10.	1.22	0.02
033	024	1	13.	4.24	10.	2.22	0.02
033	025	1	13.	3.55	10.	1.86	0.02
033	026	1	13.	2.91	10.	2.83	0.02
033	027	1	13.	5.18	10.	2.71	0.02
033	029	1	13.	5.06	10.	2.65	0.02
034	003	1	13.	3.55	10.	1.86	0.02
034	004	1	13.	3.55	10.	1.91	0.02
034	005	1	13.	1.15	10.	0.60	0.02
034	006	1	13.	2.72	10.	1.16	0.02
034	007	1	13.	3.04	10.	1.59	0.02
034	009	1	13.	2.44	10.	1.28	0.02
034	009	1	13.	5.42	10.	2.84	0.02
034	010	1	13.	2.65	10.	1.41	0.02
034	011	1	13.	5.19	10.	2.72	0.02
034	012	1	13.	5.10	10.	2.67	0.02
034	017	1	13.	5.12	10.	2.68	0.02
034	004	1	13.	4.43	10.	2.45	0.02
034	005	1	13.	4.76	10.	2.49	0.02
036	007	1	13.	1.45	10.	1.21	0.02
036	008	1	13.	1.64	10.	0.86	0.02
036	009	1	13.	4.54	10.	2.91	0.02
036	010	1	13.	4.88	10.	3.35	0.02
036	011	1	13.	2.19	10.	1.46	0.02
036	012	1	13.	2.14	10.	1.12	0.02
036	014	1	13.	5.71	10.	2.99	0.02
036	010	1	13.	4.26	10.	2.21	0.02
036	031	1	13.	1.86	10.	2.01	0.02
999							

APENDICE IV

RELATORIO DE SAIDA DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO CELB

INFORMES ECONOMICOS

SOLUCAO NO. 1

ANO 1988

CUSTO TOTAL DO SISTEMA 226.73

TOTAL DE LINHAS ADICIONADAS 22

LINHAS ADICIONADAS

BARRA DE NOME	BARRA PARA NOME	QUANTIDADE	CUSTO TOTAL FIXO DE TRANSFERTI
1 ZONA1	2 ZONA2	1	0.00 5.39
3 ZONA3	6 ZONA6	1	0.00 2.42
3 ZONA3	13 ZONA13	1	0.00 2.49
4 ZONA4	5 ZONA5	1	0.00 5.55
6 ZONA6	7 ZONA7	1	0.00 0.31
6 ZONA6	9 ZONA9	1	0.00 0.22
11 ZONA11	8 ZONA8	1	0.00 5.72
16 ZONA16	10 ZONA10	1	0.00 4.55
11 ZONA11	12 ZONA12	1	0.00 4.22
20 ZONA20	11 ZONA11	1	0.00 18.71
20 ZONA20	17 ZONA17	1	0.00 10.93
32 C.GRANDEI	1 ZONA1	1	0.00 14.77
32 C.GRANDEI	3 ZONA3	1	0.00 31.00
32 C.GRANDEI	4 ZONA4	1	0.00 41.83
32 C.GRANDEI	14 ZONA14	1	0.00 2.66
32 C.GRANDEI	15 ZONA15	1	0.00 2.02
32 C.GRANDEI	16 ZONA16	1	0.00 14.55
32 C.GRANDEI	18 ZONA18	1	0.00 2.69
32 C.GRANDEI	19 ZONA19	1	0.00 4.11
33 C.GRANDEII	20 ZONA20	1	0.00 15.24
33 C.GRANDEII	21 ZONA21	1	0.00 37.14
33 C.GRANDEII	22 ZONA22	1	0.00 0.20
TOTAL		22	0.00 226.73

SUBESTACOES EXISTENTES

NO.	NCME	CAPACIDADE	
		PREVISTA(MW)	UTILIZADA(MW)
32	C. GRANDE I	30.00	26.51
33	C. GRANDE II	30.00	16.19

INFORMES TECNICOS

FLUXOS OTIMOS APROXIMADOS

DA BARRA NO.	BARRA NOME	PARA BARRA NO.	BARRA NOME	FLUXO (MW)
1	ZONA1	2	ZONA2	1.39
3	ZONA3	6	ZONA6	0.86
3	ZONA3	13	ZONA13	0.69
4	ZONA4	5	ZONA5	1.99
6	ZONA6	7	ZONA7	0.16
6	ZONA6	9	ZONA9	0.06
11	ZONA11	8	ZONA8	1.46
16	ZONA16	10	ZONA10	1.40
11	ZONA11	12	ZONA12	0.89
20	ZONA20	11	ZONA11	3.81
20	ZONA20	17	ZONA17	3.62
32	C.GRANDEI	1	ZONA1	3.50
32	C.GRANDEI	3	ZONA3	4.46
32	C.GRANDEI	4	ZONA4	9.40
32	C.GRANDEI	14	ZONA14	2.08
32	C.GRANDEI	15	ZONA15	0.97
32	C.GRANDEI	16	ZONA16	3.75
32	C.GRANDEI	18	ZONA18	1.38
32	C.GRANDEI	19	ZONA19	0.97
33	C.GRANDEII	20	ZONA20	8.76
33	C.GRANDEII	21	ZONA21	7.37
33	C.GRANDEII	22	ZONA22	0.06

AREAS DE INFLUENCIA DAS SUBESTACOES EXISTENTES

SUBESTACAO	PONTOS SUPRIDOS
32	1 3 4 14 15 16 18
33	20 21 22

FLUXO DE CARGA LINEARIZADO

DADOS GERAIS

NUMERO DE BARRAS	NUMERO DE LINHAS	POTENCIA BASE(MW)	BARRA DE REFERENCIA
24	22	10.00	32

DADOS DE BARRA				X FLUXO NAS LINHAS		
BARRA	NOME	PFIRME-MW	CARGA-MW	BARRA	NOME	FLUXO-MW
1	ZGNA1	0.00	2.11	2	ZONA2	1.39
				32	C.GRANDEI	-3.50
2	ZONA2	0.00	1.39	1	ZONA1	-1.39
3	ZGNA3	0.00	2.91	6	ZONA6	0.86
				13	ZONA13	0.69
				32	C.GRANDEI	-4.46
4	ZGNA4	0.00	7.41	5	ZONA5	1.99
				32	C.GRANDEI	-9.40
5	ZGNA5	0.00	1.99	4	ZONA4	-1.99
6	ZGNA6	0.00	0.64	3	ZONA3	-0.86
				7	ZONA7	0.16
				9	ZONA9	0.06
7	ZGNA7	0.00	0.16	6	ZONA6	-0.16
8	ZGNA8	0.00	1.46	11	ZONA11	-1.46
9	ZGNA9	0.00	0.06	6	ZONA6	-0.06
10	ZGNA10	0.00	1.40	16	ZONA16	-1.40
11	ZGNA11	0.00	1.46	8	ZONA8	1.46
				12	ZONA12	0.89
				20	ZGNA20	-3.91
12	ZGNA12	0.00	0.89	11	ZONA11	-0.89
13	ZONA13	0.00	0.69	3	ZONA3	-0.69
14	ZGNA14	0.00	2.08	32	C.GRANDEI	-2.08
15	ZGNA15	0.00	0.97	32	C.GRANDEI	-0.97

