

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA DE CAMPINAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

CONTRIBUIÇÃO PARA O PLANEJAMENTO ECONÔMICO DE SISTEMAS DE ENER-  
GIA ELÉTRICA: UM ALGORÍTMO PARA A EXPANSÃO SIMULTÂNEA DA GERA-  
ÇÃO E TRANSMISSÃO USANDO APROXIMAÇÃO LINEAR.

por TADEU DA MATA MEDEIROS BRANCO  
Orientador: Dr. ROBERT LIANG KOO

Tese apresentada à Comissão Julga-  
dora designada pela Coordenação de Pós-Gradua-  
ção em Engenharia Elétrica da Universidade Es-  
tadual de Campinas - UNICAMP como parte dos re-  
quisitos para obtenção do grau de

DOUTOR EM ENGENHARIA ELÉTRICA  
(Automação)

CAMPINAS - SÃO PAULO - BRASIL  
1983

### AGRADECIMENTOS

Deixo expresso meu sincero agradecimento ao Dr. Robert Liang Koo, pela sua orientação, assistência, encorajamento e amizade ao longo de todas as fases de minha pesquisa. Suas críticas e observações foram válidas para o desenvolvimento deste trabalho.

Meus agradecimentos pela atenção dispensada por todos os membros da Comissão Julgadora em participar da avaliação deste trabalho.

De uma forma toda especial agradeço àqueles que de diversas maneiras contribuíram para a conclusão deste trabalho, destacando meus pais Otávio e Antonieta, meus irmãos, demais familiares e Yêda Corrêa que mesmo distantes procuravam facilitar os meios para tornar menos árdua esta tarefa, ao Guilherme Venturieri pelo excelente trabalho datilográfico, aos companheiros docentes e administrativos do Departamento de Eletricidade e do Serviço de Computação da Universidade Federal do Pará e àqueles da Faculdade de Engenharia e Centro de Computação da Universidade Estadual de Campinas. O incentivo, apoio e ajuda de cada um de vocês foi muito importante.

A UFPa./PICD, a CAPES e ao CNPq o agradecimento pelo suporte financeiro proporcionado, cada uma em seu momento oportuno.

Pela CORAGEM, FÉ, FORÇA e RESIGNAÇÃO que proporcionadas por DEUS e Todos os Santos me fizeram suportar e superar todas as dificuldades apresentadas, é meu dever também agradecer.

CONTRIBUIÇÃO PARA O PLANEJAMENTO ECONÔMICO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA: UM ALGORÍTMO PARA A EXPANSÃO SIMULTÂNEA DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO USANDO APROXIMAÇÃO LINEAR.

ÍNDICE GERAL

RESUMO .....	1
ABSTRACT .....	ii
NOMENCLATURA E SIMBOLOGIA .....	iii
ÍNDICE DE FIGURAS .....	vi
ÍNDICE DE TABELAS .....	viii

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1 - Introdução .....	1.1
1.2 - Visão geral da aplicação de Programação Linear em problemas de Planejamento e Operação de Sistemas de Energia Elétrica .....	1.3
1.3 - Visão Geral do Trabalho .....	1.5

Capítulo 2

CONSIDERAÇÕES SOBRE O PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 - Introdução .....	2.1
2.2 - Planejamento a Curto e Médio Prazo .....	2.2
2.3 - Planejamento a Longo Prazo .....	2.6
2.4 - Planejamento de Geração e Transmissão .....	2.6

Capítulo 3

PREVISÃO DA DEMANDA E GERAÇÃO

3.1 - Introdução .....	3.1
3.2 - Modelagem da Demanda .....	3.3
3.3 - Cálculo da Geração .....	3.3
3.3.1 - Modelo para Cálculo da Geração .....	3.5

Capítulo 4

MODELAGEM LINEAR DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

4.1 - Introdução .....	4.1
4.2 - Sobre os Modelos de Transporte de Fluxo .....	4.1
4.3 - Vantagens do Modelo de Transporte de Fluxo Inteiro com Transferência .....	4.2

4.4 - Algoritmo de Fluxo com Mínimo Investimento .....	4.4
4.5 - Inclusão das Perdas do Sistema de Transmissão ..	4.6
4.6 - Modelo Linear do Sistema de Transmissão .....	4.8
4.6.1 - Algoritmo de Ajuste de Perdas .....	4.9
4.7 - Eliminação da Sobrecarga do Sistema de Transmis- são .....	4.10

## Capítulo 5

### FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO SIMULTÂNEA DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO E METODOLOGIA DE SOLUÇÃO

5.1 - Introdução .....	5.1
5.2 - Modelo Matemático do Problema .....	5.2
5.3 - Metodologia Proposta para Solução .....	5.4
5.3.1 - Algoritmo para a Operação Conjunta com Mí- nimo Custo da Geração e Transmissão .....	5.6
5.3.2 - Algoritmo para a Ampliação da Geração ....	5.8
5.3.3 - Algoritmo para a Ampliação da Transmissão	5.9
5.3.4 - Algoritmo para a Ampliação Conjunta da Ge- ração e Transmissão .....	5.10
5.4 - Algoritmo Global de Planejamento .....	5.12

## Capítulo 6

### ASPECTOS COMPUTACIONAIS DO ALGORÍTMO GLOBAL DE PLANEJAMENTO

6.1 - Introdução .....	6.1
6.2 - Modelo de Programação Linear .....	6.1
6.3 - Solução do Modelo de Programação Linear .....	6.3
6.4 - Aplicação do Algoritmo de Fluxo de Custo Mínimo	6.5
6.5 - Programas Computacionais Desenvolvidos .....	6.6

## Capítulo 7

### EXEMPLOS DE COMPARAÇÃO E APLICAÇÃO

7.1 - Introdução .....	7.1
7.2 - Um Exemplo Comparativo .....	7.1
7.3 - Exemplos de Aplicação .....	7.7
7.3.1 - 1º Exemplo de Aplicação .....	7.7
7.3.2 - 2º Exemplo de Aplicação .....	7.15
7.4 - Análise dos Resultados .....	7.24

Capítulo 8

<u>CONCLUSÃO E SUGESTÕES PARA TRABALHOS POSTERIORES</u>	8.1
<u>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</u> .....	9.1

CONTRIBUIÇÃO PARA O PLANEJAMENTO ECONÔMICO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA: UM ALGORÍTMO PARA A EXPANSÃO SIMULTÂNEA DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO USANDO APROXIMAÇÃO LINEAR.

por TADEU DA MATA MEDEIROS BRANCO

RESUMO

O Planejamento Econômico da Geração ou Transmissão em Sistemas de Energia Elétrica constitui um Problema de Otimização Não Linear apresentando certa complexidade e deve ser tratado de uma maneira global. Diversos métodos iterativos têm sido propostos para resolver problemas desta natureza embora muitas vezes sejam inaceitáveis devido aos requisitos de tempo e armazenamento computacional em larga escala. Essa complexidade é aumentada se geração e transmissão forem otimizadas simultaneamente. Programação linear tem sido considerada como um instrumento promissor para solução desses problemas embora com perda de exatidão nos resultados devido a linearização de funções não lineares, mesmo assim para fins de planejamento estes resultados são aceitáveis.

Neste trabalho é proposto um Algoritmo Global para o Planejamento Econômico da Expansão Simultânea da Geração e Transmissão de Sistemas de Energia Elétrica baseado na aplicação de um Método de Programação Linear e do Algoritmo de Fluxo de Custo Mínimo que permite a adição discreta de unidades geradoras e de circuitos ao sistema com mínimo custo de investimento em cada período. Perdas e máxima capacidade das linhas são incluídas no Algoritmo, alguns exemplos são apresentados e no final são sugeridas algumas extensões para o trabalho.

CONTRIBUTION TO THE ELECTRIC POWER SYSTEMS ECONOMIC PLANNING:  
AN ALGORITHM FOR THE SIMULTANEOUS EXPANSION OF GENERATION AND  
TRANSMISSION USING LINEAR APPROXIMATION.

by TADEU DA MATA MEDEIROS BRANCO

ABSTRACT

Economic Planning of Generation and Transmission in Electrical Power Systems constitutes a Nonlinear Optimization Problem which has some complexity and must be treated in a global manner. Several interactive methods has been proposed to solve problems of this nature but sometimes are unacceptable due time and large computer storage requirements. This complexity is enlarged if generation and transmission were simultaneously optimized. Linear programming has been considered as a promising tool to solve these problems but due the linearization of nonlinear functions the results presents some loss of accuracy, even so, for planning purposes these results are acceptable.

In this work we propose a Global Algorithm for the Economic Planning of Simultaneous Expansion of Generation and Transmission in Electrical Power Systems based on the application of a Linear Programming Method and Minimum Cost Flow Algorithm which permits discret addition of generation and circuits units to the system with minimum investment cost in each period. Losses and maximum capacity of the lines are included in the algorithm, some examples are shown and at the end we suggest some extensions to further works.

NOMENCLATURA E SIMBOLOGIA

- $CO_K$  - custo operacional total de geração e transmissão em algum período K de planejamento.
- $COPUF_L$  - custo operacional por unidade de fluxo na linha L do sistema.
- $COPUG_I$  - custo operacional por unidade de geração produzida pela barra I do sistema.
- $COPTGE_K$  - custo operacional total do sistema de geração em algum período K do planejamento.
- $COPTTR_K$  - custo operacional total do sistema de transmissão em algum período K do planejamento.
- $CPUC_L$  - custo de unidade de circuito instalado na linha L do sistema.
- $CPUG_I$  - custo de unidade geradora instalada na barra I do sistema.
- $DE_{I,K}$  - demanda estimada na barra I, no período K de planejamento, considerando o ajuste de perdas.
- $DESP_{I,K}$  - demanda estimada da barra I, no período K de planejamento.
- $DISPON_I$  - disponibilidade de potência ativa líquida (potência gerada menos demanda estimada na barra I considerando o ajuste de perdas) em algum período do planejamento.
- $FLUINF_L$  - limite inferior de fluxo de potência por circuito na linha L do sistema.
- $FLX_{L,K}$  - fluxo de potência que circula através da linha L do sistema no período K de planejamento.
- $FMPC_L$  - fluxo máximo por unidade de circuito instalado na linha L do sistema.
- GAMA - taxa anual de juros de desconto de investimento.
- $GE_{I,K}$  - geração produzida pela barra I no período K de planejamento.
- $GEMAG_I$  - geração máxima por unidade geradora instalada na barra I do sistema.
- $GEMIG_I$  - geração mínima por unidade geradora instalada na barra I do sistema.
- IDR - percentual da demanda estimada atendida em algum pe-

- ríodo do planejamento.
- $INGER_K$  - investimento em geração no período K de planejamento.  
 $INTO_K$  - investimento em geração e transmissão no período K de planejamento.  
 $INTOCO_K$  - soma de  $INTO_K$  e  $CO_K$  corrigidos para o período inicial de planejamento.  
 $INTRA_K$  - investimento em transmissão no período K de planejamento.  
 $IPER$  - intervalo entre dois períodos consecutivos de planejamento.  
 $NBAR$  - total de barras do sistema.  
 $NBGE$  - número de barras com geração instalada.  
 $NCA_L$  - total de circuitos que pode ser acrescentado na linha L do sistema durante o planejamento.  
 $NCEØ_L$  - total de circuitos existentes na linha L na configuração inicial do sistema.  
 $NCI_{L,K}$  - total de circuitos instalados na linha L no período K de planejamento.  
 $NDE_L$  - barra onde termina a linha L.  
 $NGA_I$  - total de unidades geradoras que pode ser acrescentado na barra I do sistema durante o planejamento.  
 $NGEØ_I$  - total de unidades geradoras existentes na barra I do sistema na configuração inicial.  
 $NGI_{I,K}$  - total de unidades geradoras instaladas na barra I do sistema no período K de planejamento.  
 $NLIN$  - total de linhas do sistema.  
 $NOR_L$  - barra onde inicia a linha L.  
 $NPER$  - total de períodos de planejamento.  
 $NTA$  - horizonte de planejamento.  
 $PERFLU_L$  - perda por unidade de fluxo por circuito na linha L do sistema.  
 $R_L$  - ganho da linha L do sistema.  
 $SEGUR$  - percentual de utilização da capacidade total de transmissão de cada circuito.  
 $DEMANDA_K$  - acumulador da soma das demandas estimadas por barras no período K de planejamento.

- $SUMGE_K$  - acumulador da geração total produzida pelas unidades geradoras no período K de planejamento.
- $TCD_{I,K}$  - taxa de correção da demanda estimada em cada barra em cada período de planejamento.

CONTRIBUIÇÃO PARA O PLANEJAMENTO ECONÔMICO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA: UM ALGORÍTMO PARA A EXPANSÃO SIMULTÂNEA DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO USANDO APROXIMAÇÃO LINEAR.

ÍNDICE DE FIGURAS

- FIG. 2.1 - CUSTO OPERACIONAL DE UM GERADOR FUNCIONANDO COM COMBUSTÍVEL FÓSSIL (ADAPTADO DE [43]) ( $\bar{P}$  e  $\underline{P}$ , LIMITES INFERIOR E SUPERIOR DE POTÊNCIA DE SAÍDA) ..... 2.3
- FIG. 2.2 - DIAGRAMA ESQUEMÁTICO SIMPLIFICADO DE PARTE DE UM SISTEMA ELÉTRICO EXISTENTE E SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO A NÍVEL DE TRANSMISSÃO (ADAPTADO DE [28]) ..... 2.4
- FIG. 2.3 - DIAGRAMA ESQUEMÁTICO SIMPLIFICADO DE PARTE DE UM SISTEMA ELÉTRICO EXISTENTE E SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO A NÍVEL DE DISTRIBUIÇÃO (ADAPTADO DE [28]) ..... 2.5
- FIG. 3.1 - VALORES DE DEMANDA OBSERVADOS ( $DESP_{I,.o}$ ) E ESTIMADOS ( $DESP_{I,.e}$ ) EM UMA REGIÃO I DE UM SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA AO LONGO DE DETERMINADO INTERVALO DE TEMPO ARBITRÁRIO AJUSTADOS POR UMA FUNÇÃO NÃO LINEAR (ADAPTADO DE [30]) ..... 3.4
- FIG. 4.1 - VARIÁVEIS DE ENTRADA E RESULTADOS DA APLICAÇÃO DE UM MODELO LINEAR PARA MINIMIZAR A SOMA TOTAL EM TODOS OS CIRCUITOS NOS SEGUINTE CASOS: CARGA X DISTÂNCIA, CARGA X RESISTÊNCIA E CARGA X CUSTO (ADAPTADO DE [48]) ..... 4.3
- FIG. 4.2 - PARTE DE UMA REDE ELÉTRICA NÃO CONSERVATIVA COM:  
 $SL_I$  O CONJUNTO DE TODAS AS LINHAS COM ORIGEM NO NÓ I  
 $CL_I$  O CONJUNTO DE TODAS AS LINHAS QUE TERMINAM NO NÓ I  
 $R_L$  O GANHO DA LINHA ..... 4.6
- FIG. 4.3 - CAPACIDADE DA LINHA COMO UMA FUNÇÃO DO COMPRIMENTO (ADAPTADO DE [16]) ..... 4.11
- FIG. 5.1 - APROXIMAÇÃO LINEAR PARA O CUSTO DE DIVERSOS TIPOS DE CABOS EMPREGADOS COMO CIRCUITOS NA

	TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM FUNÇÃO DO FLUXO (ADAPTADO DE [48] ) .....	5.3
FIG. 5.2 -	PARTE INICIAL DO FLUXOGRAMA DO ALGORÍTMO GLOBAL DE PLANEJAMENTO DEFINIDO NA SEÇÃO 5.4 .....	5.14
FIG. 5.3 -	PARTE FINAL DO FLUXOGRAMA DO ALGORÍTMO GLOBAL DE PLANEJAMENTO DEFINIDO NA SEÇÃO 5.4 .....	5.15
FIG. 6.1 -	LINHAS DE COMUNICAÇÃO ENTRE O PROGRAMA PRINCIPAL E AS DIVERSAS SUBROTINAS DESENVOLVIDAS PARA RESOLVER O ALGORÍTMO GLOBAL DE PLANEJAMENTO ...	6.11
FIG. 7.1 -	CONFIGURAÇÃO DA REDE DE SUBTRANSMISSÃO APRESENTADA NA REFERÊNCIA 1 PARA O PROBLEMA BÁSICO DE SÍNTESE DE REDE .....	7.2
FIG. 7.2 -	CONFIGURAÇÃO DO CIRCUITO OBTIDA COM A APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DA REFERÊNCIA 1 COM CUSTO TOTAL DE INVESTIMENTO EM TRANSMISSÃO IGUAL a 2693000 LIBRAS .....	7.5
FIG. 7.3 -	CONFIGURAÇÃO DO CIRCUITO OBTIDA COM A APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA NO CAPÍTULO 5, COM CUSTO TOTAL DE INVESTIMENTO EM TRANSMISSÃO IGUAL A 2654000 LIBRAS .....	7.6

CONTRIBUIÇÃO PARA O PLANEJAMENTO ECONÔMICO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA: UM ALGORÍTMO PARA A EXPANSÃO SIMULTÂNEA DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO USANDO APROXIMAÇÃO LINEAR.

ÍNDICE DE TABELAS

TABELA	II.1 - Alguns Problemas de Operação e Planejamento em Sistemas Eletroenergéticos (A adaptado de [43]) .....	2.7
TABELA	VII.1 - Dados de Geração e Demanda para o Problema Básico de Síntese Estática de Rede da Referência 1 (Quantidades Elétricas em MVA) .....	7.1
TABELA	VII.2 - Dados referentes a Transmissão para o Problema Básico de Síntese Estática de Rede da Referência 1 (Quantidades Elétricas em MVA) .....	7.3
TABELA	VII.3 - Resultados do Problema Básico de Síntese Estática de Redes da Referência 1. Caso a - Usando Metodologia Proposta na Referência. Caso b - Usando Metodologia Proposta no Capítulo 5. (Quantidades Elétricas em MVA)	7.4
TABELA	VII.4 - Taxas de Correção de Demanda para o 1º Exemplo de Aplicação .....	7.7
TABELA	VII.5 - Demanda estimada ( $DESP_{I,K}$ ) por Período e por Barra para o 1º Exemplo de Aplicação .....	7.8
TABELA	VII.6 - Dados Referentes a Geração para o 1º Exemplo de Aplicação .....	7.8
TABELA	VII.7 - Dados Referentes a Transmissão para o 1º Exemplo de Aplicação .....	7.8
TABELA	VII.8 - Barras com Acréscimo de Unidade Geradora por Período para o 1º Exemplo de Aplicação .....	7.9
TABELA	VII.9a - Linhas com Acréscimo de Unidade de Circuito por Período para o 1º Exemplo de	

	Aplicação .....	7.10
TABELA VII.9b	- Linhas com Acréscimo de Unidade de Circuito por Período para o 1º Exemplo de Aplicação (continuação) .....	7.11
TABELA VII.10a	- Custos de Operação e de Investimento por Período para o 1º Exemplo de Aplicação	7.12
TABELA VII.10b	- Custos de Operação e de Investimento por Período para o 1º Exemplo de Aplicação (continuação) .....	7.13
TABELA VII.11	- Soma Total dos Custos de Operação e de Investimento de Cada Período Corrigido para o Período Inicial de cada Configuração encontrada no 1º Ex. de Aplicação	7.14
TABELA VII.12	- Taxas de Correção de Demanda para o 2º Exemplo de Aplicação .....	7.15
TABELA VII.13	- Demanda Estimada ( $DESP_{I,K}$ ) por Período e por Barra para o 2º Exemplo de Aplicação .....	7.16
TABELA VII.14	- Dados Referentes a Geração para o 2º Exemplo de Aplicação .....	7.16
TABELA VII.15	- Dados Referentes a Transmissão para o 2º Exemplo de Aplicação .....	7.17
TABELA VII.16	- Barras com Acréscimo de Unidades Geradoras por Período para o 2º Exemplo de Aplicação .....	7.18
TABELA VII.17a	- Linhas com Acréscimo de Unidade de Circuito por Período para o 2º Exemplo de Aplicação .....	7.19
TABELA VII.17b	- Linhas com Acréscimo de Unidade de Circuito por Período para o 2º Exemplo de Aplicação (continuação) .....	7.20
TABELA VII.18a	- Custos de Operação e de Investimento por Período para o 2º Exemplo de Aplicação .....	7.21
TABELA VII.18b	- Custos de Operação e de Investimento por Período para o 2º Exemplo de Aplicação (continuação) .....	7.22

TABELA VII.19 - Soma Total dos Custos de Operação e de Investimento de Cada Período Corrigido para o Período Inicial de Cada Configuração Encontrada no 2º Exemplo de Aplicação ..... 7.23

## Capítulo 1 - INTRODUÇÃO

### 1.1 - Introdução

O Planejamento Econômico de um Sistema de Energia Elétrica consiste em determinar um conjunto de estratégias operacionais e de expansão com mínimo custo que atenda a demanda prevista satisfazendo ao mesmo tempo as condições de confiabilidade e segurança exigidas.

Do ponto de vista matemático, o Planejamento Econômico de um Sistema de Energia Elétrica representa um problema de otimização bastante complexo incluindo um grande número de variáveis e restrições lineares e/ou não lineares, envolvendo por conseguinte o uso de Programação Matemática e de Computadores Digitais em larga escala [15,24,39,45]. É um problema dinâmico no sentido que não pode ser resolvido apenas para algum instante específico de tempo e em geral é constituído dos seguintes passos:

- a) fornecimento dos dados da configuração inicial e dos dados para a expansão.
- b) formulação da função objetivo.
- c) preparação de um algoritmo e um programa a ser compilado em um computador digital para otimização da função objetivo.

Para solução deste problema de otimização, os seguintes dados de entrada são necessários:

- a) dinâmica da demanda de energia elétrica nas diversas barras do sistema para cada período de planejamento sob consideração, incluindo a máxima capacidade de geradores e de linhas, consumo de energia, estrutura e duração total da carga.
- b) dos recursos de energia a ser utilizada diretamente ou através da transferência de outros sistemas incluindo a limitação desses recursos, dos indicadores econômicos dos recursos e de sua transferência.
- c) características técnicas e econômicas das unidades de geração e elementos do circuito considerando tam

bem as unidades geradoras e circuitos já em operação.

- d) da confiabilidade do sistema incluindo estatística de falta dos elementos do sistema, custo das perdas devido a interrupções no suprimento e outros.
- e) da forma e característica da função objetivo.

A função objetivo do problema de planejamento é uma função não linear com certa complexidade e com um valor considerável de variáveis desconhecidas, algumas das quais são inteiras. Como exemplo dessas variáveis são consideradas: número de unidades geradoras por barra, número de circuitos por linhas do sistema de transmissão/distribuição, seção transversal de condutores e outros. Se formulado rigorosamente, um problema dessa natureza torna-se impossível de ser resolvido. Para que sua solução seja possível, um conjunto de considerações deve ser estabelecido de tal maneira que possibilite a construção de um modelo matemático que conduza a soluções suficientemente aceitáveis.

Os modelos matemáticos que se referem a problemas de energia elétrica são resolvidos por Técnicas de Programação Matemática classificadas de Linear ou Não Linear.

As técnicas de Programação Linear são aplicadas quando a função objetivo depende linearmente das variáveis desconhecidas e todas as restrições de igualdade ou desigualdade expressas em termos dessas variáveis desconhecidas são lineares embora possam também ser aplicadas a problemas contendo funções não lineares que são linearizadas por parte.

As técnicas de Programação Não Linear são métodos iterativos e em geral são computacionalmente expensivos. São empregados quando a função objetivo é não linear e as restrições de igualdade ou desigualdade podem ser do tipo linear ou não linear.

A literatura recente em Operação e Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica mostra a aplicação de Técnicas de Programação Linear como base para o desenvolvimento de algoritmos com vistas a solução de problemas de localização e dimensionamento de subestações, despacho de geração e estimação e projeto

de sistemas de transmissão ou distribuição. Técnicas de Programação Não Linear são utilizadas por Billington e Bhavajaru [4, 5]; Kaltenbach, Pescon e Gehrig [22]; Stott e Alsac [36]; Stott [35]; Munasinghe [29]; Albuyeh e Skilles [2] para a solução de problemas de operação e planejamento de sistemas de energia elétrica. Para determinar aproximadamente a distribuição de potência ativa e ângulo de fase em um sistema elétrico, um fluxo de carga DC é proposto por Takahashi, Sekine e Umezu em [40].

