

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**PROGRAMAÇÃO DE DESLIGAMENTOS DE UNIDADES
GERADORAS PARA A MANUTENÇÃO CONSIDERANDO
RESTRICÕES DO FLUXO DE POTÊNCIA DC**

‘Dissertação Submetida à Universidade Federal
de Santa Catarina para a Obtenção do Grau de
Mestre em Engenharia Elétrica’



0.261.627-1

MANUEL CAMELA RAFAEL


UFSC-BU

Florianópolis, Dezembro de 1996

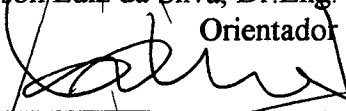
**Programação de Desligamentos de Unidades Geradoras para Manutenção
Considerando Restrições do Fluxo de Potência DC.**

Manuel Camela Rafael

Esta Dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de
Mestre em Engenharia
especialidade **Engenharia Elétrica**,
área de concentração **Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica**,
e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação.

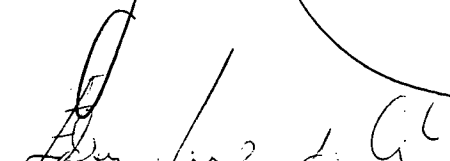


Prof. Edson Luiz da Silva, Dr.Eng.
Orientador



Prof. Adroaldo Raizer, Dr.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica


Banca Examinadora :



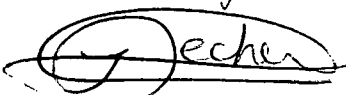
Prof. Edson Luiz da Silva, Dr.Eng.
Presidente



Prof. Hans/Helmut Zürn, Ph.D.



Prof. Jorge Coelho, D.Sc.



Prof. Ildemar Cassana Decker, D.Sc.

*À Isaura Carmélia, ao Micas, ao Manuel, à Márcia
Juntos, à Deus legamos nossa caminhada.*

*À memória de meu pai e à minha mãe
Aos meus irmãos*

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Edson Luiz da Silva pela orientação, encorajamento, confiança e amizade sempre patentes no decurso deste trabalho.

Ao respeitável Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina, representado particularmente pelos senhores Prof. Jorge Coelho, Prof. Ildemar Cassana Decker, Prof. Marciano Morozowski Filho, Prof. Geraldo Kindermann, Prof. Hans Helmut Zürn, Prof. Antônio Simões Costa, Prof. Roberto de Sousa Salgado, cuja disponibilidade, capacidade e zelo no exercício do nobre ofício de ensinar são exemplos a seguir.

Muito em especial, aos colegas do LABPLAN entre Docentes, Doutorandos, Mestrandos, Bolsistas e Administradores, com os quais, além de partilharmos esperanças no decurso de nossos trabalhos, forjamos laços de fraterna amizade.

Ao CEPEL, na pessoa dos pesquisadores Pedro di Novella e Boris Gorenstin, que gentil e incondicionalmente acolheram a visita técnica visando a prossecução deste trabalho.

Ao Serviço Alemão de Intercâmbio Acadêmico, à CAPES, aos Dirigentes e Funcionários da Coordenadoria do Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, cuja permanente prontidão permitiu a materialização do intercâmbio científico-cultural entre nossos Países (Brasil - Moçambique) e Universidades (Universidade Federal de Santa Catarina - Universidade Eduardo Mondlane).

À Isaura Carmélia, pela compreensão, apoio e suprimento da minha ausência na comunhão com as crianças.

À todos aqueles que de modo formal ou informal, no anonimato, contribuíram para que este trabalho se tornasse realidade.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE TABELAS	x
NOMENCLATURA	xi
ABREVIATURAS	xv
RESUMO	xvi
ABSTRACT	xvii
1. INTRODUÇÃO.	1
2. FUNDAMENTOS DA PROGRAMAÇÃO DA MANUTENÇÃO DE UNIDADES GERADORAS - DESCRIÇÃO DO PROBLEMA.	6
2.1. Introdução.	6
2.2. Manutenção de Unidades Geradoras.	8
2.2.1. Uma Abordagem em Termos de Componente.	8
2.2.2. Uma Abordagem em Termos de Sistema.	11
2.3. Métodos de Solução.	15
2.3.1. Métodos Heurísticos.	16
2.3.2. Métodos de Programação Matemática.	17
2.4. Conclusões.	21
3. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA.	23
3.1. Formulação Conceitual.	23

3.2.	Formulação Matemática.	29
3.3.	Conclusões.	32
4.	PROGRAMAÇÃO DE DESLIGAMENTOS DE UNIDADES GERADORAS CONSIDERANDO RESTRIÇÕES DO FLUXO DE POTÊNCIA DC.	33
4.1.	Incorporação de Restrições do Fluxo de Potência DC ao Problema.	33
4.2.	Subproblema de Decisão.	40
4.3.	Subproblema de Operação do Sistema Elétrico.	41
4.4.	Aplicação de Técnicas de Decomposição ao Problema.	43
4.4.1.	Algoritmo da Decomposição de Benders.	47
4.4.2.	Formulação a Multi-Estados.	49
4.4.3.	Algoritmo do Corte de Benders a Multi-Estados.	52
4.5.	Conclusões.	53
5.	IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL DO MODELO PROPOSTO.	55
5.1.	Introdução.	55
5.2.	Solução do Subproblema de Decisão.	57
5.2.1.	Módulo de Entrada e Leitura de Dados de Usinas.	57
5.2.2.	Módulo de Otimização via PIM.	57
5.3.	Solução do Subproblema de Operação.	58
5.3.1.	Módulo de Leitura de Dados e do Fluxo de Potência DC.	58
5.3.2.	Módulo de Otimização via PL.	59
5.3.3.	Módulo de Análise.	59
5.3.4.	Módulo de Relaxação.	59

5.4. Conclusões.	60
6. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA.	61
6.1. Programação de Desligamentos Para Um Sistema Teste.	61
6.1.1. Enunciado do Problema.	61
6.1.2. Formulação do Problema.	63
6.1.3. Decomposição do Problema.	64
6.1.3.1. Subproblema de Decisão.	65
6.1.3.2. Subproblema de Operação.	66
6.1.4. Resultados.	67
6.2. Programação de Desligamentos Para o Sistema Sul Brasileiro.	72
6.2.1. Caracterização do Sistema.	72
6.2.2. Visão Geral do Problema.	72
6.2.3. Resultados.	73
6.3. Conclusões.	75
7. CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS.	76
7.1. Conclusões.	76
7.2. Contribuições do Trabalho.	77
7.3. Desenvolvimentos Futuros.	77
8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.	78

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1- Tendências da Taxa de Falha;	8
Figura 2.2-Tendência da Taxa de Falha em Função da Profundidade da Manutenção;	10
Figura 2.3-a: Situação Original para Atendimento à Demanda Máxima [MW] - Sistema S/SE;	14
Figura 2.3-b: Situação de Atendimento à Demanda Máxima [MW] com Reprogramações - Sistema S/SE;	15
Figura 3.1- Diagrama Esquemático de um Sistema Hidrotérmico;	24
Figura 3.2 - Mecanismo de Resolução em dois Estágios;	28
Figura 4.1 - Técnica da Decomposição de Benders Aplicada ao Problema da Programação de Desligamentos;	44
Figura 4.2-Aproximação Linear da Função $u(x)$ no Espaço Unidimensional;	45
Figura 4.3-Processo de Decisão a Multi - Estados;	50
Figura 5.1 - Fluxograma da Metodologia de Programação de Desligamentos Considerando Restrições do Fluxo de Potência DC;	56
Figura 6.1-Sistema Exemplo Para a Programação de Desligamentos;	62
Figura 6.2 - Distribuição Espacial dos Cortes de Carga - Configuração Base;	68
Figura 6.3 - Distribuição Espacial dos Cortes de Carga - Configuração 1;	69
Figura 6.4 - Distribuição Espacial dos Cortes de Carga - Configuração 2;	70
Figura 6.5 - Distribuição Espacial dos Cortes de Carga - Configuração 3;	70
Figura 6.6 - Correlação entre a Estimativa de Custo e o Corte de Carga;	71
Figura 6.7 - Cortes de Carga Regionais Mensais pela Implementação da Decisão sem Consideração de Restrições Operativas.	74

LISTA DE TABELAS

Quadro 2.1 - Plano de Manutenção, 1993 (ELETROSUL);	12
Tabela 6.1 - Dados de Usinas do Sistema Reduzido;	62
Tabela 6.2 - Dados de Barras do Sistema Reduzido;	62
Tabela 6.3 - Dados de Circuitos do Sistema Reduzido;	62
Tabela 6.4 - Curva de Carga do Sistema Reduzido;	62
Tabela 6.5 - Escala de Desligamentos das Unidades Geradoras;	68
Tabela 6.6-a: Distribuição Espacial dos Cortes de Carga - Configuração Base;	68
Tabela 6.6-b: Distribuição Espacial dos Cortes de Carga - Configuração 1;	69
Tabela 6.6-c: Distribuição Espacial dos Cortes de Carga - Configuração 2;	69
Tabela 6.6-d: Distribuição Espacial dos Cortes de Carga - Configuração 3;	70
Tabela 6.7 - Correlação entre a Estimativa do Custo de Operação e o Corte de Carga;	71
Tabela 6.8 - Curva de Carga Aplicada para uma Configuração Equivalente do Sistema Elétrico do Sul Brasileiro;	73
Tabela 6.9 - Proposta de Escala de Desligamentos sem Consideração de Restrições Operativas;	74
Tabela 6.10 - Cortes de Carga Resultantes da Implementação da Decisão sem Consideração de Restrições Operativas;	74
Tabela 6.11 - Escala Ótima de Desligamentos de Unidades Geradoras.	75

NOMENCLATURA

t	-	Subperíodo do horizonte de planejamento;
T	-	Número de subperíodos do horizonte de planejamento;
j	-	j -ésimo elemento de um conjunto;
NG	-	Número de geradores no plano de manutenção;
NB	-	Número de barras do sistema elétrico;
g_{it}	-	Nível de geração da unidade i no subperíodo t ;
r_{jt}	-	Corte de carga na barra j no subperíodo t ;
i	-	i -ésimo elemento de um conjunto;
p	-	Identificador da unidade geradora p ;
q	-	Identificador da unidade geradora q ;
ϕ_u	-	Conjunto de unidades geradoras pertencentes à usina u ;
k	-	k -ésimo elemento de um conjunto;
l	-	l -ésimo elemento de um conjunto;
L_{it}	-	Demanda de potência ativa na barra i no subperíodo t ;
L	-	Demanda de potência ativa do sistema;
g_{it}^{nom}	-	Capacidade nominal do gerador i no subperíodo t ;
$f_{k,t}^{max}$	-	Fluxo máximo no circuito k no subperíodo t ;
g_{ut}^{max}	-	Geração máxima na usina u no subperíodo t ;
x_u	-	Variável de decisão associada a unidade geradora i no subperíodo t ;
c_{it}	-	Custo de manutenção da unidade geradora i no subperíodo t ;

P_{km}	-	Fluxo de potência ativa da barra k para a barra m ;
P_{mk}	-	Fluxo de potência ativa da barra m para a barra k ;
Q_{km}	-	Fluxo de potência reativa da barra k para a barra m ;
Q_{mk}	-	Fluxo de potência reativa da barra m para a barra k ;
V_k	-	Tensão na barra k ;
V_m	-	Tensão na barra m ;
g_{km}	-	Perditância do circuito entre a barra k e a barra m ;
g_{mk}	-	Perditância do circuito entre a barra m e a barra k ;
θ_{km}	-	Diferença angular entre a barra k e a barra m ;
b_{km}	-	Susceptância do circuito entre as barras k e m ;
θ_k	-	Ângulo da tensão na barra k ;
x_{km}	-	Reatância indutiva do circuito entre as barras k e m ;
min	-	Identificador de limite inferior de uma grandeza;
max	-	Identificador de limite superior de uma grandeza;
d_{it}	-	Penalidade associada à variável de operação na barra i no subperíodo t ;
y_{it}	-	Variável de operação na barra i no subperíodo t ;
d_i	-	Duração da manutenção da unidade geradora i ;
B	-	Matriz da susceptância da rede elétrica;
θ	-	Vetor de ângulos nodais da rede elétrica;
P	-	Vetor de injeções de potência ativa do sistema elétrico;
c^T	-	Vetor de custos de manutenção, transposto;
d^f	-	Vetor de penalidades associadas às variáveis de operação, transposto;
x	-	Vetor de variáveis de decisão;
y	-	Vetor de variáveis de operação;

- A - Matriz de coeficientes das variáveis de decisão;
- J - Matriz de coeficientes de recursos das variáveis de decisão;
- K - Matriz de coeficientes de recursos das variáveis de operação;
- p - Vetor de recursos disponíveis associados às variáveis de operação;
- b - Vetor de recursos disponíveis associados às variáveis de decisão;
- u^k - Custo de operação na iteração k ;
- π^k - Vetor de preços duais das restrições operativas na iteração k ;
- x^{*k} - Vetor de soluções do subproblema de decisão na iteração k ;
- y^{*k} - Vetor de soluções do subproblema de operação na iteração k ;
- S - Conjunto de soluções da estimativa do custo futuro de operação;
- \bar{Z} - Limite superior da função objetivo;
- \underline{Z} - Limite inferior da função objetivo;
- α^k - Estimativa do custo futuro de operação na iteração k ;
- ε - Tolerância para a solução do problema global;
- p_i - Probabilidade de ocorrência da configuração i do sistema elétrico;
- d_i^T - Vetor de penalidades das variáveis de operação na configuração i do sistema elétrico, transposto;
- y_i - Vetor de variáveis de operação na configuração i do sistema elétrico;
- J_i - Matriz de coeficientes de recursos das variáveis de decisão na configuração i do sistema elétrico;
- g_i - Vetor de recursos disponíveis para a operação na configuração i do sistema elétrico;
- $u(x)$ - Aproximação linear da função custo de operação em função das variáveis de decisão;

- $u_i(x)$ - Aproximação linear da função custo de operação em função das variáveis de decisão no estado i do sistema elétrico;
- $\bar{u}(x)$ - Custo de operação esperado para um conjunto de estados do sistema;
- f_{ij} - Fluxo no circuito i - j ;
- \bar{F}_{ij} - Capacidade máxima do fluxo no circuito i - j ;
- \bar{G}_i - Capacidade máxima do gerador i ;
- SI - Semana i ;
- GU_{it} - Geração disponível na usina i no subperíodo t .

ABREVIATURAS

ELETROSUL	-	Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A.;
ELETROBRAS	-	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.;
LSC	-	Load Supplying Capability;
PM	-	Programação Matemática;
PL	-	Programação Linear;
DC	-	Direct Current;
AC	-	Alternating Current;
LOLP	-	Loss of Load Probability;
PIM	-	Programação Inteira-Mista;
WF77	-	Watcom FORTRAN 77;
CPLEX	-	CPLEX Optimization, Inc;
S/SE	-	Sistema Interligado Sul-Sudeste;
GCOI	-	Grupo Coordenador para Operação Interligada;
SEE	-	Sistema de Energia Elétrica.

RESUMO

A crescente complexidade operativa dos sistemas de energia elétrica torna necessária a coordenação dos desligamentos programados dos diversos componentes do sistema de modo a manter os requisitos de confiabilidade.

Neste trabalho, propõe-se um procedimento automatizado para análise e tomada de decisão sobre os pedidos de desligamentos no escopo da problemática da manutenção de unidades geradoras, analisando o impacto que estes desligamentos causam à operação elétrica do sistema e, a partir desta análise, consolidar um cronograma de desligamentos de modo que a operação seja a mais confiável possível, dentro de certos critérios pré-estabelecidos.

Para tanto, o problema é formulado com base em programação matemática de modo que o cronograma de desligamentos proposto não viole as restrições de gerência da manutenção, assim como as restrições de operação elétrica.

Na formulação proposta, tem-se como função objetivo a minimização do corte de carga esperado do horizonte de estudo. Nesta proposição, os períodos correspondem às semanas do mês e, deste modo, é possível representar a variação da carga ao longo do horizonte.

O problema resultante é do tipo inteiro-misto e de grande porte, o que requer um esquema adequado para sua solução e, para tanto, utiliza-se o método de decomposição de Benders. Nesta abordagem, o problema é decomposto em dois subproblemas: *(i)* subproblema de decisão e *(ii)* subproblema de operação, estabelecendo-se uma interação entre estes subproblemas, que num processo iterativo converge para a solução ótima.

O subproblema de operação resultante é formulado via análise de contingências com base nas equações do fluxo de potência DC.

A metodologia proposta é validada com uma aplicação ao sistema Sul-Sudeste brasileiro, obtendo-se resultados consistentes e com tempos de processamento satisfatórios.

ABSTRACT

The operative complexity of electrical power systems requires the coordination of the scheduled disconnection of several components of the system, aiming to guarantee the reliability requirements.

In this work, an automated procedure is proposed for both analysing and decision making about the requests of disconnecting generators units for preventive maintenance. The developed methodology analyses the influence that this disconnection exerts on the electrical system operation and through this analysis consolidates a disconnecting plan, improving the operation reliability, taking into account predefined criteria.

The problem formulation is based on mathematical programming. The objective function is the minimization of curtailments in an interest horizon. The constraints of this problem are related to the maintenance management as well as electrical operation constraints. In this proposition, the periods correspond to monthly weeks, then, it is possible to represent the load variation along the horizon.

The resulting problem has an mixed-integer nature and its dimension is huge, thus, it is proposed the use of Benders decomposition for decomposing the problem into two subproblems: *(i)* decision subproblem and *(ii)* operation subproblem. There is an interaction between these two subproblems until the optimum solution is achieved.

The resulting operation subproblem is formulated via contingency analyses, based on the optimum DC power flow.

The proposed methodology is applied to the Brazilian South-Southeastern System, obtaining consistent results and satisfactory processing time as well.

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

No âmbito do planejamento e operação dos sistemas de energia elétrica é reconhecida a importância de que se reveste a manutenção e o processo à ela associado, para o escalonamento adequado de desligamentos dos equipamentos envolvidos.

Neste contexto o problema da programação ótima da manutenção e o problema de desligamentos de unidades geradoras tem sido abordado segundo vários segmentos e vários trabalhos têm sido desenvolvidos e publicados.

Os referidos trabalhos têm procurado fornecer alternativas de programação aceitáveis e sustentáveis quanto a sua adequabilidade dos pontos de vista técnico, econômico, de confiabilidade, entre outros.

Além desta sustentação, tem merecido atenção dos profissionais e estudiosos desta matéria, a preocupação de que a representação, a modelagem e a simulação se aproximem tanto quanto possível do ambiente real que caracteriza a operação dos sistemas de energia elétrica, fazendo-se uso de ferramentas computacionais já existentes ou desenvolvidas especificamente para o propósito em questão. É neste campo em que os métodos heurísticos, os métodos de programação dinâmica e os métodos de programação matemática em geral têm assumido mais espaço e importância.

As tendências mais recentes têm reivindicado maior valorização aos métodos de programação inteira em função do incremento da capacidade de cálculo computacional não existente até então.

A determinação de um programa de manutenção de unidades geradoras pode ser vista como a adoção de um critério de retirada seqüencial para a manutenção de unidades geradoras de um sistema de energia elétrica assegurando-se o atendimento de um conjunto de restrições associadas às políticas de operação e gerenciamento do sistema inerente equanto que, o problema associado, ou seja, a determinação de um cronograma de desligamentos de unidades geradoras para a manutenção pressupõe que, em face de um programa de manutenção, se procure estabelecer uma seqüência ótima de desligamentos no tempo e para a manutenção, tal que além de contemplar as restrições de gerenciamento da manutenção deve levar em consideração no

conjunto de restrições da operação do sistema um subconjunto de restrições que reflitam as indisponibilidades de recursos do sistema, através de um elenco de contingências plausíveis de equipamentos, tanto de geração quanto de transmissão.

Tanto um quanto outro são problemas de grande complexidade em virtude da interdependência, da natureza e funções das partes que compõem os sistemas elétricos. Estas interrelações podem ser resumidas no fato de que, em todo e qualquer momento, a produção, a transmissão e o consumo da eletricidade devem ser processados em níveis satisfatórios e admissíveis sob os pontos de vista de quantidade e qualidade.

Neste acoplamento natural, o desligamento de determinada unidade geradora para a manutenção influi sobre o grau de desempenho e gerenciamento do resto do sistema, os quais deverão ser reorientados para corresponder à nova situação resultante desta retirada.

Partindo da prática clássica da elaboração das escalas de manutenção com suporte na experiência acumulada dos profissionais vocacionados ao gerenciamento da manutenção, que procuram estabelecer manualmente a periodicidade mais conveniente para a manutenção de cada unidade levando em conta requisitos de disponibilidade de recursos humanos, materiais, temporais, elétricos e energéticos, destacados trabalhos têm sido propostos visando a busca de alternativas de otimalidade nesta área. Das pesquisas e avanços registrados, um panorama geral das principais linhas de ação é apresentado a seguir.

Cristiaanse e Palmer [1], em 1972, apresentaram uma metodologia heurística de escalonamento de geradores para a manutenção que consiste na vinculação explícita de um conjunto de unidades geradoras a cada equipe de manutenção, as quais são seqüencialmente escaladas para a manutenção sob restrição de que duas ou mais unidades da mesma equipe não devem estar sujeitas à manutenção, simultaneamente. Nesta metodologia, foi usado o nivelamento da reserva durante o horizonte de planejamento como critério para a determinação adequada das escalas de manutenção.

Zurn e Quintana [2], em 1975, introduziram técnicas de programação matemática para a solução do problema do planejamento da manutenção, ao usarem a programação dinâmica com aproximações sucessivas. Ainda no mesmo ano, outro passo foi dado por Dopazo e Merrill [3] propondo um algoritmo de enumeração implícita de Balas para a solução do problema de programação ótima da manutenção.

Sucedendo aos trabalhos anteriormente referidos, mais contribuições foram publicadas [4, 5, 6, 7] com base nos métodos heurísticos e de otimização. Em tais trabalhos, a abordagem do problema se restringiu à componente geração do sistema elétrico, assim, não se levando em conta os aspectos inerentes ao sistema de transmissão, ou seja, o modelo de operação do sistema se baseia apenas na representação do sistema de geração, sendo as decisões tomadas neste fundamento e considerando os aspectos de confiabilidade através da monitoração da reserva sem levar em conta as restrições de transmissão.

Chen e Toyoda [8], em 1991, fizeram uso de técnicas de decomposição matemática para a determinação de um programa ótimo de manutenção para sistemas multi-área, em que as restrições da rede são explicitadas através das linhas de interligação, porém, de forma determinística.

Com o uso de técnicas de otimização baseadas na programação dinâmica por aproximações sucessivas, Medeiros [20] apresentou em 1994, uma metodologia de programação da manutenção de unidades geradoras em sistemas interligados considerando restrições de energia hidráulica e de capacidade de interligações.

Um passo significativo em direção à uma abordagem consagrando a importância da rede elétrica na monitoração das decisões sobre a programação da manutenção de unidades geradoras foi dado por Silva [21] em 1995. Este, usando o “método de decomposição de Benders” e um algoritmo de programação inteira, propôs uma metodologia de programação da manutenção de unidades geradoras onde o modelo de operação da rede considera, além das restrições associadas à geração e à transmissão, às incertezas de suas disponibilidades.

