

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**PROGRAMAÇÃO DA MANUTENÇÃO DE UNIDADES
GERADORAS COM RESTRIÇÕES DE TRANSMISSÃO -
UMA ABORDAGEM BASEADA EM TÉCNICAS DE
PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA**

TESE SUBMETIDA À UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA PARA
OBTENÇÃO DO TÍTULO DE DOUTOR EM ENGENHARIA ELÉTRICA (Dr. Eng.)

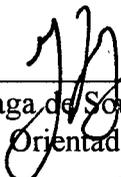
Autor : EDSON LUIZ DA SILVA

FLORIANÓPOLIS/SC - DEZEMBRO DE 1994

Programação da Manutenção de Unidades Geradoras Com Restrições de Transmissão - Uma Abordagem Baseada em Técnicas de Programação Estocástica

EDSON LUIZ DA SILVA

ESTA TESE FOI JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO TÍTULO DE **DOUTOR EM ENGENHARIA**, ESPECIALIDADE ENGENHARIA ELÉTRICA, ÁREA DE CONCENTRAÇÃO EM SISTEMAS DE ENERGIA, E APROVADA EM SUA FORMA FINAL, PELO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO.

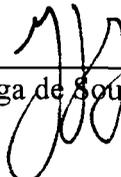


Prof. Luiz Gonzaga de Souza Fonseca, D. Sc.
Orientador



Prof. Enio Valmor Kassick, Dr
Coordenador do Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

BANCA EXAMINADORA :



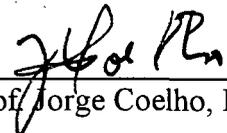
Prof. Luiz Gonzaga de Souza Fonseca, D. Sc.



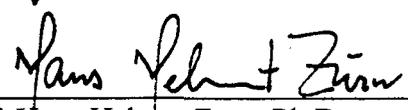
Dr. Mário Veiga Ferraz Pereira, D. Sc.



Prof. Marcus Theodor Schilling, D. Sc.



Prof. Jorge Coelho, D. Sc.



Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D..

À Madalena, Camila e Edgar

Aos meus pais

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Luiz Gonzaga de Souza Fonseca pela confiança, amizade e orientação dispensadas ao longo deste trabalho.

Aos pesquisadores Gerson Couto e Albert Melo do Departamento de Sistemas do Cepel, por tornarem disponível a utilização do modelo CONFINT e principalmente por terem acreditado e incentivado o desenvolvimento deste trabalho desde sua etapa inicial.

Aos professores e colegas do LABPLAN que sempre contribuíram com sugestões para enriquecimento deste trabalho.

Aos jovens Gustavo e Breno pelo apoio na elaboração dos programas computacionais e edição deste trabalho.

Um agradecimento todo especial ao amigo Marciano por ter sido o principal incentivador deste trabalho, e que nos momentos mais críticos desta jornada sempre se colocou a disposição para discussões proveitosas.

À Madalena que, durante este período, soube suprir a minha ausência para com as crianças e por ter suportado as minhas inquietações, sempre acreditando que o sucesso seria alcançado.

RESUMO

A programação da manutenção de unidades geradoras é um importante problema relacionado à operação e ao planejamento de sistemas de potência. Este problema é caracterizado não apenas por sua elevada dimensionalidade, como também por sua complexidade, mesmo quando a confiabilidade do sistema não é considerada de forma explícita.

Diversos métodos têm sido propostos na literatura para solução deste problema, os quais se baseiam em heurísticas e em técnicas de programação matemática. A maioria destes métodos, principalmente aqueles baseados em heurísticas, representam apenas o sistema de geração e não consideram os efeitos da manutenção sobre a confiabilidade do sistema de geração e transmissão (confiabilidade composta).

A não representação da rede de transmissão na programação da manutenção de unidades geradoras pode resultar em índices de confiabilidade otimistas, na medida em que os efeitos de restrições de transmissão não são considerados no cômputo destes índices. Isto pode resultar também em perda de informação sobre a severidade das contingências de transmissão para um dado programa de manutenção. De fato, a alocação de um certo montante de capacidade de geração em um certo intervalo de tempo pode levar a diferentes níveis de confiabilidade composta, dependendo da distribuição espacial das unidades alocadas para manutenção.

Esta tese apresenta uma nova metodologia para programação da manutenção de unidades geradoras, baseada no método de decomposição de Benders, de modo a considerar no elenco de restrições do problema a representação do sistema de transmissão a nível de interligações e de seus respectivos modos de falhas. A aplicação do modelo a sistemas de potência realistas mostra que esta formulação propicia uma adequada distribuição espacial e temporal da reserva com custos computacionais aceitáveis.