Do ponto de vista operacional a determinação do fluxo de potência nas linhas através de Programação Não Linear se baseia na solução de um problema constituído por um conjunto de equações algébricas não lineares simultâneas. Métodos iterativos como Gauss, Gauss-Seidel, Newton-Raphson, Desacoplado Rápido e outros devem ser considerados. Alguns trabalhos mais recentes consideram modelos linearizados que apresentam rapidez computacional e os resultados encontrados mostram uma boa aproximação para propósitos de operação e planejamento. A seção seguinte descreve de uma maneira geral algumas aplicações de Programação Linear e combinações com Programação Dinâmica e Inteira para solução dos problemas mencionados anteriormente.

## 1.2 - Visão geral da aplicação de Programação Linear em problemas de Planejamento e Operação de Sistemas de Energia Elétrica.

Nos últimos anos um grande número de algoritmos utilizando Programação Linear tem sido desenvolvido e aplicados na solução de problemas de Planejamento e Operação de Sistemas de Energia Elétrica. São favorecidos por apresentarem rapidez computacional e levam a resultados com precisão aceitável. Um levantamento da bibliografia específica no assunto permite apresentar uma visão geral, a seguir, de acordo com uma ordem cronológica de publicação.

Knight [23], partindo da localização geográfica das subestações, utilizou do Método Simplex para determinar a rede elétrica factível com mínimo custo capaz de unir estas subestações aos centros consumidores com confiabilidade. Esse mesmo

Método foi aplicado por Garver [16] para resolver o problema de minimizar o custo de investimento de um sistema de transmissão para interligar barras de geração e demanda com localização previamente determinada e definir o Fluxo Linear Estimado. Day [14], apresentou uma aproximação para a previsão da produção com mínimo custo de sistemas de energia elétrica. O Método Simplex Revisado foi então usado no processo de otimização da partida e alocação de carga às unidades geradoras. Lee, Hicks e Hnylicka [26] apresentaram um novo método para o problema da expansão da transmissão em um estágio. O problema foi formulado como uma série de programas inteiros 0-1 que são resolvidos por um algoritmo eficiente "Branch-and-Bound". Masud [27], definiu um modelo que simula o crescimento de um sistema de energia elétrica e determina a expansão de menor custo para um sistema de distribuição entre as subestações. O modelo desenvolvido é baseado em Programação Linear-Inteira. Adams e Laughton [1], descreveram uma aproximação para o Planejamento de Sistemas Elétricos empregando Programação Mista Linear-Inteira. O modelo apresentado é baseado em uma interpretação do Algoritmo de Transporte com Custo Fixo e inclui a segurança e perdas do circuito. Crawford e Holt Jr. [12,20] utilizaram o Algoritmo de Caminho Mínimo de Dijkstra e o Algoritmo de Transportes de Ford e Fulkerson [13] para investigar as relações entre tamanhos de subestações, localização ótima e limitações de serviço considerando localizações alternativas para as subestações e restrições de confiabilidade. Hindi, Brameller e Haman [19] empregam dois métodos para encontrar o perfil ótimo de alimentadores de baixa tensão. O Modelo de Transporte com Transbordo e o Modelo de Programação Inteira 0-1 são considerados. Em outro trabalho, Hindi e Brameller [18] apresentaram um método combinado: "Branch-and-Bound/Capacitated Transshipment", para determinar a configuração ótima de um sistema radial de distribuição em baixa tensão. O Algoritmo de Transportes Generalizado é empregado por Talukdar, Udayabhanu, Morton e Morgan [42] e por Talukdar, Kalyan e Mc Nitt [41] para criar modelos alternativos com vistas a operação e planejamento de sistemas de energia elétrica. Wall, Thompson e Northcote-Green apresentaram um modelo de otimização para o Planejamento de Sistemas Radial de Distribuição.

ção com base no Algoritmo de Transporte com Transbordo [48]. O Modelo de Transporte de Carga Fixa e Transbordo e o Algoritmo Branch-and-Bound usado em um modelo de busca são empregados por Thompson e Wall [44] com vistas a alocação ótima de subestações. O problema da alocação de geração com custo ótimo considerando reserva girante e outras restrições é formulado por Waight, Bose e Sheble [47] como um problema de Programação Linear que é resolvido utilizando a Decomposição de Dantzig-Wolfe. Para o Despacho Econômico de Sistemas de Energia Elétrica, Lee, Thorne e Hill [25] apresentaram um modelo baseado em aplicações sucessivas do Algoritmo de Fluxo de Custo Mínimo. Romano, Quintana, Lopéz e Valadez [32] formularam o problema de Despacho Econômico com restrições de fluxo nas linhas e reserva girante como um programa linear e aplicaram o princípio da Decomposição de Dantzig-Wolfe que permite reduzir de uma maneira eficiente a dimensão do problema dividindo-o em diversos subprogramas coordenados por um programa "master". Waight, Albuyeh e Bose [46] apresentaram uma metodologia para resolver o problema do despacho de geração com margem de reserva. Para isso empregaram Programação Linear através da Decomposição de Dantzig-Wolfe e Programação Dinâmica. Esta visão geral mostra a validade da aplicação de Técnicas de Programação Linear a problemas de Operação e Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica.

### 1.3 - Visão Geral do Trabalho

Neste trabalho daremos ênfase ao emprego de Técnicas de Programação Linear para resolver o problema do Planejamento Econômico da Expansão Simultânea da Geração e Transmissão de Sistemas de Energia Elétrica a médio e a longo prazo partindo da consideração que os custos de operação e de investimento são linearizados. É proposto um Algoritmo Global para solução do problema baseado na aplicação de um Método de Programação Linear e do Algoritmo de Fluxo de Custo Mínimo Inteiro que permitem a adição discreta de circuitos e de unidades geradoras ao sistema inicial em cada período do planejamento. São consideradas as perdas e máxima capacidade das linhas e incluídos exemplos de comparação e de aplicação assim como discussão dos resultados e orientação para futuras pesquisas.

O trabalho é constituído de um total de oito capítulos contendo referências as bibliografias listadas em ordem alfabética no final.

No capítulo seguinte são feitas considerações ao Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica a curto, médio e longo prazo, em especial a médio e longo prazo quando ocorre a expansão simultânea da geração e transmissão.

O capítulo 3 apresenta um modelo para a previsão da demanda a cada período da expansão e mostra o cálculo da geração total que deve ser fornecida pelo sistema de maneira a atender a demanda em cada barra e as perdas associadas a transmissão.

O Modelo Linear do Sistema de Transmissão é apresentado no capítulo 4. São mostradas as vantagens da utilização de um Modelo de Transporte de Fluxo Inteiro com Transferência. É descrito também um algoritmo para inclusão das perdas do Sistema de Transmissão assim como uma maneira de se eliminar a sobrecarga do sistema de transmissão.

No capítulo 5 é apresentada a Formulação Matemática do problema de Planejamento da Expansão Simultânea da Geração e Transmissão a médio e longo prazo com a proposição de um Algoritmo Global para solução que representa o objetivo que procuramos atingir neste trabalho. Quatro algoritmos auxiliares são estabelecidos para definição deste Algoritmo Global.

O capítulo 6 descreve os aspectos computacionais associados a elaboração do algoritmo proposto no capítulo anterior. É apresentado uma breve descrição do Programa Principal e Subrotinas utilizadas no trabalho as quais foram desenvolvidas em Linguagem FORTRAN [8] e processadas inicialmente no Centro de Computação da Universidade Estadual de Campinas - CCUEC e posteriormente no Sistema DEC-1091 do Serviço de Computação da Universidade Federal do Pará - SECOM/UFPa.

Exemplos de comparação e de aplicação do algoritmo assim como análise dos resultados são considerados no capítulo 7 enquanto que as conclusões feitas com base no desenvolvimento do trabalho e sugestões para pesquisas futuras são consideradas no capítulo 8.

## Capítulo 2 - CONSIDERAÇÕES SOBRE O PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

### 2.1 - Introdução

O planejamento de sistemas de energia elétrica, independente do horizonte estabelecido, deve satisfazer a um conjunto de condições operacionais com segurança e também prever a expansão do sistema de transmissão e/ou geração. De uma maneira global o planejamento pode ser considerado em três faixas:

- planejamento a curto prazo.
- planejamento a médio prazo.
- planejamento a longo prazo.

Do ponto de vista de expansão de geração e/ou transmissão além das variáveis operacionais associadas ao sistema, devem ser considerados o custo de desapropriação, o impacto social causado muitas vezes pela inundação de áreas de recreação e mesmo de cidades inteiras, a máxima geração que pode ser instalada no local, configuração do terreno ao longo do qual serão instaladas linhas de alta tensão, custo de unidades geradoras e linhas, perdas de transmissão e outros fatores técnicos e econômicos.

Uma fase inicial do planejamento serve para mostrar quais as alternativas de baixo custo que são disponíveis para a expansão do sistema.

Qualquer sistema de energia elétrica é constituído de duas partes: uma associada a produção de energia, a geração e outra associada ao transporte da energia gerada representada pelo circuito de transmissão e distribuição, muito embora qualquer das partes seja dependente da outra.

Grande maioria dos sistemas de geração atualmente em funcionamento são de três tipos: nuclear, hidrelétrico e fóssil (carvão, óleo e gás). Os sistemas nucleares tendem a ser operados dentro de níveis de saída constante e os sistemas hidrelétricos apresentam um custo de operação não essencialmente variável. Os sistemas que operam com base na queima de carvão, óleo ou gás possuem um custo operacional elevado e a potência de sai-

da dos geradores é controlada pela abertura sequenciada de um conjunto de válvulas das turbinas a vapor. As perdas por estrangulamento são grandes quando as válvulas encontram-se abertas razoavelmente e são reduzidas quando essas válvulas encontram-se totalmente abertas. Esta situação leva a um custo de operação representado pela curva da Figura 2.1.

Os sistemas de transmissão e de distribuição têm capacidade fixada que não deve ser excedida. As perdas nesses sistemas não são desprezíveis nem tão grande quanto as que ocorrem nos sistemas de geração. Essas perdas são proporcionais ao quadrado da potência que flue através de uma linha [28]. O emprego de circuitos em paralelo permite uma redução nas perdas de transmissão das linhas [16]. Os circuitos de transmissão são utilizados para transportar grandes quantidades de potência através de distâncias consideráveis. O diagrama esquemático simplificado de um sistema de transmissão é apresentado na Figura 2.2. Os circuitos de distribuição são usados para suprimento de energia elétrica dentro de uma pequena área geográfica e são predominantemente radiais. Possuem uma estrutura em forma de árvore com somente um caminho entre o ponto de suprimento e o consumidor. Esses circuitos operam em níveis de tensões muito baixas [28]. O diagrama esquemático simplificado de um sistema de distribuição é apresentado na Figura 2.3.

## 2.2 - Planejamento a Curto e Médio Prazo

Nestas faixas o planejamento está voltado para a expansão do sistema de transmissão e de distribuição assim como a operação real do sistema.

Considerando as previsões de demanda e adições de geração já definidas, procura-se a configuração ótima de transmissão e distribuição que atenda as cargas previstas de uma maneira econômica e confiavelmente aceitável. O esquema de manutenção e produção deve ser considerado com o objetivo de manter as margens de produção estabelecidas ou em caso de falha minimizar o risco de interrupção de energia para os consumidores embora minimizando os custos de produção. Em termos de despacho econômico, os geradores devem ser ajustados continuamente para que o siste-

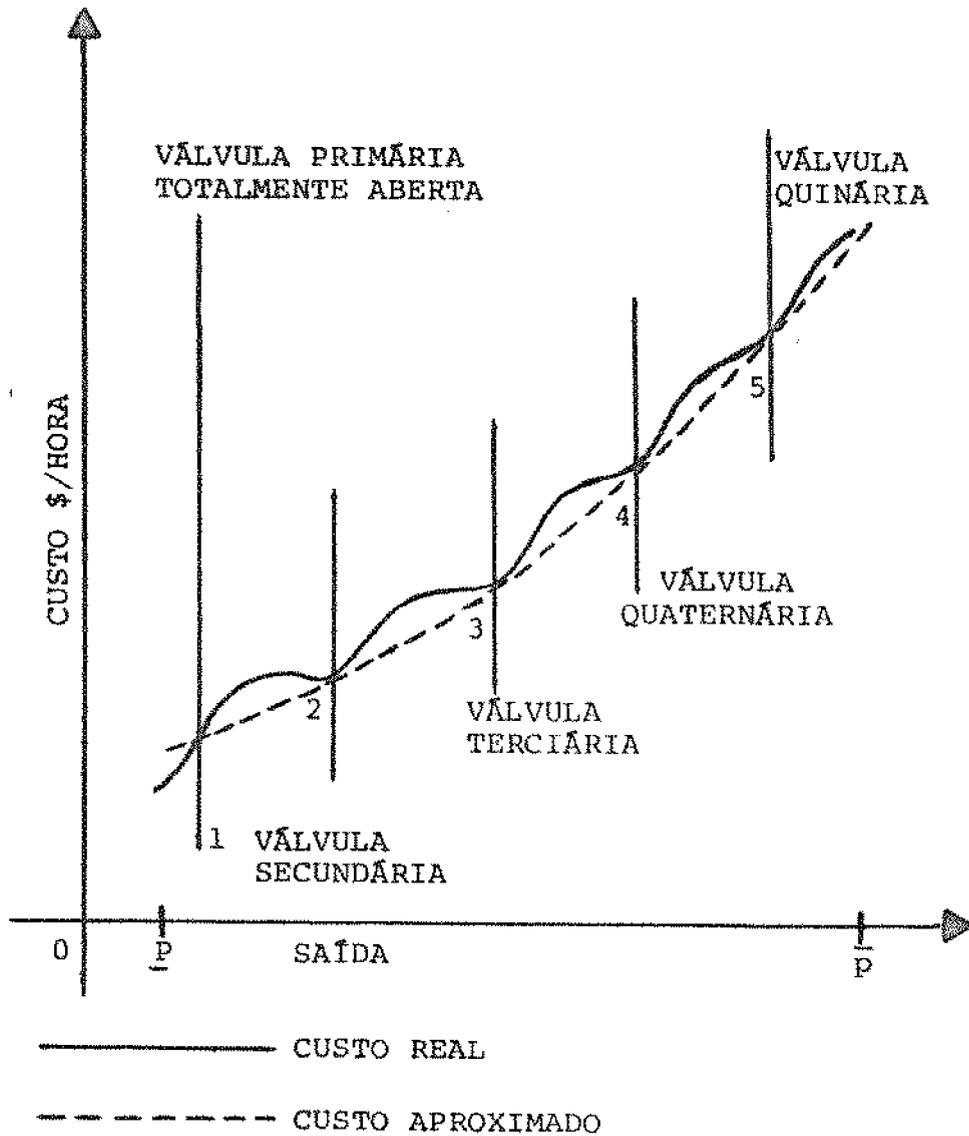


FIG. 2.1 - CUSTO OPERACIONAL DE UM GERADOR FUNCIONANDO COM COMBUSTÍVEL FÓSSIL (ADAPTADO DE [ 43 ])  
( $\bar{P}$  e  $P$ , LIMITES INFERIOR E SUPERIOR DE POTÊNCIA DE SAÍDA)

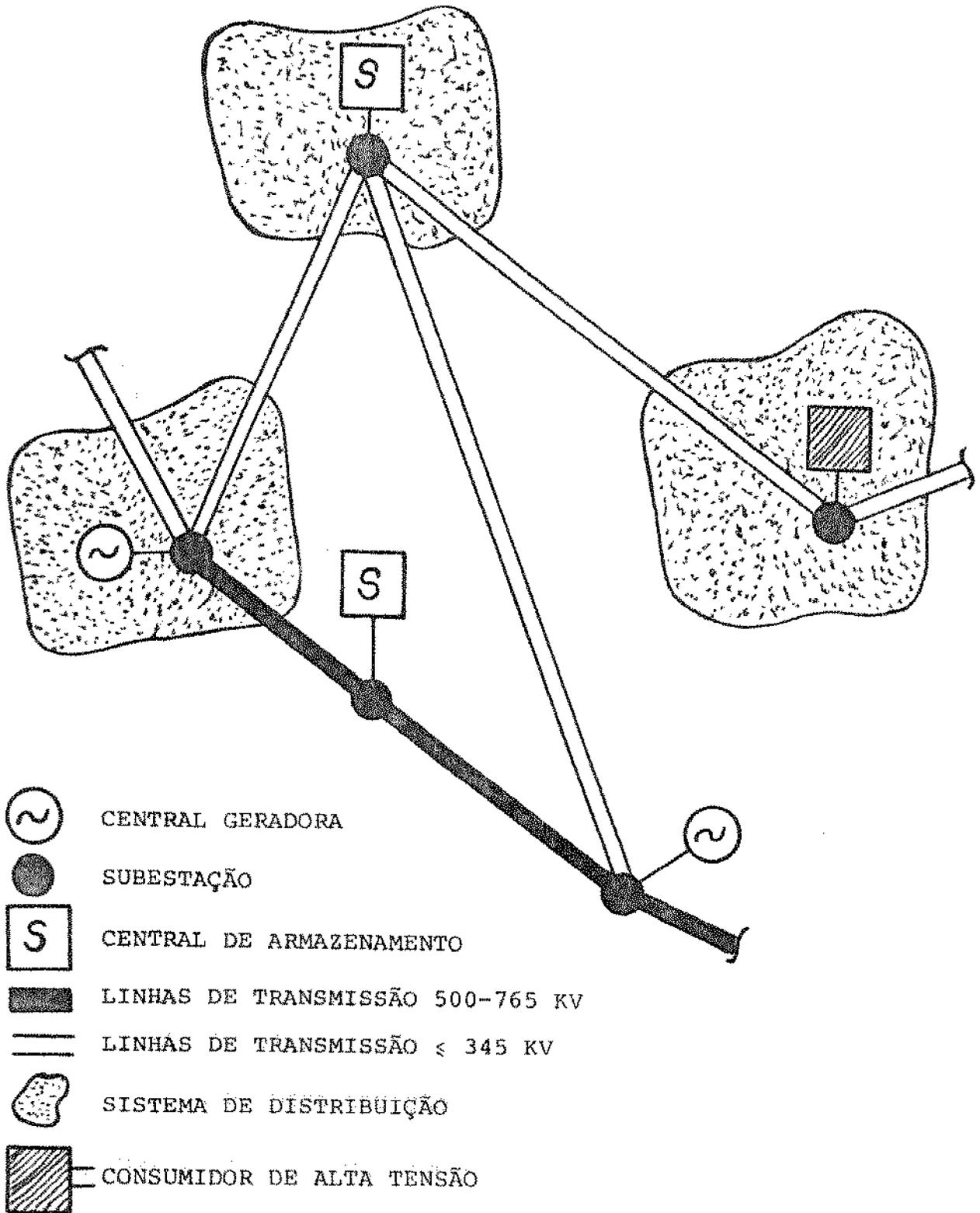


FIG. 2.2 - DIAGRAMA ESQUEMÁTICO SIMPLIFICADO DE PARTE DE UM SISTEMA ELÉTRICO EXISTENTE E SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO A NÍVEL DE TRANSMISSÃO (ADAPTADO DE [ 28 ]).

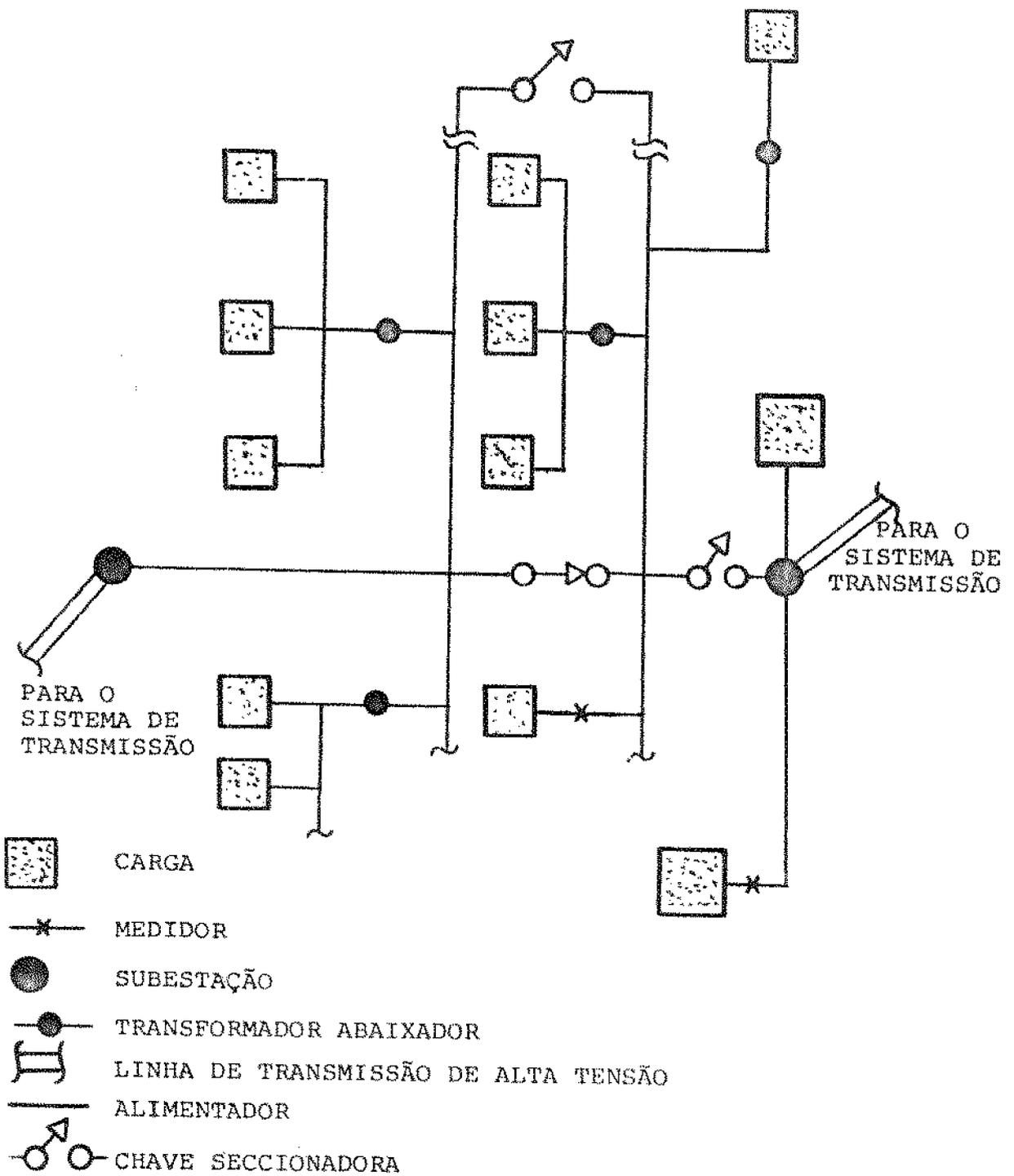


FIG. 2.3 - DIAGRAMA ESQUEMÁTICO SIMPLIFICADO DE PARTE DE UM SISTEMA ELÉTRICO EXISTENTE E SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO A NÍVEL DE DISTRIBUIÇÃO (ADAPTADO DE [ 28 ]).

ma opere dentro das tolerâncias de tensão aceitáveis [ 43 ].

### 2.3 - Planejamento a Longo Prazo

Nesta faixa o planejamento da expansão dos sistemas de energia elétrica é constituído de dois programas principais:

- ampliação do sistema de geração.
- ampliação do sistema de transmissão.

O primeiro programa requer o conhecimento das estimativas de crescimento das demandas em cada região especificada e possibilidades de construção de novas usinas geradoras. Para o segundo é necessário a definição da expansão ótima da geração e alternativas de construção de novas linhas [ 34 ].