Em geral, estes trabalhos têm apontado para a busca de decisões de manutenção para um horizonte de longo prazo, geralmente, pelo menos um ano a frente, não considerando aspectos inerentes à reprogramação em horizontes de curto prazo, de um mês ou semana, por exemplo.

Reconhecendo-se a celeridade com que o assunto tem sido tratado, o mérito e a importância dos resultados alcançados, é de se crer, que a consideração alternativa do problema, para horizontes de curto prazo e a conseqüente extensão do modelo de operação às leis do fluxo de potência, constitui uma meta a ser perseguida porquanto se caminhe para a procura de metodologias de solução que reflitam o gerenciamento e a operação mais realistas dos sistemas de energia elétrica. Isto se justifica, principalmente, em horizontes de curto prazo, do planejamento da operação onde, uma vez definidas as políticas de operação e face a ocorrência de eventos não

previstos anteriormente é necessário que se examine a adequação do plano proposto e o seu eventual ajuste.

Do ponto de vista da manutenção, entende-se deste modo, que o plano de manutenção de longo prazo, carece de uma atualização no horizonte de curto prazo, por exemplo, reavaliando com a antecedência de um mês o plano previamente estabelecido para o horizonte de um ano.

Esta é outra visão particularmente importante a partir da qual pode ser abordado o problema de programação da manutenção de unidades geradoras num horizonte de curto prazo. Neste sentido, a decisão sobre a implementação do desligamento ou não de determinada unidade geradora do sistema elétrico, em face dos requisitos de demanda e configurações do sistema de energia elétrica fica melhor caracterizada.

Justamente, explorando este fato, o propósito neste trabalho é o de apresentar uma metodologia de programação de desligamentos de unidades geradoras de um sistema elétrico, no horizonte de curto prazo, que determine o momento mais adequado de saída para a manutenção de cada unidade geradora, considerando-se adicionalmente as restrições de fluxo de potência no conjunto de restrições do modelo de operação via fluxo de potência ótimo.

As restrições em questão se referem àquelas associadas a um fluxo de potência DC e entende-se, por momento mais adequado, a semana em que o desligamento de um determinado gerador não compromete significativamente a confiabilidade do sistema.

A metodologia considera ainda dois aspectos tipicamente importantes da operação do sistema elétrico, nomeadamente, a variação da carga nos períodos do horizonte e a possibilidade da indisponibilidade de circuitos do sistema de transmissão, o que é expresso em termos de contingências de circuitos partindo-se do conhecimento de uma dada configuração normal da rede elétrica.

Não obstante a filosofia que caracteriza este trabalho, ele incorpora contudo, os principais aspectos conceituais envolvidos na abordagem dos problemas de programação da manutenção de unidades geradoras para horizontes de longo prazo, nomeadamente, a consideração de restrições associadas à política própria de manutenção e à política de operação do sistema de energia elétrica.

Resumindo, o objetivo é o de propor um modelo computacional que permita determinar um programa de desligamentos de unidades geradoras de um sistema elétrico de grande porte, considerando um conjunto de restrições relevantes para o processo de tomada de decisão e,

representando-se explicitamente a rede pelas equações de fluxo de potência DC. Ressalte-se, que a metodologia aqui proposta, com algumas adaptações, pode ser estendida para o caso da programação de desligamentos de circuitos de transmissão.

O trabalho tem o mérito de inserir aplicações de análise do fluxo de potência para a análise da compatibilidade da decisão “de se efetuar ou não o desligamento” com a necessidade “de se operar adequadamente o sistema elétrico”.

Com este procedimento se proporciona uma extensão dos métodos de programação da manutenção ao tratamento da importância do sistema de transmissão. Isto é importante uma vez que é reconhecida a influência do sistema de transmissão sobre os índices de confiabilidade do sistema em manutenção. Cite-se a este propósito, a referência [21] que chama a atenção pelo fato de resultarem índices otimistas ao não se considerar o sistema de transmissão.

Visando o objetivo, no Capítulo 2 é feita a descrição conceitual do problema e, na sua seqüência é apresentado o estado da arte sobre o assunto. No Capítulo 3 é apresentado o problema de programação da manutenção de unidades geradoras com restrições de transmissão.

Seguidamente, no Capítulo 4 é fundamentada a derivação do problema de manutenção de unidades geradoras considerando restrições do fluxo de potência DC e desenvolvida a sua formulação matemática, onde este é encarado como um problema de programação matemática integrado, porém decomponível numa componente decisória do tipo inteiro-misto e noutra componente de operação envolvendo variáveis contínuas.

No capítulo 5, é descrita a implementação computacional da metodologia e seguidamente, no capítulo 6, a metodologia é aplicada, primeiro para um sistema de dimensão reduzida e, depois, para um sistema real, sendo apresentados e discutidos os resultados alcançados. Finalmente, no capítulo 7 é apresentada a contribuição do trabalho e sugeridas as ações de continuidade para o desenvolvimento de trabalhos futuros associados com esta metodologia.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTOS DA PROGRAMAÇÃO DA MANUTENÇÃO DE UNIDADES GERADORAS - DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

2.1 INTRODUÇÃO

Para que a energia elétrica chegue ao usuário final é necessário um conjunto de componentes formando um sistema no seu todo e, que na verdade, interatuam sistemática e coordenadamente. Assim, constitui requisito obrigatório que a energia elétrica seja entregue aos consumidores dentro de determinados padrões de continuidade e qualidade de suprimento, os quais serão obtidos sob a alocação de determinados investimentos no sistema. Ressalte-se, a necessidade de uma solução de compromisso, através da seleção de critérios adequados, tais que os de investimentos necessários sejam aceitáveis e os níveis de qualidade sejam do agrado dos consumidores, em virtude de que, eventualmente, investimentos insuficientes implicarão a perda de qualidade do bem e o excesso de investimentos resultará em um produto final com custo elevado, o que tenderia a desestimular o seu consumo. Sendo assim, planejar e operar adequadamente um sistema de energia elétrica, significa determinar uma solução de compromisso entre a minimização dos custos de investimento e de operação, observando-se padrões pré-estabelecidos de qualidade do produto final.

Especificamente, no referente à racionalidade da gestão desses investimentos, a manutenção assume grande importância, pois, a ela cabe monitorar a expectativa do retorno do capital investido nos equipamentos ao longo do tempo em que irá ocorrer a sua amortização, evitando o seu desgaste prematuro. Derivam assim ações de intervenção para a reposição da operacionalidade dos equipamentos uma vez que tenham sofrido falha por desgaste, o que constituirá uma saída forçada e imprevista do equipamento e àquelas ações de intervenção para prevenir a falha dos equipamentos antes que ela ocorra, o que resultará, em parte, na melhoria do seu estado de desempenho, sendo estas saídas, programadas. De acordo com [27] tem-se assim para o primeiro e segundo casos, o que se usa chamar comumente de manutenção corretiva e manutenção preventiva, respectivamente.

Para a manutenção preventiva em particular, omitindo-se a economicidade também requerida na operação, dois requisitos deverão ser satisfeitos para que ela se viabilize, a saber:

1. o custo total do reparo após a falha deverá ser maior que o custo antes da falha;
2. a taxa de falha do equipamento deverá ser crescente no tempo, configurando-se vantajosa a ação da manutenção, por resultar na redução da tendência à possibilidade de ocorrência de falhas futuras.

Sem a observância das condições acima descritas não haverá vantagem econômica em se realizar a manutenção preventiva.

Denota-se assim uma ligação indissociável entre a decisão de se realizar ou não a manutenção e os custos de operação do sistema, sendo imperioso que seja feita a confrontação dos custos diretos da manutenção, determinísticos por natureza e os custos futuros decorrentes da não realização da manutenção, cuja natureza é incerta e, conseqüentemente, de difícil previsão. Não sendo feita esta análise, estará mais presente a possibilidade de se retirarem componentes para a manutenção com frequência e duração inadequadas.

Quanto às unidades de geração de um sistema de energia elétrica, podem ser considerados como custos diretos de manutenção àqueles associados à mão de obra e às peças de reposição e, mais a fundo, os inerentes ao custo de substituição em sistemas hidrotérmicos.

Os custos incertos, derivados da não realização da manutenção, referem-se aos custos decorrentes do não atendimento à demanda.

O custo em conseqüência do corte de carga é de extrema importância, não obstante à complexidade e dificuldades da sua avaliação, em virtude de que a falha, uma vez ocorrida intempestivamente, dificulta o gerenciamento da demanda. Advém daqui o fato de que a manutenção referida após a falha seja mais onerosa que antes da mesma, o que justificaria então a intervenção da manutenção preventiva, conforme foi argumentado anteriormente.

Ainda de acordo com a sustentação de [27], o problema da manutenção pode ser visualizado ao nível de componente e ao nível sistêmico [16], pelo que, a sua modelagem deverá levar em consideração os aspectos relevantes neles incorporados e que assumem natural e conceitualmente virtudes conflitantes. É assim, que na seqüência, serão assumidos os aspectos principais que se incorporam à visão componente e sistêmica na abordagem do problema.

2.2 MANUTENÇÃO DE UNIDADES GERADORAS

2.2.1 Uma Abordagem em Termos de Componente

O estudo de um sistema pode, em geral, ser efetuado sob um ponto de vista sistêmico (ou de conjunto) ou ainda sob o enfoque das partes ou componentes desse sistema. No primeiro caso, é de interesse modelar o inter-relacionamento das partes, com o intuito de reproduzir o comportamento do todo. No segundo caso, a atenção é fixada nas diferentes unidades que compõem o todo [16].

Sob o pressuposto de que a manutenção possa ser classificada em preventiva, a que consiste de um conjunto de atividades sobre o componente visando prevenir a ocorrência de falhas no seu funcionamento e corretiva, a que consiste de um conjunto de atividades sobre o componente visando a melhoria ou a reposição de sua capacidade de funcionamento após a ocorrência de falha, conclui-se que a primeira pode ser programada, o mesmo, não sendo aplicável para a segunda.

A manutenção preventiva de um componente, de um gerador no caso, pode ser programada e sua efetivação afeta o grau de confiabilidade do sistema de que faz parte. Sendo assim, a sua eficácia dependerá das funções de distribuição de probabilidade do tempo para a falha, da tendência da sua taxa de falha e da profundidade da ação de manutenção.

Um exemplo do espectro das possíveis tendências da taxa de falha é mostrado na Figura 2.1.

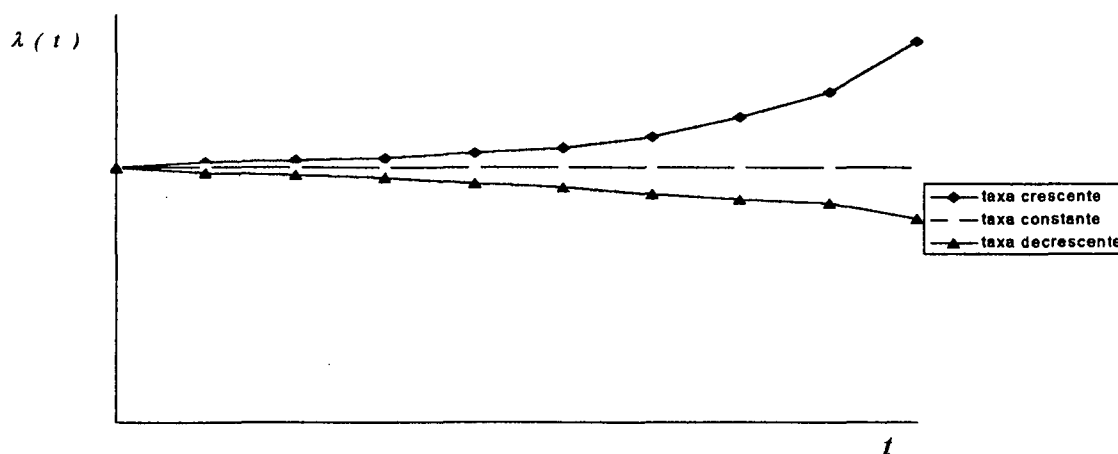


Figura 2.1 - Tendências da Taxa de Falha.

Analisando a Figura 2.1 constata-se o seguinte:

- para os equipamentos com taxa de falha crescente no tempo, a sua substituição resultará na redução da tendência à falha, esperando-se uma melhoria na confiabilidade do sistema;
- para os equipamentos com taxa de falha decrescente no tempo, qualquer substituição deteriorará a confiabilidade do sistema; e
- para os equipamentos com taxa de falha constante no tempo, o sistema é insensível à sua manutenção.

Ressalte-se aqui, em conformidade ao que foi dito na seção 2.1, que a manutenção preventiva é viável em equipamentos com taxa de falha crescente, sendo esta, característica de dispositivos mecânicos, elétricos ou hidráulicos com partes móveis, classe a que pertencem também as unidades geradoras [27].

Sobre esta matéria, a literatura técnica considera ainda que em termos de profundidade, a manutenção pode ser realizada de três modos, que são:

- (i) o reparo mínimo;
- (ii) a substituição; e
- (iii) a reforma.

Estes modos de profundidade têm a seguinte explicação:

O reparo mínimo não afeta a evolução da taxa de falha da unidade geradora, ou seja, a unidade está tão ruim quanto velha.

A substituição completa do equipamento reduz a taxa de falha ao valor inicial, devolvendo ao equipamento a confiabilidade original.

A reforma devolve ao equipamento um grau de confiabilidade diga-se rejuvenescida, que não sendo a original é melhor que a disponível antes da reforma.

Os dois últimos casos, normalmente, ocorrem segundo um ciclo programado e constituem a ação da manutenção preventiva. O comportamento resultante desta profundidade de intervenção pode ser visualizado na Figura 2.2.

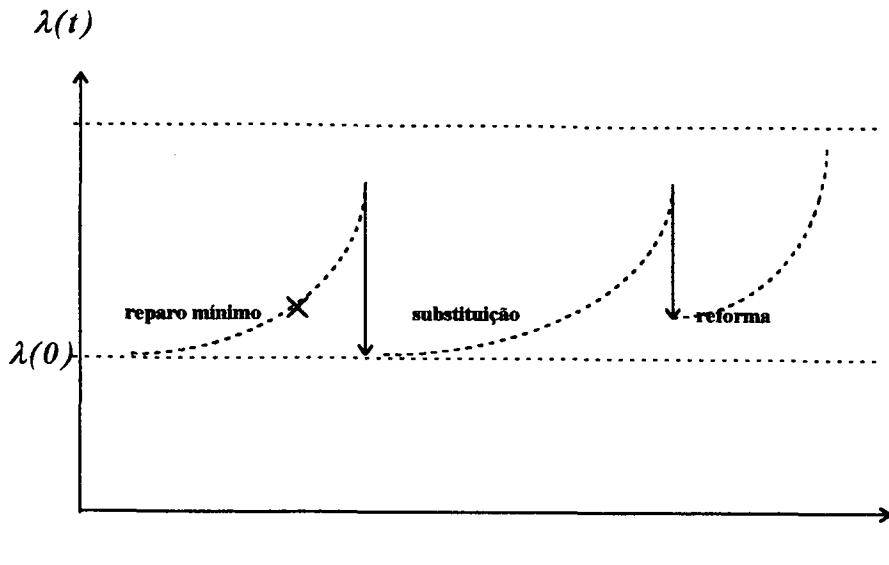


Figura 2.2 - Tendência da Taxa de Falha em Função da Profundidade da Manutenção.

Face à complexidade envolvida, aos elevados custos de compra e ao relativamente elevado tempo de amortização do capital investido no parque gerador, pelo menos à primeira vista, o reparo mínimo e a reforma têm sido as intervenções normalmente realizadas como forma de tornar viável a manutenção de geradores.

O reparo mínimo tem lugar quando da ocorrência de falha em uma unidade geradora, dado que, geralmente, procede-se à correção do setor afetado do gerador.

A reforma constitui o tipo de intervenção normalmente associado aos ciclos de manutenção preventiva, em virtude da insensibilidade do conjunto no seu todo, quando apenas partes do conjunto são alvos de reparo, ou seja, a parte restante do conjunto que não beneficie de reparo continua envelhecendo, de modo a manter crescente a probabilidade de ocorrência da falha. Outros procedimentos acarretariam ainda mais a submissão de maiores dificuldades ao gerenciamento dos ciclos de manutenção preventiva. Por isso, um procedimento prático da engenharia de manutenção consiste em decompor a unidade geradora em seus subsistemas, sendo depois, determinado para cada um deles a correspondente frequência de manutenção preventiva.

Em termos matemáticos, a determinação do ciclo de manutenção de cada subsistema da unidade geradora requer a resolução de um problema de otimização considerando um dado critério objetivo. Anders [13] apresenta alguns métodos que permitem a formulação deste problema, os quais basicamente se enquadram em dois casos:

- (i) maximização da disponibilidade média do subsistema; e
- (ii) minimização do custo global de manutenção.

Nos dois métodos, a solução do problema consiste na determinação do tempo médio entre manutenções consecutivas [29]. Mesmo que não se considerem os aspectos inerentes ao planejamento e a operação do sistema elétrico, a consecução desta meta não é uma tarefa simples pois exige o conhecimento de dados estatísticos de falhas dos componentes dos subsistemas. Na falta destas estatísticas, o procedimento comumente adotado consiste no estabelecimento de ciclos de manutenções com base nas orientações do fabricante ou ouvindo a experiência qualitativa adquirida pelo pessoal do setor de manutenção.

Seja como for, a manutenção do ponto de vista do componente, tem como resultado um ciclo de manutenções desejável para a unidade geradora. O ciclo de manutenção desejável, mais algumas restrições que se considerem relevantes ao gerenciamento da manutenção, são entregues ao planejamento da operação do sistema elétrico, que por sua vez estabelecerá um programa de manutenção satisfazendo adicionalmente um outro conjunto de restrições associadas à operação do sistema elétrico.

Entende-se que no setor do planejamento da operação é detalhado o espectro de requisitos que simultaneamente, devem ser satisfeitos na implementação dos ciclos de manutenção de unidades geradoras estipulados no setor de manutenção. Deste modo, nesta última etapa, a manutenção deverá ser visualizada num contexto de conjunto, o contexto sistêmico apresentado na próxima seção.

2.2.2 Uma Abordagem em Termos de Sistema

As indisponibilidades dos geradores por força dos programas de manutenção, tem como impacto direto a diminuição da disponibilidade da capacidade de geração, que dependendo da área do sistema onde a manutenção estiver sendo executada, poderá causar a redução da capacidade de suprimento, com a conseqüente deterioração dos índices de confiabilidade do sistema de energia elétrica.

Estes efeitos são indicativos de um resultado que pode ser traduzido em termos de um sistema elétrico incapaz de suprir satisfatoriamente a demanda inerente, sendo importante que um planejamento adequado esteja sempre presente na monitoração do sistema de energia elétrica.

Entende-se que o nível de incerteza associado aos programas de manutenção seja menor que o das saídas forçadas intempestivas. Esta diferença favorece, em princípio, que as saídas programadas sejam tratadas de forma determinística mediante a especificação de escalas de manutenção de unidades geradoras.

Como prática corrente, tomando a título de exemplo as empresas de energia elétrica brasileiras, os planos de manutenção de geradores são estabelecidos com base em critérios heurísticos que têm como pano de fundo a experiência dos operadores.

Nestas empresas, tomando a Eletrosul como referência prática, é estabelecido como política de manutenção a não simultaneidade de manutenções de duas centrais termoeletricas no mesmo estado e a não simultaneidade de manutenções de duas centrais hidrelétricas no sistema. Faz ainda parte da política de manutenção nestas empresas, evitar a alocação de manutenções em períodos extra expediente, mantendo um perfil de distribuição da manutenção no tempo útil, entre os meses de Março e Novembro e, procurando minimizar as intervenções programadas entre os meses de Dezembro e Fevereiro, período em que tipicamente é reduzida a disponibilidade de recursos humanos devido às férias.

No Quadro 2.1 reproduz-se um quadro típico de um programa de manutenção de unidades geradoras do sistema elétrico da Eletrosul [11].

Quadro 2.1- Plano de Manutenção 1993 (ELETROSUL)

Usina	Unidade N°	Tipo	Data: Início	Data: Fim	Dias	Redução da Potência [MW]
S. Santiago	3	H	01/10/93	30/11/93	61	333
S. Santiago	4	H	01/03/93	30/04/93	61	333
S. Osório	1	H	01/06/93	31/07/93	61	175
Passo Fundo	1	H	01/08/93	10/08/93	10	110
Passo Fundo	2	H	01/08/93	31/08/93	31	110
J. Lacerda A	3	C	01/07/93	30/09/93	92	66
J. Lacerda A	4	C	01/03/93	31/05/93	92	66
J. Lacerda B	2	C	15/09/93	31/10/93	47	125
Charqueadas	3	C	01/06/93	15/07/93	45	18
Conv. Freq.	1	C	01/06/93	30/06/93	30	24
Alegrete	1	O	01/05/93	15/06/93	46	33
Alegrete	2	O	15/08/93	30/09/93	47	33

H - Unidade Hidráulica C - Unidade a Carvão O - Unidade a Óleo

Os principais custos intervenientes, e que são levados em consideração no processo de programação da manutenção, são os custos de produção e os custos de manutenção propriamente ditos.

Em termos de restrições, procura-se incorporar no processo decisório as restrições decorrentes de limitações da mão de obra e limitações do material além das restrições que assegurem a garantia da confiabilidade no suprimento da demanda. Tendo em vista estas particularidades, basicamente, o conjunto de restrições divide-se nos seguintes grupos:

- *Restrições de Confiabilidade.*

As restrições de confiabilidade advêm de limitações físicas do sistema elétrico e impõem a que o programa de manutenção estabelecido atenda a um pré-requisito de confiabilidade. Naturalmente, os índices de confiabilidade obtidos para a tomada de decisão serão tão melhores quanto melhor for a representação da rede. Neste sentido, é imprescindível que se represente detalhadamente não só o sistema de geração, como também as limitações da rede de transmissão.

As restrições referidas aplicam-se a qualquer tipo de sistema quer se trate do tipo térmico ou do tipo hidráulico.

Especificamente para sistemas com participação hidrelétrica significativa, deve-se considerar a redução da potência líquida nos geradores pelo deplecionamento nas usinas com reservatório e a necessidade de se atender a metas energéticas [20], resultando as seguintes restrições adicionais:

- *Restrições da Potência Disponível:*

Estas restrições são decorrentes do deplecionamento dos reservatórios causando a redução da altura de queda e a conseqüente redução da potência disponível, podendo por sua vez, afetar a confiabilidade de suprimento de ponta. Deste modo, o estabelecimento de um programa de manutenção requer a consideração da potência efetivamente disponível nas usinas hidrelétricas e, não apenas a sua potência nominal, por forma a que o programa de manutenção resultante seja viável do ponto de vista da confiabilidade de potência.