-----DADOS DE BARRA-----				X	-----FLUXO NAS LINHAS-----	
BARRA	NOME	PFIRME-MW	CARGA-MW	BARRA	NOME	FLUXO-MW
16	ZONA16	0.00	2.35			
17	ZONA17	0.00	3.62	10	ZONA10	1.40
18	ZONA18	0.00	1.38	32	C.GRANDE I	-3.75
19	ZONA19	0.00	0.97	20	ZONA20	-3.62
20	ZONA20	0.00	1.33	32	C.GRANDE I	-1.38
21	ZONA21	0.00	7.37	32	C.GRANDE I	-0.97
22	ZONA22	0.00	0.06	11	ZONA11	3.81
32	C.GRANDE I	26.51	0.00	17	ZONA17	3.62
				33	C.GRANDE II	-8.76
				33	C.GRANDE II	-7.37
				33	C.GRANDE II	-0.06
				1	ZONA1	3.50
				3	ZONA3	4.46
				4	ZONA4	9.40
				14	ZONA14	2.08
				15	ZONA15	0.97
				16	ZONA16	3.75
				18	ZONA18	1.38
				19	ZONA19	0.97
33	C.GRANDE II	16.19	0.00	20	ZONA20	8.76
				21	ZONA21	7.37
				22	ZONA22	0.06
		42.70	42.70			

INFORMES ECONOMICOS

SOLUCAO NO. 1

ANO 1991

CUSTO TOTAL DO SISTEMA 325.78
 TOTAL DE LINHAS ADICIONADAS 1
 TOTAL DE SUBESTACOES INSTALADAS 0

LINHAS ADICIONADAS

BARRA DE ID.	NOME	BARRA PARA NO.	NOME	QUANTIDADE	CUSTO TOTAL FIXO	DE TRANSPOR. DE TRANSPORTE
21	ZONA21	19	ZONA19	1	28.90	5.38
TOTAL				1	28.90	5.38

LINHAS EXISTENTES

BARRA DE NO.	NOME	BARRA PARA NO.	NOME	CUSTO DE TRANSPORTE
1	ZONA1	2	ZONA2	3.65
3	ZONA3	6	ZONA6	4.64
3	ZONA3	13	ZONA13	3.10
4	ZONA4	5	ZONA5	6.19
6	ZONA6	7	ZONA7	0.43
6	ZONA6	9	ZONA9	1.63
11	ZONA11	8	ZONA8	6.08
16	ZONA16	10	ZONA10	6.11
11	ZONA11	12	ZONA12	5.12
20	ZONA20	11	ZONA11	32.90
20	ZONA20	17	ZONA17	13.62
32	C.GRANDEI	1	ZONA1	20.38

BARRA DE NO.	NOME	BARRA PARA NO.	NOME	CUSTO DE TRANSPORTE
32	C.GRANDEI	3	ZONA3	40.52
32	C.GRANDEI	4	ZONA4	44.86
32	C.GRANDEI	14	ZONA14	3.24
32	C.GRANDEI	15	ZONA15	2.39
32	C.GRANDEI	16	ZONA16	17.19
32	C.GRANDEI	18	ZONA18	3.10
19	ZONA19	32	C.GRANDEI	1.87
33	C.GRANDEII	20	ZONA20	22.50
33	C.GRANDEII	21	ZONA21	46.52
33	C.GRANDEII	22	ZONA22	0.47
TOTAL				291.50

SUBESTACOES EXISTENTES

NO.	NOME	CAPACIDADE	
		PREVISTA(MW)	UTILIZADA(MW)
32	C.GRANDEI	30.00	30.00
33	C.GRANDEII	30.00	22.30

INFORMES TECNICOS

FLUXOS OTIMOS APROXIMADOS

DA BARRA NO.	NGME	PAPA BARRA NO.	BARRA NOME	FLUXO (MW)
1	ZONA1	2	ZONA2	2.23
3	ZONA3	6	ZONA6	1.65
3	ZONA3	13	ZONA13	0.86
4	ZONA4	5	ZONA5	2.22
6	ZONA6	7	ZONA7	0.22
6	ZONA6	9	ZONA9	0.45
11	ZONA11	8	ZONA8	1.55
16	ZONA16	10	ZONA10	1.88
11	ZONA11	12	ZONA12	1.08
20	ZONA20	11	ZONA11	6.70
20	ZONA20	17	ZONA17	4.51
21	ZONA21	19	ZONA19	1.49
32	C.GRANDEI	1	ZONA1	4.83
32	C.GRANDEI	3	ZONA3	5.83
32	C.GRANDEI	4	ZONA4	10.08
32	C.GRANDEI	14	ZONA14	2.53
32	C.GRANDEI	15	ZONA15	1.15
32	C.GRANDEI	16	ZONA16	4.43
32	C.GRANDEI	18	ZONA18	1.59
19	ZONA19	32	C.GRANDEI	0.44
33	C.GRANDEII	20	ZONA20	12.93
33	C.GRANDEII	21	ZONA21	9.23
33	C.GRANDEII	22	ZONA22	0.14

AREAS DE INFLUENCIA DAS SUBESTAÇÕES EXISTENTES

SUBESTACAO	PONTOS SUPRIDOS							
32	C.GRANDEI	1	3	4	14	15	16	13
33	C.GRANDEII	20	21	22				

FLUXO DE CARGA LINEARIZADO

DADOS GERAIS

NUMERO DE BARRAS	NUMERO DE LINHAS	POTENCIA BASE (MW)	BARRA DE REFERENCIA
24	23	10.00	32

DADOS DE BARRA				X- FLUXO NAS LINHAS		
BARRA	NOME	PFIRME-MW	CARGA-MW	BARRA	NOME	FLUXO-MW
1	ZONA1	0.00	2.60	2	ZONA2	2.22
				32	C.GRANDE I	-4.83
2	ZONA2	0.00	2.23	1	ZONA1	-2.23
3	ZONA3	0.00	3.32	6	ZONA6	1.65
				13	ZONA13	0.86
				32	C.GRANDE I	-5.83
4	ZONA4	0.00	7.86	5	ZONA5	2.22
				32	C.GRANDE I	-10.08
5	ZONA5	0.00	2.22	4	ZONA4	-2.22
6	ZONA6	0.00	0.98	3	ZONA3	-1.65
				7	ZONA7	0.22
				9	ZONA9	0.45
7	ZONA7	0.00	0.22	6	ZONA6	-0.22
8	ZONA8	0.00	1.55	11	ZONA11	-1.55
9	ZONA9	0.00	0.45	6	ZONA6	-0.45
10	ZONA10	0.00	1.38	16	ZONA16	-1.38
11	ZONA11	0.00	4.07	8	ZONA8	1.55
				12	ZONA12	1.08
				20	ZONA20	-6.70
12	ZONA12	0.00	1.08	11	ZONA11	-1.08
13	ZONA13	0.00	0.86	3	ZONA3	-0.86
14	ZONA14	0.00	2.53	32	C.GRANDE I	-2.53
15	ZONA15	0.00	1.15	32	C.GRANDE I	-1.15