Os primeiros estudos do planejamento da transmissão a longo prazo são fundamentados em técnicas de análises rápidas e modelos simplificados. Esses estudos são chamados de SÍNTESE CONCEITUAL ESTÁTICA DE REDES DE TRANSMISSÃO visto que não consideram a dinâmica existente entre geração e demanda e tem por objetivo apresentar alternativas com mínimo custo para a expansão e que satisfaçam a determinados critérios de desempenho. Uma avaliação deste desempenho é feita verificando-se se não há violação nos limites de potência ativa das linhas, se há atendimento de todas as demandas e se não há desconexão da rede [ 34 ]. Em fases posteriores desse planejamento, quando já são conhecidas as alternativas de baixo custo para a expansão do sistema de transmissão será necessária uma análise mais detalhada com base na utilização de técnicas mais precisas como fluxo de potência não linear, estabilidade e curto circuito.

Alguns problemas de planejamento colocados em ordem hierárquica segundo os horizontes de planejamento são apresentados na Tabela II.1.

### 2.4 - Planejamento de Geração e Transmissão

Do ponto de vista da expansão dos sistemas de geração e transmissão, as bibliografias que tratam do assunto consideram inicialmente a expansão da geração e depois de determinados pontos onde novas unidades devem ser instaladas é que partem pa-

TABELA II.1 - Alguns Problemas de Operação e Planejamento em Sistemas Eletroenergéticos (Adaptado de [ 43 ]).

Nome	Horizonte Aproximado	Descrição do Problema
Planejamento da Geração e Custo de Produção	20 anos ou mais	Dada as previsões de demanda e custo de combustível, encontrar a adição de geradores com menor custo que atenda a demanda com margem de reserva pré-estabelecida. É um problema do tipo misto inteiro onde as variáveis inteiras correspondem as adições de geradores que representam as variáveis contínuas para decisão de operação.
Planejamento de combustível a Longo Prazo	20 anos ou mais	Dada as plantas de geração encontrar as fontes de menor custo de combustível e o esquema de fornecimento.
Planejamento da Transmissão e Distribuição	5-15 anos	Dada a previsão de demanda e de geração, achar a política ótima de mínimo investimento que possa atender a demanda satisfazendo as condições de confiabilidade.
Esquema de Produção e de Manutenção	2-5 anos	Dada a previsão de demanda e dos recursos disponíveis (índice hídrico, combustíveis fósseis e nuclear) planejar um esquema de produção incluindo a necessidade de manutenção com o custo e não atendimento das demandas minimizadas.
Operação das Unidades Geradoras	1-8 dias	Ajustar o esquema de produção e de manutenção de acordo com a necessidade, provendo o balanceamento de uso das unidades geradoras.
Despacho	Continuamente	Ajustar os geradores para que o sistema opere dentro das tolerâncias de voltagem minimizando os custos.

ra o planejamento da transmissão [6,33,37,38]. Embora constituam partes de um sistema global a otimização em separado de cada uma destas partes nem sempre conduz a um mínimo global pois para cada uma configuração de geração estabelecida ocorrerá uma de transmissão e conseqüentemente embora o problema seja consistente os custos operacional e de investimento serão dependentes da configuração apresentada [2,11,17,49]. Um estudo global do planejamento econômico da geração e transmissão feito simultaneamente envolve uma quantidade de parâmetros bem maior que aqueles existentes em análises isoladas. Esse estudo global é abordado no capítulo 5 deste trabalho no qual emprega-se um processo de busca linear partindo da consideração que a geração e transmissão apresentam custos de operação e de investimento linearizados.

## Capítulo 3 - PREVISÃO DA DEMANDA E GERAÇÃO

### 3.1 - Introdução

A estimativa de crescimento da demanda de um sistema de energia elétrica constitui fator importante para o planejamento da geração e transmissão. Este crescimento sofre influência da tecnologia, mudanças culturais, ciclos econômicos, condições de tempo, guerras, competições, o que caracteriza este crescimento ser uma função do meio político, econômico e geográfico. Esses fatores fazem com que a previsão de demanda a partir de determinados horizontes de planejamento seja impossível de ser definida com certo grau de exatidão e isto leva o planejador com base no julgamento de dados de crescimento de demandas ocorridos em períodos anteriores, a lançar mão do uso de Teorias Estatísticas para fazer a previsão de demanda dentro de limites mais aceitáveis [30,49].

Para estudos de planejamento com previsão de demanda a longo prazo deve ser considerado a divisão geográfica de toda a área associada ao sistema de energia elétrica sujeito a expansão em pequenas regiões e a demanda total de cada uma dessas regiões pode então ser tratada com uma demanda simples para fins de cálculo de fluxo de energia elétrica [48]. Esta divisão tem validade visto que a representação da distribuição não uniforme de carga dentro de cada uma dessas regiões pode ser considerada em detalhes suficientes para propósitos de planejamento e mesmo porque um circuito alimentador é caracterizado como uma conexão elétrica entre duas localizações de demanda permitindo ao planejador descrever de uma maneira geral a planta geográfica das conexões existentes e as que poderão ser construídas no futuro.

Para avaliar a demanda em determinado período do planejamento há necessidade de ser conhecido em cada região a demanda total utilizada para fins residenciais, comerciais e industriais assim como a parcela requerida para iluminação pública de ruas, rodovias e logradouros sob a administração do governo. A demanda residencial e urbana pode ser considerada como residencial [30].

Na previsão da demanda a longo prazo, o primeiro problema está no relacionamento entre o crescimento real de uma região considerada com um modelo matemático que por sua vez deve ser o mais confiável possível para evitar grandes distorções no planejamento.

Definido um modelo matemático inicial para representar o crescimento da demanda, é necessário uma diretriz para uma previsão que são baseadas em extrapolação, correlação ou uma combinação de ambas [30].

As técnicas de extrapolação envolvem o ajuste de dados básicos históricos através de curvas lineares ou não lineares. Dentro de um intervalo de tempo arbitrário é possível conhecer um conjunto de valores de demandas observadas em uma determinada região I. Estas demandas ( $DESP_{I, \cdot 0}$ ) podem ser ajustadas através de uma função analítica

$$DESP_{I, \cdot} = f(t) \quad (3.1)$$

que pode ser uma reta, parábola, exponencial, curva S e outras funções que conduzem cada valor de demanda observado a um correspondente estimado ( $DESP_{I, \cdot e}$ ), na função de ajuste [30,39].

Dentre os vários métodos disponíveis para o ajuste de curva, o Método dos Mínimos Quadrados da Análise de Regressão é o mais utilizado e se baseia na condição de erro mínimo.

Definida a curva para ajustar os diversos valores de demanda observados em uma determinada região I, para se determinar as expressões para os parâmetros inerentes a essa curva, deve ser feita a soma dos quadrados das diferenças (desvios ou erros) entre as demandas observadas e as estimadas pela função de ajuste considerada. Para m valores observados, esta soma corresponde a

$$S_D = \sum_{j=1}^m (DESP_{I, \cdot 0}^j - DESP_{I, \cdot e}^j)^2 \quad (3.2)$$

O Método dos Mínimos Quadrados é caracterizado pelo fato de que as expressões para os parâmetros da curva de ajuste, encontrados após operações matemáticas de derivação parcial de primeira e segunda ordem em  $S_D$ , definido pela Eq. 3.2, conduzem  $S_D$  para um valor o menor possível de se obter [30]. Na Figura 3.1 estão representados os valores observados de demanda em uma região I, ao longo de um determinado período de tempo arbitrário, ajustados por uma função não linear que conduz aos valores estimados de demanda.

As Técnicas de Correlação relacionam as demandas do sistema com vários fatores demográficos e econômicos. É uma aproximação considerável no sentido em que provoca o planejador a entender claramente a interação existente entre o perfil de crescimento da demanda e outros fatores [39].

### 3.2 - Modelagem da Demanda

A observação de dados históricos de crescimento de demanda ocorridos em períodos anteriores em uma determinada região I, de um sistema de energia elétrica, permite estabelecer uma taxa de crescimento de demanda ( $TCD_{I,K}$ ) que representa o acréscimo de demanda na região em um período considerado com relação a um anterior. Isto significa que em todo período K do planejamento, a cada região I é associado uma demanda estimada representada pela expressão

$$DESP_{I,K_e} = DESP_{I,K-1_e} + TCD_{I,K} * DESP_{I,K-1_e}; \forall K \neq 0 \quad (3.3)$$

ou simplesmente

$$DESP_{I,K} = (1 + TCD_{I,K}) * DESP_{I,K-1}; \forall K \neq 0 \quad (3.4)$$

que será o modelo utilizado para cálculo da demanda estimada por região considerada e em cada período do planejamento.

### 3.3 - Cálculo da Geração

A demanda estimada total a ser atendida em cada período

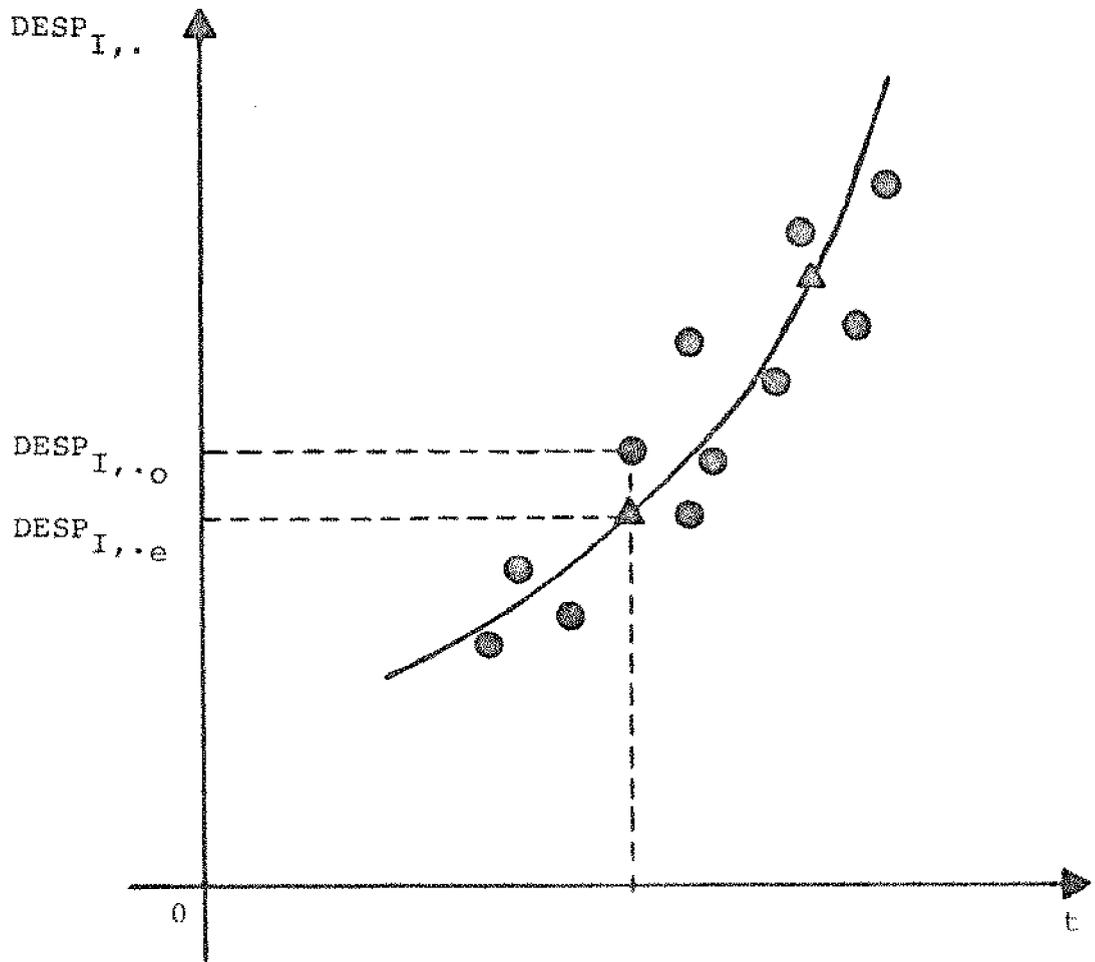


FIG. 3.1 - VALORES DE DEMANDA OBSERVADOS ( $DESP_{I,.o}$ ) E ESTIMADOS ( $DESP_{I,.e}$ ) EM UMA REGIÃO I DE UM SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA AO LONGO DE DETERMINADO INTERVALO DE TEMPO ARBITRÁRIO AJUSTADOS POR UMA FUNÇÃO NÃO LINEAR (ADAPTADO DE [ 30 ]).

do do planejamento é representado pela expressão

$$\text{SUMDE}_K = \sum_{I \in \eta} \text{DESP}_{I,K} ; \forall K \neq 0 \quad (3.5)$$

sendo  $\eta$  o conjunto de regiões existentes.

Vamos considerar neste trabalho que a demanda estimada em cada região deverá ser suprida ao máximo pela geração local. Mesmo com a aplicação desse critério, algumas regiões necessitarão da ajuda de fluxo de energia provenientes de outras regiões para atendimento do total de demanda previsto e isto é realizado com base no custo operacional de geração das outras regiões e no custo operacional da transmissão. Dessa maneira a cada região do sistema de energia elétrica com geração insuficiente para atender a demanda própria é associado um conjunto de linhas que conduzem fluxo de energia elétrica para essa região. Estes fluxos sofrem perdas devido a impedância apresentada por cada circuito podendo essas perdas serem associadas como uma demanda adicional àquela já existente própria da região conforme será mostrada no Capítulo seguinte em maiores detalhes. Se o total de perdas de transmissão no sistema for igual a PTT, a geração que deve ser fornecida ao sistema de maneira a atender as necessidades deve ser igual a

$$\text{SUMGE}_K = \sum_{I \in \eta} \text{GE}_{I,K} = \sum_{I \in \eta} \text{DE}_{I,K} = \sum_{I \in \eta} \text{DESP}_{I,K} + \text{PTT} ; \quad \forall K, K \neq 0 \quad (3.6)$$

em que  $\text{GE}_{I,K}$  representa a parcela de geração fornecida ao sistema por cada região  $I$  e

$$\text{DE}_{I,K} = \text{DESP}_{I,K} + \Delta \text{PTT} \quad \forall I \in \eta ; \forall K, K \neq 0 \quad (3.7)$$

### 3.3.1 - Modelo para Cálculo da Geração

Para cada região  $I$  é associado uma máxima e uma mínima quantidade de energia elétrica que deve ser fornecida ao sistema de maneira a atender os requisitos de demanda e perdas asso-

ciadas a transmissão. Considerando  $GEINS_I$  a geração total instalada na região I do sistema para calcular o valor de  $GE_{I,K}$  em uma primeira aproximação quando se supõe as perdas de transmissão (PTT) iguais a zero, deve ser resolvido o modelo

$$\text{Min } \sum_{I \in \Omega} \text{COPUG}_I * GE_{I,K} \quad (3.8)$$

s.a

$$\sum_{I \in \Omega} GE_{I,K} = \sum_{I \in \Omega} DE_{I,K} ; \forall K, K \neq 0 \quad (3.9)$$

$$\begin{aligned} e \quad GE_{I,K_{\text{mín}}} \leq GE_{I,K} \leq GE_{I,K_{\text{máx}}} \\ \forall I \in \Omega ; \forall K, K \neq 0 \end{aligned} \quad (3.10)$$

em que

$$\begin{aligned} GE_{I,K_{\text{mín}}} = \text{Min } \{ GEINS_I ; DE_{I,K} \} \\ \forall I \in \Omega ; \forall K, K \neq 0 \end{aligned} \quad (3.11)$$

$$\begin{aligned} e \quad GE_{I,K_{\text{máx}}} = GEINS_I \\ \forall I \in \Omega ; \forall K \neq 0 \end{aligned} \quad (3.12)$$

Independente do custo operacional da transmissão, no Capítulo seguinte será considerado o caso com perdas de transmissão diferente de zero enquanto no Capítulo 5 será feito uma interação entre os custos operacionais de geração e transmissão de maneira a determinar a configuração operacional de menor custo conjunto.

## Capítulo 4 - MODELAGEM LINEAR DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

### 4.1 - Introdução

Neste capítulo vamos estabelecer um Modelo Linear para o Sistema de Transmissão de maneira a considerar as perdas e os limites inferior e superior de fluxo nas linhas. Com essa finalidade um Algoritmo de Fluxo com Transferência baseado na Teoria dos Grafos é utilizado. O mesmo pode ser aplicado diretamente a um problema de fluxo em uma rede conservativa no entanto, pelo fato de qualquer Sistema de Energia Elétrica apresentar uma característica não conservativa devido as perdas associadas a cada linha se faz necessário uma preparação inicial de maneira a ajustar referido Algoritmo visando sua aplicação para encontrar uma configuração realística de fluxo no sistema. Com esse objetivo é proposto um Algoritmo de Ajuste que inclui o Algoritmo anterior dentro de um processo iterativo permitindo que as demandas estimadas em cada barra sejam atendidas dentro de limites aceitáveis.

Muitos outros modelos para determinar a distribuição de fluxo em redes são disponíveis na literatura e alguns são referenciados nas seções seguintes. No entanto as vantagens em termos matemáticos e operacionais oferecidas pelo Algoritmo de Fluxo da Teoria dos Grafos favorecem sua escolha para utilização neste trabalho.

### 4.2 - Sobre os Modelos de Transporte de Fluxo

Na literatura matemática muitos modelos são disponíveis para resolver o problema da distribuição de fluxo em Sistemas de Energia Elétrica empregando Programação Linear [3,13]. De acordo com o número de restrições impostas ao problema e o modelo utilizado o tempo de solução é bem variado. A aplicação de qualquer desses métodos requer uma condição essencial: que o custo de transporte de fluxo entre dois pontos seja linear na quantidade distribuída embora possa ser generalizado para custos convexos [7,9,10,41,42,48].

Inicialmente o Método Simplex foi aplicado à problemas

dessa natureza e posteriormente Modelos de Transporte foram desenvolvidos, alguns considerando a transferência de fluxo entre barras e inclusão dos limites inferior e superior como restrição ao fluxo através de cada circuito. Um modelo que inclui também as perdas ao longo de cada circuito é chamado de "Modelo de Transporte Generalizado com Mínimo" [31]. Na Figura 4.1 são apresentadas as variáveis de entrada e os resultados da aplicação de um Modelo Linear para minimizar a soma total em todas as linhas de um sistema nos seguintes casos: carga x distância, carga x resistência e carga x custo.

Face a estrutura especial de alguns problemas de transporte, algoritmos mais simples e mais eficientes foram desenvolvidos com base na Teoria de Fluxo em Redes, como o Algoritmo de Fluxo de Custo Mínimo permitindo transferência de fluxo bem como rapidez computacional em relação a outros métodos existentes [3,13,21]. Este algoritmo codificado para operar com variáveis inteiras oferece algumas vantagens matemáticas e operacionais as quais são apresentadas na seção seguinte e pode ser facilmente incluído dentro de um processo iterativo para resolver problemas de distribuição de fluxo em redes não conservativas (com perdas) que são representadas por circuitos de transmissão e distribuição de energia elétrica.

#### 4.3 - Vantagens do Modelo de Transporte de Fluxo Inteiro com Transferência.

Algumas vantagens em termos matemáticos e computacionais favorecem a aplicação de um Modelo de Transporte de Fluxo Inteiro com Transferência a problemas de Operação e Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica [48]:

- na codificação do Modelo de Transporte Inteiro com Transferência é possível usar todos os inteiros aritméticos evitando erros de arredondamento (round-off errors) sendo bem mais rápido que aquele com ponto aritmético flutuante e facilita também o uso do programa em minicomputadores para resolver grandes problemas.
- as codificações recentemente desenvolvidas para resolver

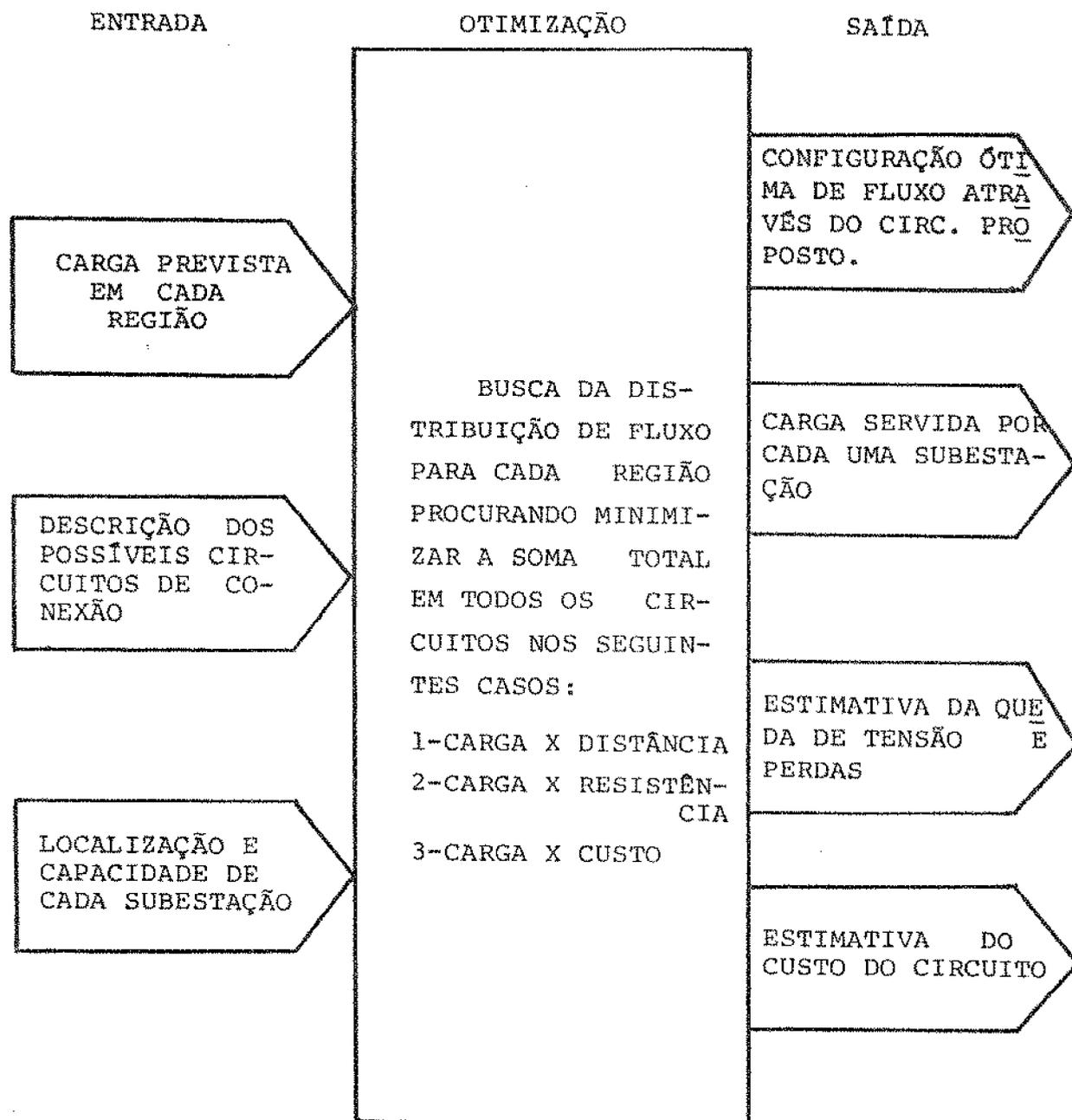


FIG. 4.1 - VARIÁVEIS DE ENTRADA E RESULTADOS DA APLICAÇÃO DE UM MODELO LINEAR PARA MINIMIZAR A SOMA TOTAL EM TODOS OS CIRCUITOS NOS SEGUINTE CASOS: CARGA X DISTÂNCIA, CARGA X RESISTÊNCIA E CARGA X CUSTO (ADAPTADO DE [ 48 ]).

o problema primal de transporte são bastante rápidas, em torno de 100 a 200 vezes mais velozes que os códigos padrão de Programação Linear e aproximadamente 10 vezes mais velozes que a codificação desenvolvida para resolver o problema dual de Ford e Fulkerson.