- *Restrições da Energia Hidráulica:*

A consideração deste tipo de restrições tem em vista assegurar o cumprimento das metas de produção hidráulica de cada usina hidrelétrica previstas nos planos de operação, objetivando a

minimização da ocorrência de vertimentos e dos riscos de déficit. Estas restrições são de grande importância para o sistema elétrico brasileiro, em consequência da sua estrutura e do elevado grau de participação das unidades hidroelétricas na geração da energia elétrica.

Do ponto de vista da operação do sistema elétrico, as restrições de confiabilidade, juntamente com as restrições de potência disponível e de energia hidráulica são incorporadas ao problema, através da análise do comportamento do sistema frente à consideração de um elenco de contingências previamente selecionado, determinando-se então, um plano de manutenção.

Este plano de manutenção é definido com uma antecedência de pelo menos um ano a frente, devendo o mesmo ser constantemente reavaliado em função de reprogramações e da necessidade de se executarem desligamentos de emergência e também, em função dos desligamentos programados de curta duração não considerados no horizonte de longo prazo. A reavaliação deste plano tem-se tornado mais crítica pelo fato da operação, em diversos sistemas, encontrar-se muito próxima dos limites do sistema.

No sistema brasileiro, por exemplo, o número de solicitações de desligamentos envolvendo circuitos de transmissão e geração é da ordem de 300 por mês [25].

Não obstante a estes problemas de natureza elétrica, os níveis dos reservatórios da região sudeste encontram-se bem abaixo do valor médio histórico comprometendo o atendimento da ponta do sistema, o que pode ser visualizado através da Figura 2.3-a, onde a carga prevista para setembro de 1996 em confronto com as disponibilidades de geração apontava um déficit de 360 MW [28].

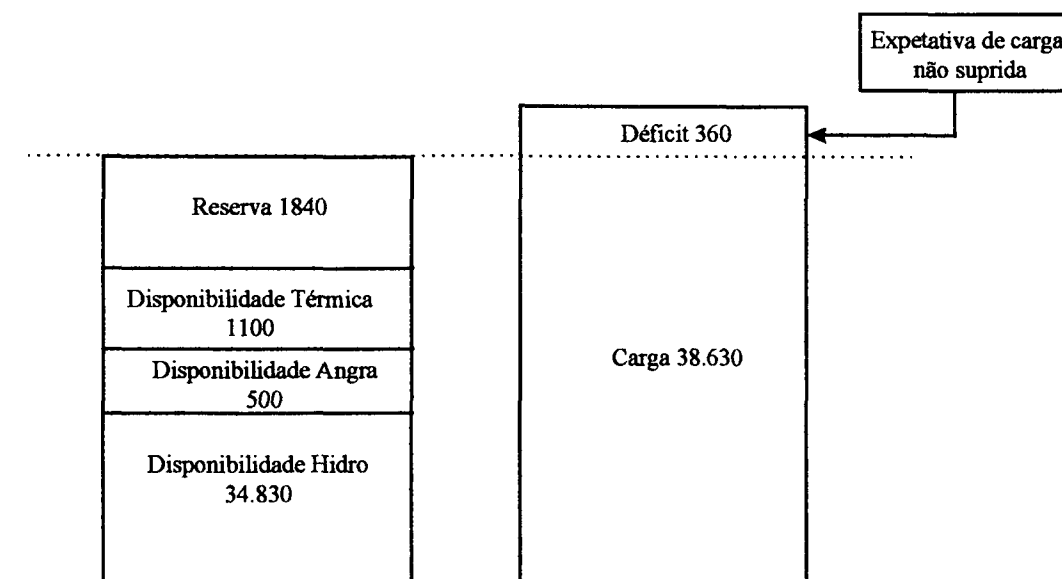


Figura 2.3-a: Situação Original para Atendimento à Demanda Máxima [MW] - Sistema S/SE.

Diante deste quadro, o GCOI tomou uma série de medidas, entre elas a reprogramação da manutenção, o gerenciamento da demanda e utilização de parte da reserva, conseguindo uma melhoria das condições de suprimento, conforme pode ser visualizado pela Figura 2.3-b.

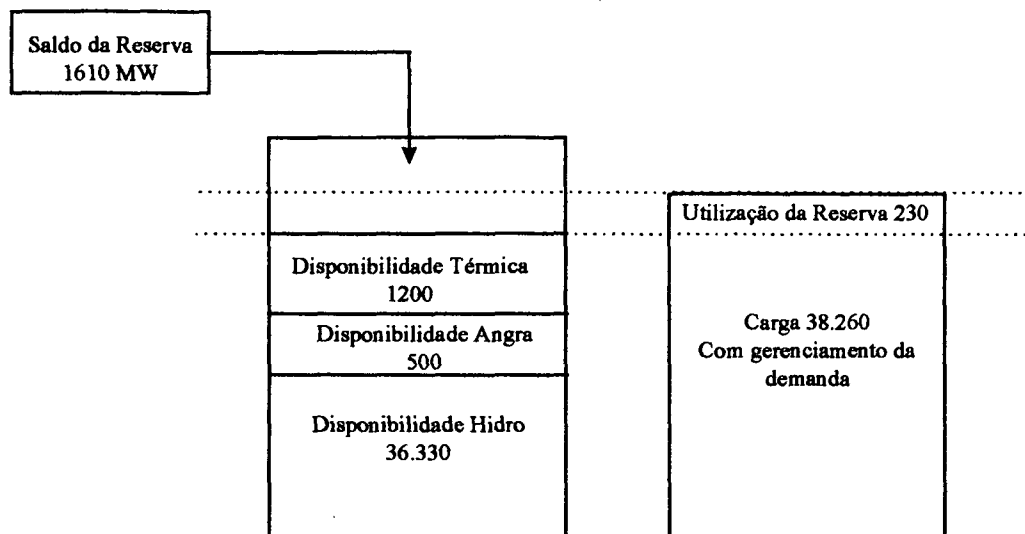


Figura 2.3-b: Situação de Atendimento à Demanda Máxima [MW] com Reprogramações - Sistema S/SE.

O quadro descrito, por certo, demonstra a necessidade de se dispor de modelos adequados, tais como o proposto neste trabalho, para tratar de problemas semelhantes.

2.3 MÉTODOS DE SOLUÇÃO

Uma vez identificado e definido o problema, o objetivo e as limitações, devem-se avaliar as alternativas de solução possíveis, para que se escolha o “melhor” curso de ação, isto é, aquele que conduz à solução ótima. É assim que após terem sido concluídas as etapas de identificação do critério objetivo e das restrições relevantes ao problema de programação da manutenção, ou seja, tendo-se já formulado o problema de programação da manutenção de unidades geradoras, é necessária a adoção de alguma metodologia de resolução, adequada ao problema formulado.

Em geral, os diferentes métodos de solução de problemas de otimização são enquadrados em duas grandes categorias, nomeadamente, *os métodos heurísticos* e *os métodos de programação matemática*.

Nas seções seguintes, é feita uma descrição breve, dos métodos de solução existentes, por categoria, em conformidade à literatura técnica disponível.

2.3.1 Métodos Heurísticos

A aplicação de métodos heurísticos para a solução de problemas de programação da manutenção surge em decorrência da complexidade do problema, ditada pela natureza discreta das variáveis do problema, funções objetivo não-lineares e não-diferenciáveis. Tipicamente, os modelos baseados em heurística procuram alocar as manutenções em seqüência, segundo critérios de ordenação do tipo: capacidade da unidade, duração da manutenção e observância de um determinado nível de reserva, em associação com algum procedimento de correção de rumo, tendente a assegurar a viabilidade da solução.

Estes métodos têm como vantagens, a sua relativa fácil implementação e o seu baixo esforço computacional. Como desvantagem, muitas vezes não atingem à uma solução viável ou, por chegarem à uma solução viável distante do ótimo global.

Seguindo este curso de ação, Christaanse e Palmer [1] estabelecem um vínculo entre cada equipe e um conjunto de geradores e escalonam seqüencialmente as saídas de geradores para a manutenção sob restrição de que duas ou mais unidades vinculadas à mesma equipe não devem ter saídas simultâneas. A função a otimizar é a do nivelamento da reserva ao longo do horizonte em estudo.

Secundados por Patton e Ali [9], estes propuseram uma ordenação dinâmica das unidades geradoras, seguindo um critério que testa, entre as unidades ainda não escaladas para a manutenção, qual a que uma vez escalada causaria maior acréscimo da probabilidade de perda de carga (*LOLP*). Cada unidade é assim, por via desta regra, alocada para a manutenção. O método é susceptível ao uso com qualquer modelo de operação do sistema, linear ou não linear. Para critérios objetivos são usados o nivelamento da reserva ou a minimização do máximo valor da probabilidade de perda de carga nos subperíodos do horizonte de planejamento.

Garver [10], mais tarde, desenvolveu um método que transforma a capacidade instalada em capacidade efetiva e a carga real em carga equivalente, levando em consideração a disponibilidade das máquinas do sistema, conseqüentemente nivelando as reservas efetivas e não as reservas nominais, estar-se-ia nivelando o risco de perda de carga.

Billinton e El-Sheihki [4] são autores de um método baseado no nivelamento da reserva, considerando adicionalmente a interligação entre dois sistemas. Neste trabalho, eles demonstram também a sensibilidade dos resultados à variação dos dados, especialmente em sistemas predominantemente hidrelétricos.

Pinto, L.M.V.G. e Araújo, M.S. [17], desenvolveram em 1993, uma metodologia fundamentada no nivelamento da capacidade de atendimento à carga - *LSC* (“Load Supplying Capability”) - ao longo do horizonte em estudo. Nesta metodologia, inicialmente é calculada a *LSC* para cada período do horizonte com o objetivo de se identificarem intervalos com os valores máximo e mínimo da *LSC*. Seguidamente, as manutenções inicialmente escaladas para os períodos de mínima *LSC* são transferidas para os intervalos de máxima *LSC*. A transferência de manutenções é guiada pelo cálculo de coeficientes de sensibilidade da *LSC* em relação à sincronização de determinado gerador, terminando o procedimento na obtenção de uma curva de *LSC* suficientemente nivelada.

2.3.2 Métodos de Programação Matemática

A Programação Matemática (*PM*) e, em especial a Programação Linear (*PL*), constitui um dos ramos mais desenvolvidos e mais utilizados da pesquisa operacional. O seu objeto de estudo é a atividade humana dirigida em que se pretenda satisfazer da melhor forma determinado objetivo, num contexto de limitações (restrições) ao funcionamento dessa atividade. Está-se em presença de um problema de programação matemática quando o objetivo e as restrições podem ser traduzidas por relações funcionais, que sendo lineares constituem um problema de Programação Linear (*PL*) [22].

No que concerne especificamente à manutenção de unidades geradoras, a introdução da programação matemática aconteceu em 1975, quando da publicação de dois artigos, um de Zürn e Quintana [2] e outro de Dopazo e Merrill [3].

No primeiro artigo, de Zürn e Quintana [2], foi usada a programação dinâmica com aproximações sucessivas para escalar sucessivamente para a manutenção, grupos de unidades geradoras com características semelhantes de potência, mas não necessariamente com os mesmos requisitos de manutenção. Pelo método, é obtido para cada grupo uma escala ótima global considerando a configuração corrente para o resto do sistema. O método aceita qualquer modelo de custo de produção, linear ou não linear, e igualmente, não imperam restrições quanto a função objetivo que pode ser de um único critério ou composta de vários critérios, reunidos através de coeficientes de ponderação.

O segundo artigo, de Dopazo e Merrill [3], expõe pela primeira vez, o caminho para a implementação de técnicas de programação inteira ao problema de programação da manutenção de unidades geradoras, com base no algoritmo de enumeração implícita de Balas. O método

proposto permite obter a solução ótima global porém, requer um modelo de custo de produção linear bastante simplificado. Os autores, neste método, identificaram como nó de estrangulamento, os tempos de processamento elevados e que crescem exponencialmente com o número de variáveis, constituindo-se este fato em grande desvantagem para sistemas de grande porte.

Visando atenuar a desvantagem constatada por Dopazo e Merrill, Kohli e Sharma [12] enriqueceram a metodologia sugerindo uma pré-ordenação de variáveis, por unidade geradora, segundo coeficientes de custo crescentes. Com este procedimento reduz-se significativamente o tempo de processamento, em virtude da redução do espectro de soluções a serem pesquisadas conquanto que uma solução viável seja imediatamente alcançada.

Salgado [5], agindo no contexto dos trabalhos de Dopazo e Merrill, aderindo a sugestão de Garver [10] contribuiu no trabalho daqueles, incorporando dados probabilísticos do sistema, afim de que os planos de manutenção obtidos proporcionem um nivelamento do risco.

Sousa [6], contribui incorporando à modelagem, explicitamente, as restrições de energia hidráulica e térmica. Com estas restrições, Sousa, ainda propõe um tratamento diferenciado para as unidades hidrelétricas em virtude dos fatores variação da potência disponível com a altura de queda e especificações de metas hidráulicas (restrições de energia hidráulica). Entende-se que estas restrições têm por objetivo evitar manutenções de unidades hidrelétricas em períodos de maior pluviosidade, minimizando ou evitando por consequência, a ocorrência de vertimentos por força da manutenção. Similarmente são consideradas restrições de energia para as unidades térmicas, de modo a evitar a sua saída para a manutenção em períodos de insuficiência ou escassez de recursos hídricos. Assim, a incorporação das restrições de energia hidráulica e térmica favorece a obtenção de escalas de manutenção com um risco de déficit menor do que o das escalas obtidas por métodos que consideram somente a disponibilidade de ponta.

O algoritmo de solução empregado baseia-se no método da enumeração implícita de Balas, numa combinação com estratégias para o máximo proveito da estrutura do problema, ora por seleção adequada de variáveis ora por testes para cancelamento de variáveis, restrições e soluções inviáveis. O ganho maior obtido é a redução do universo de soluções a serem pesquisadas e com este, a redução de tempos de processamento o que torna viável o emprego destas técnicas para problemas referentes aos sistemas de grande porte.

Empregando também o método da enumeração implícita de Balas, Mukerji e Parker [7] desenvolveram uma metodologia que permite considerar como função objetivo a maximização da

menor reserva ou a minimização do custo de produção ao longo do horizonte de planejamento. Destacaram também a viabilidade da metodologia para sistemas de grande porte assim como mostraram que diferentes critérios de otimização conduzem a diferentes ótimos.

Chen e Toyoda [8], mais recentemente, em 1991, utilizaram uma metodologia com base em técnicas de decomposição para a determinação de um programa de manutenção para sistemas multi-área. A metodologia destes, é desenvolvida a partir da decomposição do problema global em subproblemas de cada área, dispensando a consideração das restrições da rede e tratando em cada área de um problema de otimização de dimensão reduzida e isolado do restante sistema. Para cada subproblema é determinado um programa de manutenção para a área que maximiza a menor reserva do horizonte de tempo pelo emprego do “método branch-and-bound”. Os resultados dos subproblemas são depois transferidos para um problema tido como principal, o qual recalcula as margens de reserva já sob consideração determinística das restrições da rede. Nesta etapa, a carga em cada área e por período é atualizada pelo programa principal e devolvida novamente aos subproblemas. O algoritmo assume implicitamente que o fluxo de potência ativa nas linhas é controlável, ou seja, a rede é representada por um modelo de transportes e o critério de convergência é determinado pelo atendimento à uma dada tolerância.

Outro trabalho usando técnicas de decomposição foi elaborado por Yellen, Al-Khamis, Vemuri e Lemonidis [14]. Neste trabalho, eles apresentam os resultados da aplicação de um método baseado na teoria da dualidade. No primeiro estágio, um problema mestre de programação inteira é resolvido obtendo-se preliminarmente um programa de manutenção que, uma vez enviado ao segundo estágio um outro subproblema incorpora-o como dado de entrada e computa o mínimo custo de operação que satisfaz as restrições de confiabilidade em cada período. Ocorrendo alguma violação às restrições do problema do segundo estágio, é gerada uma nova restrição (Corte de Benders), a qual é acrescentada ao problema mestre, tornando-o cada vez mais restrito. O problema segue iterativamente até que uma solução ótima, ou quase-ótima, seja alcançada. O trabalho adota como critério objetivo a minimização do custo direto de manutenção mais o custo incremental da geração térmica. O procedimento não toma em consideração a influência da rede de transmissão.

Uma das últimas publicações nesta categoria é a de Silva [21], que apresentou um trabalho no qual primeiro avalia a influência da rede de transmissão sobre os índices de confiabilidade no processo de programação da manutenção de unidades geradoras em sistemas multi-área. Tendo concluído que os índices resultavam otimistas ao se isentar o sistema de transmissão, ele propôs

uma metodologia que usando também técnicas de decomposição e um algoritmo, a semelhança da metodologia de Chen e Toyoda [8], que incorpora no modelo as restrições de transmissão e considera os sistemas de geração e transmissão com comportamento estocástico. No trabalho em citação, faz-se uso também do método de programação inteira via “branch-and-bound” para um problema dito mestre e de um modelo de programação linear para o problema do segundo estágio. Dois critérios objetivos foram usados, sendo que um consiste em encontrar um programa de manutenção com nível de risco mínimo traduzido em termos da expectância da potência não suprida (*EPNS*) no sistema e, o outro objetivo procura determinar o escalonamento da manutenção tal que a confiabilidade do sistema atenda a um determinado nível de risco em cada período do horizonte de planejamento. Para os dois critérios foram apresentados resultados consistentes, citando-se como diferença fundamental entre eles, o relativamente maior esforço computacional no caso do primeiro critério.

Os trabalhos mais recentes nesta área, dos quais se citam [21, 23], sugerem a necessidade de uma representação da rede de transmissão de forma mais detalhada, ou seja, que tanto quanto possível, a modelagem do problema de programação da manutenção de unidades geradoras incorpore o fluxo de potência e considere as indisponibilidades associadas ao real comportamento dos equipamentos.

Pinto, L. M. V. G.; Araújo e M. S [23] propõem um novo enfoque para a determinação do cronograma de desligamentos de unidades geradoras num horizonte de longo prazo, utilizando técnicas de análise de sensibilidade que avaliam o impacto que o desligamento de uma unidade geradora provoca no desempenho do sistema, com relação à capacidade de atendimento à demanda. São consideradas as restrições físicas da rede de transmissão e os aspectos estocásticos que tratam das incertezas associadas aos cenários futuros de operação. O modelo de operação é um modelo de fluxo de potência DC.

Gomes, Mello, e Zani [24] e Couri, Haraguchi e Gomes [25] reforçam o ideal da necessidade da adoção de metodologias adequadas no estabelecimento de decisões sobre desligamentos dos equipamentos de sistemas de energia elétrica, considerando o papel do sistema de transmissão, especialmente em sistemas interligados, como é o caso do sistema brasileiro.

Os fatos expostos revelam que o tema da programação de desligamentos, tanto para a geração quanto para a transmissão, é de atualidade e continua à luz do interesse do setor da energia elétrica pois, além de se constituir num problema por si só e que precisa de uma solução adequada e confiável, o seu inter-relacionamento com outros ramos de atividade dentro do

próprio setor elétrico e fora dele, faz com que quanto melhor ele seja gerenciado, melhor proveito é esperado pelo conjunto como um todo.

No contexto da caracterização feita, considerando o amplo espectro dos aspectos envolvidos no gerenciamento dos sistemas de energia elétrica e o importante papel do sistema de transmissão, especialmente, no planejamento da operação a curto prazo, conclui-se que o assunto ainda não está esgotado.

Uma metodologia ideal, seria aquela em que se pudesse considerar explicitamente na programação da manutenção, a incorporação do fluxo de potência AC como alternativa para o subproblema de operação, o que evidenciaria melhor o detalhamento da rede de transmissão em conjunção à outros aspectos associados, contudo, esta é uma tarefa complexa e que foge ao escopo desta dissertação.

Assim, neste trabalho, procura-se explorar este fato, ainda que de forma simplificada, modelando o sistema de transmissão em termos das equações do fluxo de potência DC.

Em face disto, dado um sistema de energia elétrica, a implementação de uma decisão do tipo “desliga-se ou não” determinada unidade geradora, face à possibilidade de o sistema ter que conviver com a indisponibilidade de determinados circuitos, poderá ser melhor caracterizada através de uma modelagem que contemple a resolução de um problema de otimização visando a minimização dos cortes de carga sujeita às restrições correntes do fluxo de potência DC ao longo das semanas do mês em que se reporte a implementação de decisões anteriormente pré-avaliadas em estudos do planejamento da operação a longo prazo.

2.4 CONCLUSÕES

A descrição realizada no contexto do problema da programação de desligamentos, realça sobretudo a importância da questão no processo do gerenciamento dos sistemas de energia elétrica.

Com a crescente complexidade dos sistemas de energia elétrica, associada ao incremento das interligações, como é o caso do sistema brasileiro, eleva-se ainda mais a relevância deste tema, sendo necessárias metodologias adequadas para o seu tratamento.

Assim, não obstante, aos significativos avanços registrados, o assunto ainda não está esgotado, pois, os procedimentos vigentes ainda que de extrema utilidade, deixam em aberto a

abordagem de outras metodologias que evidenciem melhor na modelagem do problema, particularmente no modelo de operação, o comportamento dos sistemas de energia elétrica.

No comportamento real dos sistemas de energia elétrica, a modelagem do problema da programação de desligamentos das unidades geradoras contemplando a observância das leis do fluxo de potência constitui um fator primordial.

Tendo em conta estes aspectos, neste trabalho, procura-se incorporar ao problema da programação de desligamentos das unidades geradoras, o modelo de fluxo de potência DC, como instrumento de análise e adequação da operação do sistema de energia elétrica com as medidas estabelecidas na etapa decisória do problema global.

À luz do trabalho que se propõe, no próximo capítulo é apresentada a formulação do problema, tanto a conceitual quanto a matemática, com vista a evidenciar os aspectos relevantes associados com o problema e fundamentar a proposta da metodologia.

CAPÍTULO 3

FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

3.1 FORMULAÇÃO CONCEITUAL

Determinar um programa de manutenção preventiva ótimo, pressupõe que o valor extremo de uma função objetivo seja obtido, sob a condição do atendimento simultâneo a um conjunto de restrições consideradas relevantes em harmonia com a função objetivo.

Em geral, o problema é formulado em termos de minimização do somatório de parcelas de custos das principais variáveis intervenientes na realização da manutenção. Usam-se freqüentemente, os custos diretos de manutenção e os custos de operação.

Os custos diretos de manutenção são compostos pelos custos da mão de obra mais os custos dos recursos necessários para a realização da manutenção de cada unidade geradora. Por seu lado, os custos de operação são formados pelos custos de produção mais os custos pelo não atendimento à demanda (corte de carga).

Conforme foi referido anteriormente, é prática comum o uso destes itens como os principais componentes da rubrica de custos devido, por um lado, ao seu peso e por outro, à sua sistematizada controlabilidade e conseqüente estimativa.

Os sistemas de geração hidrotérmicos, sendo compostos de usinas termoelétricas convencionais ou nucleares e usinas hidrelétricas, ligadas aos centros de consumo através de sistemas de transmissão, conforme a ilustração na Figura 3.1, têm uma composição de custos mais complexa que exige uma estratégia de gerenciamento da operação adequada com vista a que resulte em minimização global dos custos de operação e, conseqüentemente, dos custos de manutenção.