DADOS DE BARRA				X FLUXO NAS LINHAS	
BARRA	NUME	PFIRME-MW	CARGA-MW	BARRA	FLUXO-MW
16	ZONA16	0.00	2.55	10	ZONA10 1.89
				32	C.GRANDEI -4.43
17	ZONA17	0.00	4.51	20	ZONA20 -4.51
18	ZONA18	0.00	1.59	32	C.GRANDEI -1.59
19	ZONA19	0.00	1.05	21	ZONA21 -1.49
				32	C.GRANDEI 0.44
20	ZONA20	0.00	1.72	11	ZONA11 6.70
				17	ZONA17 4.51
				33	C.GRANDEII -12.93
21	ZONA21	0.00	7.74	19	ZONA19 1.49
				33	C.GRANDEII -9.23
22	ZONA22	0.00	0.14	33	C.GRANDEII -0.14
32	C.GRANDEI	30.00	0.00	1	ZONA1 4.22
				3	ZONA3 5.93
				4	ZONA4 10.09
				14	ZONA14 2.53
				15	ZONA15 1.15
				16	ZONA16 4.43
				18	ZONA18 1.59
				19	ZONA19 -0.44
33	C.GRANDEII	22.30	0.00	20	ZONA20 12.93
				21	ZONA21 9.23
				22	ZONA22 0.14
		52.30	52.30		

INFORMES ECONOMICOS

SOLUCAO NO. 1

ANC 1995

CUSTO TOTAL DO SISTEMA 1285.34
 TOTAL DE LINHAS ADICIONADAS 10
 TOTAL DE SUBESTACOES INSTALADAS 1

LINHAS ADICIONADAS

BARRA DE NO.	NOME	BARRA NO.	PARA NOME	QUANTIDADE	CUSTO TOTAL FIXO	DE TRANSPOR
17	ZONA17	10	ZONA10	1	22.80	11.93
12	ZONA12	30	ZONA30	1	30.20	21.58
12	ZONA12	31	ZONA31	1	22.50	8.91
27	ZONA27	26	ZONA26	1	20.70	1.31
27	ZONA27	28	ZONA28	1	27.90	12.65
29	ZONA29	27	ZONA27	1	21.80	14.65
33	C.GRANDEII	21	ZONA21	1	36.40	23.94
36	BODOCCNGO	11	ZONA11	1	24.60	28.54
36	BODOCCNGO	12	ZONA12	1	21.20	23.95
36	BODOCCNGO	29	ZONA29	1	39.90	67.04
TOTAL				10	268.00	214.49

LINHAS EXISTENTES

BARRA DE NO.	NOME	BARRA NO.	PARA NOME	CUSTO DE TRANSPORTE
1	ZONA1	2	ZONA2	19.01
3	ZONA3	6	ZONA6	11.55
3	ZONA3	13	ZONA13	4.30

BARRA DE NO.	NOME	BARRA PARA NO.	NOME	CUSTO DE TRANSPORTE
4	ZONA4	5	ZONA5	7.25
6	ZONA6	7	ZONA7	0.64
6	ZONA6	9	ZONA9	8.31
11	ZONA11	8	ZONA8	7.10
10	ZONA10	16	ZONA16	9.72
11	ZONA11	12	ZONA12	0.00
11	ZONA11	20	ZONA20	2.85
20	ZONA20	17	ZONA17	28.87
21	ZONA21	19	ZONA19	28.12
32	C.GRANDEI	1	ZONA1	37.68
32	C.GRANDEI	3	ZONA3	62.76
32	C.GRANDEI	4	ZONA4	51.04
32	C.GRANDEI	14	ZONA14	4.21
32	C.GRANDEI	15	ZONA15	2.85
32	C.GRANDEI	16	ZONA16	0.00
32	C.GRANDEI	18	ZONA18	3.59
32	C.GRANDEI	32	C.GRANDEI	25.14
19	ZONA19	20	ZONA20	20.20
33	C.GRANDEII	21	ZONA21	65.52
33	C.GRANDEII	22	ZONA22	2.13
33	C.GRANDEII			
TOTAL				402.85

SUBESTACOES EXISTENTES

NO.	NOME	CAPACIDADE	
		PREVISTA(MW)	UTILIZADA(MW)
32	C.GRANDEI	30.00	30.00
33	C.GRANDEI	30.00	30.00

SUBESTACOES INSTALADAS

NO.	NOME	CAPACIDADE (MW)		CUSTO
		PREVISTA(MW)	UTILIZADA(MW)	
36	BEDDCONGU	50.00	33.16	400.00
TOTAL				400.00

INFORMES TECNICOS

FLUXOS OTIMOS APROXIMADOS

DA BARRA NC.	NOME	PARA BARRA NO.	NOME	FLUXO (MW)
1	ZONA1	2	ZONA2	4.90
3	ZONA3	6	ZONA6	4.11
3	ZONA3	13	ZONA13	1.19
4	ZONA4	5	ZONA5	2.60
6	ZONA6	7	ZONA7	0.33
6	ZONA6	9	ZONA9	2.29
11	ZONA11	8	ZONA8	1.81
10	ZONA10	16	ZONA16	2.99
17	ZONA17	10	ZONA10	4.89
11	ZONA11	12	ZONA12	0.00
11	ZONA11	20	ZONA20	0.58
12	ZONA12	30	ZONA30	5.59
12	ZONA12	31	ZONA31	3.73
20	ZONA20	17	ZONA17	9.56
21	ZONA21	19	ZONA19	7.79
27	ZONA27	26	ZONA26	0.64
27	ZONA27	28	ZONA28	3.70
29	ZONA29	27	ZONA27	6.51
32	C.GRANDE I	1	ZONA1	8.93
32	C.GRANDE I	3	ZONA3	9.03
32	C.GRANDE I	4	ZONA4	11.47
32	C.GRANDE I	14	ZONA14	3.29
32	C.GRANDE I	15	ZONA15	1.37
32	C.GRANDE I	16	ZONA16	0.00
32	C.GRANDE I	18	ZONA18	1.84
32	C.GRANDE I	18	ZONA18	5.93
19	ZONA19	32	C.GRANDE I	11.61
33	C.GRANDE II	20	ZONA20	17.75
33	C.GRANDE II	21	ZONA21	0.64
33	C.GRANDE II	22	ZONA22	10.23
36	BCDOCCNGC	11	ZONA11	11.19
36	BCDOCCNGG	12	ZONA12	11.74
36	BCDOCCNGU	29	ZONA29	

AREAS DE INFLUENCIA DAS SUBESTACOES
EXISTENTES

SUBESTACAO		PONTOS SUPRIDOS					
32	C.GRANDEI	1	3	4	14	15	18
33	C.GRANDEII	20	21	22			

AREAS DE INFLUENCIA DAS SUBESTACOES NOVAS

SUBESTACAO		PONTOS SUPRIDOS		
36	BODOCENGO	11	12	29

FLUXO DE CARGA LINEARIZADO

DADOS GERAIS

NUMERO DE BARRAS	NUMERO DE LINHAS	POTENCIA BASE(MW)	BARRA DE REFERENCIA
31	32	10.00	36

DADOS DE BARRA				X	FLUXO NAS LINHAS	
BARRA	NOME	PFIRME-MW	CARGA-MW	BARRA	NOME	FLUXO-MW
1	ZONA1	0.00	4.03			
				2	ZONA2	4.90
				32	C.GRANDE I	-8.93
2	ZONA2	0.00	4.90			
				1	ZONA1	-4.90
3	ZONA3	0.00	3.73			
				6	ZONA6	4.11
				13	ZONA13	1.19
				32	C.GRANDE I	-9.03
4	ZONA4	0.00	8.87			
				5	ZONA5	2.60
				32	C.GRANDE I	-11.47
5	ZONA5	0.00	2.60			
				4	ZONA4	-2.60
6	ZONA6	0.00	1.49			
				3	ZONA3	-4.11
				7	ZONA7	0.33
				9	ZONA9	2.29
7	ZONA7	0.00	0.33			
				6	ZONA6	-0.33
8	ZONA8	0.00	1.81			
				11	ZONA11	-1.81
9	ZONA9	0.00	2.29			
				6	ZONA6	-2.29
10	ZONA10	0.00	1.90			
				16	ZONA16	4.10
				17	ZONA17	-6.00
11	ZONA11	0.00	7.84			
				8	ZONA8	1.81
				12	ZONA12	-0.47
				20	ZONA20	0.58
				36	BONCONGO	-9.76
12	ZONA12	0.00	1.87			
				11	ZONA11	0.47
				30	ZONA30	5.59
				31	ZONA31	3.73
				36	BONCONGO	-11.66
13	ZONA13	0.00	1.19			