Do ponto de vista operacional o modelo de Transporte de Fluxo Inteiro com Transferência permite que rapidamente seja conhecida a nova configuração do sistema nas seguintes situações:

- adicionando, retirando ou variando a capacidade de cada circuito.
- aumentando ou reduzindo a demanda em determinada localidade (região).
- aumentando ou diminuindo a capacidade de geração de determinada localidade (região).
- variando os custos de distribuição de fluxo, as perdas nos circuitos e as distâncias entre as localidades de suprimento e de consumo.

Esse modelo pode também ser utilizado como uma Subrotina junto ao Algoritmo Branch-and-Bound para impor restrições adicionais ao problema de Operação e Planejamento de Sistemas, tais como: queda de tensão, restrições de solução radial, condições de contingências e outras [48].

#### 4.4 - Algoritmo de Fluxo com Mínimo Investimento

A classe de problemas de Fluxo em Redes possui uma estrutura especial importante que favorece a simplificação do procedimento primal simplex para uma situação onde possa ser aplicado diretamente na rede sem necessidade do quadro simplex com base na Teoria dos Grafos [3,13,21].

Baseado nessa teoria, um sistema de distribuição de energia representa uma rede de transporte caracterizada pela expressão:

$$G = \{n, \alpha\} \tag{4.1}$$

em que:  $n$  - representa o conjunto de nós (barras) do sistema.  
 $a$  - representa o conjunto de arcos (linhas) do sistema.

A estrutura apresentada por um sistema de energia elétrica permite considerá-lo como um grafo não necessariamente plano e simétrico, isto porque em geral a planta de um sistema apresenta linhas que se cruzam e se a cada linha unindo a barra  $i$  a barra  $j$  associarmos um arco  $i-j$ , para fins de distribuição de fluxo deverá ser considerado também o arco simétrico  $j-i$ . Também o grafo de um sistema elétrico é considerado não conservativo conforme mostrado na Figura 4.2 pois o total de fluxo que parte de  $i$  em direção a  $j$  chega com um valor reduzido. Este fato deve-se as perdas nas linhas e que são calculadas com base no módulo das tensões e abertura angular entre as barras que limitam essas linhas.

A cada nó  $I$  do grafo representativo de uma rede elétrica é associado uma quantidade positiva negativa ou nula chamada de  $DISPON_I$  que é representada pela expressão

$$DISPON_I = GE_{I,K} - DE_{I,K} \quad (4.2)$$

Em função dessa quantidade, cada nó do grafo passará a ter a seguinte classificação:

- a -  $DISPON_I > 0$ , representa um nó com disponibilidade de certa comodidade. Em um sistema elétrico representa uma fonte de energia elétrica.
- b -  $DISPON_I < 0$ , representa um nó com deficit de certa comodidade a ser suprida. Em um sistema elétrico representa uma demanda.
- c -  $DISPON_I = 0$ , representa um nó intermediário servindo apenas como um ponto de transferência.

Para fins de operação e planejamento de Sistemas de Energia Elétrica as classificações anteriores passam a ter o seguinte significado:

- a - uma barra com potência líquida positiva.

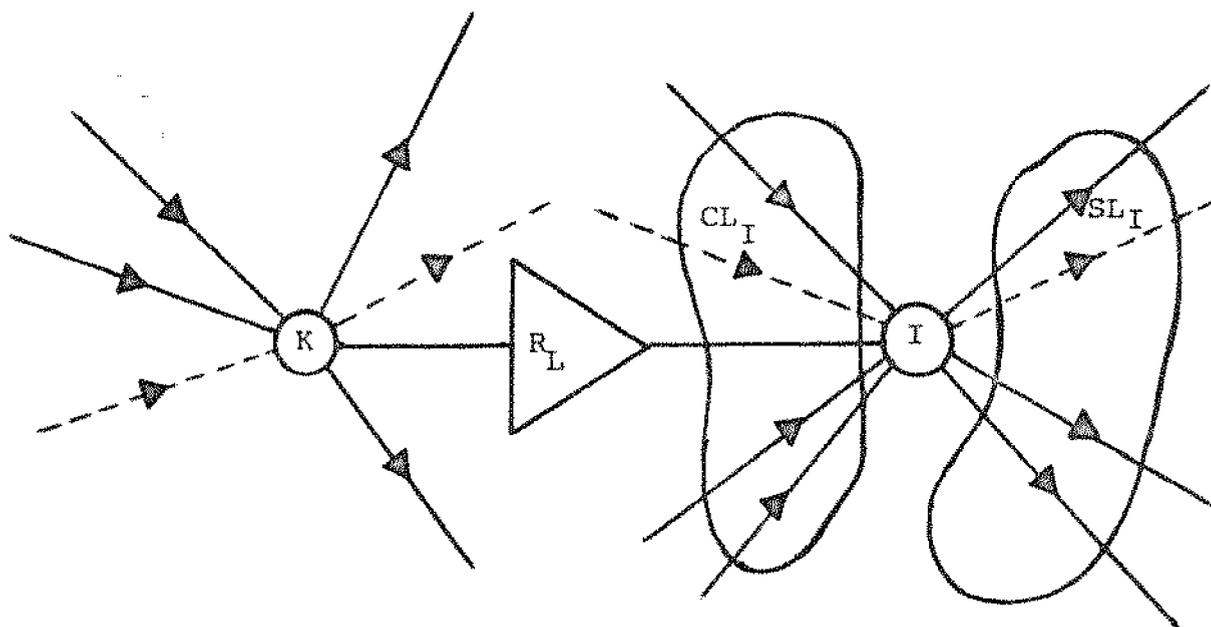


FIG. 4.2 - PARTE DE UMA REDE ELÉTRICA NÃO CONSERVATIVA COM:

- |        |  |     |
|--------|--|-----|
| $SL_I$ | O CONJUNTO DE TODAS AS LINHAS COM ORIGEM NO NÓ I   | COM |
| $CL_I$ | O CONJUNTO DE TODAS AS LINHAS QUE TERMINAM NO NÓ I | QUE |
| $R_L$  | O GANHO DA LINHA                                   |     |

b - uma barra com potência líquida negativa.

c - uma barra com potência líquida nula.

Vamos considerar essas classificações aplicadas a um sistema elétrico representado por meio de linhas (arcos orientados) e barras (nós) em que  $DISPON_I$  pode assumir qualquer das três classificações acima e seja:

$FLX_{L,K}$  o fluxo de potência na linha L em algum período K do planejamento.

$CL_I$  o conjunto de todas as linhas que terminam na barra I.

$SL_I$  o conjunto de todas as linhas com origem na barra I.

$CT_L$  o custo por unidade (de investimento ou de operação) de fluxo na linha L.

Para um sistema elétrico considerado conservativo (desprezadas as perdas de transmissão) o Algoritmo de Fluxo com Mínimo Investimento ou de Custo Mínimo tem por objetivo:

$$\text{Min} \sum_{L \in G} CT_L * FLX_{L,K} \quad ; \quad \forall K, K \neq 0 \quad (4.3)$$

s.a

$$\sum_{L \in SL_I} FLX_{L,K} - \sum_{L \in CL_I} FLX_{L,K} = DISPON_I \quad (4.4)$$

e

$$FLX_{L,K_{MIN}} \leq FLX_{L,K} \leq FLX_{L,K_{MAX}} \quad (4.5)$$

#### 4.5 - Inclusão das Perdas do Sistema de Transmissão

Ao contrário de alguns trabalhos sobre operação e planejamento de sistemas de energia elétrica vamos considerar as perdas associadas a transmissão.

A característica não conservativa apresentada por um Sistema de Energia Elétrica permite associar a cada circuito uma quantidade proporcional a perda por unidade de fluxo defini

da como  $PERFLU_L$  e em consequência cada circuito passa a ter um ganho por unidade de fluxo representado pela expressão

$$R_L = 1 - PERFLU_L \quad (4.6)$$

Conhecido o valor dessa perda para cada unidade de circuito instalado entre duas barras do sistema, este valor decrescerá proporcionalmente ao aumento do número de circuitos instalados naquele trecho e em consequência o ganho será maior. A perda total de fluxo em cada linha L do sistema percorrido por um fluxo  $FLX_{L,K}$  será igual a

$$PT_L = PERFLU_L * FLX_{L,K} \quad (4.7)$$

#### 4.6 - Modelo Linear do Sistema de Transmissão

Para cada barra I de um Sistema de Energia Elétrica está associado um conjunto de linhas  $L \in CL_I$  e um conjunto de linhas  $L \in SL_I$ . A aplicação direta do Modelo definido pelas Eqs. 4.3-5 para encontrar a distribuição de fluxo com o mínimo custo em um sistema elétrico real conduzirá a um desvio de energia ( $DESV_I$ ) associado àquela barra que deve ser corrigido de maneira a atender a demanda prevista dentro de um limite aceitável. Isto ocorre porque um sistema de energia elétrica apresenta uma característica não conservativa devido as perdas de transmissão e nesta situação, ao contrário da Seção anterior, o Modelo Linear que deve ser empregado é representado por

$$\text{Min} \sum_{L \in \Omega} CT_L * FLX_{L,K} ; \forall K, K \neq 0 \quad (4.8)$$

s.a

$$\sum_{L \in SL_I} FLX_{L,K} - \sum_{L \in CL_I} R_L * FLX_{L,K} = DISPON_I \quad (4.9)$$

$$\text{e Eq. 4.5.} \quad (4.10)$$

Como solução deste modelo em que se considera as perdas do sistema de transmissão, o Algoritmo de Fluxo de Custo Mí

nimo Inteiro pode ser utilizado desde que incluído em um processo iterativo de otimização o que será representado por um Algoritmo que propomos na Seção seguinte. Para tanto, vamos considerar  $\xi$  um erro máximo permissível no suprimento da demanda estimada em cada barra I do sistema.

#### 4.6.1 - Algoritmo de Ajuste de Perdas

Para encontrar a distribuição de fluxo ótimo em uma rede conservativa o Algoritmo de Fluxo de Custo Mínimo estabelecido na Seção 4.4 é utilizado e teria validade para aplicação direta neste trabalho caso não fossem consideradas as perdas associadas a transmissão. Fazendo uso das vantagens matemáticas e operacionais desse Algoritmo de Fluxo se torna necessário uma preparação inicial para aplicação do mesmo neste trabalho e com esta finalidade é proposto o Algoritmo de Ajuste de Perdas cujos passos são estabelecidos a seguir, válido para resolver o Modelo Linear do Sistema de Transmissão definido pelas Eqs. 4.8-10 que apresenta uma característica não conservativa:

PASSO 1 - Iteração  $S = 0$

$$\text{Fazer } DE_{I,K}^S = DESP_{I,K} ; \forall I \in n \quad \forall K, K \neq 0 \quad (4.11)$$

PASSO 2 - Calcular  $GE_{I,K}^S$  ; com a ajuda do Modelo para o Cálculo de Geração definido em 3.3.1.

$$\text{PASSO 3 - Calcular } DISPON_I^S = GE_{I,K}^S - DE_{I,K}^S \quad (4.12)$$

$$\forall I \in n ; \forall K, K \neq 0$$

$$\text{PASSO 4 - Min } \sum_{L \in \alpha} COPUF_L * FLX_{L,K}^S , \forall K , K \neq 0 \quad (4.13)$$

s.a

$$\text{Eqs. 4.4-5} \quad (4.14)$$

$$\text{PASSO 5 - Calcular}$$

$$DESV_I = \sum_{L \in SL_I} FLX_{L,K}^S - \sum_{L \in CL_I} R_L * FLX_{L,K}^S - GE_{I,K}^S + DESP_{I,K} ; \quad (4.15)$$

$$\forall I \in n ; \forall K, K \neq 0$$

## PASSO 6 - Verificar

$$\frac{DESV_I^S}{DESP_{I,K}} \leq \epsilon ; \forall I \in n \quad (4.16)$$

Caso positivo dar saída nos resultados. Caso contrário continuar.

PASSO 7 - Fazer  $S = S+1$ , corrigir a demanda em cada barra

$$DE_{I,K}^S = DE_{I,K}^{S-1} + .5 * DESV_I^{S-1} \quad (4.17)$$

e voltar ao passo 2.

Neste algoritmo é considerado que a geração e os circuitos instalados são suficientes para tornar o fluxo no sistema consistente. Na situação em que há necessidade de aumentar o número de geradores instalados ou de circuitos no sistema, será necessário fazer o uso de outros algoritmos a serem desenvolvidos no Capítulo seguinte.

#### 4.7 - Eliminação da Sobrecarga do Sistema de Transmissão

Cada linha do sistema de transmissão pode transportar energia elétrica até uma determinada quantidade acima da qual é considerada sobrecarregada. A determinação das linhas sobrecarregadas necessita da estimação dos fluxos e por questão de temperatura e estabilidade devem ser eliminadas. As regras para decidir quanto a sobrecarga de uma linha são de vários graus e em alguns casos o Departamento de Operação responsável pelo Sistema pode definir o que constitui esta sobrecarga. Em geral o máximo carregamento de uma linha pode ser considerado como o fluxo máximo nesta linha ou quando o ângulo de fase dessa linha supera o ângulo limite. O fluxo máximo é calculado com base na Curva de Capacidade apresentada na Figura 4.3 em função do comprimento do circuito [1,16,22].

Algumas referências orientam que uma vez encontrada

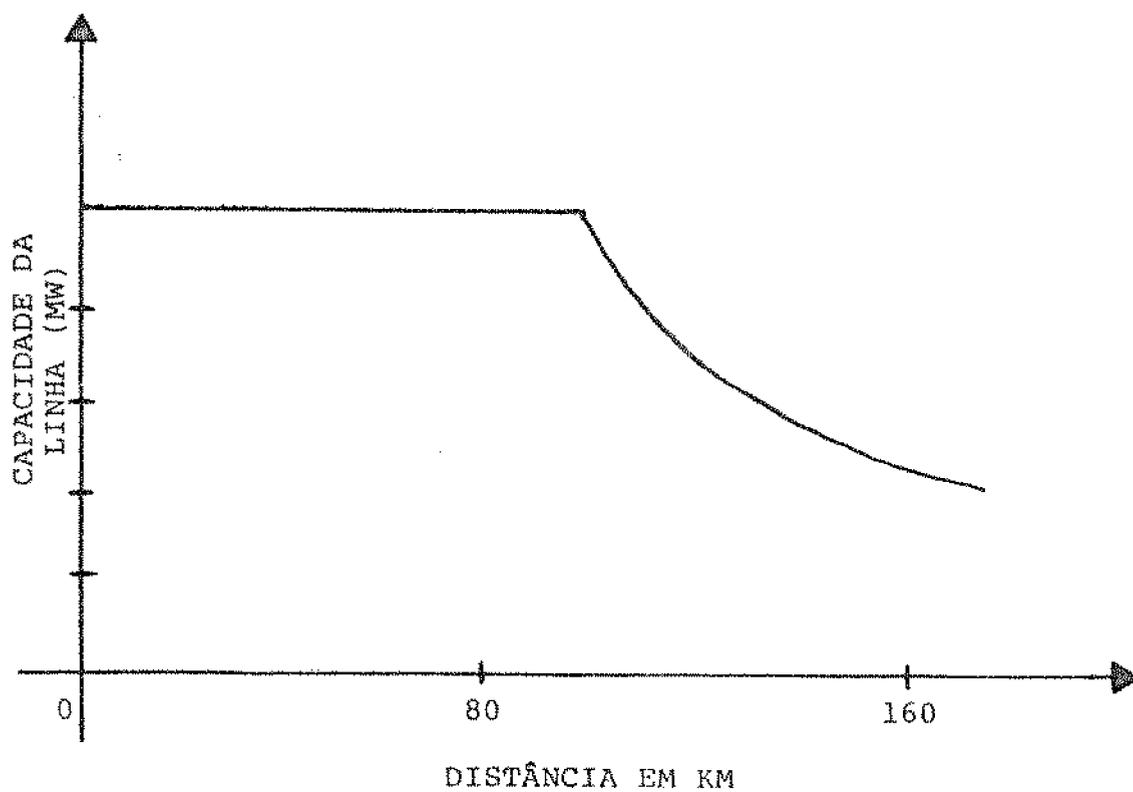


FIG. 4.3 - CAPACIDADE DA LINHA COMO UMA FUNÇÃO DO COMPRIMENTO (ADAPTADO DE [16]).

uma linha sobrecarregada e desde que haja condições, deve ser acrescentado um outro circuito em paralelo repetindo-se este processo até que todas as sobrecargas sejam eliminadas muito embora em sistemas de grande porte seja aceitável um número limitado de circuitos sobrecarregados [16].

Para fins de planejamento é válido considerar que a cada unidade de circuito instalado em uma linha L do sistema de energia elétrica é assinalado um máximo fluxo permissível  $FMPC_L$  ou uma máxima diferença de fase de tensão associada àquela linha [1].

Para assegurar que não ocorra sobrecarga, podemos considerar que no Modelo do Sistema de Transmissão da Seção 4.6 o máximo fluxo permissível em uma linha L será representado por

$$FLX_{L,K}^{MÁX} = NCI_{L,K} * FMPC_L * SEGUR \quad (4.18)$$

em que SEGUR representa um percentual de utilização da capacidade de cada circuito, enquanto o fluxo mínimo será

$$FLX_{L,K}^{MÍN} = 0 \quad (4.19)$$

Estas considerações devem ser associadas a restrição imposta pela Eq. 4.5 para complementar o Modelo do Sistema de Transmissão, definido pelas Eqs. 4.8, 4.9 e 4.10 o qual será utilizado para o Planejamento Simultâneo da Geração e Transmissão a longo prazo cujo modelo matemático e metodologia de solução será apresentado no Capítulo seguinte.

## Capítulo 5 - FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO SIMULTÂNEA DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO E METODOLOGIA DE SOLUÇÃO.

### 5.1 - Introdução

Ao analisarmos o problema de Planejamento Simultâneo da Geração e Transmissão de Sistemas de Energia Elétrica, é necessário conhecer as alternativas de ampliação de linhas e de unidades geradoras assim como as possibilidades de criação de novas regiões com geração ao longo de um determinado horizonte. Devemos considerar também que a configuração inicial deve ser aproveitada ao máximo para evitar ociosidade e aumento desnecessário no investimento global.

Do ponto de vista do investimento em geração, o custo associado é referente a desapropriação de terras, construção civil, despesas com a compra de unidades geradoras e seus dispositivos de proteção e de controle e outros itens. Neste trabalho vamos considerar todos esses custos associados àquele referente ao investimento em unidades geradoras. Os custos de operação da geração podem ser considerados como aqueles referentes a manutenção do sistema gerador, dos dispositivos de proteção e de controle e os gastos com combustíveis, qualquer que seja o tipo: nuclear, hidrelétrico ou fóssil.

Os investimentos em transmissão são dependentes diretos do nível da tensão de operação de cada linha do sistema. Estão associados os custos de torres, dispositivos de proteção tais como pára-raios, linhas de blindagem, total de circuitos instalados por linha, cadeia de isoladores, equipamentos terminais como disjuntores e outros itens. Vamos considerar todos esses custos associados àquele referente ao investimento em unidades de circuitos. Os custos de operação da transmissão estão associados ao despacho, supervisão e manutenção de estruturas e equipamentos (incluindo os terminais) inerentes a transmissão.

Para desenvolvimento deste capítulo vamos considerar que os custos de investimento e de operação associados a geração e transmissão são linearizados conforme o apresentado na

Figura 5.1 em que é feita uma aproximação linear para o custo de diversos cabos utilizados como circuitos para a transmissão de energia elétrica em função do fluxo e também que a influência de juros em investimentos é maior que a influência do custo operacional.

## 5.2 - Modelo Matemático do Problema

Para um planejamento ao longo de um horizonte de  $NPER$  períodos com intervalo suficiente para que seja possível criar novas linhas ou reforçar algumas já existentes e criar novas regiões com geração ou ampliar algumas já existentes, em cada um desses períodos haverá um custo de investimento associado a geração e a transmissão.

Se considerarmos  $NGI_{I,K}$  o total de unidades geradoras instaladas na barra  $I$  no período  $K$  de planejamento e  $CPUG_I$  o custo associado a cada unidade geradora instalada na barra  $I$ , o investimento em geração no  $K$ -ésimo período será dado pela expressão

$$INGER_K = \sum_{I \in \eta} \left[ (NGI_{I,K} - NGI_{I,K-1}) * CPUG_I \right]; \forall K, K \neq 0 \quad (5.1)$$

De maneira semelhante, se considerarmos  $NCI_{L,K}$  o total de unidades de circuitos instalados na linha  $L$  do sistema no período  $K$  de planejamento e  $CPUC_L$  o custo associado a cada unidade de circuito instalada nesta linha  $L$ , o investimento em transmissão no  $K$ -ésimo período será dado pela expressão

$$INTRA_K = \sum_{L \in \alpha} \left[ (NCI_{L,K} - NCI_{L,K-1}) * CPUC_L \right]; \forall K, K \neq 0 \quad (5.2)$$

Em consequência o investimento total em geração e transmissão no período considerado será igual a

$$INTO_K = INGER_K + INTRA_K; \forall K, K \neq 0 \quad (5.3)$$

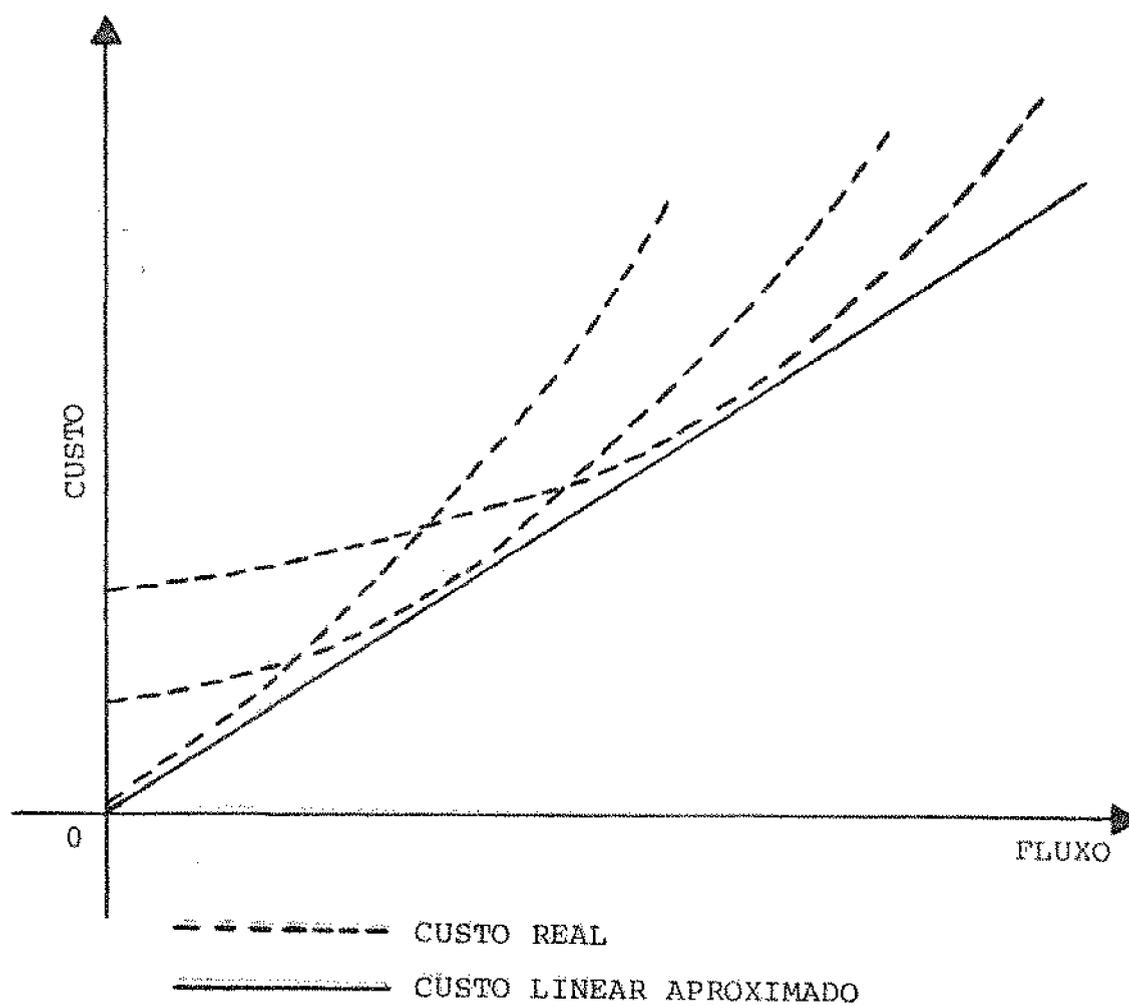


FIG. 5.1 - APROXIMAÇÃO LINEAR PARA O CUSTO DE DIVERSOS TIPOS DE CABOS EMPREGADOS COMO CIRCUITOS NA TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM FUNÇÃO DO FLUXO (ADAPTADO DE [48]).