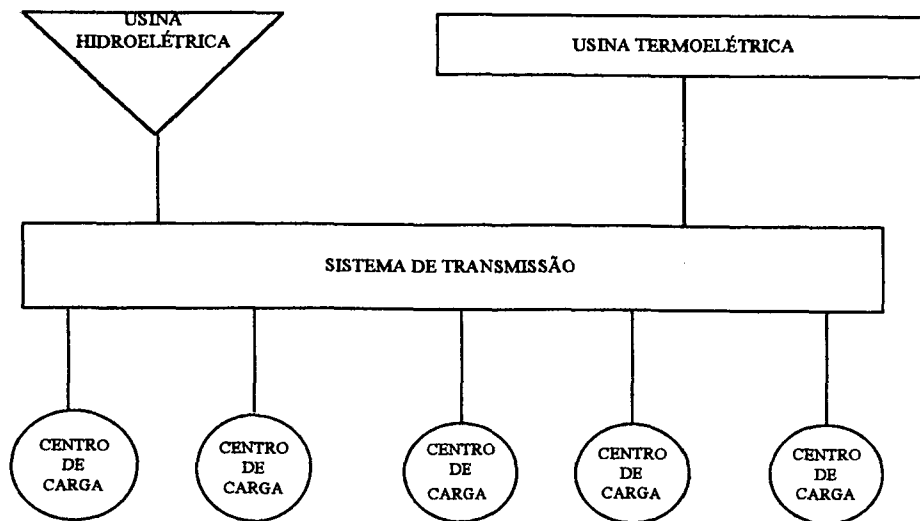


Figura 3.1 - Diagrama Esquemático de um Sistema Hidrotérmico.

Nos custos destes sistemas, incluem-se os gastos com os combustíveis das usinas termoeletricas, eventuais compras de energia de sistemas vizinhos e os custos de não atendimento à carga, se necessário.

A limitação na disponibilidade de energia hidrelétrica, sob a forma do volume de água armazenado nos reservatórios, faz com que o problema de gestão destas reservas torne-se complexo, porque cria uma relação entre as decisões tomadas num período qualquer e suas conseqüências futuras.

Devido à inviabilidade ou mesmo impossibilidade de se ter um conhecimento perfeito das futuras afluências aos aproveitamentos e, em certa medida, da curva de carga do sistema, sua operação torna-se um problema probabilístico. Essa incerteza afeta tanto a capacidade de produção média nos períodos (energia) quanto a capacidade máxima (ponta), visto que esta última depende das alturas de queda nos reservatórios, que por sua vez dependem do armazenamento. Uma complicação adicional advém da necessidade do atendimento a restrições hidráulicas decorrentes do uso múltiplo de água (navegação, irrigação, saneamento, etc.), além das regras de segurança para o controle de cheias nas bacias.

Tomando em conta estes aspectos, torna-se claro que no planejamento da manutenção em sistemas hidrotérmicos, se leve em conta um amplo espectro de atividades, com vista a se conseguir um efeito mínimo sobre os custos pelas decisões tomadas, tais como os efeitos de longo prazo, nomeadamente, a possibilidade de "déficits" futuros, valor esperado de gerações térmicas no futuro, etc. Estes, constituem fatores que obviamente terão sido abordados no planejamento da

operação do sistema elétrico a longo prazo cujas decisões associadas precisam ser reavaliadas num contexto de curto prazo.

Assim, no horizonte de curto prazo, em que já é conhecido o plano de operação a longo prazo e, conseqüentemente, também é conhecido o respectivo plano de desligamentos das unidades geradoras e dos circuitos de transmissão, a incorporação de reprogramações deve ser tratada buscando-se reduzir o risco do não atendimento à demanda. Neste contexto, o principal custo é o decorrente do não atendimento à demanda em virtude dos desligamentos programados e desligamentos não programados dos equipamentos.

Aparentemente, de menor vulto, as solicitações de desligamentos de equipamentos em sistemas de energia elétrica, chegam a atingir níveis comprometedores à capacidade de suprimento do sistema. Por exemplo, no período entre Outubro de 1994 e Março de 1995, no sistema interligado sudeste-sul brasileiro, estas solicitações atingiram a cifra de 1460 [25].

Considerando que o custo pelo não atendimento à carga está associado a um custo econômico elevado, conclui-se que no curto prazo, o custo mais importante que pode restringir a decisão de desligar ou não determinado equipamento é o custo associado aos cortes de carga. Assim a decisão de desligar ou postergar determinado desligamento de um equipamento, pode ser traduzido em termos de minimização dos cortes de carga em face de restrições relevantes associadas à operação do sistema. Conforme foi referido antes, prevalece então que estas decisões estão em estreita e indissociável ligação com as restrições de confiabilidade, em que o corte de carga pode expressar a debilidade da confiabilidade do sistema de energia elétrica onde tais desligamentos devem ser realizados.

Este ponto de vista é compatível ao propósito deste trabalho, em virtude de que, para o horizonte de curto prazo, efetivamente, já se dispõe de informações razoáveis acerca do estado do sistema elétrico, pelo que, pode ser feita uma reprogramação visando encontrar o período ótimo em que devem ocorrer os desligamentos de unidades geradoras escaladas para a manutenção no planejamento de longo prazo.

Deste modo, com a metodologia que se propõe, pretende-se alcançar a consolidação das decisões da seleção ótima das escalas de manutenção previamente estabelecidas nos estudos de operação de longo prazo, assegurando-se:

- o suprimento satisfatório da demanda;

- a reserva requerida no sistema;
- os limites da capacidade de geração das unidades geradoras;
- os limites de capacidade dos circuitos de transmissão;
- o balanço de carga local (cada barra do sistema);
- o balanço de carga global (todo sistema).

Além do cenário referente ao estado normal da rede elétrica, a seleção das escalas de manutenção deverá assegurar que o atendimento à estas restrições seja compatível, igualmente, para os estados de contingências em circuitos de transmissão.

Visando o alcance do que se propõe, serão considerados o critério objetivo e as restrições detalhadas a seguir:

Função Objetivo.

O critério objetivo é o da minimização dos cortes de carga no sistema elétrico ao longo dos subperíodos do horizonte em análise. São associadas penalidades aos períodos do horizonte de planejamento, procurando refletir a conveniência de que as manutenções ocorram em períodos preferenciais.

Restrições associadas à política própria de manutenção.

- *Restrições de obrigatoriedade:*

Somente uma saída de cada unidade para a manutenção é permitida durante o horizonte de planejamento e, uma vez ocorrida, todas as atividades de manutenção devem ser realizadas cabalmente dentro do período da sua duração.

- *Restrições do período de tempo permitido:*

A saída da unidade i para a manutenção deve ter lugar apenas em subperíodos que estejam dentro de um intervalo de tempo que poderá ser interpretado como uma janela de tempo permitido para a manutenção, limitada entre o tempo mínimo t^{min} e o tempo máximo t^{max} .

- *Restrições dos recursos para a manutenção:*

Por razões de especialização, os meios técnicos e humanos são geralmente alocados em regime de exclusividade temporal para cada unidade ou conjunto de unidades a serem submetidas aos trabalhos de manutenção. Sendo assim, estas restrições asseguram a não ocorrência de saídas simultâneas para a manutenção de unidades a cargo de uma mesma equipe e/ou meios técnicos.

- *Restrições de exclusividade:*

A restrição de que numa certa usina, somente é permitida a saída de uma unidade para a manutenção, designa-se restrição de exclusividade.

- *Restrições de duração da manutenção:*

Destinam-se à assegurar a integralidade das atividades de manutenção nos subperíodos de tempo adjacentes do intervalo de tempo permitido para a manutenção de cada unidade geradora selecionada para a manutenção numa determinada data.

- *Restrições da seqüência entre manutenções:*

Razões associadas à conveniências de gestão da mão de obra e do parque gerador, como sejam, o grau de importância, a confiabilidade de cada máquina entre outras, podem requerer uma ordem na seqüência da realização da manutenção, ou seja, que determinada máquina tenha a sua manutenção antecedendo ou sucedendo à uma outra. Esta restrição tem por conseguinte, a finalidade de assegurar prioridades de seqüência no tempo entre as manutenções de determinadas unidades.

Restrições associadas à política de operação do sistema elétrico.

- *Restrições do balanço de potência:*

Para o sistema de energia elétrica cuja programação da manutenção é desejada, estas restrições têm como objetivo assegurar o balanço ou equilíbrio de carga nas barras e no sistema.

- *Restrições da capacidade de geração:*

Este conjunto de restrições tem como finalidade assegurar que a capacidade de geração disponível no sistema, face a implementação das decisões de manutenção, não ultrapasse em nenhum momento o limite máximo da capacidade de cada unidade geradora.

- *Restrições de fluxo nos circuitos:*

As restrições de fluxo nos circuitos objetivam assegurar que a capacidade de carga máxima dos circuitos não seja excedida em face da configuração do sistema elétrico resultante da implementação das decisões dos desligamentos das unidades geradoras para a manutenção.

- *Restrições de reserva mínima:*

O critério objetivo da minimização dos cortes de carga face às decisões de manutenção no horizonte de planejamento deve porém assegurar um nível de reserva de potência, que garanta a

necessária confiabilidade à execução das decisões ótimas tomadas. Neste sentido, estas restrições têm como finalidade impor uma reserva especificada de geração no sistema elétrico.

Este problema tem características adequadas para ser tratado por uma metodologia fundamentada no emprego de técnicas de decomposição, especificamente, o Método da Decomposição de Benders conforme sugerido na literatura técnica [21]. Este método de decomposição é vantajoso para a estrutura especial do problema de programação da manutenção, onde, uma vez fixados os valores das variáveis de decisão (inteiras), o problema de operação resultante, pode ser visto como um problema linear, podendo ser solucionado eficientemente com o uso de algoritmos computacionais compatíveis com esta estrutura.

Seguindo esta linha de pensamento, o problema global será dividido em dois subproblemas, sendo um de decisão e outro de operação. O mecanismo conceitual da decomposição do problema é ilustrado na Figura 3.2, donde se percebe a relação entre os dois subproblemas resultantes.

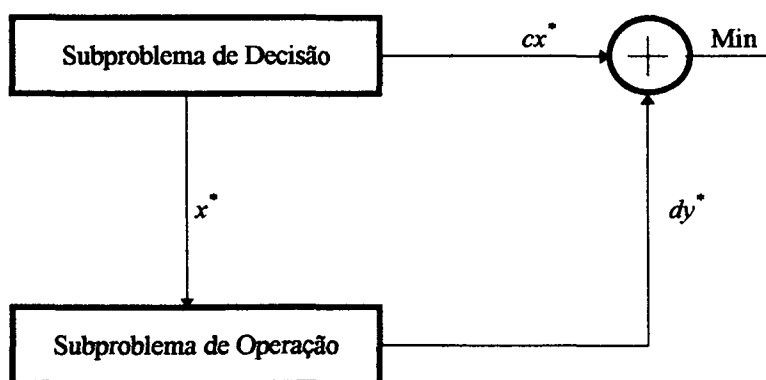


Figura 3.2 - Mecanismo de Resolução em dois Estágios.

O subproblema de decisão é um problema de Programação Inteira Mista *PIM* enquanto que o subproblema de operação é um problema de Programação Linear *PL*, devendo cada um ser tratado mediante o uso de algoritmos específicos, porém interagindo mutuamente dentro do problema global.

Os algoritmos específicos a serem utilizados neste trabalho são o algoritmo “Branch and Bound” para o módulo de decisão e o algoritmo “Simplex-Primal” para o módulo de operação.

3.2 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

Com base na abordagem conceitual vista anteriormente, a seguir, o problema é formulado matematicamente considerando-se um estado operativo do sistema.

Tenha-se em conta que nesta formulação, os fluxos nos circuitos podem ser determinados considerando-se três níveis de complexidade seguintes:

1. equações de fluxo em redes [21];
2. o fluxo de potência DC; e
3. o fluxo de potência AC.

Neste trabalho é proposto o nível de complexidade 2 isto é, os fluxos nos circuitos são determinados considerando-se um fluxo de potência DC ótimo.

Ressalte-se que nesta formulação matemática é materializado o conceito segundo o qual o plano de manutenção pesquisado deve ser de mínimo custo da manutenção respeitando-se as restrições de gerenciamento da manutenção e as restrições da operação do sistema de energia elétrica.

Função Objetivo:

$$Z = \text{Min} \sum_{i=1}^{NG} c_{it} x_{it} \quad \forall t \quad (3.1)$$

sujeito a:

• *Restrições de obrigatoriedade:*

$$\sum_{t=1}^T x_{it} = 1 \quad \forall i \quad (3.2)$$

• *Restrições dos periodos de tempo não permitidos:*

$$x_{it} = 0 \text{ para } t < t_i^{\min} \quad e \quad t > t_i^{\max} \quad (3.3)$$

• *Restrições dos periodos de tempo permitidos:*

$$x_{it} = \{0,1\} \text{ para } t_i^{\min} \leq t \leq t_i^{\max} \quad (3.4)$$

• *Restrições dos recursos para a manutenção:*

$$\sum_{t=\bar{a}+1}^t \sum_{i \in \phi_u} x_{it} g_{it}^{\max} \leq g_{ut}^{\max} \quad \forall t \quad (3.5)$$

• *Restrições de exclusividade:*

$$\sum_{t=\bar{a}+1}^t \sum_{i \in \phi_u} x_{it} \leq 1 \quad \forall t \quad (3.6)$$

• *Restrições de seqüência entre manutenções:*

$$x_{pt1} - x_{qt2} \leq 0 \quad \forall (p,q) \in i \quad (3.7)$$

• *Restrições do balanço de potência:*

$$\sum_{i \in \Omega_g} g_{it}^j + \sum_k f_{k,t}^{j+} - \sum_l f_{l,t}^{j-} + \alpha_{j,t} = L_{j,t} \quad \forall t; \quad j=1, \dots, NB \quad (3.8)$$

• *Restrições da capacidade de geração:*

$$g_{it} - (1 - x_{it}) g_{it}^{\text{nom}} \leq 0 \quad \forall (t,i) \quad (3.9)$$

• *Restrições do fluxo máximo nas interligações:*

$$|f_{k,t}| \leq f_{k,t}^{\max} \quad \forall t \quad (3.10)$$

Onde:

- Z variável da função objetivo;
- t subperíodo do horizonte de planejamento;
- T número de subperíodos do horizonte de planejamento;
- Ωg conjunto de geradores do sistema de energia elétrica;
- j j -ésima barra do sistema de energia elétrica;
- NB número total de barras do sistema de energia elétrica;
- g_{it}^j geração da unidade i , pertencente a barra j , no subperíodo t ;
- $\alpha_{j,t}$ corte de carga na barra j no subperíodo t ;
- i i -ésima unidade geradora do sistema de energia elétrica;
- NG número de unidades geradoras que integram o plano de manutenção;
- p identificador da unidade geradora p ;
- q identificador da unidade geradora q ;
- ϕ_u conjunto de unidades pertencentes à usina u ;
- $L_{j,t}$ demanda de potência ativa da barra j no subperíodo t ;
- $f_{k,t}^{j+}$ fluxo no circuito k , no subperíodo t , convergindo para a barra j ;
- $f_{l,t}^{j-}$ fluxo no circuito l , no subperíodo t , saindo da barra j ;
- g_{it}^{nom} capacidade nominal do gerador i no subperíodo t ;
- $f_{k,t}^{max}$ fluxo máximo admissível do circuito k no subperíodo t ;
- $f_{k,t}$ fluxo do circuito k no subperíodo t ;
- g_{ut}^{max} geração máxima na usina u no subperíodo t ;
- x_u variável de decisão associada à unidade geradora i no subperíodo t ;
- c_{it} custo de realização da manutenção da unidade geradora i no subperíodo t ;
- t_i^{min} subperíodo mínimo de uma janela de manutenção associado à unidade geradora i ;
- t_i^{max} subperíodo máximo de uma janela de manutenção associado à unidade geradora i ;
- g_{it}^{max} geração máxima associada à unidade geradora i no subperíodo t ;
- d_i duração da manutenção da unidade geradora i .

3.3 CONCLUSÕES

A formulação matemática do problema de programação da manutenção de unidades geradoras ora apresentada explora adequadamente a estrutura do problema, permitindo o emprego de técnicas de decomposição para sua solução.

No concernente ao modelo do subproblema de operação, baseado no fluxo em redes, o sistema de transmissão é tratado de forma muito simplificada, ao expressá-lo apenas em termos de restrições da capacidade dos circuitos e do balanço de carga, o que pressupõe que o fluxo independe da 2ª Lei de Kirchhoff.

Contudo esta formulação é adequada para os estudos de planejamento a longo prazo onde, em geral, o grau de detalhamento do sistema não compromete os resultados pesquisados, tal como no caso da programação da manutenção de unidades geradoras para um horizonte anual.

Mas é nos estudos para a determinação de decisões para horizontes de curto prazo onde o papel do sistema de transmissão precisa ser visto com maior atenção, o que realça a necessidade de que os instrumentos de análise contemplem uma representação detalhada do sistema de transmissão e outros elementos que reflitam a proximidade da modelagem às práticas mais realistas da operação dos sistemas elétricos.

Por isso, prosseguindo nesta linha de pensamento, no presente trabalho propõe-se desenvolver uma metodologia para a programação de desligamentos para a manutenção ou reprogramação da manutenção de unidades geradoras. Trata-se portanto, de um problema de curto prazo, no qual o sistema de transmissão deve ser representado com maior detalhe.

CAPÍTULO 4

PROGRAMAÇÃO DE DESLIGAMENTOS DE UNIDADES GERADORAS CONSIDERANDO RESTRIÇÕES DO FLUXO DE POTÊNCIA DC

4.1 INCORPORAÇÃO DE RESTRIÇÕES DO FLUXO DE POTÊNCIA DC AO PROBLEMA

Considerem-se dois nós interligados de um sistema de transmissão [18].

Do nó k para o nó m , as equações gerais do fluxo são:

- Fluxo de potência ativa:

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (4.1)$$

- Fluxo de potência reativa:

$$Q_{km} = -V_k^2 b_{km} + V_k V_m b_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m g_{km} \sin \theta_{km} \quad (4.2)$$

E do nó m para o nó k , as equações gerais do fluxo são:

- Fluxo de potência ativa:

$$P_{mk} = V_m^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} + V_k V_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (4.3)$$

- Fluxo de potência reativa:

$$Q_{mk} = -V_m^2 b_{km} + V_k V_m b_{km} \cos \theta_{km} + V_k V_m g_{km} \sin \theta_{km} \quad (4.4)$$

onde:

P_{mk} Fluxo de potência ativa do nó m ao nó k ;

P_{km} Fluxo de potência ativa do nó k ao nó m ;

V_m Módulo da tensão no nó m ;

- V_k Módulo da tensão no nó k ;
- g_{km} condutância equivalente do circuito entre os nós k e m ;
- θ_{km} diferença angular entre as tensões nos nós k e m ;
- b_{km} susceptância equivalente do circuito entre os nós k e m ;
- Q_{km} Fluxo de potência reativa do nó k para o nó m ;
- Q_{mk} Fluxo de potência reativa do nó m para o nó k .

Igualmente de acordo com a literatura técnica [18] as equações acima, sob determinadas considerações e condições, podem ser simplificadas obtendo-se suas equivalentes para o modelo de fluxo DC. Introduzindo tais considerações e condições no modelo de fluxo DC ou modelo linearizado prevalecem apenas as equações do fluxo de potência ativa dadas por:

- Do nó k para o nó m :

$$P_{km} = x_{km}^{-1} \theta_{km} = \frac{\theta_k - \theta_m}{x_{km}} \quad (4.5)$$

- E do nó m para o nó k :

$$P_{mk} = x_{km}^{-1} \theta_{mk} = \frac{\theta_m - \theta_k}{x_{km}} \quad (4.6)$$

onde:

- x_{km} reatância equivalente do circuito entre as barras k e m ;
- θ_m ângulo da tensão no nó m ;
- θ_k ângulo da tensão no nó k .

As restrições determinadas pelas equações (3.8) e (3.10), mais as equações (4.5) e (4.6) constituem o ponto de partida para inserir a contribuição deste trabalho nos métodos de programação da manutenção dos geradores de sistemas de energia elétrica, estendendo-os à consideração das chamadas restrições do fluxo de potência DC.

Sabe-se de [18] que os termos da forma f_{ij} nas equações (3.8) e (3.10) representam fluxos de potência ativa em circuitos que interligam as barras i e j . No caso particular de um modelo de fluxo de potência DC, o valor deste fluxo é calculado pela expressão (4.5) ou (4.6).

Analisando atentamente o conjunto de equações da restrição (3.8) denota-se que cada uma de suas equações expressa a equação de balanço de carga em cada barra do sistema elétrico. Cada uma destas equações, tem entre os componentes de seus termos, a injeção de potência ativa em cada barra.

Por outro lado, o conjunto de equações da restrição (3.10) expressa os módulos dos fluxos de potência ativa nos circuitos, os quais, a todo e qualquer momento t não devem exceder o seu valor máximo limitado pela sua capacidade de transmissão admissível. Estas restrições são válidas para todo o horizonte de manutenção e independem da decisão de manutenção. Prevalece assim, que a decisão de manutenção deve a rigor satisfazer este requisito.

Manipulando estas equações, chega-se a conclusão de que o problema da programação de desligamentos de unidades geradoras para a manutenção, pode ser formulado matematicamente em termos de um modelo de programação linear. Neste modelo os termos da matriz de coeficientes são a matriz de admitância Y_{barra} da rede elétrica do sistema em estudo.