-----DADOS DE BARRA----- X ----- FLUXO NAS LINHAS-----

BARRA	NOME	PEQUENO-MW	CARGA-MW	BARRA	NOME	FLUXO-MW
					3 ZONA3	-1.19
14	ZONA14	0.00	3.29		32 C.GRADEI	-3.29
15	ZONA15	0.00	1.37		32 C.GRADEI	-1.37
16	ZONA16	0.00	2.99		10 ZONA10	-4.10
					32 C.GRADEI	1.11
17	ZONA17	0.00	4.67		10 ZONA10	6.00
					20 ZONA20	-10.67
18	ZONA18	0.00	1.84		32 C.GRADEI	-1.84
19	ZONA19	0.00	1.86		21 ZONA21	-6.68
					32 C.GRADEI	4.92
20	ZONA20	0.00	2.63		11 ZONA11	-0.58
					17 ZONA17	10.67
					33 C.GRADEII	-12.72
21	ZONA21	0.00	9.96		19 ZONA19	6.68
					33 C.GRADEII	-16.64
22	ZONA22	0.00	0.64		33 C.GRADEII	-0.64
26	ZONA26	0.00	0.64		27 ZONA27	-0.64
27	ZONA27	0.00	2.17		26 ZONA26	0.64
					28 ZONA28	3.70
					29 ZONA29	-6.51
28	ZONA28	0.00	3.70		27 ZONA27	-3.70
29	ZONA29	0.00	5.23		27 ZONA27	6.51
					36 BODOCONGO	-11.74
30	ZONA30	0.00	5.59		12 ZONA12	-5.59
31	ZONA31	0.00	3.73		12 ZONA12	-3.73
32	C.GRADEI	20.00	0.00		1 ZONA1	8.93
					3 ZONA3	9.03
					4 ZONA4	11.47
					14 ZONA14	3.29
					15 ZONA15	1.37
					16 ZONA16	-1.11
					18 ZONA18	1.84
					19 ZONA19	-4.82
33	C.GRADEII	30.00	0.00		20 ZONA20	12.72
					21 ZONA21	16.64
					22 ZONA22	0.64
36	BODOCONGO	33.16	0.00		11 ZONA11	9.76
					12 ZONA12	11.66
					29 ZONA29	11.74

93.16 93.16

INFORMES ECONOMICOS

SOLUCAO NO. 1

ANO 2000

CUSTO TOTAL DO SISTEMA 1108.99
 TOTAL DE LINHAS ADICIONADAS 5
 TOTAL DE SUBESTACOES INSTALADAS 1

LINHAS ADICIONADAS

BARRA DE NO.	NOME	BARRA PARA NO.	PARA NOME	QUANTIDADE	CUSTO TOTAL FIXO	DE TRANSPORTE
11	ZONA11	29	ZONA29	1	27.10	10.30
26	ZONA26	25	ZONA25	1	25.50	3.34
34	BELA VISTA	5	ZONA5	1	16.00	14.95
34	BELA VISTA	6	ZONA6	1	21.60	27.17
36	BODOCONGO	8	ZONA8	1	18.60	5.25
TOTAL				5	108.80	61.02

LINHAS EXISTENTES

BARRA DE NO.	NOME	BARRA PARA NO.	PARA NOME	CUSTO DE TRANSPORTE
1	ZONA1	2	ZONA2	30.11
6	ZONA6	3	ZONA3	15.57
3	ZONA3	13	ZONA13	6.28
5	ZONA5	4	ZONA4	27.45
6	ZONA6	7	ZONA7	0.72
6	ZONA6	9	ZONA9	16.88
8	ZONA8	11	ZONA11	3.89
16	ZONA16	10	ZONA10	6.27

BARRA DE NO.	NOME	BARRA PARA NO.	NOME	CUSTO DE TRANSPORTE.
10	ZONA10	17	ZONA17	0.00
11	ZONA11	12	ZONA12	7.92
11	ZONA11	20	ZONA20	0.00
12	ZONA12	30	ZONA30	27.86
12	ZONA12	31	ZONA31	11.69
20	ZONA20	17	ZONA17	14.31
19	ZONA19	21	ZONA21	0.00
27	ZONA27	26	ZONA26	5.13
27	ZONA27	28	ZONA28	15.19
29	ZONA29	27	ZONA27	22.57
32	C.GRANDEI	1	ZONA1	54.18
32	C.GRANDEI	3	ZONA3	0.00
32	C.GRANDEI	4	ZONA4	2.14
32	C.GRANDEI	14	ZONA14	4.76
32	C.GRANDEI	15	ZONA15	3.54
32	C.GRANDEI	16	ZONA16	21.57
32	C.GRANDEI	18	ZONA18	4.33
32	C.GRANDEI	19	ZONA19	11.45
32	C.GRANDEI	20	ZONA20	14.49
33	C.GRANDEII	21	ZONA21	68.80
33	C.GRANDEII	22	ZONA22	3.76
33	C.GRANDEII	11	ZONA11	36.27
36	BODOCCNGO	12	ZONA12	27.82
36	BODOCCNGO	29	ZONA29	74.23
36	BODOCCNGO			
TOTAL				539.17

SUBESTACOES EXISTENTES

NO.	NOME	CAPACIDADE	
		PREVISTA(MW)	UTILIZADA(MW)
32	C. GRANDEI	30.00	29.22
33	C. GRANDEII	30.00	23.11
36	BODOCCNGO	50.00	42.20

SUBESTACOES INSTALADAS

NO.	NOME	CAPACIDADE (MW)		CUSTO
		PREVISTA(MW)	UTILIZADA(MW)	
34	BELA VISTA	50.00	25.24	400.00
TOTAL				400.00

INFORMES TECNICOS

FLUXOS OTIMOS APROXIMADOS

DA BARRA NO.	BARRA NOME	PARA BARRA NO.	BARRA NOME	FLUXO (MW)
1	ZONA1	2	ZONA2	7.76
6	ZONA6	3	ZONA3	5.54
3	ZONA3	13	ZONA13	1.74
5	ZONA5	4	ZONA4	9.84
6	ZONA6	7	ZONA7	0.37
6	ZONA6	9	ZONA9	4.65
8	ZONA8	11	ZONA11	0.99
16	ZONA16	10	ZONA10	1.93
10	ZONA10	17	ZONA17	0.00
11	ZONA11	12	ZONA12	1.67
11	ZONA11	20	ZONA20	0.00
11	ZONA11	29	ZONA29	3.15
12	ZONA12	30	ZONA30	6.73
12	ZONA12	31	ZONA31	4.89
20	ZONA20	17	ZONA17	4.74
19	ZONA19	21	ZONA21	0.00
26	ZONA26	25	ZONA25	1.13
27	ZONA27	26	ZONA26	2.26
27	ZONA27	28	ZONA28	4.63
29	ZONA29	27	ZONA27	9.77
32	C.GRANDEI	1	ZONA1	12.84
32	C.GRANDEI	3	ZONA3	0.00
32	C.GRANDEI	4	ZONA4	0.48
32	C.GRANDEI	14	ZONA14	3.72
32	C.GRANDEI	15	ZONA15	1.70
32	C.GRANDEI	16	ZONA16	5.56
32	C.GRANDEI	18	ZONA18	2.22
32	C.GRANDEI	19	ZONA19	2.70
33	C.GRANDEII	20	ZONA20	8.33
33	C.GRANDEII	21	ZONA21	13.65
33	C.GRANDEII	22	ZONA22	1.13
34	BELA VISTA	5	ZONA5	13.00
34	BELA VISTA	6	ZONA6	12.24
36	BODOCONGO	8	ZONA8	3.20
36	BODOCONGO	11	ZONA11	13.00
36	BODOCONGO	12	ZONA12	13.00
36	BODOCONGO	29	ZONA29	13.00