Se for considerada a operação do sistema em cada período haverá um custo operacional de geração representado pela expressão

$$\text{COPTGE}_K = \sum_{I \in \Omega} \text{COPUG}_I * \text{GE}_{I,K} ; \forall K, K \neq 0 \quad (5.4)$$

enquanto o custo operacional associado a transmissão será representado pela expressão

$$\text{COPTTR}_K = \sum_{L \in \alpha} \text{COPUF}_L * \text{FLX}_{L,K} ; \forall K, K \neq 0 \quad (5.5)$$

Em consequência o custo operacional total em geração e transmissão no período considerado corresponderá a

$$\text{CO}_K = \text{COPTGE}_K + \text{COPTTR}_K ; \forall K, K \neq 0 \quad (5.6)$$

Uma vez definidos  $\text{INTO}_K$  e  $\text{CO}_K$  com o auxílio das Eqs. 5.3 e 5.6 o modelo matemático do problema de planejamento com investimento mínimo em geração e transmissão ao longo de um horizonte de NTA anos dividido em NPER períodos com intervalos de IPER anos considerando custos de investimento e de operação linearizados pode ser expresso como

$$\text{MIN} \sum_{K=1}^{\text{NPER}} \left[ \frac{\text{IPER} * (1-K)}{(1+\text{GAMA})} * (\text{INTO}_K + \text{CO}_K) \right] \quad (5.7)$$

sujeito a um conjunto de restrições operacionais e de estrutura de maneira a atender as condições de demanda a cada período.

### 5.3 - Metodologia Proposta para Solução

A solução do Modelo Matemático representado pela Eq. 5.7 de um modo geral é praticamente impossível pois se trata de um problema de Programação Não Linear envolvendo uma grande quantidade de variáveis reais e inteiras.

Para que seja possível encontrar uma solução realística e computacionalmente viável para o Modelo Matemático vamos

considerar a seguinte hipótese: "que o efeito da taxa de juros é superior as eventuais vantagens operacionais provenientes de um sistema com folga ou superdimensionado."

Com base nessa hipótese, a política ótima de planejamento econômico consiste em investir somente quando for estritamente necessário em geração e/ou transmissão o que em termos matemáticos equivale a

$$\text{Min } \left[ \text{INTO}_K + \text{CO}_K \right] ; \forall K, K \neq 0 \quad (5.8)$$

sujeito ao conjunto de restrições operacionais e estruturais estabelecidas.

Visando uma solução para o Modelo Matemático propomos um Algoritmo Global de Planejamento estabelecido com base em quatro Algoritmos Auxiliares, um voltado para a operação e os outros para a ampliação da geração e/ou transmissão. Esses Algoritmos Auxiliares são definidos com a ajuda de um Método de Programação Linear e do Algoritmo de Fluxo de Custo Mínimo Inteiro [3,13,21,23] ficando cada um deles associado a um dos seguintes itens:

- a - a operação conjunta com mínimo custo da geração e transmissão;
- b - ao investimento apenas em geração;
- c - ao investimento apenas em transmissão;
- d - ao investimento conjunto com mínimo custo em geração e transmissão.

A idéia básica de aplicação do Algoritmo Global, consiste em aplicar no início de cada período o Algoritmo Auxiliar associado a operação e verificar se a geração e transmissão instalada permite encontrar uma configuração viável para o sistema. Em caso positivo este Algoritmo Auxiliar pesquisará a configuração operacional de menor custo e em caso contrário indicará as necessidades de ampliação no sistema.

Para descrição de cada um dos quatro Algoritmos Auxiliares vamos considerar  $\beta$  como o conjunto de todas as barras

com geração instalada e/ou com possibilidade de ampliação do número de unidades geradoras e NBGE o total dessas barras.

### 5.3.1 - Algoritmo para a Operação Conjunta com Mínimo Custo da Geração e Transmissão

No início de cada período do planejamento a geração instalada em cada barra e os circuitos de transmissão existentes servem como restrição para este Algoritmo que é utilizado para encontrar uma configuração inicial viável para o sistema de maneira a atender as demandas em cada barra. Se esta configuração é impossível, algum investimento em geração e/ou transmissão deve ser realizado com a ajuda dos outros Algoritmos Auxiliares. Feito esse investimento é possível então encontrar essa configuração inicial viável para o sistema que serve como base para a determinação de outras configurações operacionais visando encontrar aquela que oferece o menor custo operacional conjunto de geração e transmissão. Isto ocorre porque nem sempre a capacidade total das unidades geradoras e de circuitos instalados no sistema é utilizado integralmente pelo fato de que a adição desses componentes é realizado de uma maneira discreta. Os seguintes passos devem ser observados neste Algoritmo:

PASSO 1 - Iteração  $S = 0$

Com a ajuda do Modelo definido na Seção 3.3.1 e do Algoritmo da Seção 4.6.1 verificar se a geração instalada e os circuitos existentes permitem uma configuração inicial viável. Caso afirmativo armazenar esta configuração fazendo

$$COGETR_I^S = COPUG_I ; \forall I \in \beta \quad (5.9)$$

$$GE_{I,K}^S = GE_{I,K} ; \forall I \in \beta ; \forall K, K \neq 0 \quad (5.10)$$

$$FLX_{L,K}^S = FLX_{L,K} ; \forall L \in \alpha ; \forall K, K \neq 0 \quad (5.11)$$

Calcular  $CO_K^S$  com a ajuda das Eqs. 5.4-6 e

ir para o passo seguinte. Caso contrário, sair do Algoritmo informando se houve falta de geração ou transmissão.

PASSO 2 - Fazer  $S = S + 1$  e

$$\text{COGETR}_I^S = \sum_{I \in \beta} \frac{\text{FLX}_{L,K}^{S-1}}{\text{GE}_{I,K}^{S-1}} * \text{COPUF}_L + \text{COGETR}_I^{S-1} \quad (5.12)$$

$\forall L \in \text{SL}_I ; \forall K, K \neq 0$

PASSO 3 - Min  $\sum_{I \in \beta} \text{COGETR}_I^S * \text{GE}_{I,K}$  (5.13)

s.a

$$\text{GEINS}_I = \text{NGI}_{I,K} * \text{GEMAG}_I \quad (5.14)$$

$\forall K, K \neq 0$

Eqs. 3.10-12 (5.15)

e Algoritmo da Seção 4.6.1

PASSO 4 - Verificar se o problema apresentado no passo anterior tem solução viável. Caso afirmativo, ir para o passo seguinte. Caso contrário ir para o passo 7.

PASSO 5 - Calcular

$$\text{CO}_K^S = \text{COPTGE}_K^S + \text{COPTTR}_K^S \quad (5.16)$$

com o auxílio das Eqs. 5.4 e 5.5.

Verificar se  $\text{CO}_K^S \leq \text{CO}_K^{S-1}$ . Caso afirmativo, substituir a configuração do sistema armazenando aquela obtida no passo 3, ir para o passo seguinte. Caso contrário, fazer

$$\text{CO}_K^S = \text{CO}_K^{S-1} \quad (5.17)$$

PASSO 6 - Verificar se  $S < NBGE$ . Sim, retornar para o passo 2. Caso contrário, ir para o passo seguinte.

PASSO 7 - Dar saída na configuração armazenada do sistema.

É interessante ressaltar que ao ser aplicado o Passo 1 deste Algoritmo, não havendo condições para se determinar uma configuração inicial viável, é dada saída na informação de que houve falta de geração ou transmissão para atender os requisitos de demanda e fluxo viável em alguns períodos. Com base nesta informação deve ser chamado um dos algoritmos de ampliação de maneira a encontrar a configuração inicial viável.

### 5.3.2 - Algoritmo para a Ampliação da Geração

Ocorrendo falta de geração para atender as solicitações do sistema em algum período do planejamento este algoritmo é utilizado para aumentar de uma maneira discreta o número de unidades geradoras do sistema com base no mínimo custo de investimento. Os seguintes passos devem ser observados, considerando que a transmissão instalada é suficiente:

PASSO 1 - Fazer

$$CIGETR_I^S = \frac{CPUG_I}{GEMAG_I} ; \forall I \in \beta ; \quad (5.18)$$

$$\text{Min} \sum_{I \in \beta} CIGETR_I^S * \Delta GE_{I,K} \quad (5.19)$$

s.a

$$\Delta GE_{I,K} \leq (NGE\emptyset_I + NGA_I - NGI_{I,K}) * GEMAG_I ; \quad (5.20)$$

$$\forall I \in \beta ; \forall K, K \neq 0$$

Modelo da Seção 3.3.1 e  
Algoritmo da Seção 4.6.1.

PASSO 2 - Aplicar o Algoritmo para a Operação Conjunta com Mínimo Custo da Geração e Transmissão definido na Seção 5.3.1.

PASSO 3 - Calcular  $INGER_K$  com o auxílio da Eq. 5.1.

PASSO 4 - Dar saída na nova configuração do sistema.

Quase sempre a ampliação da geração implica na ampliação da transmissão. Esta situação deve ser analisada de uma maneira global e será considerada através de um outro Algoritmo na Seção 5.3.4.

### 5.3.3 - Algoritmo para a Ampliação da Transmissão

Conhecidas todas as gerações e demandas em algum período do planejamento este Algoritmo é utilizado para tornar consistente o fluxo no sistema através da adição discreta de novos circuitos observando o mínimo custo de investimento em transmissão. Os seguintes passos devem ser observados considerando que a geração instalada é suficiente:

$$\text{PASSO 1 - Min } \sum_{L \in \alpha} \frac{CPUC_L}{FMPC_L} * \Delta FLX_{L,K} \quad (5.21)$$

s.a

$$\Delta FLX_{L,K} \leq (NCE\emptyset_L + NCA_L - NCI_{L,K-1}) * FMPC_L \quad (5.22)$$

$$\forall L \in \alpha ; \forall K, K \neq 0$$

Modelo da Seção 3.3.1 e

Algoritmo da Seção 4.6.1

PASSO 2 - Aplicar o Algoritmo para a Operação Conjunta com Mínimo Custo da Geração e Transmissão definido na Seção 5.3.1.

PASSO 3 - Calcular  $INTRA_K$  com o auxílio da Eq. 5.2

PASSO 4 - Dar saída na nova configuração do sistema.

#### 5.3.4 - Algoritmo para a Ampliação Conjunta da Geração e Transmissão

Este Algoritmo é resultado da combinação daqueles definidos nas Seções 5.3.1, 5.3.2 e 5.3.3 e busca o mínimo investimento conjunto em geração e transmissão através da adição discreta de unidades geradoras e de circuitos ao sistema em algum período do planejamento permitindo o atendimento das demandas estimadas em cada barra e as perdas associadas ao sistema de transmissão e em consequência tornando o fluxo viável. Conhecidas as disponibilidades para ampliação de unidades geradoras e de circuitos diversas configurações são possíveis e dentre elas uma apresentará o menor custo de investimento e para a qual pode-se associar também o custo operacional. Os seguintes passos devem ser considerados neste Algoritmo:

PASSO 1 - Iteração  $S = 0$ , fazer

$$CUSTO_K^S = \infty ; \forall K, K \neq 0 \quad (5.23)$$

PASSO 2 - Aplicar o Passo 1 do Algoritmo para a Ampliação da Geração definido na Seção 5.3.2

PASSO 3 - Verificar se o problema apresentado no passo anterior conduz a um fluxo viável. Caso afirmativo, ir para o Passo 5. Caso contrário, continue.

PASSO 4 - Aplicar o Passo 1 do Algoritmo para a Ampliação da Transmissão definido na Seção 5.3.3.

PASSO 5 - Aplicar o Algoritmo para a Operação Conjunta com Mínimo Custo da Geração e Transmis-

são definidos na Seção 5.3.1

PASSO 6 - Fazer  $S = S + 1$  e calcular

$$\text{CUSTO}_K^S = \text{INTO}_K^{S-1} + \text{CO}_K^{S-1} \quad (5.24)$$

com o auxílio das Eqs. 5.1-6.

Verificar se  $\text{CUSTO}_K^S \leq \text{CUSTO}_K^{S-1}$ . Caso afirmativo, armazenar a configuração do sistema obtida no passo anterior. Ir para o passo seguinte. Caso contrário fazer

$$\text{CUSTO}_K^S = \text{CUSTO}_K^{S-1} \quad (5.25)$$

e ir para o Passo 8

PASSO 7 - Verificar se  $\text{INTRA}_K = 0$ . Caso afirmativo, ir para o Passo 9. Caso contrário, continuar.

PASSO 8 - Verificar se  $S \geq \text{NBGE}$ . Caso afirmativo, ir para o Passo 9. Caso contrário, continue.

$$\text{CIGETR}_I^S = \sum_{I \in \beta} \frac{\Delta \text{FLX}_{L,K}^{S-1} \text{CPUC}_L}{\Delta \text{GE}_{I,K}^{S-1} \text{FMPC}_L} + \text{CIGETR}_I^{S-1} \quad (5.26)$$

$\forall L \in \text{SL}_I ; \forall K \neq 0$

e retornar ao Passo 2.

PASSO 9 - Calcular  $\text{INGER}_K$  e  $\text{INTRA}_K$ .

PASSO 10 - Dar saída na configuração armazenada do sistema.

É interessante ressaltar que a aplicação de qualquer des-

ses três Algoritmos associados a ampliação da geração e/ou transmissão fornece não somente a configuração com menor custo de investimento como também a de menor custo operacional visto que o Algoritmo definido na Seção 5.3.1 é inserido em cada um daqueles Algoritmos de Ampliação definidos em 5.3.2, 5.3.3 e 5.3.4.

#### 5.4 - Algoritmo Global de Planejamento

Para dar maior flexibilidade na decisão a ser tomada pelo planejador diante dos resultados apresentados e levando em consideração as incertezas cometidas quando da estimação de demanda a longo prazo, vamos considerar a introdução de um fator IDR que representa em cada período K de planejamento o percentual de demanda a ser atendida pela expansão tendo como base aquela estimada  $DESP_{I,K}$ . Com isso, o Algoritmo Global de Planejamento para a Expansão Simultânea da Geração e Transmissão, proposto para solução do Modelo Matemático definido pela Eq. 5.7 e fazendo uso dos Algoritmos Auxiliares definidos nas Seções 5.3.1, 5.3.2, 5.3.3 e 5.3.4 deve ser constituído dos seguintes passos:

PASSO 1 - Dar entrada nos dados técnicos e econômicos dos sistemas de geração e transmissão existentes na configuração inicial e durante a expansão. Esses dados são: IPER, NBAR, NLIN, NPER, NTA, GAMA,  $NGE\emptyset_I$ ,  $NGA_I$ ,  $GEMIG_I$ ,  $GEMAG_I$ ,  $CPUG_I$ ,  $COPUG_I$ ,  $DESP_{I,\emptyset}$ ,  $TCD_{I,K}$ ,  $NOR_L$ ,  $NDE_L$ ,  $NCE\emptyset_L$ ,  $NCA_L$ ,  $FLUINF_L$ ,  $FMPC_L$ ,  $CPUC_L$ ,  $COPUF_L$ ,  $PERFLU_L$ .

PASSO 2 - Fazer  $K = 0$ , estabelecer um percentual de demanda a ser atendida (IDR) e um percentual de utilização da capacidade de cada circuito do sistema (SEGUR).

PASSO 3 - Fazer  $K = K + 1$ , calcular a demanda estimada em cada barra e a soma total. Multiplicar esses valores por IDR.

- PASSO 4 - Aplicar o Algoritmo definido na Seção 5.3.1 e verificar se a geração e transmissão instaladas são suficientes. Caso positivo, ir para o Passo 7. Caso contrário, se faltar transmissão, ir para o Passo 5 e no caso de faltar geração ir para o Passo 6.
- PASSO 5 - Chamar o Algoritmo definido na Seção 5.3.3 e ir para o Passo 7.
- PASSO 6 - Chamar o Algoritmo definido na Seção 5.3.4.
- PASSO 7 - Calcular  $CO_K$ ,  $INTO_K$  e  $INTOCO_K$ .
- PASSO 8 - Simular algumas contingências e verificar se  $K = NPER$ . Se positivo, ir para o passo seguinte. Ao contrário, retornar ao Passo 3.
- PASSO 9 - Verificar se todos os valores de IDR e de SEGUR foram considerados. Caso afirmativo, tomar decisões com os resultados apresentados. Ao contrário, retornar ao Passo 2.

Este Algoritmo Global de Planejamento é apresentado sob a forma de um fluxograma simplificado através das Figuras 5.2 e 5.3 e é empregado para resolver alguns exemplos de comparação e aplicação, desenvolvidos no Capítulo 7 deste trabalho enquanto os aspectos computacionais relacionados com o Algoritmo são considerados no Capítulo seguinte.

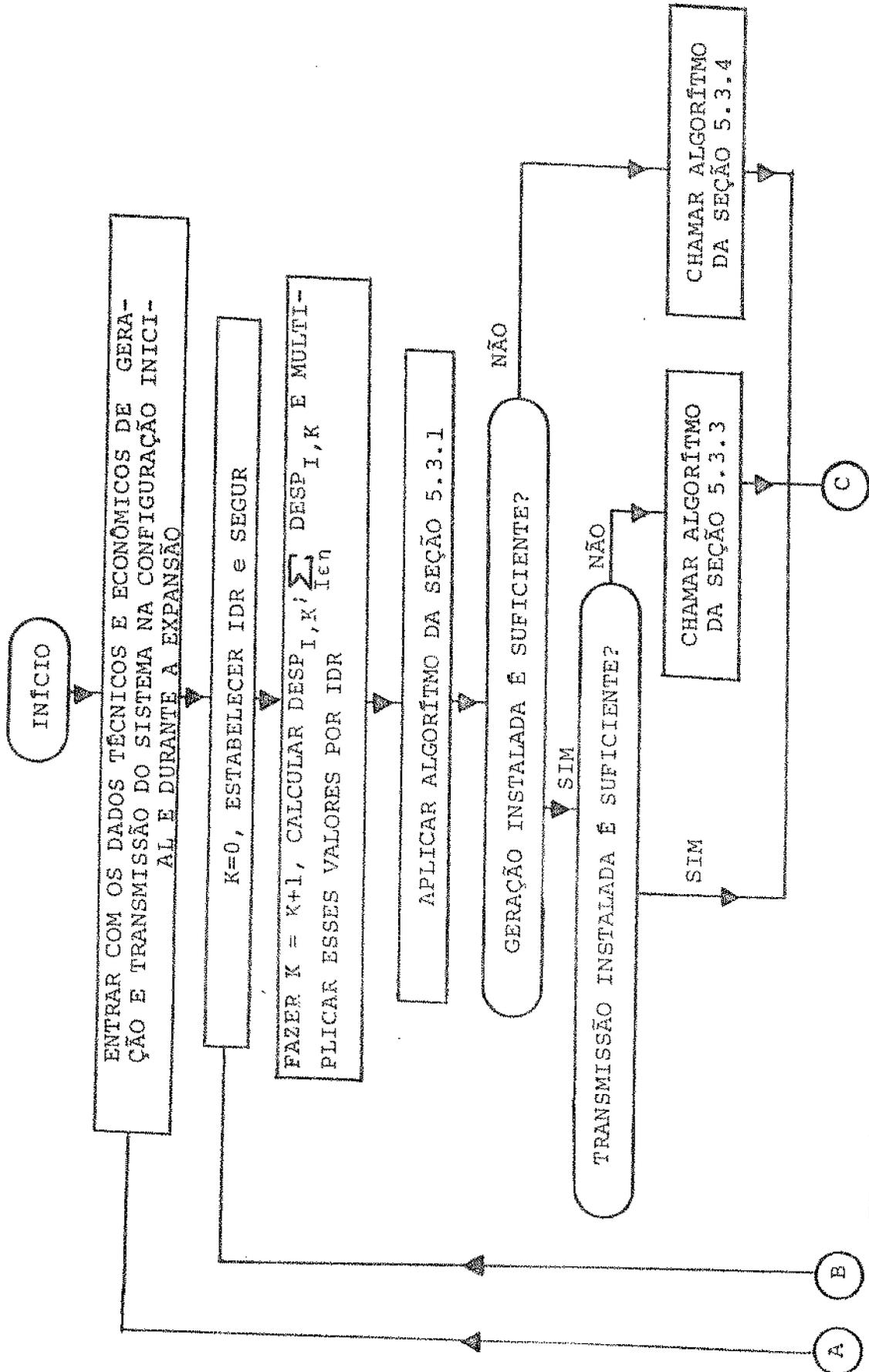


FIG. 5.2 - PARTE INICIAL DO FLUXOGRAMA DO ALGORÍTMO GLOBAL DE PLANEJAMENTO DEFINIDO NA SEÇÃO 5.4.

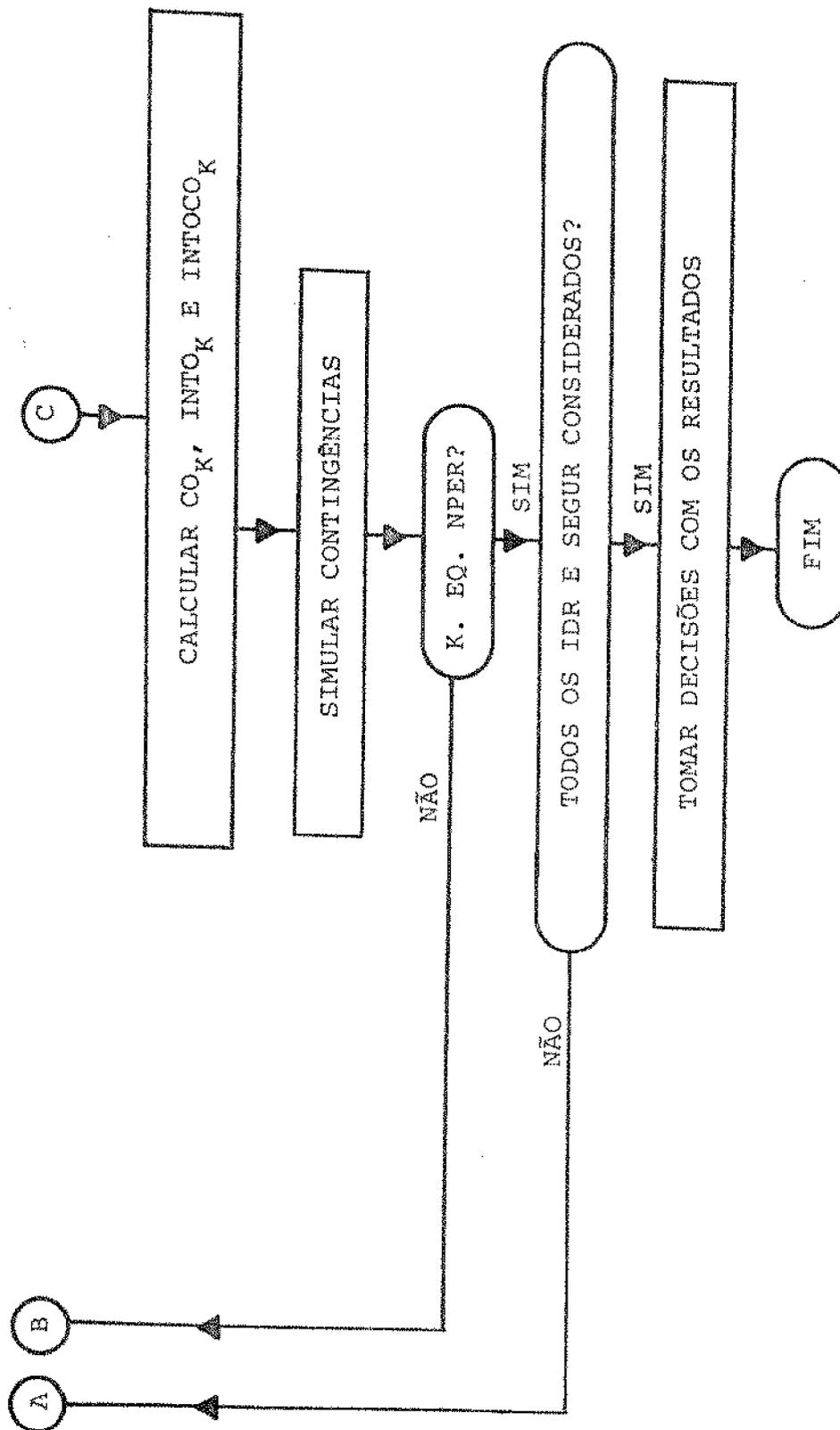


FIG. 5.3 - PARTE FINAL DO FLUXOGRAMA DO ALGORÍTMO GLOBAL DE PLANEJAMENTO DEFINIDO NA SEÇÃO 5.4.