Resumindo, o problema global da programação ótima dos desligamentos de geradores selecionados para a manutenção, considerando restrições do fluxo de potência DC de um sistema de energia elétrica, para um dado estado operativo fica assim formulado:

Função Objetivo:

$$\text{Minimize } \sum_{i=1}^{NG} c_{i\bar{u}} x_{i\bar{u}} + \sum_{i=1}^{NB} d_{i\bar{u}} y_{i\bar{u}} \quad \forall t \quad (4.7)$$

Sujeito a:

- *Restrições dos períodos não permitidos:*

$$x_{i\bar{u}} = 0 \quad \text{para } t < t_i^{\min} \text{ e } t > t_i^{\max} \quad (4.8)$$

- *Restrições de obrigatoriedade:*

$$\sum_{t=1}^T x_{i\bar{u}} = 1 \quad \forall (i, t) \quad (4.9)$$

- *Restrições dos intervalos permitidos:*

$$x_{i\bar{u}} = \{0, 1\} \quad \text{para } t_i^{\min} \leq t \leq t_i^{\max} \quad (4.10)$$

- *Restrições dos recursos disponíveis para a manutenção:*

$$\sum_{t=\bar{d}_i+1}^t \sum_{i \in \phi_u} x_{i\bar{u}} g_{i\bar{u}}^{\max} \leq g_{ut}^{\max} \quad \forall t \quad (4.11)$$

- *Restrições de exclusividade:*

$$\sum_{t=\bar{d}_i+1}^t \sum_{i \in \phi_u} x_{i\bar{u}} \leq 1 \quad \forall t \quad (4.12)$$

- *Restrições de seqüência entre manutenções:*

$$x_{p,t1} - x_{q,t2} \leq 0 \quad \forall (p, q) \in i \quad (4.13)$$

- *Restrições do balanço de carga:*

$$\sum_{i \in \Omega_g} g_{i\bar{u}}^j - \left(\sum_{m \in \Omega_j} 2 \cdot b_{jm} \right) \theta_j)_t + \sum_{m \in \Omega_j} (2 \cdot b_{jm} \theta_m)_t + \alpha_{jt} = L_{jt} \quad \forall t, \forall j \quad (4.14)$$

- Restrições da capacidade de geração:

$$g_{i\bar{u}} - (1 - x_{i\bar{u}})g_{i\bar{u}}^{nom} \leq 0 \quad \forall (t, i) \quad (4.15)$$

- Restrições do fluxo nos circuitos:

$$|b_{ij}\theta_{ij}| \leq f_{ij,t}^{max} \quad \forall (t, i \neq j) \quad (4.16)$$

onde:

- b_{jm} admitância equivalente do circuito entre as barras j e m ;
- θ_{jm} diferença angular entre os ângulos nodais j e m ;
- θ_j ângulo nodal j ;
- $d_{i\bar{u}}$ penalidades associadas às variáveis de operação na barra i no subperíodo t ;
- $y_{i\bar{u}}$ variáveis de operação na barra i no subperíodo t ;
- θ_m ângulo nodal m ;
- $g_{i\bar{u}}^j$ geração associada à unidade geradora i da barra j no subperíodo t ;
- Ω_j conjunto de circuitos ligados à barra j ;
- t subperíodo do horizonte de programação;
- T número de subperíodos do horizonte de programação;
- Ωg conjunto de geradores do sistema de energia elétrica;
- j j -ésima barra do sistema de energia elétrica;
- NB número total de barras do sistema de energia elétrica;
- α_{jt} corte de carga na barra j no subperíodo t ;
- i i -ésima unidade geradora do sistema de energia elétrica;
- NG número de unidades geradoras que integram o plano de manutenção;
- p identificador da unidade geradora p ;
- q identificador da unidade geradora q ;
- ϕ_u conjunto de unidades geradoras pertencentes à usina u ;
- L_{jt} demanda de potência ativa da barra j no subperíodo t ;
- $g_{i\bar{u}}^{nom}$ capacidade nominal do gerador i no subperíodo t ;
- $f_{ij,t}^{max}$ fluxo máximo do circuito i - j no subperíodo t ;

- g_u^{max} geração máxima na usina u no subperíodo t ;
 x_u variável de decisão associada à unidade geradora i no subperíodo t ;
 c_u custo da manutenção da unidade geradora i no subperíodo t ;
 t_i^{min} subperíodo mínimo de uma janela de manutenção associado à unidade i ;
 t_i^{max} subperíodo máximo de uma janela de manutenção associado à unidade i ;
 g_u^{max} geração máxima associada à unidade geradora i no subperíodo t ;
 d_i duração da manutenção da unidade geradora i .

Portanto, o conjunto de equações (4.7)-(4.16), descreve a formulação matemática global do problema de programação ótima dos desligamentos para a manutenção de unidades geradoras de um sistema de energia elétrica considerando restrições do fluxo de potência DC.

Na seção 3.1, as restrições foram classificadas em duas categorias, nomeadamente, em restrições associadas à política própria de manutenção e restrições associadas à política de operação do sistema elétrico. A formulação ora desenvolvida, sendo referente ao problema global, integra as duas classes de restrições e, como não deixaria de ser, a função objetivo, também integra as parcelas referentes as decisões de desligamentos e as variáveis de operação do sistema elétrico.

Entenda-se por período de decisão para desligamento, a semana para a qual é decidido o desligamento de determinada unidade geradora escalada para a manutenção no mês correspondente ao período de operação.

Especificamente, as restrições definidas pelas equações (4.7) a (4.13), descrevem as restrições associadas as decisões de desligamentos para a manutenção, enquanto as definidas pelas equações (4.14) a (4.16), descrevem as restrições associadas a operação do sistema elétrico de potência.

Afim de facilitar o entendimento e viabilizar a decomposição matemática do problema global, o problema será seguidamente colocado na sua forma matricial.

Generalizando e usando esta notação, a formulação resultante fica da seguinte forma:

Função objetivo:

$$\text{Minimize}(c^T x + d^T y) \quad (4.17)$$

Sujeito a:

- *Restrições associadas à política de manutenção:*

$$Ax \geq b \quad (4.18)$$

- *Restrições associadas à operação do sistema elétrico:*

$$Jx + Ky \geq p \quad (4.19)$$

onde:

c^T vetor de custos de manutenção ou de penalidades (transposto);

d^T vetor de penalidades associadas às variáveis de operação (transposto);

x vetor de variáveis de decisão;

y vetor de variáveis de operação (gerações, corte de carga, fluxos, demanda);

A matriz de coeficientes referidos às restrições de manutenção e de operação;

b vetor de recursos associados à política de operação energética e de manutenção;

J matriz dos coeficientes referidos às capacidades de geração;

K matriz de coeficientes referidos às variáveis de operação do sistema elétrico;

p vetor de recursos disponíveis associados à operação do sistema elétrico;

Note-se que a formulação (4.17)-(4.19) está generalizada, contendo os aspectos referentes às decisões de desligamentos e à operação do sistema elétrico. Isto é particularmente interessante, pois a este estágio de formulação, o problema é de programação do tipo inteiro-misto e está apto a ser completamente resolvido como tal, tendo como resultados as decisões de desligamentos, as gerações, os cortes de carga, os ângulos nodais e os fluxos nos circuitos.

Porém, tendo em conta que o problema corresponde a um horizonte de tempo subdividido em períodos para os quais se procuram as semanas ideais para se efetuar o desligamento para a manutenção dos geradores envolvidos no plano de manutenção do mês e que um conjunto de

estados plausíveis devem ser considerados, tem-se então, um problema com as seguintes características:

- *desacoplado*: refere-se à propriedade típica do problema em que se constata um desacoplamento natural entre o problema de decidir sobre quais as unidades geradoras do sistema elétrico que podem ou não sair para a manutenção em datas adequadas e o problema da possibilidade de se operar o sistema elétrico restante, sem as unidades contempladas para a manutenção, sob condições técnico-econômicas e de confiabilidade desejadas.
- *grande dimensão*: refere-se à existência de diversas variantes quanto ao número de alternativas de decisão, aos períodos e subperíodos em análise, e variáveis de operação a considerar.
- *dinâmico*: refere-se à existência de uma dependência no tempo sobre as decisões dos desligamentos.
- *inteiro-misto*: refere-se à particularidade das variáveis do subproblema de decisão de desligamentos (variáveis de decisão) serem inteiras e as variáveis do subproblema de operação (variáveis de operação) serem geralmente contínuas.
- *estocástico*: refere-se às incertezas associadas com a demanda, e a disponibilidade dos equipamentos.

Tendo em conta estas características, o problema pode ser convenientemente resolvido recorrendo-se às Técnicas de Decomposição.

Nas duas seções seguintes, são detalhados os dois subproblemas - o de decisão e o de operação.

4.2 SUBPROBLEMA DE DECISÃO

A solução do problema (4.17)-(4.19) em vez de ser obtida por via da resolução de um problema inteiro-misto de grande dimensão num único estágio, esta pode ser obtida pela resolução de um problema seguindo uma hierarquia a dois estágios, nomeadamente, um estágio em que é resolvido um subproblema de decisão do tipo inteiro-inteiro e de dimensão relativamente menor, já que as restrições do subproblema de operação não estão presentes, e outro estágio em que são resolvidos os subproblemas de operação do tipo linear.

Nesta seção é apresentada a etapa decisória do problema dos desligamentos de geradores para a manutenção e na seção 4.3 será abordada a etapa operativa do mesmo problema.

O subproblema de decisão consistirá da determinação do momento mais adequado em que cada unidade geradora deverá ser desligada para a manutenção, num horizonte de um mês, tomando como subperíodo do horizonte de programação a semana, sob a observância das restrições associadas a política de manutenção expostas na seção 3.1. Nesta fase, o problema de programação dos desligamentos para a manutenção é formulado sob a forma de programa inteiro-misto, isto é, as variáveis de decisão assumem 1 ou 0, indicando o desligamento do gerador i na semana t ($x_{it}=1$), e o não desligamento do gerador i na semana t ($x_{it}=0$), respectivamente.

Matematicamente, usando notação matricial obtém-se:

$$\text{Min}(c^T x) \quad (4.20)$$

Sujeito a:

$$Ax \geq b \quad (4.21)$$

Realce-se a este estágio que o problema é formulado apenas em função das variáveis de decisão e restrições relacionadas à política de manutenção. Portanto, o vetor C^T , o vetor de decisão x , a matriz A e o vetor b têm o mesmo significado exposto nas seções 3.2.1, 3.2.2 e 4.1.

Com esta formulação para o subproblema de decisão, compreende-se que é a solução do problema (4.20)-(4.21) que definirá a configuração do sistema de energia elétrica a ser analisado no subproblema de operação.

4.3 SUBPROBLEMA DE OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

A solução ótima do subproblema de decisão constitui dado de entrada para o subproblema de operação, o qual será usado para verificar a compatibilidade de seus valores com os requisitos obrigatórios ou admissíveis da operação do sistema elétrico. Quer dizer, dado que as variáveis de decisão indicam o desligamento ou não de unidades geradoras em datas específicas para a manutenção, deve-se verificar se os seus estados permitem que a configuração do sistema resultante, satisfaz ou não as necessidades requeridas no sistema elétrico em cada um dos subperíodos do horizonte de programação da operação no curto prazo, a saber:

- o suprimento satisfatório da demanda;
- o respeito aos limites da capacidade dos geradores;

- o respeito aos limites admissíveis de fluxo nos circuitos.

Nesta etapa o problema é formulado em termos das variáveis de operação do sistema de energia elétrica, que considera porém a diminuição dos recursos de operação por força das decisões tomadas no módulo de decisão. Trata-se neste estágio de um problema de Programação Linear *PL*. Obviamente que o subproblema de operação simula a operação do sistema elétrico em cada período do horizonte de programação através de um algoritmo de fluxo de potência DC ótimo. Para cada decisão transmitida, é realizado um número de simulações da operação do sistema elétrico igual ao número de subperíodos do horizonte em estudo, tratando-se de um estado da rede.

Dado que além do estado normal deve-se levar em consideração um conjunto de contingências plausíveis que possam configurar mais estados, o número de simulações será igual ao produto entre o número de estados e o número de subperíodos.

Matematicamente e usando notação matricial tem-se:

$$\text{Min}(d^T y) \tag{4.22}$$

Sujeito a:

$$Ky \geq g - Jx^* \tag{4.23}$$

onde:

d^T vetor de coeficientes de custos associados às variáveis de operação (transposto);

g Vetor de recursos de operação (níveis de demanda e capacidades de geração);

y vetor das variáveis de operação (ângulos nodais, fluxos nas linhas, níveis de gerações, cortes de carga);

K matriz de coeficientes das variáveis de operação;

J matriz de indisponibilidades associadas à diminuição dos recursos disponíveis por força das decisões de manutenção e contingências de circuitos;

x^* vetor de decisões de desligamentos associados às unidades geradoras.

As seções precedentes tornaram clara a incorporação das restrições do fluxo de potência DC, como forma de explicitar melhor a rede de transmissão no problema de programação de

desligamentos das unidades geradoras. Ficou igualmente evidenciada a decomposição do problema em duas vertentes, uma decisória e outra operativa caracterizando a solução do problema em dois estágios.

A seção seguinte aborda o procedimento da execução da Técnica de Decomposição no espectro da solução do problema global.

4.4 APLICAÇÃO DE TÉCNICAS DE DECOMPOSIÇÃO AO PROBLEMA

O resultado do cálculo do problema de operação indicará se a decisão fornecida pelo problema de decisão satisfaz ou não às exigências de operação do sistema anteriormente apontadas. No caso em que a decisão seja satisfatória, esta será aceita, ou seja, a decisão de retirar as unidades geradoras para a manutenção naquelas datas é adequada às características do sistema e ao desempenho a que ele é obrigado e, conseqüentemente, elas constituirão o plano ideal para a realização dos trabalhos de manutenção nas unidades envolvidas. Como dados de saída ter-se-ão então o escalonamento das semanas de início dos desligamentos das unidades para a manutenção.

Entende-se assim, que a partir do subproblema de decisão é obtida uma decisão para a manutenção que deve ser testada no problema de operação. Numa primeira iteração se o resultado da operação for compatível à decisão tomada, uma solução ótima terá sido atingida mas, o caso mais geral e freqüente é aquele em que ocorre a não compatibilidade entre os dois subproblemas numa só iteração. Como proceder nesta situação, é o que constitui a essência das Técnicas de Decomposição. Especificamente neste trabalho, é adotada a técnica da Decomposição de Benders apresentada a seguir, cuja dedução completa encontra-se na referência [27].

Considerando as soluções dos dois subproblemas, o subproblema de decisão e o subproblema de operação, o objetivo atual visa a minimização dos custos de manutenção mais os custos de operação, ou seja, a minimização do custo global do sistema elétrico associado à programação da manutenção. A Figura 4.1 ilustra a inter-relação dos subproblemas de decisão e operação e a integração da Técnica de Decomposição no Problema da Programação de Desligamentos.

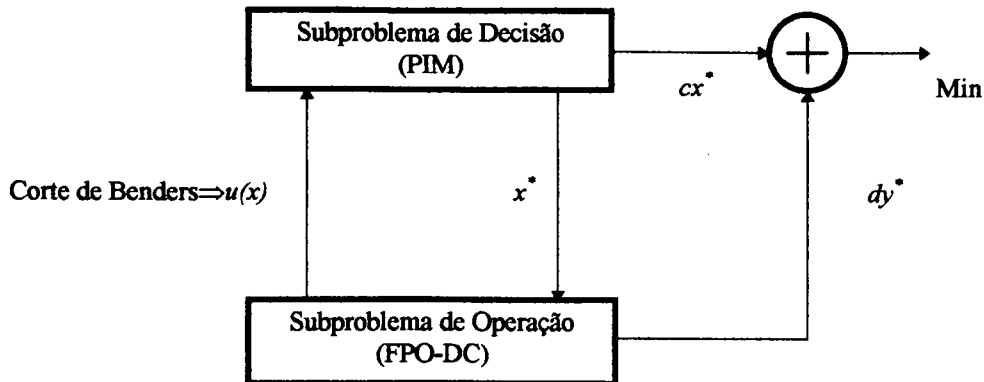


Figura 4.1 - Técnica da Decomposição de Benders Aplicada ao Problema da Programação de Desligamentos.

O processo de decomposição aqui abordado, pressupõe que sejam aceitas as seguintes observações [27]:

1. O custo de operação $d^T y$ (em que y^* é a solução do subproblema de operação, (4.22)-(4.23) é uma função $u(x)$ da decisão de manutenção x , ou seja:

$$u(x) = \text{Min}(d^T y) \quad (4.24)$$

sujeito a:

$$Ky \geq g - Jx^* \quad (4.25)$$

2. Considerando a condição (1) acima, o subproblema de decisão (4.20)-(4.21), pode ser reescrito da seguinte forma:

$$\text{Min}(cx + u(x)) \quad (4.26)$$

sujeito a:

$$Ax \geq b \quad (4.27)$$

Deste modo, a função $u(x)$ informa as conseqüências da decisão x em termos do custo de operação. Note-se também, que caso esta informação estivesse disponível logo à partida, o problema original poderia ser resolvido sem necessidade de se ter que representar explicitamente o subproblema do segundo estágio. Conclui-se assim, que a Decomposição de Benders tem em vista a construção de uma aproximação linear da função $u(x)$ com a precisão desejada, a partir da solução do segundo estágio.

Demonstra-se que $u(x)$ é uma função linear por partes e que considerando x como uma variável escalar, esta função tem o aspecto representado na Figura 4.2 [29].

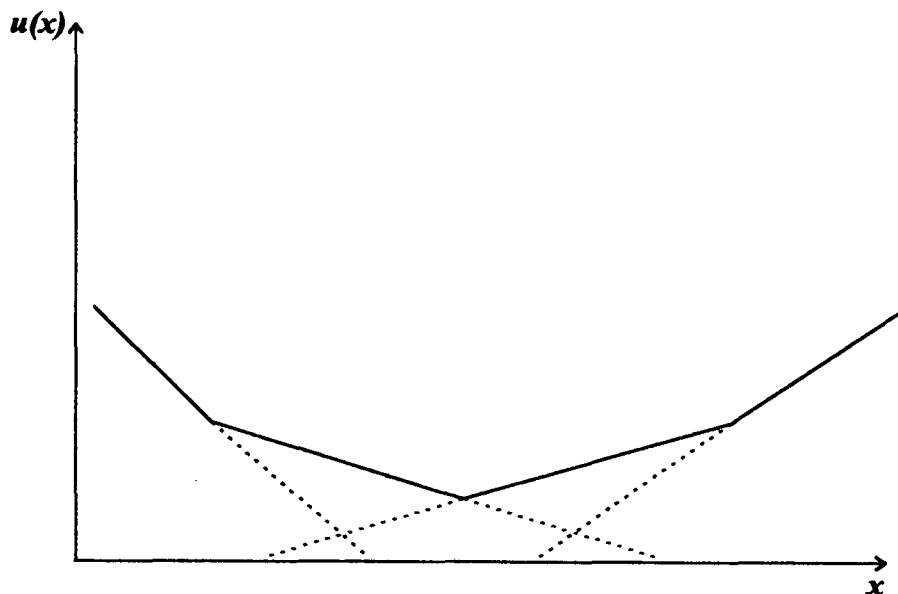


Figura 4.2 - Aproximação Linear da Função $u(x)$ no Espaço Unidimensional.

Ainda de acordo com a literatura que tem sido citada [27], a consideração da teoria da dualidade aplicada a problemas de programação linear e considerações associadas à operação do sistema elétrico, conduz à seguinte formulação do problema de programação ótima de desligamentos para a manutenção de unidades geradoras de um sistema elétrico de potência.

Usando notação matricial:

$$\text{Min}(c^T x + \alpha) \quad (4.28)$$

Sujeito a:

$$Ax \geq b \quad (4.29)$$

$$u^k + \pi^k J(x - x^k) - \alpha \leq \theta \quad (4.30)$$

onde, a última restrição, constitui o denominado *Corte de Benders* e;

u^k custo de operação reportado a todo o horizonte de programação dada a solução do subproblema de decisão na iteração k .

π^k vetor dos preços duais associados às restrições do balanço de carga nas barras de geração na iteração k ,

x vetor das variáveis de decisão;

x^k vetor de soluções do subproblema de decisão na iteração k ;

α estimativa do custo futuro de operação.

A estimativa do custo futuro de operação α representa a previsão do custo de operação esperado, reportado a todos os subperíodos do horizonte de programação e para todos os estados do sistema de energia elétrica previstos.

O custo de operação u^k representa o custo de operação resultante da operação do sistema de energia elétrica com as decisões de desligamentos implementadas, igualmente, para todos os subperíodos do horizonte de programação e para todos os estados do sistema de energia elétrica.

Neste trabalho, tanto a estimativa do custo de operação quanto o custo de operação são expressos em termos da demanda não suprida (corte de carga).

Nesta formulação, a dimensão dos vetores x e x^k é igual ao produto entre o número de geradores que fazem parte do plano de manutenção e o número de subperíodos do horizonte de programação.

Considerando por exemplo, que uma solução do problema de decisão seja conhecida em alguma iteração, sendo que tal decisão não satisfaz alguma restrição do conjunto de restrições associadas à operação, então, a decisão não será ótima e, em função, dos níveis de violação de valores especificados de certas grandezas de operação, nomeadamente, o corte de carga no sistema elétrico, serão geradas restrições adicionais - *Cortes de Benders* - visando restringir o processo decisório em face dos requisitos de operação do sistema elétrico. Este processo flui de forma que os Cortes de Benders realimentem o subproblema de decisão na iteração seguinte sob a forma de restrições adicionais.

Em cada iteração corrente, a solução do subproblema de decisão passa a comportar os valores da variável correspondente ao custo futuro de operação no horizonte de programação em adição às variáveis de decisão representadas pelos subperíodos em que cada unidade geradora deve ser desligada para a manutenção.

Assim, o processo continua interagindo entre dois subproblemas, até que seja alcançada a solução ótima, àquela que estabelece um escalonamento para os desligamentos das unidades geradoras para efeito de manutenção ao mínimo custo global do sistema elétrico no horizonte de um mês, respeitando simultaneamente, as restrições de serviço adequado do sistema, testadas pelo algoritmo de fluxo de potência DC ótimo.

Conforme foi descrito, o método que se propõe baseia-se em procedimentos iterativos, usando para o efeito, a Técnica de Decomposição de Benders, o algoritmo de Programação Inteira-Mista *PIM* baseado no método “branch-and-bound” para o gerenciamento do subproblema de decisão e o algoritmo de Programação Linear *PL* baseado no método primal - Simplex para o gerenciamento do subproblema de operação formulado em termos do fluxo de potência DC ótimo.

Na seção seguinte é apresentado com maior detalhe o algoritmo da Decomposição de Benders.

4.4.1 Algoritmo da Decomposição de Benders

O algoritmo aqui apresentado é aplicável apenas a problemas formulados com base em programação linear.

Conforme foi referido em seções precedentes, o algoritmo da decomposição de Benders fundamenta-se na decomposição do problema global da programação dos desligamentos em dois subproblemas ou em um problema a dois estágios e flui segundo os passos descritos a seguir:

Passo 0

Inicialização:

- contagem de iterações $k=1$;
- subconjunto da solução do subproblema de decisão para a estimativa do custo de operação $S = \emptyset$;
- limite superior para a função objetivo do problema de decisão $\bar{Z} = \infty$;
- tolerância desejada para a convergência ε ;

Passo 1

Resolva o Subproblema de Decisão

$$\text{Min}(cx + \alpha) \tag{4.31}$$

Sujeito a:

$$Ax \geq b \tag{4.32}$$

$$\alpha \in S \tag{4.33}$$

Passo 2

A solução (x^k, α^k) atende as restrições do problema (4.31)-(4.33) e o custo associado dado por

$$\underline{z} = cx^k + \alpha^k \quad (4.34)$$

pode ser encarado como um *limite inferior* para o custo da solução ótima z^* do problema global, já que o problema é uma relaxação do problema global (4.17)-(4.19).

Passo 3

Resolva o Subproblema de Operação dada a solução do Subproblema de Decisão x^{*k}

$$u^k = \text{Min}(dy) \quad (4.35)$$

sujeito a:

$$Ky \geq g - Jx^{*k} \quad (4.36)$$

Passo 4

Seja y^{*k} a solução ótima de (4.35)-(4.36). O par (x^{*k}, y^{*k}) é uma solução viável do problema global (4.17)-(4.19), embora não necessariamente ótima, com custo associado

$$cx^{*k} + dy^{*k},$$

então faça:

$$\bar{z} = \text{Min}(\bar{z}, cx^{*k} + dy^{*k}) \quad (4.37)$$

Nesta expressão, \bar{z} deve ser interpretado como um limite superior do custo global.