AREAS DE INFLUENCIA DAS SUBESTACOES
EXISTENTES

SUBESTACAO		PONTOS SUPRIDOS						
32	C.GRANDEI	1	4	14	15	16	18	19
33	C.GRANDEII	20	21	22				
36	BODOCCNGO	3	11	12	29			

AREAS DE INFLUENCIA DAS SUBESTACOES NOVAS

SUBESTACAO		PONTOS SUPRIDOS	
34	BELA VISTA	5	6

FLUXO DE CARGA LINEARIZADO

DADOS GERAIS

NUMERO DE BARRAS	NUMERO DE LINHAS	POTENCIA BASE(MW)	BARRA DE REFERENCIA
33	37	10.00	36

DADOS DE BARRA				X FLUXO NAS LINHAS		
BARRA	NUME	PFIRME-MW	CARGA-MW	BARRA	NUME	FLUXO-MW
1	ZONA1	0.00	5.08	2	ZONA2	7.76
				32	C.GRANDE1	-12.84
2	ZONA2	0.00	7.76	1	ZONA1	-7.76
3	ZONA3	0.00	3.80	6	ZONA6	-5.42
				13	ZONA13	1.74
4	ZONA4	0.00	10.32	32	C.GRANDE1	-0.12
				5	ZONA5	-9.96
5	ZONA5	0.00	3.16	32	C.GRANDE1	-0.36
				4	ZONA4	9.96
6	ZONA6	0.00	1.68	34	BELA VISTA	-12.12
				3	ZONA3	5.42
7	ZONA7	0.00	0.37	7	ZONA7	0.37
				9	ZONA9	4.65
8	ZONA8	0.00	2.21	34	BELA VISTA	-12.12
				6	ZONA6	-0.37
9	ZONA9	0.00	4.65	11	ZONA11	4.93
				36	BODOCONGO	-7.14
10	ZONA10	0.00	1.93	6	ZONA6	-4.65
				16	ZONA16	-1.04
11	ZONA11	0.00	9.17	17	ZONA17	-0.39
				8	ZONA8	-4.93
				12	ZONA12	0.05
				20	ZONA20	-0.00
				29	ZONA29	6.82
				36	BODOCONGO	-11.12
12	ZONA12	0.00	3.05	11	ZONA11	-0.05

-----DADOS DE BARRA-----				X	-----FLUXO NAS LINHAS-----	
BARRA	NOME	PFIRME-MW	CARGA-MW	BARRA	NOME	FLUXO-MW
				30	ZONA30	6.73
				31	ZONA31	4.89
				36	BODUCONGO	-14.62
13	ZONA13	0.00	1.74	3	ZONA3	-1.74
14	ZONA14	0.00	3.72	32	C.GRANDE I	-3.72
15	ZONA15	0.00	1.70	32	C.GRANDE I	-1.70
16	ZONA16	0.00	3.63	10	ZONA10	1.04
				32	C.GRANDE I	-4.67
17	ZONA17	0.00	4.74	10	ZONA10	0.89
				20	ZONA20	-5.63
18	ZONA18	0.00	2.22	32	C.GRANDE I	-2.22
19	ZONA19	0.00	2.70	21	ZONA21	0.89
				32	C.GRANDE I	-3.59
20	ZONA20	0.00	3.59	11	ZONA11	0.00
				17	ZONA17	5.63
21	ZONA21	0.00	13.65	33	C.GRANDE II	-9.22
				19	ZONA19	-0.89
				33	C.GRANDE II	-12.76
22	ZONA22	0.00	1.13	33	C.GRANDE II	-1.13
25	ZONA25	0.00	1.13	26	ZONA26	-1.13
26	ZONA26	0.00	1.13	25	ZONA25	1.13
				27	ZONA27	-2.26
27	ZONA27	0.00	2.88	26	ZONA26	2.26
				28	ZONA28	4.63
28	ZONA28	0.00	4.63	29	ZONA29	-9.77
				27	ZONA27	-4.63
29	ZONA29	0.00	6.38	11	ZONA11	-6.82
				27	ZONA27	9.77
				36	BODUCONGO	-9.23
30	ZONA30	0.00	6.73	12	ZONA12	-6.73
31	ZONA31	0.00	4.89	12	ZONA12	-4.89
32	C.GRANDE I	29.22	0.00	1	ZONA1	12.84
				3	ZONA3	0.12
				4	ZONA4	0.36

-----DADOS DE BARRA-----				X	-----FLUXO NAS LINHAS-----	
BARRA	NOME	PFIRME-MW	CARGA-MW	BARRA	NOME	FLUXO-MW
				14	ZONA14	3.72
				15	ZONA15	1.70
				16	ZONA16	4.67
				18	ZONA18	2.22
				19	ZONA19	3.59
33	C.GRANDEII	23.11	0.00	20	ZONA20	9.22
				21	ZONA21	12.76
34	BELA VISTA	25.24	0.00	22	ZONA22	1.13
				5	ZONA5	13.12
				6	ZONA6	12.12
36	BODOCONGO	42.20	0.00	8	ZONA8	7.14
				11	ZONA11	11.12
				12	ZONA12	14.62
				29	ZONA29	9.33
		119.77	119.77			

INFORMES ECONOMICOS

SOLUCAO NO. 20

ANC 2005

CUSTO TOTAL DO SISTEMA 2205.15

TOTAL DE LINHAS ADICIONADAS 21

TOTAL DE SUBESTACOES INSTALADAS 2

LINHAS ADICIONADAS

BARRA DE NO.	NOME	BARRA NO.	PARA NOME	QUANTIDADE	CUSTO TOTAL FIXO	DE TRANSPOR
1	ZGNA1	23	ZONA23	1	31.20	33.09
3	ZGNA3	2	ZONA2	1	33.90	52.49
10	ZGNA10	17	ZONA17	1	22.80	16.03
11	ZGNA11	29	ZONA29	1	27.10	5.62
12	ZGNA12	30	ZONA30	1	32.90	29.67
12	ZGNA12	31	ZONA31	1	25.30	14.75
19	ZGNA19	21	ZONA21	1	28.90	10.22
21	ZONA21	24	ZONA24	1	35.00	7.17
26	ZGNA26	25	ZONA25	1	30.30	5.82
27	ZGNA27	26	ZONA26	1	23.90	7.95
27	ZGNA27	28	ZONA28	1	27.80	15.54
29	ZGNA29	27	ZONA27	1	22.80	22.13
33	C.GRANDEII	21	ZONA21	1	36.40	63.66
34	BELA VISTA	3	ZONA3	1	28.60	46.15
34	BELA VISTA	5	ZONA5	1	16.00	14.95
34	BELA VISTA	6	ZONA6	1	21.60	24.53
34	BELA VISTA	10	ZONA10	1	24.10	34.84
36	BODOCNGO	8	ZONA8	1	18.60	7.22
36	BODOCNGO	11	ZONA11	1	24.60	36.27
36	BODOCNGO	12	ZONA12	1	21.20	27.82
36	BODOCNGO	29	ZONA29	1	39.90	74.23
TOTAL				21	572.90	549.13