## Capítulo 6 - ASPECTOS COMPUTACIONAIS DO ALGORÍTMO GLOBAL DE PLANEJAMENTO

### 6.1 - Introdução

Para implementação do Algoritmo Global de Planejamento Econômico da Expansão Simultânea da Geração e Transmissão de Sistemas de Energia Elétrica foi estabelecido inicialmente um Modelo Matemático e uma Metodologia de Solução que contou com a ajuda dos Algoritmos definidos nas Seções 5.3.1-4 e por último se faz necessário a preparação de um programa a ser compilado em um computador digital. Basicamente este programa deve manusear com um Modelo de Programação Linear e o Algoritmo de Fluxo de Custo Mínimo, o primeiro associado a operação e investimento em transmissão.

### 6.2 - Modelo de Programação Linear

No início de cada período de planejamento é realizado um teste para verificar se a geração instalada atende as solicitações do sistema. Com essa finalidade foi descrito no Capítulo 3 um Modelo para Cálculo da Geração.

Verificado que a geração instalada é suficiente devemos alocar a cada barra  $I$  e NBGE um valor de geração igual a  $GE_{I,K_{\min}}$  que atende de uma maneira parcial ou total o valor de  $DE_{I,K}$  associado àquela barra. Em consequência, realizado esta alocação para todas as barras, em cada uma resultará uma disponibilidade de geração menor que a instalada. Também o valor total da soma dos valores de  $DE_{I,K}$ , não supridos pela própria barra, ficará reduzida. Este suprimento deve ser considerado posteriormente com base no custo operacional de geração.

Se a geração instalada é insuficiente para atender os requisitos do sistema a geração deve ser ampliada. Isto é feito baseado no custo de investimento por unidade de geração calculado com base no custo de unidade geradora e máxima geração da mesma em cada barra e como restrição é imposto a máxima geração que pode ser instalada na barra. Conhecidas as necessidades do sistema e o total de geração instalado a diferença entre eles

representará o valor da geração mínima que deve ser acrescentada ao sistema através da adição discreta de unidades geradoras.

Para qualquer das situações: operação ou investimento em geração é válida a aplicação do Modelo para Cálculo da Geração definido na Seção 3.3.1 com os devidos ajustes. Com este objetivo, vamos considerar que, na situação operacional, a cada barra  $I \in \beta$  está alocada uma geração  $GE_{I,K_{\min}}$  e para a situação de investimento esta geração é igual ao valor instalado e que em ambas as situações há um deficit de demanda a ser atendida. Feita esta alocação inicial o Modelo da Seção 3.3.1 passa a ter a seguinte forma reduzida:

$$\text{Min} \sum_{I \in \beta} C_I G_I \quad (6.1)$$

s.a

$$\sum_{I \in \beta} G_I = \text{DNA} \quad (6.2)$$

$$G_I \leq \text{DIS}_I ; \forall I \in \beta \quad (6.3)$$

sendo que para a operação:

$C_I$  - custo operacional por unidade de geração

$G_I$  - valor de geração que deve ser adicionada a  $GE_{I,K_{\min}}$  pela barra I.

DNA - somatório total das parcelas de  $DE_{I,K}$  não atendido pela geração da própria barra.

$\text{DIS}_I$  - geração instalada disponível em cada barra I (subtraído  $GE_{I,K_{\min}}$ )

para o investimento:

$C_I$  - custo de investimento por unidade de geração.

$G_I$  - valor de geração que deve ser acrescentado a barra I.

DNA - geração mínima que deve ser acrescentada

ao sistema.

$DIS_I$  - máxima geração que pode ser acrescentada na barra I.

O acréscimo de geração ao sistema é feito de uma maneira discreta devido a instalação de unidades geradoras que adicionadas àquelas já existentes permitem algumas vezes uma folga na geração instalada. A existência dessa folga e a não utilização total da capacidade de todas as linhas do sistema permite uma variedade de configurações e dentre elas uma oferece o menor custo de operação conjunto em geração/transmissão. A busca dessa configuração é feita dentro de um processo iterativo utilizando-se de custos de operação de geração transitório ( $COGETR_I$ ) ao qual é associado o custo operacional de transmissão conforme estabelecido no Algoritmo da Seção 5.3.1.

Conhecidas todas as possibilidades para instalação de unidades geradoras e de circuitos ao sistema é possível, dentro de um processo iterativo, conhecer diversas configurações resultantes do investimento conjunto em geração/transmissão e dentre elas uma apresenta o menor custo. Para se conhecer esta variedade de configurações é também utilizado um custo transitório de investimento em geração ( $CIGETR_I$ ) ao qual é associado o custo de investimento em transmissão conforme o estabelecido no Algoritmo da Seção 5.3.4.

### 6.3 - Solução do Modelo de Programação Linear

As Eqs. 6.1-3 estabelecem um Modelo de Programação Linear para encontrar uma configuração de operação e/ou de investimento em geração. A solução do modelo via Método Simplex necessitaria de colocar a restrição de igualdade representada pela Eq. 6.2 sob a forma de duas restrições de desigualdade uma do tipo  $\geq$  e outra  $\leq$ . Esta situação levaria a inclusão de variáveis de folga e artificiais para solucionar o modelo e seguir os passos do Algoritmo:

~~Passo~~ 1 - encontrar uma solução compatível básica inicial.

PASSO 2 - Verificar se a solução é ótima. Caso positivo dar saída no resultado. Caso negativo ir para o passo seguinte.

PASSO 3 - Encontrar a variável não básica que deve entrar na base.

PASSO 4 - Determinar a variável básica que deve sair da base.

PASSO 5 - Encontrar a nova solução compatível básica e voltar ao passo 2.

Devido a estrutura apresentada pelo Modelo da Seção anterior é fácil observar que a solução de menor custo se encontra sobre a restrição de igualdade, que pode representar uma reta, um plano ou um hiperplano dependendo da dimensão de NBGE. Isto torna possível partir de imediato para encontrar esta solução sem a utilização do Método Simplex e com menor tempo computacional.

Para se obter esta solução um método é proposto, constituído dos seguintes passos:

PASSO 1 - Procurar na função objetivo a variável associada ao menor coeficiente ( $C_I$ ).

PASSO 2 - Verificar se  $DIS_I > 0$ . Caso positivo, fazer  $DNA = DNA - DIS_I$  (6.4) e ir para o passo seguinte. Caso contrário ir para o passo 4.

PASSO 3 - Verificar se  $DNA > 0$ . Caso positivo, ir para o passo seguinte. Ao contrário dar saída nos resultados.

PASSO 4 - Fazer  $C_I = \infty$  (6.5) e retornar ao passo 1.

Encontrado o valor de  $G_I$ , para o caso operacional deverá ser adicionado a  $GE_{I,K_{\min}}$  e no caso de investimento deverá ser acrescentado o valor correspondente a adição discreta de unidades geradoras a barra I do sistema. Posteriormente a aplicação do Modelo para calcular o investimento em geração deverá o mesmo ser aplicado agora com base no custo operacional de geração para calcular a configuração operacional de menor custo.

#### 6.4 - Aplicação do Algoritmo de Fluxo de Custo Mínimo

No Capítulo 4, para se definir um Modelo Linear para o Sistema de Transmissão foi considerada a aplicação do Algoritmo de Fluxo de Custo Mínimo dentro de um processo iterativo de maneira a calcular um fluxo viável no sistema com um mínimo custo de operação levando em conta as perdas, sobrecarga e limites inferior e superior de transmissão em cada linha do sistema com base no custo operacional de transmissão.

Em alguns períodos do planejamento a ampliação do sistema de geração implica também na ampliação do sistema de transmissão. Para que isto seja feito é necessário conhecer o custo por unidade de investimento bem como a máxima capacidade de instalação de circuitos em cada linha do sistema. Este custo é determinado com base na relação entre o custo de investimento e máxima capacidade de cada circuito associado ao sistema. Uma vez conhecido o total de circuitos que pode ser instalado em cada linha do sistema, a aplicação do Algoritmo de Custo Mínimo permitirá encontrar o acréscimo  $\Delta FLX_{L,K}$  de fluxo em cada linha L e em consequência a adição discreta de unidades de circuito ao sistema. Esta primeira fase de investimento em transmissão define uma configuração viável de fluxo e com base no custo operacional deve ser encontrada a configuração de menor custo ainda considerando este Algoritmo no entanto, agora inserido no Algoritmo de Ajuste de Perdas estabelecido no Capítulo 4.

É interessante ressaltar que a dupla função exercida pelo Algoritmo de Fluxo de Custo Mínimo poderia ser substituída por algum outro Método de Programação Linear no entanto com maior tempo computacional.

Na busca da solução de menor custo operacional e de

investimento em cada período do planejamento da expansão o Modelo de Programação assim como o Algoritmo de Fluxo de Custo Mínimo são chamados diversas vezes pelos diversos Algoritmos estabelecidos no Capítulo anterior.

### 6.5 - Programas Computacionais Desenvolvidos

Visando a implementação do Algoritmo Global de Planejamento em um Computador Digital foram desenvolvidas dezesseis subrotinas coordenadas por um programa principal codificadas em Linguagem FORTRAN que se comunicam pelo acesso de parâmetros através de Declaração COMMON. Em sua versão final totalizam 1636 linhas de programação incluindo comentários e foram implementadas no sistema DEC-1091 do Serviço de Computação da Universidade Federal do Pará. A listagem do programa principal e das subrotinas são encontradas em [ 8 ] as quais em uma breve descrição são apresentadas através do resumo:

#### Programa FULL

Representa o programa principal. Fornece os valores de IDR e SEGUR para o cálculo do percentual de demanda estimada a ser atendida e percentual de utilização da capacidade do circuito de transmissão. Contém uma variável IGDC que quando igual a 1, encontrar uma configuração para o sistema com IDR = 100% e SEGUR = 80%. Para  $IGDC > 1$  fornece diversas configurações em função de diversos valores de IDR e SEGUR e para cada uma delas calcula o total de geração acrescentado ao longo do horizonte de planejamento assim como o custo total refletido para o período inicial. É auxiliado pelas subrotinas INPUT, DATREP, GERTRA, OUTPUT e RESUMO. É constituído de 85 linhas de programação incluindo comentários.

#### Subrotina INPUT

Utilizada para dar entrada nos dados iniciais e nos de expansão: IPER, NBAR, NLIN, NPER, NTA, GAMA,  $NGE\emptyset_I$ ,  $NGA_I$ ,  $GEMIG_I$ ,  $GEMAG_I$ ,  $CPUG_I$ ,  $COPUG_I$ ,  $DESP_{I,\beta}$ ,  $WOP_{I,K}$ ,  $NOR_L$ ,  $NDE_L$ ,  $NCE\emptyset_L$ ,  $NCA_L$ ,  $FLUINF_L$ ,  $FMPC_L$ ,  $CPUC_L$ ,  $COPUF_L$ ,  $PERFLU_L$  e calcula a demanda estimada em cada período do planejamento. Dispensa a chamada de

qualquer outra subrotina e contém 44 linhas de programação incluindo comentários.

#### Subrotina DATREP

É uma subrotina opcional pois é utilizada para reproduzir os dados de entrada, dispensa a chamada de qualquer outra subrotina e contém 54 linhas de programação incluindo comentários.

#### Subrotina GERTRA

É utilizada para resolver os passos de 4 a 7 do Algoritmo Global de Planejamento da Seção 5.4. Pesquisa a configuração do sistema de menor custo operacional e busca a adição discreta de unidades geradoras e/ou de circuitos que torna o sistema realizável com o menor custo de investimento no período considerando todos aqueles já realizados em períodos anteriores. Contém 160 linhas de programação e é auxiliada pelas subrotinas: OPGETR, INGETR e INVEST.

#### Subrotina OPGETR

Busca a configuração de geração e transmissão de menor custo operacional mantendo inalterados os investimentos realizados. Possui 123 linhas de programação incluindo comentários e é auxiliado pelas subrotinas: GERMIN, MINFLU, LOSSES, OPERA e ADCIR.

#### Subrotina GERMIN

Conhecidas a demanda estimada e perdas associadas a cada barra do sistema, calcula a geração que deve ser fornecida por cada barra com base no custo operacional de geração. Resolve o Modelo de Programação Linear. Contém 76 linhas de programação incluindo comentários e dispensa a chamada de qualquer outra subrotina.

#### Subrotina MINFLU

Utilizada para calcular o fluxo nas linhas, prepara os

valores de limite inferior e superior, custo por unidade de investimento (ou de operação) em cada linha assim como o valor da disponibilidade em cada barra I do sistema para aplicar o Algoritmo de Fluxo de Custo Mínimo Inteiro associado a subrotina FLUXO que é chamada. Para cada linha com origem na barra J e destino na barra I, cria uma simétrica I-J. Possui 96 linhas de programação incluindo comentários.

#### Subrotina FLUXO

Representa o programa desenvolvido pelos Departamentos de Matemática e de Engenharia Elétrica da UNICAMP para simular o Algoritmo de Fluxo de Custo Mínimo Inteiro com base na Teoria dos Grafos. É utilizado para calcular o fluxo inteiro de energia no sistema e é constituída de 470 linhas de programação incluindo comentários.

#### Subrotina LOSSES

Utilizada para calcular as perdas no sistema conhecido o valor do fluxo, sentido e o ganho de cada linha. Calcula a parcela de demanda não atendida em cada barra e associa a metade dessa parcela à demanda própria da barra em cada iteração e parte para o cálculo de um novo fluxo de maneira a ajustar o atendimento da demanda própria da barra dentro de limites toleráveis. Contém 66 linhas de programação incluindo comentários e dispensa a chamada de qualquer outra subrotina.

#### Subrotina OPERA

Contém 29 linhas de programação incluindo comentários. Calcula os custos operacionais de geração e de transmissão para cada configuração apresentada e dispensa a chamada de qualquer outra subrotina.

#### Subrotina INGETR

É utilizada para encontrar a adição discreta de unidades dos geradores e dos circuitos ao sistema com o mínimo custo de investimento. Possui 83 linhas de programação incluindo comentários e é auxiliada pelas subrotinas: GERMIN, INVGER, MINFLU,

INVTRA e LOSSES.

#### Subrotina INVGER

Esta subrotina é utilizada quando a geração instalada é insuficiente para atender as necessidades do sistema. Realiza a adição discreta de unidades geradoras com base no custo de investimento em geração. Contém 70 linhas de programação incluindo comentários e dispensa a chamada de outra subrotina.

#### Subrotina INVTRA

É utilizada quando os circuitos de transmissão são insuficientes para tornar o fluxo viável no sistema. Realiza a adição discreta de unidades de circuitos com base no custo de investimento de transmissão. Contém 44 linhas de programação incluindo comentários e é auxiliada pela subrotina MINFLU.

#### Subrotina ADCIR

Define as linhas que foram adicionadas ao sistema no período, dispensa a chamada de qualquer outra subrotina e contém 31 linhas de programação incluindo os comentários.

#### Subrotina INVEST

Calcula o investimento total em geração e transmissão para cada configuração apresentada e faz a correção do custo de investimento mais o de operação para o período inicial. Indepe de qualquer outra subrotina e é constituída de 43 linhas de programação incluindo comentários.

#### Subrotina OUTPUT

É uma subrotina opcional contendo 72 linhas de programação incluindo comentários e é utilizada para reproduzir a configuração de mínimo custo do sistema em cada período de planejamento. Dispensa a chamada de qualquer outra subrotina.

#### Subrotina RESUMO

Representa também uma subrotina opcional com 90 linhas

de programação incluindo comentários e apresenta de uma maneira compactada a reprodução de todas as configurações com custo mínimo do sistema obtidas por período ao longo de todo o horizonte de planejamento para cada valor de IDR e SEGUR. Fornece o custo total de investimento e operação. Dispensa a chamada de qualquer outra subrotina.

O tamanho do sistema que pode ser resolvido com estes programas desenvolvidos é função da dimensão de cada variável associada ao Planejamento Simultâneo da Expansão da Geração e Transmissão. Em consequência o tempo de CPU será proporcional a essas dimensões e ao número de configurações que se deseja para análise.

As linhas de chamada entre o Programa Principal e as diversas subrotinas aqui descritas são apresentadas na Figura 6.1 enquanto a Referência 8 apresenta as listagens completas.

O Capítulo seguinte mostra a aplicação desses programas em alguns exemplos.

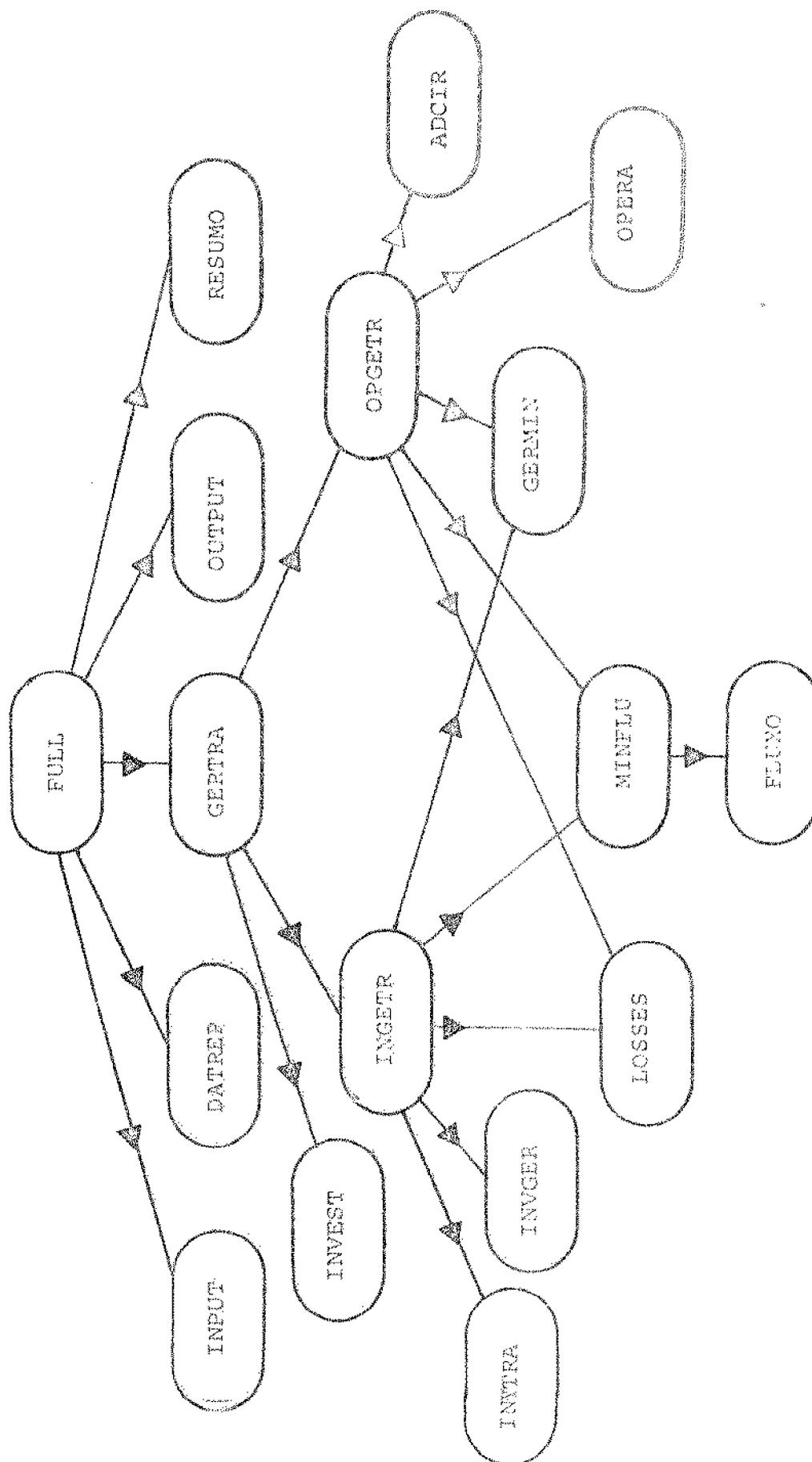


FIG. 6.1 - LINHAS DE COMUNICAÇÃO ENTRE O PROGRAMA PRINCIPAL E AS DIVERSAS SUBROTINAS DESENVOLVIDAS PARA RESOLVER O ALGORÍTIMO GLOBAL DE PLANEJAMENTO.

## Capítulo 7 - EXEMPLOS DE COMPARAÇÃO E APLICAÇÃO

### 7.1 - Introdução

A metodologia desenvolvida no Capítulo 5 é aplicada a um problema de síntese estática de rede extraído da Referência 1 e os resultados obtidos são comparados. É também aplicada em outros dois exemplos que foram preparados com extensão para vários períodos de planejamento.

Os dados iniciais e de expansão associados a cada problema são apresentados em tabelas nas quais os valores em branco representam valores nulos.

### 7.2 - Um Exemplo Comparativo

Da Referência 1, o problema de síntese estática de rede é aplicado a um sistema elétrico com 6 subestações de carga de 132/33 KV numeradas de 1 a 6 que deve ser conectado com mínimo custo a uma subestação de suprimento de 275/132 KV caracterizada pelo número 0 conforme Fig. 7.1. Os seguintes dados foram considerados:

TABELA VII.1 - Dados de Geração e Demanda para o Problema Básico de Síntese Estática de Rede da Referência 1 (Quantidades Elétricas em MVA)

BARRA	$NGE\emptyset_I$	$NGA_I$	$GEMAG_I$	$CPUG_I$	$COPUG_I$	$DESP_{I, .}$
0		1	420			
1						60
2						60
3						60
4						120
5						60
6						60

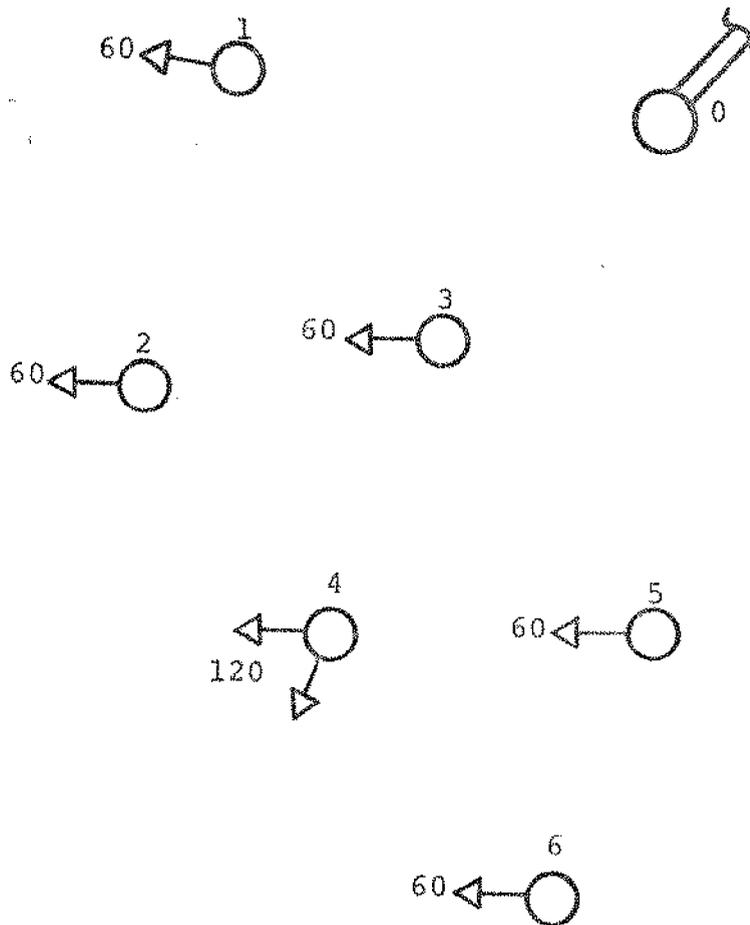


FIG. 7.1 - CONFIGURAÇÃO DA REDE DE SUBTRANSMISSÃO APRESENTADA NA REFERÊNCIA 1 PARA O PROBLEMA BÁSICO DE SÍNTESE DE REDE.