Passo 5

Se $|\bar{z} - \underline{z}| < \varepsilon$,

a solução ótima é o par (x^{*k}, y^{*k}) associado ao limite superior \bar{z} .

Caso contrário, adicione o *Corte de Benders*, ou seja, adicione a restrição

$$u^k + \pi^k J(x - x^{*k}) - \alpha \leq 0 \quad (4.38)$$

ao conjunto S , onde π^k é o vetor de multiplicadores Simplex ótimos associados à restrição (4.36).

Passo 6

Faça $k=k+1$, vá ao passo 1.

O algoritmo converge em um número finito de iterações já que o limite inferior entre duas iterações consecutivas deve aumentar (pois o problema (4.31)-(4.33) vai-se tornando mais restrito) e o limite superior não aumenta por construção.

4.4.2 Formulação a Multi-estados

Considere-se que o problema do segundo estágio envolva variáveis aleatórias de modo que a matriz associada aos recursos J e o vetor de capacidades de recursos máximos disponíveis g possam assumir N valores J_1, J_2, \dots, J_N e g_1, g_2, \dots, g_N , respectivamente, com probabilidades p_1, p_2, \dots, p_N .

Ocorrendo estas situações, o problema do segundo estágio visa agora a minimização do custo esperado de operação para os N estados

$$p_1 d_1 y_1 + p_2 d_2 y_2 + \dots + p_N d_N y_N.$$

A formulação multi-estados do problema (4.17)-(4.19), fica assim:

$$\text{Min}(cx + p_1 d_1 y_1 + p_2 d_2 y_2 + \dots + p_N d_N y_N) \quad (4.39)$$

Sujeito a:

$$Ax \geq b \quad (4.40)$$

$$J_1 x + Ky_1 \geq g_1 \quad (4.41)$$

$$J_2 x + Ky_2 \geq g_2 \quad (4.42)$$

.....

$$J_N x + Ky_N \geq g_N \quad (4.43)$$

Como se depreende, o subproblema de operação do sistema de energia elétrica envolve agora N estados e o processo de programação dos desligamentos das unidades geradoras associado à nova versão do problema pode ser esquematizado pela Figura 4.3.

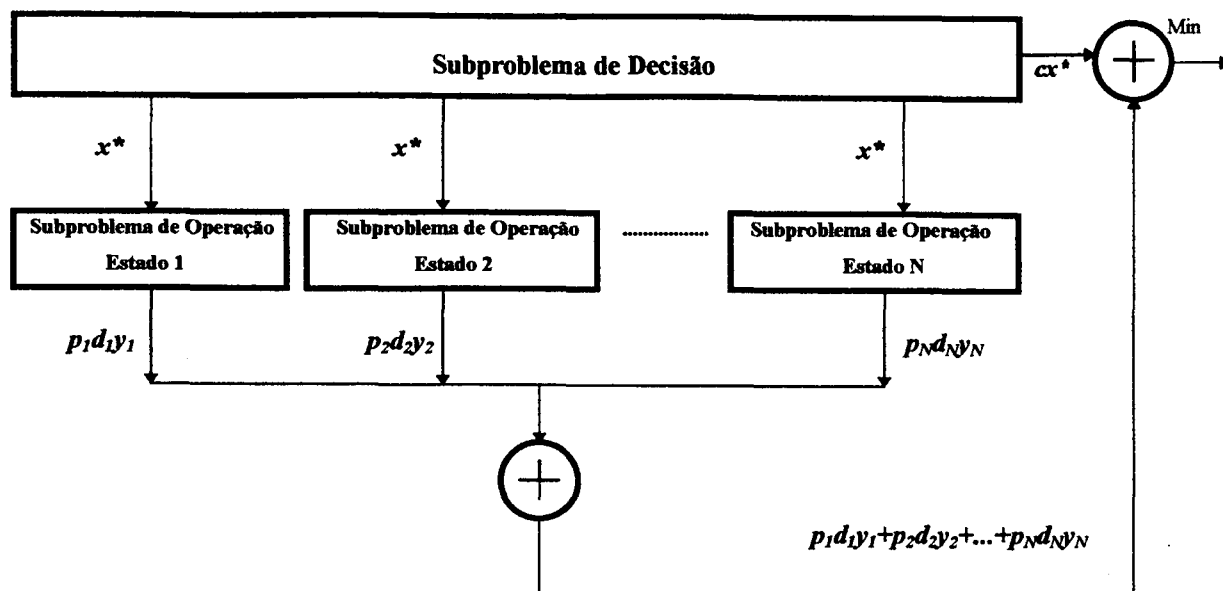


Figura 4.3 - Processo de Decisão a Multi-Estados.

Refira-se que cada bloco do estágio de operação do esquema da Figura 4.3 representa um problema de operação do sistema de energia elétrica em estudo e os termos $p_i d_i y_i$ representam a expectativa do custo de operação ao operar o sistema de energia elétrica em cada estado e em cada subperíodo dada a solução do problema de decisão x^* . Cada um dos problemas refere-se à simulação da operação de cada estado do sistema em cada subperíodo do horizonte de programação.

Desta forma, entende-se que o subproblema de operação ou problema do segundo estágio pode ser decomposto em problemas independentes sendo um para cada estado $i=1, 2, \dots, N$ do sistema, dada a decisão x^* do problema do primeiro estágio.

No caso de um sistema de energia elétrica, esta é uma situação típica que ocorre por imperativos próprios associados à operação do sistema, como por exemplo, a necessidade de desligamentos programados ou não dos equipamentos para a manutenção.

Sendo assim, dada uma decisão de desligamentos das unidades geradoras x^* face a um conjunto de estados do sistema de energia elétrica, em cada subperíodo t do horizonte de programação deve ser resolvido um problema de operação que analisa a viabilidade da operação do sistema elétrico frente às decisões implementadas.

No enfoque deste trabalho, os diferentes estados do sistema correspondem à situações de contingências de determinados circuitos associados com os subperíodos. O caso base corresponde à configuração do sistema de energia elétrica sem contingência alguma.

Matematicamente, tem-se para cada estado:

$$u_i(x) = \text{Min } d_i y_i \quad (4.44)$$

Sujeito a:

$$Ky_i \geq g_i - J_i x^* \quad \forall i = 1, \dots, N \quad (4.45)$$

Sendo assim, o valor esperado do custo de operação, para o conjunto de estados, é dado pela função $\bar{u}(x)$ definida por:

$$\bar{u}(x) = \sum_i p_i u_i(x) \quad (4.46)$$

Analogamente à formulação vista na seção 4.4, o subproblema de decisão tomando em conta as indisponibilidade de recursos intervenientes no processo de programação de desligamentos para a manutenção, transforma-se em:

$$\text{Min } cx + \bar{u}(x) \quad (4.47)$$

Sujeito a:

$$Ax \geq b \quad (4.48)$$

O procedimento para a obtenção dos cortes de Benders segue o seguinte raciocínio:

Se u_i é a solução ótima do subproblema de operação ou problema do segundo estágio referente ao estado i , e π_i é o vetor de multiplicadores Simplex ótimos associados à restrição (4.45), dada a decisão x^* do subproblema de decisão ou problema do primeiro estágio, o corte para o estado i é obtido de:

$$u_i + \pi_i J_i (x - x^*) - \alpha \leq 0 \quad (4.49)$$

Introduzindo o valor esperado em u e π^J para todos os estados analisados, obtém-se o seguinte corte de otimalidade para a formulação multi-estados:

$$\bar{u} + \bar{w}(x - x^*) - \alpha \leq 0 \quad (4.50)$$

onde \bar{u} e \bar{w} são dados por:

$$\bar{u} = \sum_i p_i u_i \quad (4.51)$$

$$\bar{w} = \sum_i p_i (\pi_i J_i) \quad (4.52)$$

Deve-se ter atenção para o fato da possibilidade da ocorrência de inviabilidade no problema do segundo estágio, isto é, o sistema poderá apresentar corte de carga. Para evitar este problema, utiliza-se uma função objetivo que minimiza o corte de carga, pelo que se toma α como o corte de carga máxima admissível.

Apresenta-se na seção seguinte o algoritmo do Corte de Benders para o caso multi-estados.

4.4.3 Algoritmo do Corte de Benders a Multi- Estados

Passo 0

Inicialização:

- contador de iterações $k=1$;
- valor da inviabilidade máxima permitida α_{max} ;
- número de estados do sistema N ;
- subconjunto da solução do subproblema de decisão para a estimativa do custo de operação S ;
- valor da tolerância para a convergência ε ;

Passo 1

Resolva o subproblema de decisão

$$\mathbf{Min} \mathbf{cx} + \alpha \quad (4.53)$$

Sujeito a:

$$\mathbf{Ax} \geq \mathbf{b} \quad (4.54)$$

$$\alpha \in S \quad (4.55)$$

Passo 2

Resolva o subproblema de operação dada a solução x^{*k} do subproblema de decisão, ou seja, resolva N problemas independentes, dos quais um para cada estado e subperíodo t do horizonte de programação.

$$u_i^k = \text{Min } d_i y_i^k \quad (4.56)$$

Sujeito a:

$$Ky_i^k \geq g_i - J_i x^{*k} \quad \forall i = 1, \dots, N \quad (4.57)$$

Calcule

$$\bar{u}^k = \sum_i p_i u_i^k \quad (4.58)$$

$$\bar{w}^k = \sum_i p_i (\pi_i^k J_i) \quad (4.59)$$

Passo 3

Seja y^{*k} , a solução ótima de (4.56)-(4.57).

Se $\bar{u}^k \leq \alpha_{\max}$, a solução ótima é o par do conjunto de soluções dos subproblemas (4.53)-(4.55) e (4.56)-(4.57), ou seja, é o par (x^{*k}, y^{*k}) .

Caso contrário, atualize a estimativa do custo de operação médio ponderado \bar{u}^k , adicionando ao conjunto S, a restrição

$$\bar{u}^k + \bar{w}^k (x - x^{*k}) \leq \alpha \quad (4.60)$$

Passo 4

Faça $k=k+1$, vá ao passo 1.

4.5 CONCLUSÕES

Ao longo deste capítulo foi possível evidenciar a extensão dos métodos de programação da manutenção de unidades geradoras com restrições de transmissão à programação ótima dos desligamentos dessas unidades.

A metodologia desenvolvida incorpora as características do sistema elétrico ainda que de forma simplificada, nomeadamente, através do detalhamento do modelo de operação via fluxo de potência DC.

O problema é concebido como um problema de programação matemática, e resolvido através do uso do método de Decomposição de Benders aplicado a problemas de Programação Linear.

No próximo capítulo é descrita a implementação computacional da metodologia desenvolvida, sendo detalhados os módulos que compõem cada classe de subproblema do problema global.

CAPÍTULO 5

IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL DO MODELO PROPOSTO

5.1 INTRODUÇÃO

O algoritmo de solução para o problema de programação de desligamentos de unidades geradoras para a manutenção, proposto no capítulo 4, prevê a solução de dois subproblemas específicos, nomeadamente, um subproblema de decisão, subentendido como um “problema mestre” e outro, um subproblema de operação, subentendido como um “problema escravo”.

A implementação metodológica do modelo é ilustrada pelo fluxograma da Figura 5.1. O algoritmo desenvolvido contempla basicamente seis módulos, nomeadamente:

- 1.Módulo de Entrada e Leitura de Dados de Usinas;
- 2.Módulo de Otimização via PIM;
- 3.Módulo de Leitura de Dados e do Fluxo de Potência DC;
- 4.Módulo de Otimização via PL;
- 5.Módulo de Análise;
- 6.Módulo de Relaxação.

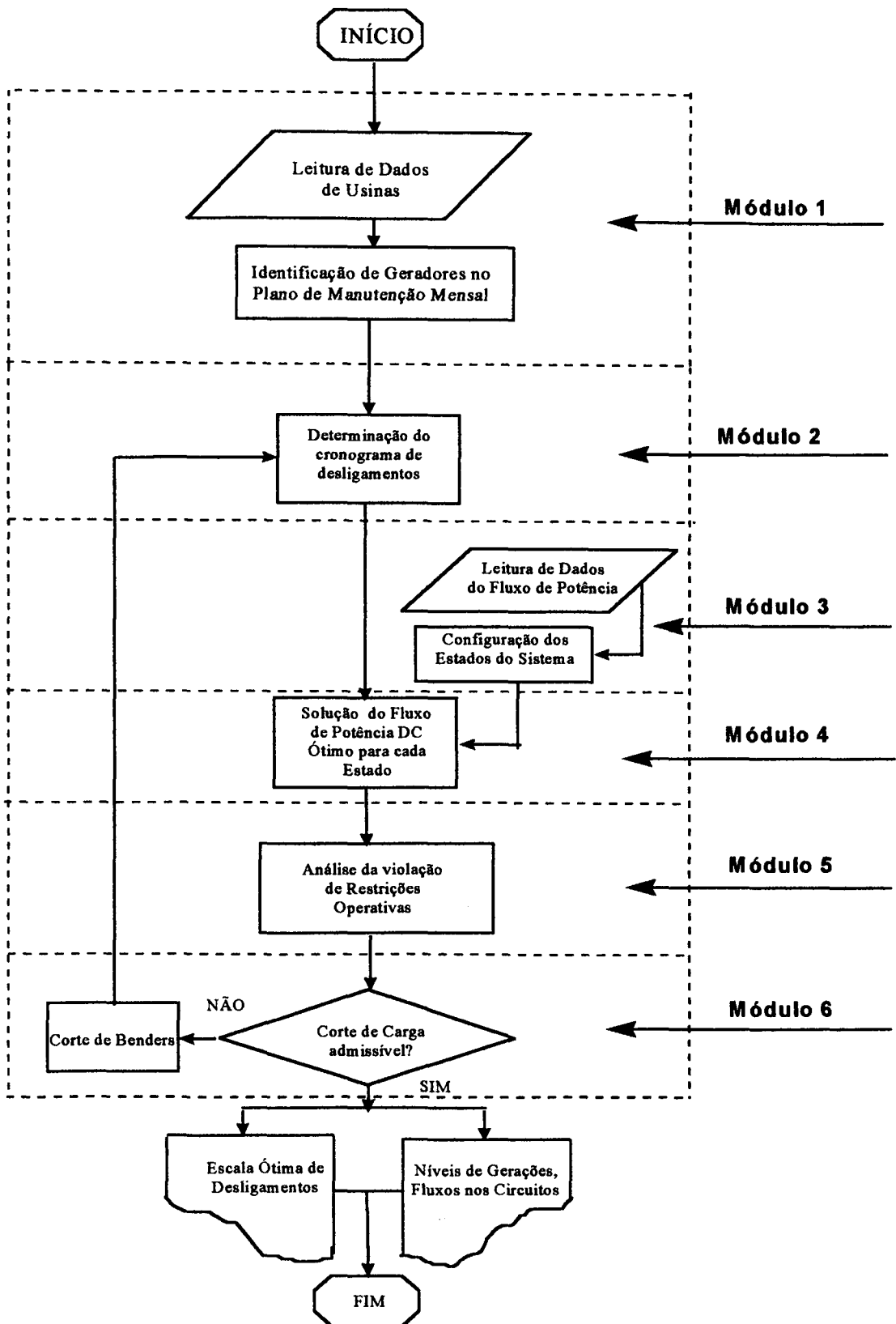


Figura 5.1 - Fluxograma da Metodologia da Programação de Desligamentos Considerando Restrições do Fluxo de Potência DC.

São descritos a seguir, em detalhes, os procedimentos envolvidos na implementação computacional da programação ótima dos desligamentos para a manutenção, aplicando a metodologia proposta.

5.2 SOLUÇÃO DO SUBPROBLEMA DE DECISÃO

O problema mestre é um problema de programação inteira-mista e, a sua solução pode ser obtida por recurso a algoritmos apropriados. Para o trabalho que se propõe é utilizado o algoritmo “branch-and-bound” implementado com o pacote computacional “CPLEX” [26]. Este problema pode assumir como critério objetivo a minimização do desvio de uma escala de manutenção ideal ou da minimização dos custos de manutenção, mais o custo pela demanda não suprida ou simplesmente, mais o corte de carga.

A seguir são descritos os módulos do subproblema de decisão.

5.2.1 Módulo de Entrada e Leitura de Dados de Usinas

É um módulo em Linguagem Watcom Fortran 77 (Módulo 1). Este módulo lê os dados de usinas do sistema de energia elétrica em estudo. Fazem parte do conjunto de dados de usinas, o número de geradores existentes na usina assim como as capacidades individuais das máquinas.

Seguidamente, o módulo formula o problema, definindo os termos do critério objetivo e do grupo de restrições a serem atendidas. Na etapa seguinte, gerencia o módulo de otimização via PIM (Módulo 2), cuja descrição é feita a seguir.

5.2.2 Módulo de Otimização via PIM

Também na mesma linguagem WF77, este módulo (Módulo 2), compatibiliza a formulação do problema feita no Módulo 1 com os requisitos de formulação das funções de otimização de problemas inteiro-mistos do pacote CPLEX.

Estabelecida esta correspondência, o módulo aciona as funções de otimização, em Linguagem C, específicas aos problemas de programação inteira-mista PIM. Os dados de saída, são as escalas de desligamentos dos geradores com manutenções programadas para o mês correspondente ao horizonte de programação, isto é, as datas em termos de número da semana em que cada um dos geradores deverá ser desligado para a manutenção.

Estas escalas de desligamentos constituem a parte inteira do subproblema de decisão. A parte contínua da solução é a estimativa do corte de carga futuro associado às escalas de desligamentos.

Na sua fase final, o módulo de gerenciamento da otimização inteira-mista aloca a parte inteira da solução no módulo principal que analisa a operação (Módulo 3) descrito na seção seguinte.

5.3 SOLUÇÃO DO SUBPROBLEMA DE OPERAÇÃO

O subproblema de operação está associado a operação do sistema elétrico, tendo em conta as decisões de desligamentos, isto é, a solução inteira do subproblema de decisão. Assim, este problema simula a operação do sistema elétrico resolvendo um fluxo de potência DC ótimo.

Este é um problema de programação linear PL que atende à um critério objetivo de minimização das gerações e dos cortes de carga atendendo à um conjunto de restrições operativas do sistema elétrico. Na função objetivo, os termos referentes aos cortes de carga são penalizados relativamente aos referentes às gerações.

Os módulos envolvidos na solução do subproblema de operação são detalhados a seguir.

5.3.1 Módulo de Leitura de Dados e do Fluxo de Potência DC

Este é um módulo em Linguagem Watcom Fortran 77 (Módulo 3) que lê os dados inerentes ao fluxo de potência DC, formaliza o problema do fluxo de potência DC ótimo, definindo o seu critério objetivo e o conjunto de restrições operativas.

Cabe igualmente à este módulo, configurar o sistema face às contingências dos circuitos e às decisões de desligamentos de algumas unidades geradoras determinadas no módulo de otimização via PIM. Trata-se da formalização do problema em termos de fluxo de potência DC ótimo, sendo um para cada semana do horizonte de programação, que é mensal e para cada estado do sistema.

Como saída deste módulo, tem-se um conjunto de informações a serem compatibilizadas com as funções de otimização de problemas de programação linear do tipo contínuo que são transmitidas ao módulo de otimização descrito a seguir (Módulo 4).

5.3.2 Módulo de Otimização via PL

Numa primeira fase, este módulo (Módulo 4) compatibiliza os dados recebidos do módulo de leitura de dados e do fluxo de potência DC com os requisitos de dados para as funções implícitas de otimização de problemas de programação linear contínuos. Uma vez estabelecida a compatibilização, este gerencia as funções de otimização do pacote “CPLEX” específicas aos problemas de programação linear. Este módulo tem como dados de saída, entre outros, os níveis de gerações, os fluxos nos circuitos, os cortes de carga, e os parâmetros de análise da sensibilidade. São de particular relevo no escopo deste trabalho, os multiplicadores Simplex associados às barras de geração do sistema de energia elétrica. Estes dados de saída são referentes a cada estado do sistema de energia elétrica em subperíodos do horizonte de programação.

Os dados de saída deste módulo são enviados ao módulo de análise (Módulo 5) que verifica os níveis de violação dos requisitos operativos, no caso, os níveis dos cortes de carga.

5.3.3 Módulo de Análise

Este é um módulo (Módulo 5) que capta e analisa os níveis dos cortes de carga nas barras do sistema para cada estado e subperíodo. Em função do nível do corte de carga resultante, este módulo gerencia um módulo tido como de relaxação (Módulo 6) que, em consequência, constrói ou não um “Corte de Benders”.

Sendo construído, este “Corte de Benders” é entregue seguidamente ao módulo 2 já referido com a finalidade de tornar o subproblema de decisão mais restrito face aos níveis da inviabilidade da solução. No caso em que o “Corte de Benders” não é construído, uma solução final é computada, sendo composta principalmente, por um lado, pela escala ótima de desligamentos das unidades geradoras e por outro, pelos níveis de gerações e fluxos nos circuitos.

5.3.4 Módulo de Relaxação

Este módulo (Módulo 6) é o módulo de construção dos “Cortes de Benders”, que permitem relaxar o subproblema de decisão, objetivando obter uma solução ótima global. Face à violação dos níveis dos cortes de carga, este gera uma restrição para a iteração seguinte do subproblema de decisão.

O ciclo volta a repetir-se numa condição cada vez mais restrita do módulo 2, até que o critério violado esteja dentro da tolerância prevista. O processo de solução do problema global termina quando é atingido um plano de desligamentos de mínimo custo global.

5.4 CONCLUSÕES

No capítulo 5 foi evidenciado o procedimento envolvido na implementação computacional da metodologia proposta, referindo-se aos aspectos principais necessários para o seu emprego, assim como a seqüência segundo a qual ela flui.

Um aspecto que importa salientar é o fato de os dados de entrada usados serem comuns às tradicionais implementações de aplicações ligadas ao fluxo de potência, o que de certa forma proporciona uma simplicidade ao usuário.

No capítulo 6 seguinte, a metodologia é aplicada primeiro, a um sistema teste de dimensão reduzida, seguindo-se sua aplicação a um sistema real de grande dimensão.

CAPÍTULO 6

APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA

6.1 PROGRAMAÇÃO DE DESLIGAMENTOS PARA UM SISTEMA TESTE

6.1.1 Enunciado do Problema

Considere-se o sistema exemplo de três usinas da Figura 6.1, onde G_i é a unidade geradora i , L_i é a potência de demanda da barra i e x_{ij} é a reatância indutiva do circuito $i-j$. Os dados do sistema e as características dos componentes são indicados nas Tabelas 6.1, 6.2, 6.3 e 6.4.

Para o sistema de energia elétrica em questão, pretende-se determinar um programa de desligamentos ótimo para a manutenção de todas as unidades geradoras, sob as seguintes condições:

- a manutenção de cada unidade geradora é obrigatória;
- é proibida a manutenção no mesmo período de mais do que uma unidade pertencente à mesma usina;
- as atividades de manutenção em cada unidade devem ser realizadas impreterivelmente no período máximo de uma semana (um subperíodo);
- o horizonte de manutenção corresponde ao período operacional de um mês; e
- devem ser consideradas a operação normal do sistema de energia elétrica e a operação do sistema com contingências simples dos circuitos de transmissão, nomeadamente, as contingências dos circuitos 1-2, 1-3 e 2-3.