ABSTRACT

Maintenance scheduling of generating units is an important problem related to power system planning and operation. This problem is characterized not only by its high dimensionality, but also by its complexity, even when transmission constraints are not considered.

Several methods and techniques have been proposed in the literature to solve this problem; these methods are based in both heuristic techniques and mathematical programming techniques. Most methods, mainly those based on heuristics, represent only the generation system and do not take into account the maintenance effects on generation and transmission (composite) reliability.

Not representing the network in maintenance scheduling of generating units may result in optimistic reliability indices, as far as the effects of transmission constraints are not considered in the computation of these indices. This may result also in the loss of information about the severity of transmission contingencies for a given maintenance schedule. As a matter of fact, the allocation of a certain amount of generating capacity in a certain maintenance interval may give different composite reliability levels, depending on the spatial allocation of the units under maintenance.

This thesis presents a new methodology for maintenance scheduling, based on Benders decomposition technique, that takes into account interconnection constraints and transmission failure modes. The application of the model to realistic power systems shows that this formulation gives an adequate time and space reserve distribution, with acceptable computer costs.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO

2. PROGRAMAÇÃO DA MANUTENÇÃO EM UNIDADES GERADORAS - DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

2.1 Introdução	1
2.2 Manutenção de Unidades Geradoras	7
2.2.1 Enfoque Componente	7
2.2.2 Enfoque Sistemico	11
2.3 Métodos de Solução	16
2.3.1 Métodos Heurísticos	17
2.3.2 Métodos de Programação Matemática	18
2.4 Influência da Manutenção na Confiabilidade do Sistema Considerando Restrições de Transmissão	21
2.4.1 Descrição do Sistema Teste	22
2.4.2 Resultados Obtidos	27
2.5 Conclusões	29

3. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE MANUTENÇÃO DE UNIDADES GERADORAS CONSIDERANDO RESTRIÇÕES DE TRANSMISSÃO

3.1 Descrição do Problema	30
3.2 Formulação Determinística	33
3.3 Formulação Probabilística	39
3.4 Conclusões	42

4. MÉTODOS DE DECOMPOSIÇÃO APLICADOS EM PROBLEMAS DE OTIMIZAÇÃO ESTOCÁSTICA

4.1 Introdução	43
4.2 Decomposição de Benders - Caso Determinístico	43
4.3 Algoritmo de Decomposição de Benders	48
4.4 Extensão Probabilística	52
4.5 Conclusões	58

5. SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE PROGRAMAÇÃO DA MANUTENÇÃO CONSIDERANDO RESTRIÇÕES DE TRANSMISSÃO	59
5.1 Introdução	59
5.2 Solução do Subproblema de Operação	59
5.3 Construção do Corte de Benders	65
5.4 Programação da Manutenção para um Sistema Teste Reduzido	69
5.4.1 Descrição do Sistema	69
5.4.2 Programação da Manutenção com Minimização da <i>EPNS</i>	70
5.4.3 Programação da Manutenção com Restrição de Confiabilidade	76
5.5 Conclusões	78
6. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA A SISTEMAS DE GRANDE PORTE	79
6.1 Introdução	79
6.2 Aplicação da Metodologia ao Sistema Teste I	80
6.2.1 Descrição do Sistema	80
6.2.2 Programação da Manutenção com Restrição de Confiabilidade	82
6.2.3 Programação da Manutenção com Minimização da <i>EPNS</i>	88
6.3 Aplicação da Metodologia ao Sistema Teste II	93
6.3.1 Descrição do Sistema	93
6.3.2 Programação da Manutenção Com Minimização da <i>EPNS</i>	94
6.3.3 Programação da Manutenção com Restrição de Confiabilidade	97
6.4 Conclusões	100
7. CONCLUSÕES	102
8. REFERÊNCIAS	106
9. APÊNDICE I - MODELO PARA PROGRAMAÇÃO DA MANUTENÇÃO COM BASE NO NIVELAMENTO DA RESERVA DO SISTEMA	109
9.1 Descrição do Algoritmo	109
9.2 Algoritmo Computacional	112
10. APÊNDICE II - MODELO PARA PROGRAMAÇÃO DA MANUTENÇÃO COM BASE NA MAXIMIZAÇÃO DA RESERVA MÍNIMA DO SISTEMA	116
10.1 Descrição do Algoritmo	116
11. APÊNDICE III - FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA PROPOSTA	118

CAPÍTULO 1

1. Introdução

Um problema relevante relacionado à operação e ao planejamento de sistemas de potência consiste na programação da manutenção preventiva de unidades geradoras. Este problema se caracteriza não só por sua complexidade mas também por sua dimensionalidade e custos envolvidos.