TABELA VII.2 - Dados Referentes a Transmissão para o Problema Básico de Síntese Estática de Rede da Referência 1 (Quantidades Elétricas em MVA).

LINHA	NOR <sub>L</sub>	NDE <sub>L</sub>	NCEØ <sub>L</sub>	NCA <sub>L</sub>	FMPC <sub>L</sub>	CPUC <sub>L</sub>	R <sub>L</sub>	COPUF <sub>L</sub>
1	0	1		1	75	312000		.00312
2	0	2		1	75	352000		.00352
3	0	3		1	75	193000		.00193
4	0	4		1	75	299000		.00299
5	0	5		1	75	315000		.00315
6	0	6		1	75	391000		.00391
7	1	2		1	75	220000		.00220
8	1	3		1	75	214000		.00214
9	1	4		1	75	317000		.00317
10	1	5		1	75	370000		.00370
11	1	6		1	75	422000		.00422
12	2	3		1	75	238000		.00238
13	2	4		1	75	251000		.00251
14	2	5		1	75	365000		.00365
15	2	6		1	75	343000		.00343
16	3	4		1	75	224000		.00224
17	3	5		1	75	230000		.00230
18	3	6		1	75	319000		.00319
19	4	5		1	75	211000		.00211
20	4	6		1	75	176000		.00176
21	5	6		1	75	242000		.00242

OBS.: os custos são representados em libras.

Foi utilizado para SEGUR um valor de 100% e para IDR um valor de 100%. A configuração de circuito obtida com a aplicação da metodologia proposta na mencionada Referência é apresentada na Fig. 7.2. A configuração de circuito obtida com a aplicação da metodologia proposta no Capítulo 5 é apresentada na Fig. 7.3 e tem um custo de 39000 libras menor que a configuração da figura anterior. Para cada um dos casos, os resultados são sumarizados na Tabela VII.3.

TABELA VII.3 - Resultados do Problema Básico de Síntese Estática de Redes da Referência 1.

CASO a - Usando Metodologia Proposta na Referência.

CASO b - Usando Metodologia Proposta no Capítulo 5.

(Quantidades Elétricas em MVA)

CASO a			CASO b		
LINHA	FLX <sub>L</sub>	CPUC <sub>L</sub>	LINHA	FLX <sub>L</sub>	CPUC <sub>L</sub>
1	75	312000	1	75	312000
2	45	352000	2	75	352000
3	75	193000	3	75	193000
4	75	299000	4	75	299000
5	75	315000	5	60	315000
6	75	391000	6	60	391000
7	15	220000	9	15	317000
16	15	224000	13	15	251000
19	15	211000	16	15	224000
20	15	176000			

Esta Tabela mostra que para o Caso a o custo de investimento em transmissão é igual a 2693000 libras enquanto para o Caso b em que foi utilizada a metodologia desenvolvida neste trabalho o custo total de investimento é igual a 2654000 libras.

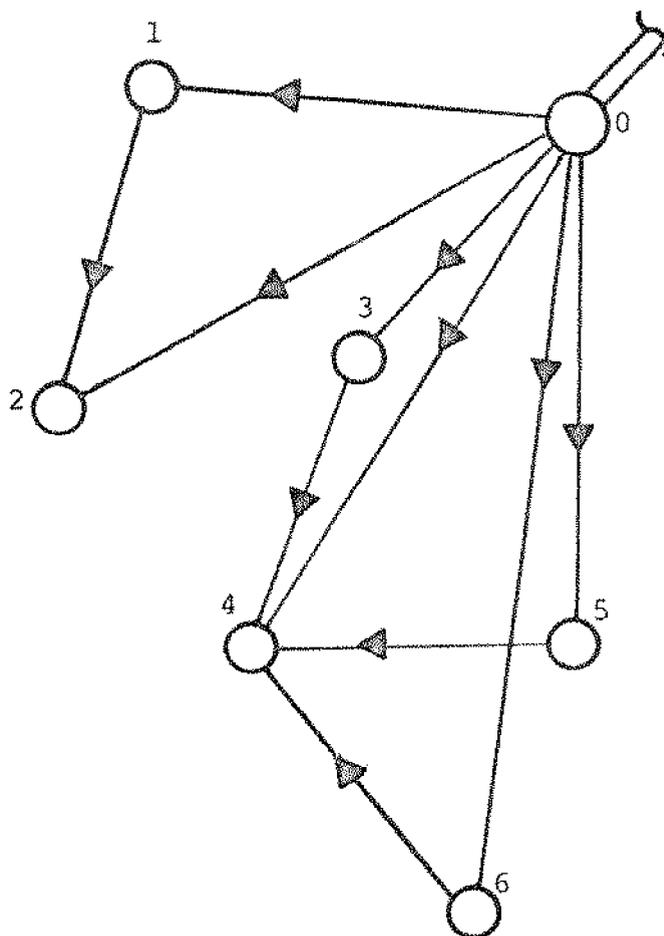


FIG. 7.2 - CONFIGURAÇÃO DO CIRCUITO OBTIDA COM A APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DA REFERÊNCIA 1 COM CUSTO TOTAL DE INVESTIMENTO EM TRANSMISSÃO IGUAL A 2693000 LIBRAS.

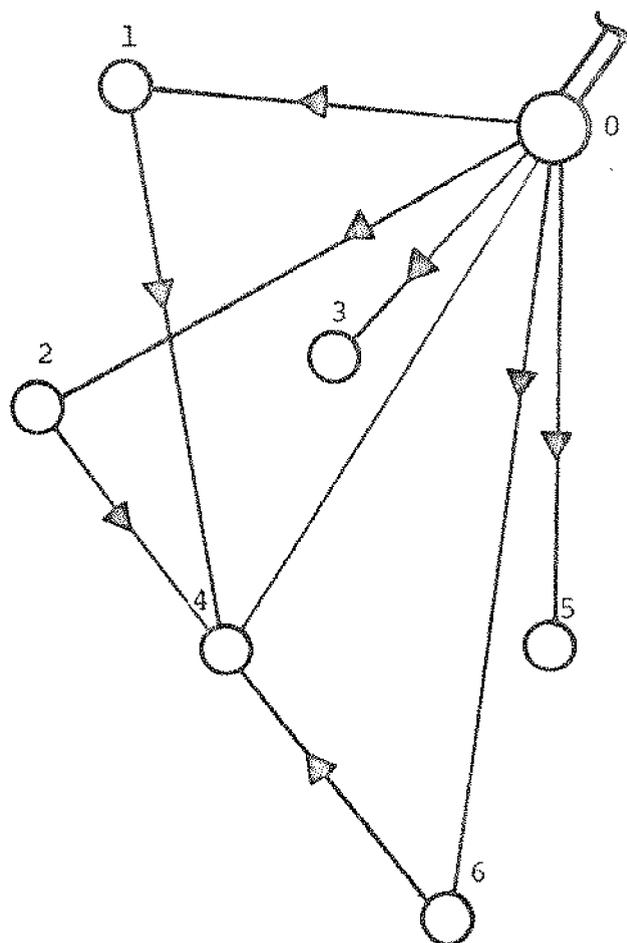


FIG. 7.3 - CONFIGURAÇÃO DO CIRCUITO OBTIDA COM A APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA NO CAPÍTULO 5, COM CUSTO TOTAL DE INVESTIMENTO EM TRANSMISSÃO IGUAL A 2654000 LIBRAS.

### 7.3 - Exemplos de Aplicação

Nesta Seção a metodologia apresentada no Capítulo 5 é aplicada a dois exemplos de Planejamento da Expansão Simultânea da Geração e Transmissão em que os custos envolvidos são linearizados e representam uma determinada unidade de investimento enquanto as quantidades elétricas são consideradas em MVA.

#### 7.3.1 - 1º Exemplo de Aplicação

Procura-se planejar a expansão da geração e transmissão de um sistema de energia elétrica situado em uma área geográfica que para fins de cálculo da demanda a cada período de planejamento foi dividida em pequenas regiões nas quais, com base em dados estatísticos são conhecidas as taxas de crescimento de demanda. Para um horizonte de 15 anos são considerados 5 períodos de 3 anos, 6 barras (regiões) e possibilidades de existirem até 10 linhas e a uma taxa anual de juros da ordem de 6%. As Tabelas VII.4-7 apresentam os dados de entrada.

TABELA VII.4 - Taxas de Correção de Demanda para o 1º Exemplo de Aplicação

BAR/PER	0	1	2	3	4	5
1		.07	.09	.09	.12	.10
2		.11	.08	.07	.13	.09
3						
4		.10	.14	.08	.05	.10
5		.12	.11	.10	.08	.07
6		.05	.07	.08	.10	.04

TABELA VII.5 - Demanda Estimada ( $DESP_{I,K}$ ) por Período e por Barra para o 1º Exemplo de Aplicação

BAR/PER	0	1	2	3	4	5
1	100.000	107.000	116.630	127.127	142.382	156.620
2	70.000	77.700	83.920	89.790	101.463	110.594
3						
4	30.000	33.000	37.620	40.630	42.661	46.927
5	20.000	22.400	24.864	27.350	29.538	31.606
6	60.000	63.000	67.410	72.802	80.083	83.826

TABELA VII.6 - Dados Referentes a Geração para o 1º Exemplo de Aplicação

BARRA	$NGE\emptyset_I$	$NGA_I$	$GEMAG_I$	$CPUG_I$	$COPUG_I$
1	2	2	50	250	.012
2	2	3	50	120	.009
3	2	2	50	80	.008

TABELA VII.7 - Dados Referentes a Transmissão para o 1º Exemplo de Aplicação

LINHA	$NOR_L$	$NDE_L$	$NCE\emptyset_L$	$NCA_L$	$FMPC_L$	$CPUC_L$	$R_L$	$COPUF_L$
1	1	2	1	1	10	35	.98	.002
2	1	3	1	1	15	27	.985	.0015
3	1	5	1	1	10	12	.98	.002
4	1	6	1	1	31	30	.984	.0016
5	2	3	1	1	30	40	.982	.0018
6	2	4	1	1	31	30	.98	.002
7	2	5	1	1	33	50	.986	.0014
8	2	6	1	1	38	60	.98	.002
9	3	4	1	1	20	40	.977	.0023
10	3	6	1	1	61	180	.98	.002

Foram consideradas 24 configurações para o planejamento do sistema com base na variação do percentual de  $DESP_{I,K}$  e de  $FMPC_L$  e para um valor de  $\xi = .01$ . Os resultados da adição discreta de unidades geradoras e de circuitos ao sistema em cada período do planejamento, os custos de operação e de investimento, bem como a soma total desses custos por período corrigidos para o período inicial são apresentados nas Tabelas VII.8-11.

TABELA VII-8 - Barras com Acréscimo de Unidade Geradora por Período para o 1º Exemplo de Aplicação.

% DE $DESP_{I,K}$	% DE $FMPC_L$	PERÍODO				
		1	2	3	4	5
70	80					2
	90					2
	100					3
80	80				2	
	90				2	
	100				2	
90	80			2	3	
	90			2	2	
	100			2	2	
100	80	2		3		2
	90	2		2		3
	100	2		2		3
110	80	2	3		2	3
	90	2	2		3	2
	100	2	2		3	3
120	80	3,3		2	2	2
	90	2,2		3	2	3
	100	2,2		3	3	2
130	80	3,3	2	2	2	1
	90	3,3	2	2	2	1
	100	2,2	3	3	2	1
140	80	2,3,3	2	2	1	1
	90	2,3,3	2	2	1	1
	100	2,3,3	2	2	1	1

TABELA VII.9a - Linhas com Acréscimo de Unidade de Circuito por Período  
para o 1º Exemplo de Aplicação.

% DE DESP I,K	% DE FMPC L	P E R Í O D O				
		1	2	3	4	5
80	80					
90	90					
100	100					
80	80					
90	90					
100	100					
80	80				2,6,7,10	
90	90					1,2,6,10
100	100					
80	80			2,6,7,10		
90	90				1,2,6,10	
100	100					1,2,9,10

TABELA VII.9b - Linhas com Acréscimo de Unidade de Circuito por Período  
para o 1º Exemplo de Aplicação (continuação).

% DE % DE DESP I,K FMPC L	P E R Í O D O				
	1	2	3	4	5
80		2,6,7,10			
110	80 90 100		1,2,6,7,10		1,3,9
120	80 90 100	2,5,7,9,10		1,3	4,8 3,9 3,7
130	80 90 100		1,2,6,7,10	1,2,9,10	
		2,5,7,9,10		1,3	4,8
		2,5,9,10		1,7	3
		1,2,9,10		3,7	3,7
140	80 90 100	1,2,7,9,10	3	6	
		2,7,9,10	1	3,6	
		2,9,10		1,7	

TABELA VII.10a - Custos de Operação e de Investimento por Período para o  
1º Exemplo de Alicação.

% DE DESP I, K	DE FMPC L	CUSTO	P E R Í O D O				
			1	2	3	4	5
70	80	CO INTO	2.2645	2.4616	2.6624	2.9540	3.1969 120.0000
	90	CO INTO	2.2630	2.4616	2.6615	2.9476	3.1819 120.0000
	100	CO INTO	2.2600	2.4616	2.6615	2.9425	3.1755 80.0000
80	80	CO INTO	2.5767	2.8096	3.0517	3.3561 120.0000	3.6486
	90	CO INTO	2.5760	2.8036	3.0454	3.3510 120.0000	3.6263
	100	CO INTO	2.5760	2.8036	3.0380	3.3353 120.0000	3.6066
90	80	CO INTO	2.9023	3.1718	3.4081 120.0000	3.7134 367.0000	4.0310
	90	CO INTO	2.8959	3.1584	3.4062 120.0000	3.7761 120.0000	4.0242 272.0000
	100	CO INTO	2.8901	3.1523	3.3907 120.0000	3.7542 120.0000	4.0860
100	80	CO INTO	3.2274 120.0000	3.4981	3.7281 367.0000	4.1355.	4.4864 120.0000
	90	CO INTO	3.2131 120.0000	3.4868	3.7907 120.0000	4.1300 272.0000	4.4726 80.0000
	100	CO INTO	3.2053 120.0000	3.4775	3.7689 20.0000	4.1940	4.4415 362.0000

TABELA VII.10b - Custos de Operação e de Investimento por Período para o  
1º Exemplo de Aplicação (continuação)

% DESP IX	DE % FMPC L	CUSTO	P E R Í O D O				
			1	2	3	4	5
	80	CO INTO	3.5303 120.0000	3.7787 367.0000	4.1095	4.5538 120.0000	4.9460 167.0000
110	90	CO INTO	3.5146 120.0000	3.8517 120.0000	4.1059 322.0000	4.5282 80.0000	4.9193 120.0000
	100	CO INTO	3.5073 120.0000	3.8295 120.0000	4.1640	4.5115 362.0000	4.9045 80.0000
	80	CO INTO	3.7957 497.0000	4.1563	4.4924 120.0000	4.9835 167.0000	5.4143 210.0000
120	90	CO INTO	3.8526 240.0000	4.1335 322.0000	4.4655 80.0000	4.9543 120.0000	5.3817 132.0000
	100	CO INTO	3.8306 240.0000	4.1965	4.4423 362.0000	4.9361 80.0000	5.3560 182.0000
	80	CO INTO	4.1241 497.0000	4.4924 120.0000	4.8622 167.0000	5.4117 210.0000	5.8501 280.0000
130	90	CO INTO	4.1117 447.0000	4.4727 120.0000	4.8302 205.0000	5.3798 132.0000	5.8426 250.0000
	100	CO INTO	4.1648 240.0000	4.4422 362.0000	4.8351 80.0000	5.3539 182.0000	5.8169 250.0000
	80	CO INTO	4.4162 612.0000	4.8296 132.0000	5.2476 150.0000	5.8097 250.0000	6.3261 250.0000
140	90	CO INTO	4.4003 577.0000	4.8017 155.0000	5.2342 162.0000	5.7938 250.0000	6.3267 250.0000
		CO INTO	4.3861 527.0000	4.8061 120.0000	5.1988 205.0000	5.7791 250.0000	6.3403 250.0000

TABELA VII.11 - Soma Total dos Custos de Operação e de Investimento de Cada Período Corrigido para o Período Inicial de Cada Configuração encontrada no 1º Ex. de Aplicação.

% DE DESP <sub>I,K</sub>	% DE FMPC <sub>L</sub>	C U S T O
70	80	69.1818
	90	69.1684
	100	49.2805
80	80	81.9146
	90	81.8903
	100	81.8660
90	80	313.9912
	90	302.9827
	100	167.8030
100	80	451.8269
	90	418.8295
	100	397.9699
110	80	596.9153
	90	569.5078
	100	489.5450
120	80	800.8983
	90	719.4602
	100	649.0652
130	80	996.3670
	90	912.0042
	100	849.6698
140	80	1119.5441
	90	1112.2569
	100	1063.1482

7.3.2 - 2º Exemplo de Aplicação

É considerado o planejamento da expansão da geração e transmissão de um sistema de energia elétrica dividido em regiões nas quais são conhecidas as taxas de crescimento das demandas. Um horizonte de 20 anos dividido em períodos com intervalos de 4 anos é considerado, o sistema tem 9 barras e disponibilidade para aplicação até 12 linhas e é empregada uma taxa de juros de 8% ao ano. Os dados de entrada são apresentados nas Tabelas VII.12-15 em que as quantidades elétricas são dadas em MVA e os custos envolvidos são linearizados e representam uma determinada unidade de investimento.

TABELA VII.12 - Taxas de Correção de Demanda para o 2º Exemplo de Aplicação

BAR/PER	1	2	3	4	5
1	.10	.15	.03	.04	.01
2	.20	.25	.13		
3	.12	.12	.18	.15	.06
4	.10	.11	.14	.18	
5	.17	.30	.05	.09	.10
6	.40	.60	.30	.10	
7	.20	.50	.15	.30	.19
8	.10	.45	.08		.03
9	.30	.52			

TABELA VII.13 - Demanda Estimada ( $DESP_{I,K}$ ) por Período e por Barra para o 2º Exemplo de Aplicação.

BAR/PER	0	1	2	3	4	5
1	30.000	33.000	37.950	39.089	40.652	41.059
2	80.000	96.000	120.000	135.600	135.600	135.600
3	80.000	89.600	100.352	118.415	136.178	144.348
4	10.000	11.000	12.210	13.919	16.425	16.425
5	80.000	93.600	121.680	127.764	139.263	153.189
6	10.000	14.000	22.400	29.120	32.032	32.032
7	20.000	24.000	36.000	31.400	53.820	64.046
8	80.000	88.000	127.600	137.808	137.808	141.942
9	60.000	78.000	118.560	118.560	118.560	118.560

TABELA VII.14 - Dados Referentes a Geração para o 2º Exemplo de Aplicação

BARRA	$NGE\phi_I$	$NGA_I$	$GEMAG_I$	$CPUG_I$	$COPUG_I$
1					
2					
3	3	8	100	30	.002
4					
5					
6					
7	2	2	100	20	.003
8					
9					

TABELA VII.15 - Dados Referentes a Transmissão para o 2º Exemplo de Aplicação.

LINHA	NOR <sub>L</sub>	NDE <sub>L</sub>	NCEZ <sub>L</sub>	NCA <sub>L</sub>	FMPC <sub>L</sub>	CPUC <sub>L</sub>	R <sub>L</sub>	COPUF <sub>L</sub>
1	1	3	1	5	50	15	.97	.003
2	1	6	1	5	30	18	.96	.004
3	2	4	2	5	100	19	.965	.0035
4	2	7	3	5	100	30	.967	.0033
5	2	8	1	5	100	27	.98	.002
6	2	5	2	5	100	10	.98	.002
7	3	4	2	5	100	40	.985	.0015
8	3	7	2	5	100	15	.97	.003
9	4	6	1	5	20	18	.98	.002
10	5	8	1	5	70	16	.97	.003
11	5	9	1	5	80	10	.969	.0031
12	7	8	1	5	50	20	.977	.0023

De maneira semelhante ao exemplo de aplicação anterior foram consideradas 24 configurações com base na variação de  $DESP_{I,K}$  e  $FMPC_L$  e para um valor de  $\xi = .01$ . Os resultados da adição discreta de unidades geradoras e de circuitos ao sistema em cada período de planejamento, os custos de operação e de investimentos bem como a soma total desses custos por período corrigidos para o período inicial são apresentados nas Tabelas VII.16-19.

TABELA VII.16 - Barras com Acréscimo de Unidades Geradoras por período para o 2º Exemplo de Aplicação.

% DE DESP <sub>I,K</sub>	% DE FMPC <sub>L</sub>	P E R Í O D O				
		1	2	3	4	5
70	80			7		
	90			7		7
	100			7		7
80	80		7	7		
	90		7	7		
	100		7	7		
90	80		7,7		3	
	90		7,7		3	
	100		7,7		3	
100	80	7	3,7		3	
	90	7	3,7		3	
	100	7	3,7		3	
110	80	7	3,7	3		3
	90	7	3,7	3	3	
	100	7	3,7	3		3
120	80	7,7	3,3	3		3
	90	7,7	3,3	3		3
	100	7,7	3,3	3		3
130	80	7,7	3,3,3		3	3
	90	7,7	3,3,3		3	3
	100	7,7	3,3,3		3	3
140	80	3,7,7	3,3	3	3	
	90	3,7,7	3,3	3	3	
	100	3,7,7	3,3	3	3	

TABELA VII.17a - Linhas com Acréscimo de Unidade de Circuito por Período  
para o 2º Exemplo de Aplicação.

% DE DESP IK	% DE FMPC L	P E R Í O D O				
		1	2	3	4	5
70	80		3,6,7,11,12			
	90		7,11,12			
	100		7,11,12			
80	80		3,6,7,9,11,12			
	90		6,7,11,12			
	100		11,12			
90	80	3,7,11,12	6,9,12			
	90		6,9,11,12			
	100		6,9,11,12			
100	80	6,7,11,12	3,6,7,9,12		1,3,7,9,12	
	90	11	3,6,7,9,11,12			
	100		3,6,7,9,11,12			

TABELA VII.17b - Linhas com Acréscimo de Unidade de Circuito por Período  
para o 2º Exemplo de Aplicação (continuação)

%	DE & DE L <sub>K</sub> FMPC L	P E R Í O D O				
		1	2	3	4	5
110	80 90 100	6,7,11,12 6,11,12 11,12	1,3,6,7,9,11,12 3,7,9,12 3,6,7,9,12		1,3,6,7,12	3,7,9,12
120	80 90 100	6,9,11,12 6,11,12 6,11,12	1,3,4,6,7,11,12 1,3,6,7,9,12 3,7,9,12		3,7,9,12	5,6,7,9,12
130	80 90 100	1,4,6,9,11,12 6,9,11,12 6,11,12	3,4,6,7,8,11,12 1,3,4,6,7,11,12 3,6,7,9,12		1,3,7,12	3,6,7,9,12 3,7,8,9,12
140	80 90 100	1,3,6,7,9,11,12 1,3,6,7,9,11,12 6,7,11,12	3,4,6,7,11,12 3,6,7,11,12 1,3,6,7,9,11,12	3,6,7,9,12 3,7,9,12	3,7,9,12	

TABELA VII.18a - Custos de Operação e de Investimento por Período  
Para o 2º Exemplo de Aplicação.