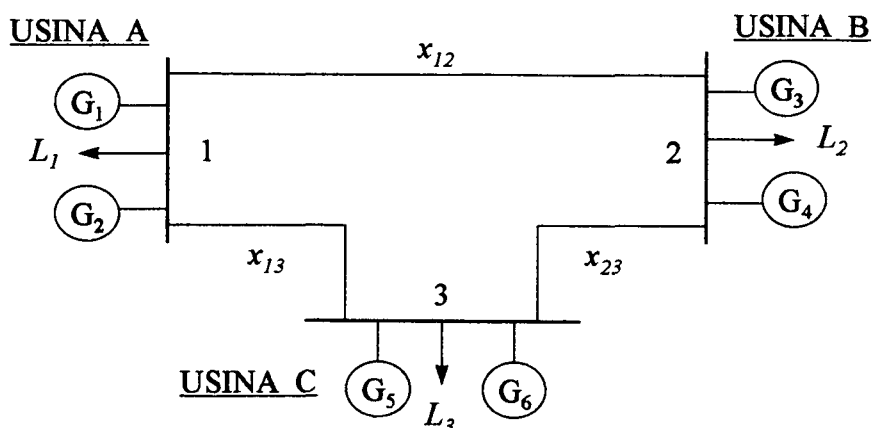


Figura 6.1 - Sistema Exemplo para a Programação de Desligamentos.

Tabela 6.1 - Dados de Usinas do Sistema Reduzido.

Número da Barra	Número de Geradores	Capacidade Máxima (pu)
1	2	1.5
2	2	1.5
3	2	1.5

Tabela 6.2 - Dados de Barras do Sistema Reduzido.

Número da Barra	Capacidade Instalada (pu)	Demanda Instalada (pu)
1	3.0	1.5
2	3.0	3.5
3	3.0	4.0

Tabela 6.3 - Dados de Circuitos do Sistema Reduzido.

Barra Inicial	Barra Final	Reatância Indutiva (pu)	Capacidade (pu)
1	2	0.3333	0.3
1	3	0.5000	0.4
2	3	0.5000	0.4

Tabela 6.4 - Curva de Carga do Sistema Reduzido* (em pu).

Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4
1.00	0.98	0.95	0.90

(*) Admite-se que a variação da carga é idêntica para todas as barras.

6.1.2. Formulação do Problema

- *Função Objetivo (Minimização dos Custos de Manutenção):*

$$\text{Min } x_{11} + x_{21} + x_{31} + x_{41} + x_{51} + x_{61} + x_{12} + x_{22} + x_{32} + x_{42} + x_{52} + x_{62} + \\ x_{13} + x_{23} + x_{33} + x_{43} + x_{53} + x_{63} + x_{14} + x_{24} + x_{34} + x_{44} + x_{54} + x_{64} + \alpha$$

Sujeito a:

- *Restrições de Obrigatoriedade da Manutenção:*

$$x_{11} + x_{12} + x_{13} + x_{14} = 1$$

$$x_{21} + x_{22} + x_{23} + x_{24} = 1$$

$$x_{31} + x_{32} + x_{33} + x_{34} = 1$$

$$x_{41} + x_{42} + x_{43} + x_{44} = 1$$

$$x_{51} + x_{52} + x_{53} + x_{54} = 1$$

$$x_{61} + x_{62} + x_{63} + x_{64} = 1$$

- *Restrições de Exclusividade da Manutenção:*

$$x_{11} + x_{21} \leq 1$$

$$x_{31} + x_{41} \leq 1$$

$$x_{51} + x_{61} \leq 1$$

$$x_{12} + x_{22} \leq 1$$

$$x_{32} + x_{42} \leq 1$$

$$x_{52} + x_{62} \leq 1$$

$$x_{13} + x_{23} \leq 1$$

$$x_{33} + x_{43} \leq 1$$

$$x_{53} + x_{63} \leq 1$$

$$x_{14} + x_{24} \leq 1$$

$$x_{34} + x_{44} \leq 1$$

$$x_{54} + x_{64} \leq 1$$

- *Restrições do Balanço de Carga:*

Período 1

$$G_{11} + G_{21} - y_{12}\theta_1 + y_{12}\theta_2 + y_{12}\theta_2 - y_{12}\theta_1 + y_{13}\theta_3 - y_{13}\theta_1 + y_{13}\theta_3 - y_{13}\theta_1 + \alpha_{11} \geq L_{11}$$

$$G_{31} + G_{41} + y_{12}\theta_1 - y_{12}\theta_2 - y_{12}\theta_1 + y_{12}\theta_2 - y_{23}\theta_2 + y_{23}\theta_3 + y_{23}\theta_3 - y_{23}\theta_2 + \alpha_{21} \geq L_{21}$$

$$G_{51} + G_{61} + y_{13}\theta_1 - y_{13}\theta_3 + y_{13}\theta_1 - y_{13}\theta_3 - y_{23}\theta_2 + y_{23}\theta_3 + y_{23}\theta_3 - y_{23}\theta_2 + \alpha_{31} \geq L_{31}$$

Período 2

$$G_{12} + G_{22} - y_{12}\theta_1 + y_{12}\theta_2 + y_{12}\theta_2 - y_{12}\theta_1 + y_{13}\theta_3 - y_{13}\theta_1 + y_{13}\theta_3 - y_{13}\theta_1 + \alpha_{12} \geq L_{12}$$

$$G_{32} + G_{42} + y_{12}\theta_1 - y_{12}\theta_2 - y_{12}\theta_1 + y_{12}\theta_2 - y_{23}\theta_2 + y_{23}\theta_3 + y_{23}\theta_3 - y_{23}\theta_2 + \alpha_{22} \geq L_{22}$$

$$G_{52} + G_{62} + y_{13}\theta_1 - y_{13}\theta_3 + y_{13}\theta_1 - y_{13}\theta_3 - y_{23}\theta_2 + y_{23}\theta_3 + y_{23}\theta_3 - y_{23}\theta_2 + \alpha_{32} \geq L_{32}$$

Período 3

$$G_{13} + G_{23} - y_{12}\theta_1 + y_{12}\theta_2 + y_{12}\theta_2 - y_{12}\theta_1 + y_{13}\theta_3 - y_{13}\theta_1 + y_{13}\theta_3 - y_{13}\theta_1 + \alpha_{13} \geq L_{13}$$

$$G_{33} + G_{43} + y_{12}\theta_1 - y_{12}\theta_2 - y_{12}\theta_1 + y_{12}\theta_2 - y_{23}\theta_2 + y_{23}\theta_3 + y_{23}\theta_3 - y_{23}\theta_2 + \alpha_{23} \geq L_{23}$$

$$G_{33} + G_{63} + y_{13}\theta_1 - y_{13}\theta_3 + y_{13}\theta_1 - y_{13}\theta_3 - y_{23}\theta_2 + y_{23}\theta_3 + y_{23}\theta_3 - y_{23}\theta_2 + \alpha_{33} \geq L_{33}$$

Período 4

$$G_{14} + G_{24} - y_{12}\theta_1 + y_{12}\theta_2 + y_{12}\theta_2 - y_{12}\theta_1 + y_{13}\theta_3 - y_{13}\theta_1 + y_{13}\theta_3 - y_{13}\theta_1 + \alpha_{14} \geq L_{14}$$

$$G_{34} + G_{44} + y_{12}\theta_1 - y_{12}\theta_2 - y_{12}\theta_1 + y_{12}\theta_2 - y_{23}\theta_2 + y_{23}\theta_3 + y_{23}\theta_3 - y_{23}\theta_2 + \alpha_{24} \geq L_{24}$$

$$G_{34} + G_{64} + y_{13}\theta_1 - y_{13}\theta_3 + y_{13}\theta_1 - y_{13}\theta_3 - y_{23}\theta_2 + y_{23}\theta_3 + y_{23}\theta_3 - y_{23}\theta_2 + \alpha_{34} \geq L_{34}$$

- *Restrições da Capacidade dos Circuitos:*

Este conjunto de restrições é alterado de acordo com a configuração da rede que resulta da ocorrência de contingências nos circuitos da linha de transmissão. Portanto, dada uma configuração da rede, o conjunto destas restrições é fornecido por:

$$y_{12}\theta_1 - y_{12}\theta_2 \leq \bar{F}_{12}$$

$$y_{12}\theta_2 - y_{12}\theta_1 \leq \bar{F}_{12}$$

$$y_{13}\theta_1 - y_{13}\theta_3 \leq \bar{F}_{13}$$

$$y_{13}\theta_3 - y_{13}\theta_1 \leq \bar{F}_{13}$$

$$y_{23}\theta_2 - y_{23}\theta_3 \leq \bar{F}_{23}$$

$$y_{23}\theta_3 - y_{23}\theta_2 \leq \bar{F}_{23}$$

$$\forall t = 1, \dots, 4$$

- *Restrições da Capacidade dos Geradores:*

$$G_{11} \leq \bar{G}_1$$

$$G_{21} \leq \bar{G}_2$$

$$G_{31} \leq \bar{G}_3$$

$$G_{41} \leq \bar{G}_4$$

$$G_{51} \leq \bar{G}_5$$

$$G_{61} \leq \bar{G}_6$$

$$G_{12} \leq \bar{G}_1$$

$$G_{22} \leq \bar{G}_2$$

$$G_{32} \leq \bar{G}_3$$

$$G_{42} \leq \bar{G}_4$$

$$G_{52} \leq \bar{G}_5$$

$$G_{62} \leq \bar{G}_6$$

$$G_{13} \leq \bar{G}_1$$

$$G_{23} \leq \bar{G}_2$$

$$G_{33} \leq \bar{G}_3$$

$$G_{43} \leq \bar{G}_4$$

$$G_{53} \leq \bar{G}_5$$

$$G_{63} \leq \bar{G}_6$$

$$G_{14} \leq \bar{G}_1$$

$$G_{24} \leq \bar{G}_2$$

$$G_{34} \leq \bar{G}_3$$

$$G_{44} \leq \bar{G}_4$$

$$G_{54} \leq \bar{G}_5$$

$$G_{64} \leq \bar{G}_6$$

6.1.3 Decomposição do Problema

O problema assim formulado é decomposto em dois subproblemas, o subproblema de decisão e o subproblema de operação.

6.1.3.1 Subproblema de Decisão

O programa de desligamentos das unidades tem em vista a minimização dos custos diretos de manutenção mais o custo futuro de operação do sistema, expresso em termos do corte de carga, observando um conjunto de restrições associadas à política própria de manutenção.

Como política de manutenção é estabelecida a obrigatoriedade de manutenção de cada unidade geradora e a não simultaneidade de manutenções para unidades geradoras da mesma usina. Refletindo o objetivo e as restrições, tem-se para o subproblema de decisão a formulação matemática que segue. A formulação das restrições é referente à iteração inicial do problema.

$$Min \ x_{11} + x_{21} + x_{31} + x_{41} + x_{51} + x_{61} + x_{12} + x_{22} + x_{32} + x_{42} + x_{52} + x_{62} + \\ x_{13} + x_{23} + x_{33} + x_{43} + x_{53} + x_{63} + x_{14} + x_{24} + x_{34} + x_{44} + x_{54} + x_{64} + \alpha$$

Sujeito a:

1 1		x ₁₁	≤	1
	1 1	x ₂₁	≤	1
		x ₃₁	≤	1
	1 1	x ₄₁	≤	1
		x ₅₁	≤	1
	1 1	x ₆₁	≤	1
		x ₁₂	≤	1
	1 1	x ₂₂	≤	1
		x ₃₂	≤	1
	1 1	x ₄₂	≤	1
		x ₅₂	≤	1
	1 1	x ₆₂	≤	1
		x ₁₃	≤	1
	1 1	x ₂₃	≤	1
1		x ₃₃	=	1
	1	x ₄₃	=	1
		x ₅₃	=	1
	1	x ₆₃	=	1
		x ₁₄	=	1
	1	x ₂₄	=	1
		x ₃₄	=	1
	1	x ₄₄	=	1
		x ₅₄		
	1	x ₆₄		

onde:

- x_{it} - variável de decisão associada à unidade geradora i no subperíodo t ; e
- α - estimativa do custo futuro de operação.

Nesta formulação, os termos x_{it} na função objetivo têm coeficientes unitários para caracterizar a indiferença de que a manutenção seja realizada tanto num subperíodo como em qualquer outro.

Isto é segundo o ponto de vista de que os coeficientes das variáveis de decisão representem penalidades em virtude, por exemplo, de que o programa de desligamentos selecionado não se desvie tanto de um programa outrora reconhecido como o “ideal”.

Do ponto de vista de custos, outra interpretação equivalente é de que os custos diretos de manutenção são iguais em todos os subperíodos do horizonte de programação.

Dado que o programa procura determinar as escalas de desligamentos com um custo global mínimo, então, α retrata o custo futuro global de operação para os estados possíveis em todos os subperíodos do horizonte de programação. Este custo, no caso, é expresso em termos do custo pela demanda não suprida ou custo pelo corte de carga.

6.1.3.2 Subproblema de Operação

O subproblema de operação é um problema de Programação Linear *PL*. Seu objetivo é a minimização do custo de operação expresso pelos custos de geração mais os custos pelos cortes de carga ao longo do período de operação a que se referem as escalas de desligamentos, observando um conjunto de restrições associadas à política de gerenciamento do sistema de energia elétrica.

Estas políticas compreendem a observância ao atendimento à carga, o respeito aos limites da capacidade dos circuitos, o respeito aos limites da capacidade das unidades geradoras e o atendimento de uma reserva pré-estabelecida.

Neste contexto resulta, então, a formulação matemática apresentada a seguir.

Tabela 6.5 - Escala de Desligamentos das Unidades Geradoras.

UNIDADE GERADORA	ITERAÇÃO 1				ITERAÇÃO 2				ITERAÇÃO 3			
	S 1	S 2	S 3	S 4	S 1	S 2	S 3	S 4	S 1	S 2	S 3	S 4
1			■			■			■			
2	■				■						■	
3		■			■				■			
4	■						■					■
5			■				■					■
6	■				■						■	

■ - Desligamento da Unidade Geradora *i* na semana *j* na iteração *k*. S I - Semana I.

Na Tabela 6.6 (a, b, c, d) e Figuras 6.2, 6.3, 6.4, 6.5 são apresentadas a distribuição espacial dos cortes de carga decorrentes do processo de decisão no subproblema do primeiro estágio para cada estado do sistema de energia elétrica.

Tabela 6.6-a: Distribuição Espacial dos Cortes de Carga - Configuração Base

BARRA Nº	ITERAÇÃO 1				ITERAÇÃO 2				ITERAÇÃO 3				ITERAÇÃO 4			
	S 1	S 2	S 3	S 4	S 1	S 2	S 3	S 4	S 1	S 2	S 3	S 4	S 1	S 2	S 3	S 4
1																
2	2.00	1.59	0.20		2.00	0.38	1.63		2.00	0.09	0.40	1.45	2.00	0.09	0.40	1.45
3	2.50		2.35		2.50	0.94	1.10		1.00		2.15	0.90	1.00		2.15	0.90
SEE/Semana	4.50	1.59	2.55		4.50	1.32	2.73		3.00	0.09	2.55	2.35	3.00	0.09	2.55	2.35
SEE/Mês	8.64				8.55				7.99				7.99			

A configuração base corresponde à operação normal do sistema.

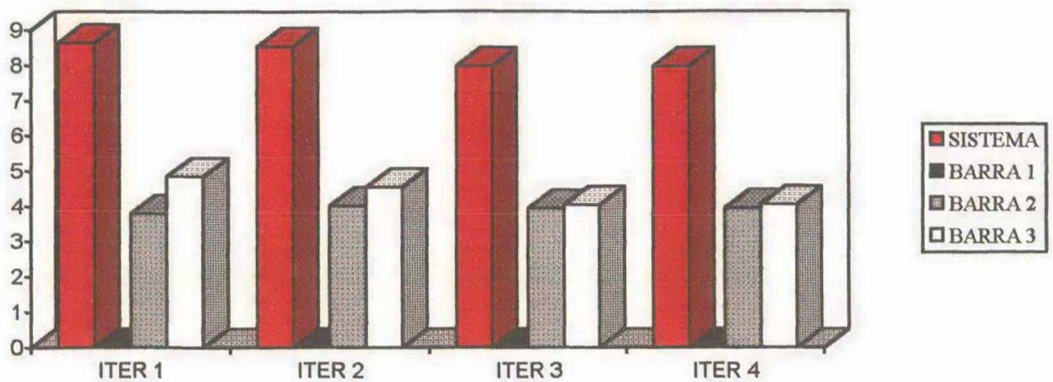


Figura 6.2 - Distribuição Espacial dos Cortes de Carga - Configuração Base.

Tabela 6.6-b: Distribuição Espacial dos Cortes de Carga - Configuração 1.

BARRA	ITERAÇÃO 1				ITERAÇÃO 2				ITERAÇÃO 3				ITERAÇÃO 4			
	S 1	S 2	S 3	S 4	S 1	S 2	S 3	S 4	S 1	S 2	S 3	S 4	S 1	S 2	S 3	S 4
1																
2	1.20	2.05	0.40	0.45	1.20	0.46	2.63	0.45	1.20	0.55	0.40	2.45	1.20	0.55	0.40	2.45
3	3.30		2.15		3.30	0.86	0.70		1.80		2.15	0.50	1.80		2.15	0.50
SEE/Semana	4.50	2.05	2.55	0.45	4.50	1.32	3.33	0.45	3.00	0.55	2.55	2.95	3.00	0.55	2.55	2.95
SEE/Mês	9.55				9.60				9.05				9.05			

A configuração 1 corresponde à perda do circuito 1-2.

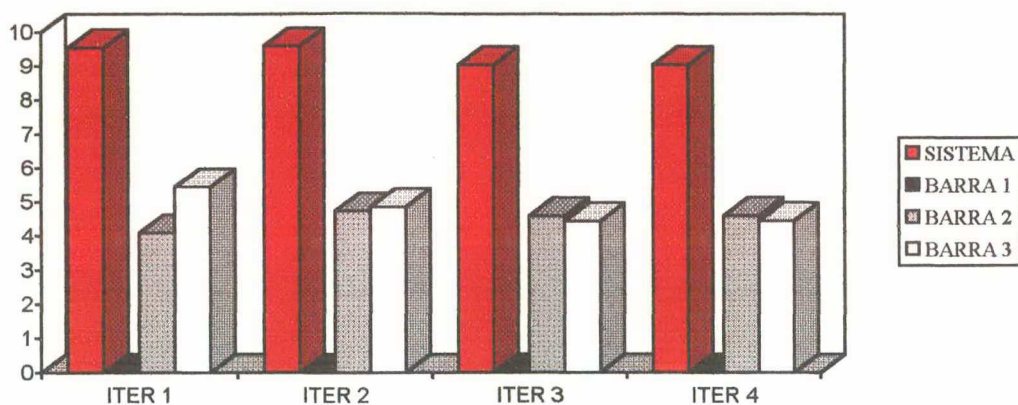


Figura 6.3 - Distribuição Espacial dos Cortes de Carga - Configuração 1.

Tabela 6.6-c: Distribuição Espacial dos Cortes de Carga - Configuração 2.

BARRA	ITERAÇÃO 1				ITERAÇÃO 2				ITERAÇÃO 3				ITERAÇÃO 4			
	S 1	S 2	S 3	S 4	S 1	S 2	S 3	S 4	S 1	S 2	S 3	S 4	S 1	S 2	S 3	S 4
1																
2	2.00	1.59	0.20		2.00	0.38	0.83		2.00		0.20	0.65	2.00		0.20	0.65
3	2.50	1.32	2.35	0.15	2.50	0.94	2.70	0.15	1.00	0.75	2.35	2.50	1.00	0.75	2.35	2.50
SEE/Semana	4.50	2.91	2.55	0.15	4.50	1.32	3.53	0.25	3.00	0.75	2.55	3.15	3.00	0.75	2.55	3.15
SEE/Mês	10.11				9.60				9.45				9.45			

A configuração 2 corresponde à perda do circuito 1-3.

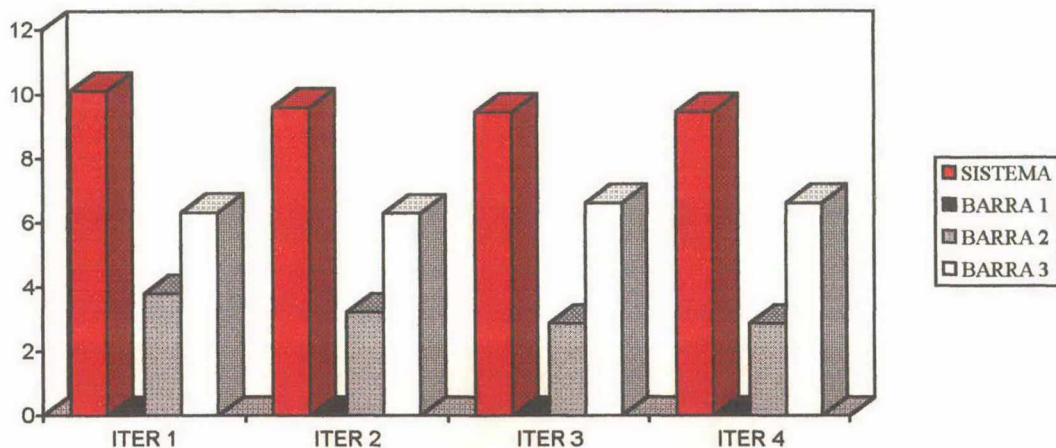


Figura 6.4 - Distribuição Espacial dos Cortes de Carga - Configuração 2.

Tabela 6.6-d: Distribuição Espacial dos Cortes de Carga - Configuração 3.

BARRA N°	ITERAÇÃO 1				ITERAÇÃO 2				ITERAÇÃO 3				ITERAÇÃO 4			
	S 1	S 2	S 3	S 4	S 1	S 2	S 3	S 4	S 1	S 2	S 3	S 4	S 1	S 2	S 3	S 4
1																
2	2.00	1.33	0.25		2.00	0.40	1.23		2.00		0.33	1.05	2.00		0.33	1.05
3	2.50	0.12	2.30		2.50	0.92	1.50		1.00	0.12	2.23	1.30	1.00	0.12	2.23	1.30
SEE/Semana	4.50	1.45	2.55		4.50	1.32	2.73		3.00	0.12	2.56	2.35	3.00	0.12	2.56	2.35
SEE/Mês	8.50				8.55				8.03				8.03			

A configuração 3 corresponde à perda do circuito 2-3.