LINHAS EXISTENTES

BARRA DE NU.	NOME	BARRA PARA NO.	NOME	CUSTO DE TRANSPORTE
2	ZONA2	1	ZONA1	1.71
6	ZONA6	3	ZONA3	11.91
3	ZONA3	13	ZONA13	6.82
5	ZONA5	4	ZONA4	25.53
6	ZONA6	7	ZONA7	0.74
6	ZONA6	9	ZONA9	17.13
8	ZONA8	11	ZONA11	6.66
10	ZONA10	16	ZONA16	14.35
11	ZONA11	12	ZONA12	10.19
11	ZONA11	20	ZONA20	1.62
17	ZONA17	20	ZONA20	5.29
32	C.GRANDEI	1	ZONA1	54.85
32	C.GRANDEI	3	ZONA3	0.00
32	C.GRANDEI	4	ZONA4	12.68
32	C.GRANDEI	14	ZONA14	4.83
32	C.GRANDEI	15	ZONA15	4.41
32	C.GRANDEI	16	ZONA16	0.00
32	C.GRANDEI	18	ZONA18	5.25
32	C.GRANDEI	19	ZONA19	23.62
33	C.GRANDEII	20	ZONA20	4.99
33	C.GRANDEII	21	ZONA21	65.52
33	C.GRANDEII	22	ZONA22	5.00
TOTAL				283.12

SUBESTACOES EXISTENTES

NO.	NOME	CAPACIDADE	
		PREVISTA(MW)	UTILIZADA(MW)
32	C.GRANDEI	30.00	30.00
33	C.GRANDEII	30.00	30.00

SUBESTACOES INSTALADAS

NO.	NOME	CAPACIDADE (MW)		CUSTO
		PREVISTA(MW)	UTILIZADA(MW)	
34	BELA VISTA	50.00	50.00	400.00

QT.	NOME	CAPACIDADE (MW)		CUSTO
		PREVISTA(MW)	UTILIZADA(MW)	
20	BEDOCINGL	50.00	43.40	400.00
TOTAL				300.00

INFORMES TECNICOS

FLUXOS OTIMOS APROXIMADOS

DA BARRA NO.	NOME	PARA BARRA- NO.	NOME	FLUXO (MW)
2	ZONA2	1	ZONA1	0.44
1	ZONA1	23	ZONA23	8.17
3	ZONA3	2	ZONA2	11.51
6	ZONA6	3	ZONA3	4.24
3	ZONA3	13	ZONA13	1.89
5	ZONA5	4	ZONA4	9.15
6	ZONA6	7	ZONA7	0.38
6	ZONA6	9	ZONA9	4.72
8	ZONA8	11	ZONA11	1.70
10	ZONA10	16	ZONA16	4.42
10	ZONA10	17	ZONA17	6.57
11	ZONA11	12	ZONA12	2.15
11	ZONA11	20	ZONA20	0.33
11	ZONA11	29	ZONA29	1.72
12	ZONA12	30	ZONA30	6.56
12	ZONA12	31	ZONA31	5.05
17	ZONA17	20	ZONA20	1.75
19	ZONA19	21	ZONA21	2.83
21	ZONA21	24	ZONA24	1.50
26	ZONA26	25	ZONA25	1.50
27	ZONA27	26	ZONA26	3.00
27	ZONA27	28	ZONA28	4.57
29	ZONA29	27	ZONA27	9.07
32	C.GRANDEI	1	ZONA1	13.00
32	C.GRANDEI	3	ZONA3	0.00
32	C.GRANDEI	4	ZONA4	2.85
32	C.GRANDEI	14	ZONA14	3.77
22	C.GRANDEI	15	ZONA15	2.12
32	C.GRANDEI	16	ZONA16	0.00
32	C.GRANDEI	18	ZONA18	2.69
32	C.GRANDEI	19	ZONA19	5.57
33	C.GRANDEII	20	ZONA20	2.87
33	C.GRANDEII	21	ZONA21	25.63
33	C.GRANDEII	22	ZONA22	1.50
34	BELA VISTA	3	ZONA3	13.00
34	BELA VISTA	5	ZONA5	13.00
34	BELA VISTA	6	ZONA6	11.05
34	BELA VISTA	10	ZONA10	12.95
36	BCDOCONGO	8	ZONA8	4.40
36	BCDOCONGO	11	ZONA11	13.00
36	BCDOCONGO	12	ZONA12	13.00
36	BCDOCONGO	29	ZONA29	13.00

AREAS DE INFLUENCIA DAS SUBESTACOES
EXISTENTES

SUBESTACAO		PONTOS SUPRIDOS						
32	C.GRANDEI	1	4	14	15	16	18	19
33	C.GRANDEII	20	21	22				

AREAS DE INFLUENCIA DAS SUBESTACDES NOVAS

SUBESTACAO		PONTOS SUPRIDOS			
34	BELA VISTA	3	5	6	10
36	HODOCCNGO	8	11	12	29

FLUXO DE CARGA LINEARIZADO

DADOS GERAIS

NUMERO DE BARRAS	NUMERO DE LINHAS	POTENCIA BASE (MW)	BARRA DE REFERENCIA
35	42	10.00	34

DADOS DE BARRA				X	FLUXO NAS LINHAS	
BARRA	NOME	PFIRME-MW	CARGA-MW	BARRA	NOME	FLUXO-MW
1	ZONA1	0.00	5.27			
				2	ZONA2	-0.54
				23	ZONA23	8.17
				32	C. GRANDE I	-12.90
2	ZONA2	0.00	11.07			
				1	ZONA1	0.54
				3	ZONA3	-11.61
3	ZONA3	0.00	3.84			
				2	ZONA2	11.61
				6	ZONA6	-5.46
				13	ZONA13	1.89
				32	C. GRANDE I	0.08
				34	BELA VISTA	-11.96
4	ZONA4	0.00	12.00			
				5	ZONA5	-10.98
				32	C. GRANDE I	-1.02
5	ZONA5	0.00	3.85			
				4	ZONA4	10.98
				34	BELA VISTA	-14.82
6	ZONA6	0.00	1.71			
				3	ZONA3	5.46
				7	ZONA7	0.38
				9	ZONA9	4.72
				34	BELA VISTA	-12.27
7	ZONA7	0.00	0.38			
				6	ZONA6	-0.38
8	ZONA8	0.00	2.70			
				11	ZONA11	5.02
				36	BODOCONGO	-7.72
9	ZONA9	0.00	4.72			
				6	ZONA6	-4.72
10	ZONA10	0.00	1.96			
				16	ZONA16	4.32
				17	ZONA17	4.66
				34	BELA VISTA	-10.94
11	ZONA11	0.00	10.50			
				8	ZONA8	-5.02
				12	ZONA12	0.01
				20	ZONA20	0.33
				29	ZONA29	5.76
				36	BODOCONGO	-11.59