% DESP I, J, K	DE % FMPC L	CUSTO	P E R Í O D O				
			1	2	3	4	5
70	80	CO INTO	2.6127	3.3072 99.0000	3.5512 20.0000	3.6885	3.8247
	90	CO INTO	2.5727	3.2774 70.0000	3.5230 20.0000	3.6654	3.8392 20.0000
	100	CO INTO	2.5326	3.2774 70.0000	3.4938 20.0000	3.6301	3.7593 20.0000
80	80	CO INTO	2.9461	3.7826 137.0000	4.0414 20.0000	4.1888	4.4071
	90	CO INTO	2.9060	3.7523 100.0000	4.0406 20.0000	4.1971	4.3527
	100	CO INTO	2.8660	3.7220 50.0000	4.0062 20.0000	4.1938	4.3862
90	80	CO INTO	3.0879 89.0000	4.1420 88.0000	4.4217	4.6587 30.0000	4.8525
	90	CO INTO	3.2393	4.2285 98.0000	4.5289	4.8435 30.0000	5.0265
	100	CO INTO	3.2129	4.1981 98.0000	4.4979	4.7877 30.0000	4.9530
100	80	CO INTO	3.4324 100.0000	4.6693 157.0000	4.9931	5.1819 142.0000	5.3683
	90	CO INTO	3.4067 50.0000	4.6531 157.0000	4.9551	5.2781 30.0000	5.4722
	100	CO INTO	3.5616 20.0000	4.7464 167.0000	5.0699	5.3543 30.0000	5.5378

TABELA VII.18b - Custos de Operação e de Investimento por Período  
para o 2º Exemplo de Aplicação (continuação)

% DESP I, K	DE EMPC L	CUSTO	P E R Í O D O				
			1	2	3	4	5
80	80	CO	3.7776	5.1435	5.6219	5.8008	5.9536
		INTO	100.0000	182.0000	30.0000		127.0000
90	90	CO	3.7472	5.0989	5.6151	5.7945	5.9880
		INTO	60.0000	147.0000	30.0000	134.0000	
100	100	CO	3.7249	5.0900	5.5221	5.6974	6.1017
		INTO	50.0000	157.0000	30.0000		30.0000
80	80	CO	4.1236	5.8102	6.3924	6.6127	6.7298
		INTO	98.0000	204.0000	30.0000		137.0000
90	90	CO	4.0932	5.7271	6.3015	6.2532	6.6649
		INTO	80.0000	182.0000	30.0000	97.0000	30.0000
100	100	CO	4.0629	5.6434	6.2107	6.4437	6.9208
		INTO	80.0000	157.0000	30.0000		30.0000
80	80	CO	4.4688	6.4637	6.8693	7.3423	7.4478
		INTO	143.0000	234.0000		30.0000	137.0000
90	90	CO	4.4384	6.3831	6.7752	7.2236	7.3375
		INTO	98.0000	234.0000			142.0000
100	100	CO	4.4081	6.3001	6.4630	6.8747	7.2959
		INTO	80.0000	197.0000	94.0000	30.0000	30.0000
80	80	CO	4.8934	6.8784	7.1846	7.6191	7.8746
		INTO	202.0000	189.0000	137.0000	30.0000	
90	90	CO	4.8574	6.7193	7.0607	7.5012	7.8292
		INTO	202.0000	159.0000	127.0000	30.0000	
100	100	CO	4.8270	6.6922	7.3006	7.4215	7.6728
		INTO	150.0000	192.0000	30.0000	127.0000	

TABELA VII.19 - Soma Total dos Custos de Operação e de Investimento de Cada Período Corrigido para o Período Inicial de Cada Configuração Encontrada no 2º Ex. de Aplicação.

% DESP <sub>I,K</sub>	% DE FMPC <sub>L</sub>	C U S T O
	80	93.1167
70	90	77.5565
	100	77.4628
	80	122.3642
80	90	95.0927
	100	58.2688
	80	177.3837
90	90	96.1311
	100	96.0221
	80	284.9768
100	90	190.5103
	100	168.1955
	80	301.6906
110	90	252.0484
	100	204.8577
	80	320.5814
120	90	293.3962
	100	236.5099
	80	384.9201
130	90	341.1599
	100	313.6466
	80	446.0059
140	90	418.2723
	100	376.6443

#### 7.4 - Análise dos Resultados

Os exemplos de comparação e de aplicação foram empregados com o propósito de verificar o desempenho do Algoritmo Global de Planejamento que foi proposto no Capítulo 5 deste trabalho para resolver o problema do Planejamento Econômico da Expansão Simultânea da Geração e Transmissão usando Aproximação Linear.

No exemplo de comparação as perdas são consideradas nulas e o custo operacional de transmissão é proporcional ao custo de investimento. Na determinação da configuração apresentada na Tabela VII.3, a experiência computacional mostrou que a Subrotina FLUXO foi chamada uma única vez no Algoritmo Global e pelo fato de que geração e demanda total estão perfeitamente ajustadas, que as perdas são nulas e que as linhas que podem ser adicionadas conduzem a uma configuração viável, esta foi obtida em apenas uma pesquisa de fluxo ótimo realizado em .34s. de processamento.

Nos dois exemplos de aplicação apresentados, é considerado que o atendimento de demanda em cada barra tem igual importância. A velocidade computacional apresentada principalmente pelo Algoritmo de Fluxo de Custo Mínimo permite avaliar rapidamente o comportamento de cada sistema (exemplo) para diversos valores de demanda atendida e máxima capacidade de cada circuito de transmissão que são obtidos pela multiplicação dos valores de  $DESP_{I,K}$  e  $FMPC_L$  por IDR e SEGUR respectivamente. As 24 configurações obtidas em cada exemplo resultaram do atendimento da demanda na faixa de 70 a 140% do valor estimado com intervalos de 10% e com folgas de 0,10 e 20% na capacidade de cada circuito instalado no sistema.

Com relação ao 1º Exemplo de Aplicação a experiência computacional permitiu observar os seguintes itens:

- a determinação das 24 configurações apresentadas foi obtida com um total de 1987 pesquisas de fluxo ótimo realizadas em 21.00s. de processamento. Para obtenção da configuração que atende 100% da demanda estimada com folga de 20% na transmissão foram necessá-

rias 89 pesquisas de fluxo realizadas em 1.10s. de processamento.

- o ajuste de perdas em cada configuração e em cada período de maneira a atender as demandas em torno do limite  $\xi$  aceitável convergiu entre 1 e 2 iterações do Algoritmo de Ajuste estabelecido no Capítulo 4.
- na Tabela VII.11 a soma total dos custos de operação e de investimento corrigido para o período inicial permite considerar que para cada percentual de  $DESP_{I,K}$  atendido, o aumento na utilização da capacidade de cada circuito de transmissão conduz a uma redução no valor deste custo.
- dentre as diversas configurações apresentadas é possível avaliar o comportamento do sistema diante de certas contingências. Por exemplo, para um valor de demanda atendida de 130% e folga de 20% na transmissão, a perda parcial de um circuito na linha 7, no período 2 de planejamento não produzirá maiores consequências ao atendimento dessa demanda desde que a folga na transmissão seja reduzida para 10% nos circuitos restantes. Também a perda de uma unidade geradora na barra 3 no período 1 quando se prevê o atendimento de 140% da demanda o sistema terá condições de continuar a operar desde que o atendimento seja reduzido para 130%.

Os seguintes itens foram observados com relação ao 2º Exemplo de Aplicação:

- a determinação das 24 configurações apresentadas foi obtida com um total de 1794 pesquisas de fluxo realizadas em 28.49s. de processamento. Para obtenção da configuração que atenda 100% da demanda estimada, com folga de 20% na transmissão, foram realizadas 91 pesquisas de fluxo em 1.66s. de processamento.
- o ajuste de perdas em cada configuração e em cada período de maneira a atender as demandas em torno do limite  $\xi$  aceitável convergiu entre 3 e 5 iterações

do Algoritmo de Ajuste estabelecido no Capítulo 4.

- de maneira semelhante que no exemplo anterior, na Ta bela VII.19 a soma total dos custos de operação e de investimento corrigido para o período inicial permite considerar que para cada valor de  $DESP_{I,K}$  atendido, o aumento na utilização da capacidade de cada circuito de transmissão conduz a uma redução no valor deste custo.
- dentre as diversas configurações apresentadas é possível também avaliar o comportamento deste sistema diante de certas contingências. Por exemplo, para um valor de demanda atendida de 120% e folga de 20% na transmissão, a perda parcial de um circuito na linha 11 no período 2 de planejamento não produzirá maiores consequências ao sistema se esta folga for reduzida para 10%. Por sua vez a perda de uma unidade geradora na barra 3 no período 2 de planejamento quando se procura alimentar uma carga de 130%, obrigará que este atendimento seja reduzido para 120%.

É interessante ressaltar que o total de pesquisas de fluxo em cada exemplo considerado e o tempo de processamento mostram que o Algoritmo proposto apresenta rapidez computacional que favorece sua aplicação para resolver o problema de planejamento em sistemas de grande porte incluindo também algumas considerações operacionais. A aplicação de um Modelo de Programação Linear resolvido sem a utilização de um Método Simplex contribuiu também para esse pequeno tempo de computação apresentado na solução desses exemplos.

## Capítulo 8

### CONCLUSÃO E SUGESTÕES PARA TRABALHOS POSTERIORES

Neste trabalho foi considerado o problema do Planejamento Econômico da Expansão Simultânea da Geração e Transmissão em Sistemas de Energia Elétrica, no qual os custos de operação e investimento envolvidos foram supostos linearizados, o que permitiu o desenvolvimento de um Algoritmo Global de Planejamento estabelecido com a ajuda de um conjunto de Algoritmos Auxiliares fundamentados na aplicação de um Método de Programação Linear e do Algoritmo de Fluxo de Custo Mínimo.

O Algoritmo Global desenvolvido é acessível e adaptável ao estudo de qualquer tipo de sistema de energia elétrica radial ou não pois leva em consideração um conjunto de fatores técnicos e econômicos que são representados pelo total de barras com demanda e/ou geração as possibilidades de ampliação do número de unidades geradoras e de circuitos, máxima capacidade de transporte de potência em ambos os sentidos, perdas e sobrecarga nas linhas e os custos de operação e de investimento em geração e transmissão.

Aplicado a cada período do planejamento o Algoritmo desenvolvido permite encontrar a adição discreta de unidades geradoras e de circuitos ao sistema com mínimo custo que é realizada com base nos respectivos custos linearizados de investimento. Pelo fato da otimização em separado da geração e transmissão nem sempre conduzir a um custo mínimo global, visando esse objetivo o custo de investimento em transmissão foi associado ao custo de investimento em geração dentro de um processo iterativo permitindo encontrar uma configuração viável para atender as necessidades de expansão do sistema. Definida essa configuração, a associação do custo operacional de transmissão ao da geração dentro de um processo iterativo favoreceu a determinação da configuração de menor custo operacional conjunto em geração e transmissão. Na busca dessa configuração foi considerado que a geração local deve atender ao máximo a demanda local independente do custo operacional de geração. Esta situação permite

certa redução no custo de investimento e favorece a confiabilidade na transmissão.

Para aplicação do Algoritmo de Fluxo de Custo Mínimo - que foi desenvolvido para resolver um problema de fluxo em rede conservativa - no Algoritmo Global de Planejamento em que são consideradas as perdas inerentes a transmissão, foi necessário a preparação de um processo iterativo que associa as perdas das linhas terminadas em uma determinada barra à demanda própria daquela barra como uma carga adicional.

Na busca da solução para o problema de Planejamento da Expansão Simultânea da geração e transmissão são pesquisadas diversas configurações para o sistema e dependendo dos modelos matemáticos empregados nessa busca, o tempo de computação requerido para encontrar essa variedade de configurações a serem analisadas pode ser proibitivo. Com vistas a não ocorrência deste fato quando da aplicação do Algoritmo Global desenvolvido, o Método Simplex que poderia ser aplicado foi substituído pelo Modelo de Programação Linear enquanto o Algoritmo de Fluxo de Custo Mínimo teve sua aplicação valorizada pelas vantagens matemáticas e operacionais que apresenta em relação a outros métodos de estimação de fluxos. Nos exemplos de comparação e de aplicação apresentados no Capítulo anterior cada uma das diversas configurações pesquisadas é encontrada em fração de segundo utilizando um computador DEC-1091. Isto favorece a aplicação do modelo global desenvolvido neste trabalho para análise de sistemas de grande porte.

Considerando que a economia até mesmo de uma unidade geradora ou de um circuito é altamente significativa para o planejamento este trabalho vem caracterizar um estudo onde soluções inteiras são importantes. Mesmo por se tratarem de quantidades reduzidas, suas escolhas de uma maneira ótima evitam custos dispendiosos e desnecessários no investimento total.

Como uma orientação para trabalhos posteriores sugerimos as seguintes extensões:

- adaptação do Algoritmo Global desenvolvido, para o estudo de operação e de planejamento em sistemas consideran-

do os custos não lineares de operação e de investimento linearizados por parte e as demandas estimadas calculados com base no desenvolvimento de séries temporais.

- adaptação do Algoritmo Global desenvolvido, para o estudo de operação e planejamento de sistemas considerando contingências e demandas com importância de atendimento em cada barra com valores diferenciados uma em relação a outra.
- adaptação do Algoritmo Global desenvolvido, para o estudo do Planejamento Multiobjetivo de Sistemas de Energia Elétrica em que o mínimo custo de investimento, máximo atendimento das necessidades do sistema e impacto social produzido pela expansão devem ser considerados.
- adaptação do Algoritmo Global desenvolvido para o estudo do Planejamento da Expansão da Industrialização e/ou Comercialização de determinados produtos conhecendo os custos de ampliação ou de implantação de fábricas, de armazéns para estocagem, de transporte da(s) mercadoria(s) entre vários pontos, mercado de consumo e perspectivas de desenvolvimento comercial nas diversas regiões envolvidas e outros itens.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

01. ADAMS, R.N. e LAUGHTON, M.A., "Optimal Planning of Power Networks Using Mixed-Integer Programming, Part. I: Static and Time Phased Network Synthesis", Proc. IEE, Vol. 121(2), Feb. 1974, p. 139-147.
02. ALBUYEH, F. e SKILLES, J.J., "A Transmission Network Planning Method for Comparative Studies", IEEE Trans. PAS. Vol. PAS-100(4), Abril 1981, p. 1679-1684.
03. BAZARAA, M.S. e JARIUS, J.J., "Linear Programming and Networks Flow", John Wiley e Sons, 1977.
04. BILLINGTON, R. e BHAVAJARU, M.P., "Transmission Planning Using a Reliability Criterion, Part. I: A Reliability Criterion", IEEE Trans. PAS. Vol. PAS-89(1), Jan. 1980, p. 28-34.
05. BILLINGTON, R. e BHAVAJARU, M.P., "Transmission Planning Using a Reliability Criterion, Part. II: Transmission Planning", IEEE Trans. PAS. Vol. PAS-90(1), Jan/Feb 1971, p. 70-78.
06. BOOTH, R.R., "Optimal Generation Planning Considering Uncertainty", IEEE Trans. PAS. Vol. PAS-91(1), Jan/Fev 1972, p. 70-77.
07. BRANCO, T.M.M., "Um Modelo Linear para o Planejamento Econômico de Sistemas", Comunicação apresentada na 33a. Reunião Anual da SBPC, Salvador, BA, Julho 1981.
08. BRANCO, T.M.M., "Subrotinas Fortran para o Planejamento Econômico da Expansão Simultânea da Geração e Transmissão de Sistemas de Energia Elétrica Usando Aproximação Linear", Publicação Interna Deptº de Eletricidade, CTUFPA., 1982.
09. BRANCO, T.M.M. e KOO, R.L., "Um Algoritmo de Busca Linear para a Expansão da Transmissão de Sistemas de Energia Elétrica", III Encontro Nacional de Automática, patrocinado pela SBA, Campinas, São Paulo, 6/14 Julho 1982.
10. BRANCO, T.M.M. e KOO, R.L., "Um Algoritmo de Busca Usando Programação Linear e Inteira para a Expansão da Geração e

- Transmissão de Sistemas de Energia Elétrica", III Encontro Nacional de Automática, patrocinado pela SBA, Campinas, São Paulo, 6/14 Julho 1982.
11. CARSON, M.J. e CORNFIELD, G., "Design of Low Voltage Distribution Networks Interactive Computer Method Based on the Calculus Of Variations", Proc. IEE, Vol. 120(5), May 1973, p. 585-592.
  12. CROWFORD, D.M. e HOLT Jr. S.B., "A Mathematical Optimization Technique for Locating and Sizing Distribution Substations and Deriving their Optimal Service Areas" IEEE Trans. PAS, Vol. PAS-94(2), March/Apr 1975, p. 230-235.
  13. DANTZIG, G.B., "Linear Programming and Extensions", University Press, Princeton, N.J., 1963.
  14. DAY, J.T., "Forecast Minimum Production Cost With Linear Programming", IEEE Trans. PAS, Vol. PAS-90(2), Mar/Abr 1971, p. 814-823.
  15. ELGERD, O.I., "Electric Energy Systems Theory", McGraw-Hill Book Company, USA, 1970.
  16. GARVER, L.L. "Transmission Network Estimation Using Linear Programming", IEEE Trans. PAS, Vol. PAS-89, Set/Out. 1970, p. 1688-1697.
  17. GARVER, L.L.; VAN HORNE, P.R. e WIRGAU, K.A., "Load Supplying Capability of Generation Transmission Networks", IEEE Trans: PAS, Vol. PAS-98(3), May/June 1979, p. 957-962.
  18. HINDI, K.S. e BRAMELER, A., "Design of Low Voltage Distribution Networks: A Mathematical Programming Method", Proc. IEE, Vol. 124(1), Jan 1977, p. 54-58.
  19. HINDI, K.S.; BRAMELER, A. e HAMAN, Y.M., "Optimal Cable Profile of L.V. Radial Distributors: Two Mathematical Programming Methods", Proc. IEE, Vol. 123(4), Abril 1976, p. 331-334.
  20. HOLT Jr., S.B. e CROWFORD, D.M., "Distribution Substation Planning Using Optimization Models", IEEE Tutorial Course Application of Optimization Methods in Power Systems Engi-

- neering, 76 - CH 1107 - 2 PW, p. 69-76.
21. JENSEN, P.A. e BARNES, J.W., "Network Flow Programming", John Wiley e Sons, 1980.
  22. KALTENBACH, J.C.; PESCON, J. e GEHRIG, E.H., "A Mathematical Optimization Technique for the Expansion of Electric Power Transmission Systems", IEEE Trans. PAS, Vol. PAS-89 (1), Jan 1970, p. 113-119.
  23. KNIGHT, U.G., "The Logical Design of Electrical Networks Using Linear Programming Methods", Proc. IEE, Vol. 33-A, 1960, p. 306-319.
  24. KNIGHT, U.G., "Power Systems Engineering and Mathematics", Pergamon Press, Inc., Headington Hill Hall, Oxford, 1972.
  25. LEE, T.H.; THORNE, D.H. e HILL, E.F., "Modified Minimum Cost Flow Dispatch Method for Power System Application", IEEE Trans. PAS, Vol. PAS-100(2), Feb. 1981, p. 737-744.
  26. LEE, T.Y.S.; HICKS, K.L. e HNYLICZA, E., "Transmission Expansion by Branch-and-Bound Integer Programming With Optimal Cost-Capacity Curves", IEEE Trans. PAS, Vol. PAS-93 (5), 1974, p. 1390-1400.
  27. MASUD, E., "An Interactive Procedure for Sizing and Timing Distribution Substations Using Optimization Techniques", IEEE Trans. PAS, Vol. PAS-93, Sep. 1974, p. 1281-1286.
  28. MORGAN, M.G. e TALUKDAR, S.N., "Electric Power Load Management: Some Technical, Economic, Regulatory and Social Issues", Proc. IEEE, Vol. 67(2), Feb. 1979, p. 242-313.
  29. MUNASINGHE, M. "A New Approach to Power Systems Planning", IEEE Trans. PAS, Vol. PAS-99(3), May/June 1980, p. 1198-1209.
  30. NAHAS, E.T., "Previsão de Cargas em Sistemas Elétricos de Potência", Publicação EFEI, Itajubá, MG.
  31. NETG USER'S GUIDE, Analysis, Research e Computation, Austin, Texas, USA.
  32. ROMANO, R.; QUINTANA, V.H.; LOPÉZ, R. e VALADEZ, V., "Constrained Economic Dispatch of Multi-Area Systems Using the

- Dantzig-Wolfe Decomposition Principle", IEEE Trans. PAS, Vol. PAS-100(4), Abril 1981, p. 2127-2137.
33. ROSS, D.W. e KIM, S., "Dynamic Economic Dispatch of Generation", IEEE Trans. PAS. Vol. PAS-99(6), Nov/Dez 1980, p. 2060-2068.
  34. SANTOS Jr., A., "Síntese Conceitual Estática de Redes de Transmissão de Energia Elétrica", Tese de Mestrado, UNICAMP, Abril de 1981.
  35. STOT, B., "Review of Load Flow Calculation Methods", Proc. IEEE, Vol. 62(7), July 1974, p. 916-929.
  36. STOT, B. e ALSAC, O., "Fast Decoupled Load Flow", IEEE Trans. PAS, Vol. PAS-93, May/June 1974, p. 859-869.
  37. STREMEL, J.P., "Generation System Planning Under Load Forecast Uncertainty", IEEE Trans. PAS, Vol. PAS-100(1), Jan. 1981, p. 384-393.
  38. STREMEL, J.P. e JENKINGS, R.T., "Maintenance Scheduling Under Uncertainty", IEEE Trans. PAS, Vol. PAS-100(2), Feb. 1981, p. 460-465.
  39. SULLIVAN, R.L., "Power System Planning", McGraw-Hill International Book Company, 1977.
  40. TAKAHASHI, K.; SEKINE, Y. e UMEZU, T., "Network Flow Method Applied to Load-Flow Calculation", IEEE Trans. PAS, Vol. PAS-87(11), Nov. 1968, p. 1939-1949.
  41. TALUKDAR, S.N.; KALYAN, V. e McNITT, M., "Models for Assessing Energy Management Options", IEEE Trans. PAS, Vol. PAS-100(1), Jan 1981, p. 273-280.
  42. TALUKDAR, S.N.; UDAYABHANU, V.; MORTON, T.E. e MORGAN, M. G., "Electric Energy Brokerages - Some Concepts and Models", Carnegie Mellon University Working Paper, 1979.
  43. TALUKDAR, S.N. e WU, P.F., "Computer - Aided Dispatch for Electric Power Systems", Proc. IEEE, Vol. 69(10), Oct. 1981, p. 1444-1444.
  44. THOMPSON, G.L. e WALL, D.L., "A Branch and Bound Model for Choosing Optimal Substation Locations", IEEE Trans. PAS, Vol.

PAS-100(5), May 1981, p. 2683-2687.

45. VENIKOV, V.A., "Cybernetics in Electric Power Systems", Mir Publishers, Moscow, 1978.
46. WAIGHT, J.G.; ALBUYEH, F. e BOSE, A., "Schedulling of Generation and Reserve Margin Using Dynamic and Linear Programming", IEEE Trans. PAS, Vol. PAS-100(5), May 1981, p. 2226-2230.
47. WAIGHT, J.G.; BOSE, A, e SHEBLE, G.B., "Generation Dispatch with Reserve Margin Constraints Using Linear Programming", IEEE Trans. PAS, Vol. PAS-100(1), Jan. 1981. p. 252-257.
48. WALL, D.L.; THOMPSON, G.L. e NORTHCOTE-GREEN, J.E.D., "An Optimization Model for Planning Radial Distribution Networks", IEEE Trans. PAS, Vol. PAS-98(3), May/June 1979, p. 1061-1068.
49. WILIS, H.L. e NORTHCOTE-GREEN, J.E.D., "A Hierarchical Recursive Method for Substantially Improving Trending of Small Area Load Forecast", IEEE Trans. PAS, Vol. PAS-101, Nº 6, June 1982, p. 1776-1783.