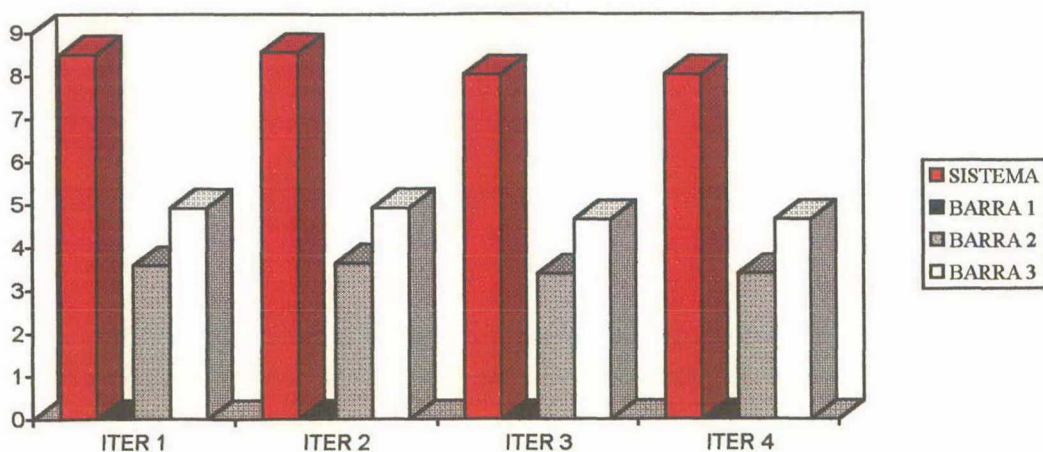


Figura 6.5 - Distribuição Espacial dos Cortes de Carga - Configuração 3.

A Tabela 6.7 e a Figura 6.6 ilustram a correlação entre a estimativa do custo futuro de operação e o corte de carga em função do número de iterações.

Os resultados mostram que a evolução dos cronogramas de desligamentos das unidades geradoras face ao elenco de contingências de circuitos no sistema elétrico, visa o alcance de uma solução de mínimo custo global, expresso em termos do corte de carga.

Deste modo, a solução final representa o cronograma de desligamentos ótimo, ao longo do mês, considerando o estado normal do sistema e os estados resultantes da ocorrência de indisponibilidades dos circuitos 1-2, 1-3 e 2-3.

Tabela 6.7 - Correlação entre a Estimativa do Custo de Operação e o Corte de Carga.

Iteração N°	1	2	3	4	5
Custo Futuro de Operação (pu)	0	5.03	6.60	6.60	6.60
Corte de Carga (pu)	9.20	8.95	8.63	8.63	8.63

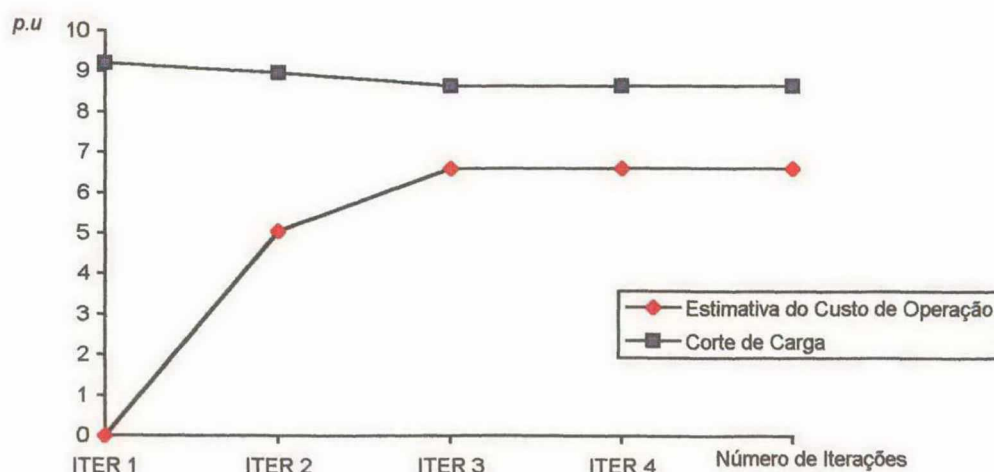


Figura 6.6 - Correlação entre a Estimativa de Custo e o Corte de Carga.

Especificamente, a Figura 6.6 evidencia também o quanto a Decomposição de Benders força à interação harmoniosa dos dois subproblemas, o que é traduzido pelo comportamento convergente entre as duas curvas representativas dos custos nos subproblemas de decisão e de operação. Este comportamento convergente entre as curvas da Estimativa do Custo de Operação e do Custo de Operação, ambos expressos em termos do Corte de Carga visa fundamentalmente, a que o cronograma de desligamentos determinado corresponda ao de mínimo custo global.

6.2 PROGRAMAÇÃO DE DESLIGAMENTOS PARA O SISTEMA SUL BRASILEIRO

6.2.1 Caracterização do Sistema

A metodologia ora desenvolvida foi aplicada para determinar a escala ótima de desligamentos de unidades geradoras para uma configuração equivalente do sistema elétrico do Sul Brasileiro. Trata-se de um sistema de grande porte comportando 10 usinas com um total de 22 geradores, 64 barras e 169 linhas.

Particularmente, no que se refere ao subsistema de transmissão deste sistema, é importante referir que ele caracteriza-se por possuir um número relativamente considerável de linhas em paralelo.

Seguindo a filosofia da metodologia, a sua aplicação pressupõe o conhecimento do plano de operação de longo prazo. Com este pressuposto, o conhecimento das unidades selecionadas para a manutenção no mês está disponível.

Neste sentido, para um período de um mês, pretende-se alocar os desligamentos ao longo das semanas, para as unidades geradoras de interesse, de modo que o sistema elétrico suporte um conjunto de contingências de transmissão previamente selecionadas.

6.2.2 Visão Geral do Problema

O objetivo desta seção é de demonstrar que a metodologia proposta pode ser aplicada a sistemas de grande porte e, para tanto, são apresentados os resultados obtidos para o sistema elétrico já descrito.

Para este sistema elétrico prevê-se a manutenção das unidades geradoras de quatro usinas, nomeadamente, as usinas J. Lacerda - C, J. Lacerda -D, P. Fundo e S. Santiago, com um total de 6 unidades geradoras. Estas unidades representam cerca de 22% da geração máxima do sistema avaliada em cerca de 7117 MW.

Foram pesquisadas as seqüências ótimas de desligamentos das unidades geradoras na área de interesse do sistema, no período de um mês dividido em quatro semanas.

A curva de carga adotada é indicada na Tabela 6.8 e aplica-se a todas as barras do sistema, isto é, considera-se que a carga varia de forma coerente em todas as barras.

Tabela 6.8 - Curva de Carga Aplicada para uma Configuração Equivalente do Sistema Elétrico do Sul Brasileiro (em pu).

Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4
1.00	0.95	0.80	0.75

Nesta análise, foram consideradas 44 configurações do sistema elétrico correspondentes ao caso base e às indisponibilidades dos seguintes circuitos:

1. LT 500 kV - Blumenau-Curitiba;
2. TF 500/230 kV - Blumenau;
3. TF 230/138 kV - Blumenau;
4. LT 138 kV - Blumenau-Ilhota;
5. LT 230 kV - Farroupilha-Siderópolis;
6. LT 230 kV - J. Lacerda A-J. Lacerda B;
7. LT 230 kV - J. Lacerda A-J. Lacerda A;
8. LT 230 kV - Palhoça-Blumenau;
9. LT 230 kV - S. Osório-Areia;
10. LT 230 kV - S. Osório-Xanxerê;

O problema da programação dos desligamentos das unidades geradoras, considerando este conjunto de dados resulta com as seguintes variáveis e restrições:

- 88 variáveis inteiras e 62 restrições excluindo os cortes de Benders para o subproblema de decisão; e
- 139 variáveis contínuas e 273 restrições para cada subproblema de operação em cada estado do sistema elétrico, resultando num subproblema de operação com 6166 variáveis e 12012 restrições no horizonte de programação de um mês.

6.2.3 Resultados

A escala de desligamentos inicial proposta pelo subproblema de decisão, isto é, a escala proposta considerando apenas as restrições associadas à política própria de manutenção sem a consideração das restrições associadas à operação do sistema elétrico causa um corte de carga total no sistema de 232,78 MW. Essa escala, viável para o subproblema de decisão, mas inviável para o subproblema de operação e, conseqüentemente, para o problema global é dada na Tabela 6.9.

Tabela 6.9 - Proposta da Escala de Desligamentos sem Consideração de Restrições Operativas.

USINA	UNIDADE GERADORA	SEMANA DO DESLIGAMENTO
J. LACERDA-C	1	1
J. LACERDA-D	2	1
P. FUNDO	3	1
S. OSÓRIO	4	2
S. OSÓRIO	5	3
S. OSÓRIO	6	1

Na Tabela 6.10 são apresentados os níveis dos cortes de carga nas regiões do sistema elétrico em estudo, resultantes da implementação desta decisão, sendo a contingência mais crítica a correspondente à perda da LT 230 kV - Farroupilha- Siderópolis, com um corte de carga de cerca de 88 MW na região de Blumenau na semana 1. Na Figura 6.7 são ilustrados os cortes de carga regionais acumulados ao longo do horizonte de programação mensal decorrentes da implementação desta mesma decisão.

Tabela 6.10 - Cortes de Carga Resultantes da Implementação da Decisão sem Consideração de Restrições Operativas.

Região	J. Lacerda A	Blumenau	Curitiba	Farroupilha	Palhoça	Santo Osório	Xanxerê	Ilhota	SEE
Semana 1	5.74	88.04	15.92	11.61	7.06	12.72	25.55	13.93	180.57
Semana 2	3.72	12.70	18.96	4.03					39.41
Semana 3		8.38							8.38
Semana 4							4.42		4.42
Média Mensal	2.37	27.28	8.72	3.91	1.77	3.18	7.49	3.48	58.20

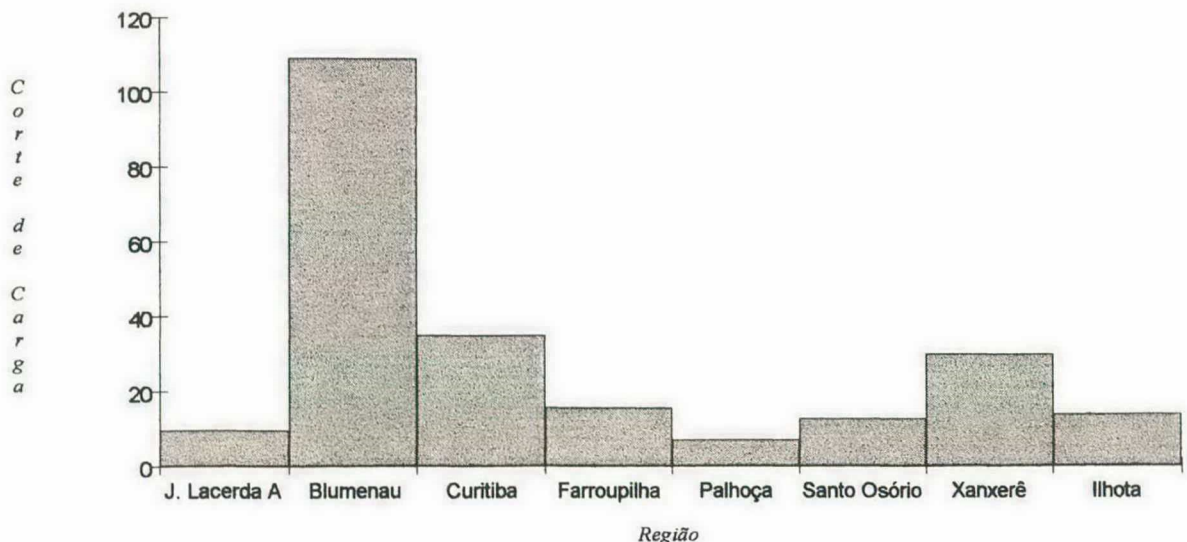


Figura 6.7 - Cortes de Carga Regionais Mensais pela Implementação da Decisão sem Consideração de Restrições Operativas.

A escala de desligamentos ótima determinada com um corte de carga nulo no sistema é indicada na Tabela 6.11. Este resultado foi obtido em duas iterações.

Tabela 6.11 - Escala Ótima de Desligamentos de Unidades Geradoras.

USINA	UNIDADE GERADORA	SEMANA DO DESLIGAMENTO
J. LACERDA-C	1	1
J. LACERDA-D	2	1
P. FUNDO	3	2
S. OSÓRIO	4	3
S. OSÓRIO	5	2
S. OSÓRIO	6	1

6.3 CONCLUSÕES

Como se depreende, a inserção de restrições operativas e a aplicação do Método de Decomposição de Benders, para restringir a inviabilidade da operação, face às decisões estabelecidas com base na política própria de manutenção, conduz à solução de mínimo custo da operação do sistema de energia elétrica.

Para a região estudada, dado que o corte de carga resultante é nulo, o custo associado à esta decisão é dado simplesmente pelos custos diretos de manutenção, não havendo nenhum custo adicional, pois a viabilização da operação do sistema foi obtida à custa do deslocamento dos subperíodos dos desligamentos das unidades geradoras.

Os resultados demonstram a importância de se considerar o sistema de transmissão de uma maneira precisa, na medida em que os programas de desligamentos obtidos sem a consideração do sistema de transmissão de forma explícita podem ser inviáveis.

Quanto aos tempos de processamento, sendo da ordem de 4 minutos em computador Pentium 100 MHZ, 16 MB de RAM, pode-se afirmar que são reduzidos tendo em conta os tempos geralmente alcançados no processamento de problemas da mesma natureza usando outros recursos e metodologias.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

7.1 CONCLUSÕES

Um problema típico das equipes de planejamento da operação é a análise dos pedidos de liberação de equipamentos para a manutenção. Sob o ponto de vista elétrico, os planejadores verificam os impactos causados ao sistema e, em função desta análise, os desligamentos são alocados para os períodos mais adequados de modo que a operação seja a mais confiável possível, dentro de certos critérios pré-estabelecidos.

Neste trabalho foi desenvolvida uma metodologia para o estabelecimento da seqüência ótima de desligamentos de unidades geradoras para a manutenção, visando à observância de políticas próprias de manutenção e políticas associadas ao gerenciamento adequado dos sistemas de energia elétrica, tanto em regime normal como em regime de contingências simples de circuitos. Refira-se porém, que é possível considerar também as contingências de geração.

Também importa realçar, que o trabalho toma em consideração a natureza probabilística do problema e através de considerações sustentáveis, referentes ao gerenciamento dos sistemas de energia elétrica, o problema é abordado de forma determinística.

A metodologia tem como particularidade de destaque a consideração relativamente detalhada do sistema de transmissão. Deste modo o trabalho destina-se à análise de decisões de desligamentos de unidades geradoras para horizontes de curto prazo da operação de sistemas de energia elétrica dado que, é para estes horizontes onde o detalhamento da rede de transmissão assume maior importância.

No contexto em que se insere, este trabalho propõe um procedimento automatizado para a análise e tomada de decisões sobre os pedidos de desligamentos de unidades geradoras, analisando o impacto que estes desligamentos causam à operação elétrica do sistema e, a partir desta análise, consolidar um programa de desligamentos.

Para tanto, o problema é formulado com base em Programação Matemática *PM* de modo que o cronograma de desligamentos proposto não viole as restrições de gerência da manutenção,

assim como, não viole também as restrições de operação elétrica, quer dizer, os circuitos não devem apresentar sobrecargas.

Ressalte-se ainda, que embora a aplicação proposta tenha sido restrita ao caso de desligamentos de unidades geradoras, a mesma pode ser utilizada para a análise de desligamentos de circuitos.

7.2 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

As principais contribuições deste trabalho são:

- Estender os conceitos e práticas tradicionalmente empregadas na abordagem de problemas de programação da manutenção de unidades geradoras com vista a integrarem o fluxo de potência.
- Dotar os planos de manutenção de unidades geradoras para horizontes de longo prazo de um instrumento automatizado que permita reprogramações no curto prazo.
- Estabelecimento de uma metodologia prática e consistente para a tomada e consolidação de decisões num horizonte de curto prazo.

7.3 DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Conforme foi referido, a consideração do sistema de transmissão no processo da tomada de decisões sobre os desligamentos de equipamentos num sistema de energia elétrica, é de grande importância dada a necessidade de se vincular ao processo decisório, os procedimentos habitualmente praticados no gerenciamento e, por conseguinte, tender-se à decisões mais confiáveis.

É também neste espírito que se norteou a realização deste trabalho. Entende-se porém, que o ideal seria que o modelo de operação do sistema fosse o de um fluxo de potência AC. Deste modo, podem-se considerar como desenvolvimentos futuros nesta linha, o desenvolvimento de metodologias abrangendo:

- modelo de operação via fluxo de potência AC.
- inclusão de processo que contemple as solicitações de desligamentos de circuitos de transmissão.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Christiaanse, W.R.; Palmer; "A Technique for the Automated Scheduling of the Maintenance of Generation Facilities"; IEEE Transactions on Power Apparatus Systems, Vol. PAS-91, no 1, Jan.-Feb. 1972, pp 137-144.
2. Zürn, H.H.; Quintana, V.H.; "Several Objective Criteria for Optimal Preventive Maintenance Scheduling"; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 96, 1977, pp. 984-992.
3. Dopazo, J.F.; Merrill, H.J.; "Optimal Generator Maintenance Scheduling Using Integer Programming"; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol.94, 1975, pp. 1537-1545.
4. Billinton, R.; Sheikhi, F.A.; "Preventive Maintenance Scheduling of Generating Units in Interconnected Systems"; International Reliability-Availability-Maintainability Conference, 1983.
5. Salgado, R.S.; "Soluções Ótimas de Escalas de Manutenção de Geradores através de Programação Linear Inteira"; Dissertação de M.E., UFSC, Fevereiro 1981.
6. Souza, G.C.D.; "Programação da Manutenção de Unidades Geradoras com Considerações de Aspectos Energéticos e Uma Extensão a Sistemas Interligados"; Dissertação de M.E., UFSC, Agosto 1986.
7. Mukerji, R.; Parker, J.H. "Power Plant Maintenance Scheduling: Optimizing Economics and Reliability"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, no 2, May 1991, pp. 476-483.
8. Chen, L.; Toyoda, J.; "Optimal Generating Unit Maintenance Scheduling for Multi-area System with Network Constraints"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, 1991, pp. 1168-1174.
9. Patton, A.D.; Ali, J.; "Comparison of Methods for Generator Maintenance Scheduling"; IEEE Summer Meeting, Paper C74-52-1, July 1972.
10. Garver, L.L.; "Adjusting Maintenance Schedules to Levelize Risk"; IEEE Transactions on Power Apparatus Systems, Vol. PAS-91, no 5, Sep.-Oct. 1972, pp 2057-2063.
11. GCOI/SCEN/GTPL-S/SE-04/92 - Plano de Operação para 1993, Novembro 1992, Anexo 8, fls.5 e 6/8.
12. Kohli, J.C.; Sharma, J.; Dave, M.P.; "Optimal Preventive and Corrective Maintenance Scheduling in Power Systems - Models and Techniques of Analysis"; IEEE Winter Power Meeting, Paper C75 146-6, January 1975.
13. Anders, G. J.; "Probability Concepts in Electric Power Systems", John Wiley & Sons, Toronto, 1990.

14. Yellen, J.; Al-Khamis, T.B.; Vemuri, S.; Lemonidis, L.; "A Decomposition Approach to Unit Maintenance Scheduling"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, no 2, May 1992, pp. 726-733.
15. Morozowski, M., Silva, E.L., Morozowski, G.G., Oliveira, G.C., "Maintenance Sheduling of Generating Units Under Transmission and Reliability Constraints : A Decomposition Approach", IV^o Probabilistic Methods Applied to Power Systems - PMAPS - September, 1994, Rio de Janeiro, RJ.
16. Schilling, M.T., "Aspectos da Confiabilidade de Sistemas Eletroenergéticos", Tese de D. Sc., Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 1985.
17. Pinto, L.M.V.G.; "Aplicação de Técnicas de Otimização ao Planejamento, Operação e Análise de Confiabilidade de Sistemas de Elétricos", Tese de D. Sc., IM - UFRJ, 1990.
18. Monticelli, A. J.; "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica", Edgard Blücher, São Paulo, 1983, pp 17-28.
19. Ramalhete, M., Guerreiro, J., Magalhães, A.; "Programação Linear", Vol. I, Vol. II, McGraw-Hill, Portugal, 1985.
20. Medeiros, P. A. A.; "Programação da Manutenção de Geradores em Sistemas Hidrotérmicos Interligados, Dissertação de M.E. Universidade Federal de Santa Catarina, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Agosto 1994.
21. Silva, E.L., Morozowski, M., Fonseca, L.G.S., Oliveira, G.C., Melo, A.C.G., Mello, J.C.O., "Transmission Constrained Maintenance Scheduling of Generating Units: A Stochastic Programming Approach" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, N^o 2, May 1995, pp. 695-701.
22. "Técnicas de Programação com Pascal"; IBPI; Livraria e Editora Infobook S.A., R.J., 1993.
23. Pinto, L. M. V. G.; Araújo, M. S.; "Um Modelo para o Cálculo de um Cronograma de Desligamentos", XIII SNPTEE, GOP, Balneário Camboriú - SC, Outubro 1995.
24. Gomes, P.; Mello, J. C. M.; Zani, C. R.; Café, F.F.; Botelho, M. J.; Leite, S. R.; "Um novo enfoque para a Programação de Desligamentos de Linhas de Transmissão e Equipamentos, Utilizando-se Técnicas Probabilísticas", XIII SNPTEE, GOP, Balneário Camboriú - SC, Outubro 1995.
25. Couri, J. J. G.; Haraguchi, K.; Gomes, J. A.; "Implantação, Evolução e Análise Prospectiva da Coordenação de Desligamentos Programados na Rede de Transmissão do Sistema Interligado Sudeste/Sul", XIII SNPTEE, GOP, Balneário Camboriú - SC, Outubro 1995.
26. CPLEX, Optimization, Inc; "Using the CPLEX® Callable Library, CPLEX 3.0 User Documentation Update", 1995.

-
27. Silva, E.L.; "Programação da Manutenção de Unidades Geradoras com Restrições de Transmissão - Uma Abordagem Baseada em Técnicas de Programação Estocástica", Tese de Dr. Eng., Universidade Federal de Santa Catarina,, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Dezembro 1994.
 28. GCOI, "Condições de Atendimento aos Sistemas Interligados e Medidas Previstas", Setembro 1996.
 29. Benders, J.F.; "Partitioning Procedures for Solving Mixed Variables Programming Problems", *Numerische Mathematik*, 4, pp 238-252, 1962.
 30. Coelho, J.; Costa, A. L.; Nicolazi, E; Silveira, A. A.; "Análise dos Custos da Manutenção de Relés de Distância Baseada em Modelo Markoviano", XIII SNPTEE, Aspectos Técnicos e Gerenciais da Manutenção (GMA), Balneário Camboriú-SC, Outubro 1995.
 31. Fortunato, L.; Neto, T.; Albuquerque, J.; Pereira, M; "Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica", Universidade Federal Fluminense, EDUFF, 1990.
 32. Watcom FORTRAN 77, 5th Edition; WATCOM International Corporation; Waterloo, Ontario, Canada, 1995.