DADOS DE BARRA				X FLUXO NAS LINHAS	
BARRA	NOME	PFIRME-MW	CAPGA-MW	BARRA	FLUXO-MW
12	ZONA12	0.00	3.54	11	ZONA11 -0.01
				30	ZONA30 6.56
				31	ZONA31 5.05
				36	BEDCONGO -15.14
13	ZONA13	0.00	1.89	3	ZONA3 -1.89
14	ZONA14	0.00	3.77	32	C.GRANDEI -3.77
15	ZONA15	0.00	2.12	32	C.GRANDEI -2.12
16	ZONA16	0.00	4.42	10	ZONA10 -4.32
17	ZONA17	0.00	4.82	32	C.GRANDEI -0.10
				10	ZONA10 -4.66
18	ZONA18	0.00	2.69	20	ZONA20 -0.16
19	ZONA19	0.00	2.74	32	C.GRANDEI -2.69
20	ZONA20	0.00	4.95	21	ZONA21 4.74
				32	C.GRANDEI -7.48
21	ZONA21	0.00	26.96	11	ZONA11 -0.33
				17	ZONA17 0.16
				33	C.GRANDEII -4.78
22	ZONA22	0.00	1.50	19	ZONA19 -4.74
23	ZONA23	0.00	8.17	24	ZONA24 1.50
24	ZONA24	0.00	1.50	33	C.GRANDEII -23.72
25	ZONA25	0.00	1.50	33	C.GRANDEII -1.50
26	ZONA26	0.00	1.50	1	ZONA1 -8.17
27	ZONA27	0.00	1.50	21	ZONA21 -1.50
				26	ZONA26 -1.50
				25	ZONA25 1.50
				27	ZONA27 -3.00
28	ZONA28	0.00	4.57	26	ZONA26 3.00
29	ZONA29	0.00	5.65	28	ZONA28 4.57
				29	ZONA29 -9.07
30	ZONA30	0.00	6.56	27	ZONA27 -4.57
				11	ZONA11 -5.76
				27	ZONA27 9.07
				36	BEDCONGO -8.96
				12	ZONA12 -6.56

DADOS DE BARRA				X	FLUXO NAS LINHAS	
BARRA	NOME	PFIRME-MW	CARGA-MW	BARRA	NOME	FLUXO-MW
31	ZONA31	0.00	5.05			
32	C.GRANDEI	30.00	0.00	12	ZONA30	-5.05
				1	ZONA1	12.90
				3	ZONA3	-0.08
				4	ZONA4	1.02
				14	ZONA14	3.77
				15	ZONA15	2.12
				16	ZONA16	0.10
				18	ZONA18	2.59
				19	ZONA19	7.48
33	C.GRANDEII	30.00	0.00	20	ZONA20	4.78
				21	ZONA21	23.72
34	BELA VISTA	50.00	0.00	22	ZONA22	1.50
				3	ZONA3	11.96
				5	ZONA5	14.83
				6	ZONA6	12.27
				10	ZONA10	10.94
36	BODOCONGO	43.40	0.00	8	ZONA8	7.72
				11	ZONA11	11.59
				12	ZONA12	15.14
				29	ZONA29	8.96
		153.40	153.40			

APENDICE V

DADOS DE ENTRADA DO SISTEMA DE SUBTRANSMISSÃO DE
CAMPINA GRANDE

ENTRY

FORN. DE ENERGIA ELET. A CIDADE DE C. GRANDE-SUBTRANSMISSAO
1995

	10.00	10.00						
030	CHESE	00	160.00					
032	C.GRANDEI			30.				
033	C.GRANDEII			30.				
036	BODOCONGO			36.16				
099								
032 033		1	1	71.00	9.35	10.00	10.00	5.81 .00098
032 036			1	71.00	9.55	10.	10.	5.93 .00098
033 036			1	71.00	7.26	10.	10.	4.51 .00098
030 033		1	1	92.00	9.98	10.	10.	2.30 .00091
099								
0								

APENDICE VI

RELATORIO DE SAIDA DO SISTEMA DE SUBTRANSMISSAO DE
CAMPINA GRANDE

INFORMES ECONOMICOS

SOLUCAO NO. 1

ANO 1995

CUSTO TOTAL DO SISTEMA 1590.80

TOTAL DE LINHAS ADICIONADAS 2

LINHAS ADICIONADAS

BARRA DE NO.	NOME	BARRA NO.	PARA NOME	QUANTIDADE	CUSTO TOTAL FIXO	CUSTO TOTAL DE TRANSPORTE
3	C.GRANDEII	36	BDDOCONGO	1	55.10	262.52
0	CHESF	33	C.GRANDEII	1	33.00	41.52
TOTAL				2	88.10	304.04

LINHAS EXISTENTES

BARRA DE NO.	NOME	BARRA NO.	PARA NOME	CUSTO DE TRANSPORTE
33	C.GRANDEII	32	C.GRANDEI	280.50
30	CHESF	33	C.GRANDEII	918.16
TOTAL				1198.66

SUBESTACOES EXISTENTES

NO.	NOME	CAPACIDADE PREVISTA(MW)	UTILIZADA(MW)
30	CHESF	160.00	9.15

INFORMES TECNICOS

FLUXOS OTIMOS APROXIMADOS

DA BARRA NO.	NOME	PARA BARRA NO.	NOME	FLUXO (MW)
33	C.GRANDE II	32	C.GRANDE I	30.00
33	C.GRANDE II	36	BODOCONGO	30.16
30	CHESF	33	C.GRANDE II	90.16

AREAS DE INFLUENCIA DAS SUBESTACOES EXISTENTES

SUBESTACAO	PONTOS SUPRIDOS
30 CHESF	33

FLUXO DE CARGA LINEARIZADO

DADOS GERAIS

NUMERO DE BARRAS	NUMERO DE LINHAS	POTENCIA BASE (MW)	BARRA DE REFERENCIA
4	3	10.00	30

DADOS DE BARRA				X	FLUXO NAS LINHAS	
BARRA	NOME	PFIRME-MW	CARGA-MW	BARRA	NOME	FLUXO-MW
30	CHESEF	96.16	0.00	33	C.GRANDEII	96.16
32	C.GRANDEI	0.00	30.00	33	C.GRANDEII	-30.00
33	C.GRANDEII	0.00	30.00	32	C.GRANDEI	30.00
36	BODOCONGO	0.00	36.16	36	BODOCONGO	36.16
				30	CHESEF	-96.16
				33	C.GRANDEII	-36.16
		96.16	96.16			

INFORMES ECONOMICOS

SOLUCAO NO. 1

ANC 2000

CUSTO TOTAL DO SISTEMA 2073.67

TOTAL DE LINHAS ADICIONADAS 2

LINHAS ADICIONADAS

BARRA DE NO.	NOME	BARRA PARA NO.	PARA NOME	QUANTIDADE	CUSTO TOTAL FIXO	CUSTO TOTAL DE TRANSPOR
33	C.GRANDEII	34	BELA VISTA	1	59.30	200.41
30	CHESF	33	C.GRANDEII	1	33.00	277.14
TOTAL				2	92.30	477.55

LINHAS EXISTENTES

BARRA DE NO.	NOME	BARRA PARA NO.	PARA NOME	CUSTO DE TRANSPORTE
33	C.GRANDEII	32	C.GRANDEI	279.28
33	C.GRANDEII	36	BODOCONGO	306.37
30	CHESF	33	C.GRANDEII	913.16
TOTAL				1503.82

SUBESTACCES EXISTENTES

NO.	NOME	CAPACIDADE PREVISTA(MW)	UTILIZADA(MW)
30	CHESF	160.00	119.77

INFORMES TECNICOS

FLUXOS CTIMOS APROXIMADOS

DA BARRA NC.	NOME	PARA BARRA NC.	NOME	FLUXO (MW)
33	C.GRANDEII	32	C.GRANDEI	29.87
33	C.GRANDEII	34	BELA VISTA	25.24
33	C.GRANDEII	36	BODOCONGG	42.20
30	CHESF	33	C.GRANDEII	119.77

AREAS DE INFLUENCIA DAS SUBESTACOES EXISTENTES

SUBESTACAO	PONTOS SUPRIDOS
30 CHESF	33

INFORMES ECONOMICOS

SOLUCAO NO. 1

ANC 2005

CUSTO TOTAL DO SISTEMA 2670.92

TOTAL DE LINHAS ADICIONADAS 3

LINHAS ADICIONADAS

BARRA DE NO.	BARRA PARA NOME	BARRA NO.	PARA NOME	QUANTIDADE	CUSTO TOTAL FIXO	CUSTO TOTAL DE TRANSPOR
3	C.GRANDEII	34	BELA VISTA	1	59.30	297.00
3	C.GRANDEII	36	BOCCONGO	1	55.10	315.09
0	CHESF	33	C.GRANDEII	1	33.00	612.77
TOTAL				3	147.40	1324.86

LINHAS EXISTENTES

BARRA DE NO.	BARRA PARA NOME	BARRA NO.	PARA NOME	CUSTO DE TRANSPORTE
33	C.GRANDEII	32	C.GRANDEI	280.50
30	CHESF	33	C.GRANDEII	918.16
TOTAL				1198.66

FLUXO DE CARGA LINEARIZADO

DADOS GERAIS

NUMERO DE BARRAS	NUMERO DE LINHAS	POTENCIA BASE(MW)	BARRA DE REFERENCIA
5	4	10.00	30

DADOS DE BARRA				X	FLUXO NAS LINHAS	
BARRA	NOME	PFIRME-MW	CARGA-MW	BARRA	NOME	FLUXO-MW
30	CHESF	119.77	0.00			
32	C.GRANDEI	0.00	29.87	33	C.GRANDEII	119.77
33	C.GRANDEII	0.00	22.46	33	C.GRANDEII	-29.37
				32	C.GRANDEI	29.97
				34	BELA VISTA	25.24
				36	BODCCNGO	42.20
34	BELA VISTA	0.00	25.24	30	CHESF	-119.77
36	BODCCNGO	0.00	42.20	33	C.GRANDEII	-25.24
				33	C.GRANDEII	-42.20
		119.77	119.77			

SUBESTACCES EXISTENTES

ND.	NCME	CAPACIDADE PREVISTA(MW) UTILIZADA(MW)	
30	CHESF	160.00	153.40

INFORMES TECNICOS

FLUXOS CTIMOS APROXIMADOS

DA BARRA NO.	NOME	PARA BARRA NO.	NOME	FLUXO (MW)
33	C.GRANDEII	32	C.GRANDEI	30.00
33	C.GRANDEII	34	BELA VISTA	50.00
33	C.GRANDEII	36	BODOCONGO	43.40
30	CHESF	33	C.GRANDEII	153.40

AREAS DE INFLUENCIA DAS SUBESTACOES EXISTENTES

SUBESTACAO	PONTOS SUPRIDOS
30 CHESF	33

FLUXO DE CARGA LINEARIZADO

DADOS GERAIS

NUMERO DE BARRAS	NUMERO DE LINHAS	POTENCIA BASE (MW)	BARRA DE REFERENCIA
5	4	10.00	30

DADOS DE BARRA				X	FLUXO NAS LINHAS	
BARRA	NOME	PFIRME-MW	CARGA-MW	BARRA	NOME	FLUXO-MW
30	CHESE	153.40	0.00			
32	C.GRANDEI	0.00	30.00	33	C.GRANDEII	153.40
33	C.GRANDEII	0.00	30.00	33	C.GRANDEII	-30.00
				32	C.GRANDEI	30.00
				34	BELA VISTA	50.00
				36	BODCCNGO	43.40
34	BELA VISTA	0.00	50.00	30	CHESE	-153.40
36	BODCCNGO	0.00	43.40	33	C.GRANDEII	-50.00
		153.40	153.40	33	C.GRANDEII	-43.40

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] GCPS/CTST/GTNE/SGCP, "Metodologia para Definição de Novos Pontos de Suprimento", documento 002.DEZ/84.
- [2] GARVER, L. L. "Transmission Network Estimation Using Linear Programming", IEEE Transactions on PAS. Vol. 89, No. 7, september/october, 1970.
- [3] CRAWFORD, D. M. & HOLT Jr., S. B. "A Mathematical Optimization Technique for Locating and Sizing Distribution Substations, and Deriving Their Optimal Service Areas", IEEE Transactions on PAS, pp 230-215, march, 1975.
- [4] WALL, D. L.; THOMPSON, G. L.; NORTHCOTE-GREEN, J. E. D. "An Optimization Model for Planning Radial Distribution Networks", IEEE Transactions on PAS, pp 1061-1065, may/june, 1979.
- [5] THOMPSON, G.L. & WALL, D. L. "A Branch and Bound Model for Choosing Optimal Substation Locations", IEEE Transactions on PAS, vol. PAS-100, no. 5, may, 1981.
- [6] SUN, D. I.; FARRIS, D. R.; COTE, P. J.; SHOULTS, R. R. ; CHEN M. S. "Optimal Distribution Substation and Primary Feeder Planing via the Fixed Charge Network Formulotion", IEEE Transaction on PAS, pp. 602-609. Mar. 1982.

- [7] ADAMS, R. N. & LAUGHTON, M. A. "Optimal Planning of Power Networks using Mixes - Integer Programming", PROC. IEEE, Vol. 121.No.2, February 1974.
- [8] EL - KADY, M. A. "Computer - Aided Planning of Distribution Substation and Primary Feeders" IEEE on PAS. pp. 1183-1189, June 1984.
- [9] WAGNER, H. M. "Principles of Operations Research", Prentice-Hall INC., 1975.
- [10] GOTTFRIED, B. S. & WEISMAN, J. "Introduction to Optimization Theory", Prentice-Hall INC., 1973.
- [11] GILLET B. E. "Introduction to Operations Research A Computer Oriented Algorithmic Approach", McGraw-Hill INC., 1976.
- [12] LAND, A. H. & POWELL, S. "Fortran Codes for Mathematical Programming: Linear, Quadratic and Discrete", John Wiley & Sons, LTD., 1979.
- [13] PUCCINI, A. L. "Introdução à Programação Linear", Livros Técnicos e Científicos Editora S. A., 1978.
- [14] HADLEY, G. "Linear Programming", Addison-Wesley Publishing Company. INC., 1978.
- [15] MONTECELLI, A. "Fluxo de Carga em Redes de Energia

Elétrica", CEPEL, 1983.

[16] ZOLLENKOPF, K. "Bi-factorisation-Basic Computational Algorithmic and Programming Techniques. In Large - Sparse Sets of Linear Equations", pp 75-96 Academic Press, 1971.

[17] THEMAG ENGENHARIA, "Estudo de Suprimento de Energia Elétrica à Cidade de Campina Grande - Período de 1987 a 2005", Doc. no 1025.07.001.RT.9.11.57.0007.00, JAN/88.