Determinar um programa de manutenção de unidades geradoras consiste em selecionar um escala de desligamentos para estas unidades, de modo a que um conjunto de restrições associadas às políticas de operação e de gerenciamento da manutenção sejam atendidas.

A complexidade deste problema está ligada ao fato de que, um gerador ao ser desconectado do sistema para realização de sua manutenção provoca uma redução da reserva, influenciando diretamente a confiabilidade do sistema. Para tanto é necessário que se utilize um processo de análise no sentido de garantir que a demanda do sistema seja atendida com quantidade e qualidade, ou seja é necessário que se avalie a confiabilidade do sistema.

Para ilustrar um pouco mais a questão da complexidade do problema, analisemos a sua dimensão. Para tanto considere um sistema com 20 geradores distribuídos por três áreas interligadas, os quais devem ser escalados para manutenção num período de doze meses. Este problema possui $3,83 \times 10^{21}$ soluções viáveis, o que torna impraticável qualquer processo de enumeração que busque a “melhor” solução. Este problema, visto por um enfoque de otimização, pode ser formulado por programação inteira-mista com 240 variáveis inteiras e 288 variáveis reais e aproximadamente 450 restrições, isto numa abordagem determinística.

Do lado dos custos, embora não se tenha informações precisas, é possível realizar algumas inferências com base nas informações que seguem. Merrill [7], em 1975, estimava em três bilhões de dólares os dispêndios com manutenção nas concessionárias de energia elétrica americanas, sendo que metade deste montante seria para manutenção de unidades geradoras. No Brasil, a Eletrosul dispendeu em 1993 o

equivalente a 7 milhões de dólares com a manutenção de suas unidades geradoras, estando incluído neste montante as despesas com pessoal.

Em sistemas com predominância hidráulica, como é o caso do sistema brasileiro, os custos de produção podem ser considerados insensíveis para diferentes programas de manutenção e, portanto, a comparação de custos para programas de manutenções distintos se resume na comparação dos custos diretos da manutenção mais o valor esperado do custo de não atendimento à demanda. Partindo-se do princípio que os montantes correspondentes aos custos diretos da manutenção são absolutamente necessários para manter as unidades geradoras funcionando dentro de certos padrões requisitados pelo sistema e, por extensão, pela sociedade, espera-se então um mínimo de organização na alocação destes recursos, ou seja, é esperado que as unidades geradoras devam ser escaladas para manutenção de modo a que suas ausências afetem minimamente a confiabilidade do sistema.

Contudo, a prática atual de muitas empresas de energia elétrica consiste em desenvolver esta atividade com base na experiência do pessoal ligado às áreas de operação e manutenção de forma manual, onde o programador da manutenção procura encontrar o período mais adequado para manutenção de cada unidade levando em consideração a disponibilidade de equipe, duração da manutenção e fatores elétricos e energéticos. Embora esta prática permita obter soluções viáveis, não garante normalmente a otimalidade do processo.

Assim a busca da otimalidade na solução deste problema é uma meta a ser perseguida. Neste sentido muitos pesquisadores vêm trabalhando no tema há pelo menos duas décadas, sendo que o primeiro registro para solução deste problema aconteceu em 1972 por Cristiaanse e Palmer[2]. Nesta proposição foi desenvolvido um método heurístico onde, para cada equipe de manutenção, é associado um conjunto de unidades geradoras, as quais são escaladas sequencialmente para manutenção, com a restrição de que duas ou mais unidades pertencentes a uma mesma equipe de manutenção não podem sofrer manutenção simultaneamente. O critério para alocação da manutenção é o nivelamento da reserva durante o período de interesse.

A introdução de técnicas de programação matemática para solução deste problema aconteceu em 1975 por Zürn e Quintana [6], que utilizaram programação dinâmica com aproximações sucessivas. No mesmo ano Dopazo e Merrill [7] propuseram um método com base em programação inteira, mais precisamente, um algoritmo de enumeração implícita de Balas.

Posteriormente a estas contribuições, outras se sucederam [5, 9, 10, 11] tanto na linha de métodos heurísticos como de otimização, sem que em nenhuma delas o modelo de operação do sistema tenha sido considerado ao nível composto geração mais transmissão, ou seja, em todas as proposições as decisões são tomadas com base apenas na representação do sistema de geração, considerando os aspectos de confiabilidade através da monitoração da reserva e sem a consideração de eventuais restrições de transmissão.

Em 1991, Chen e Toyoda [12] utilizaram técnicas de decomposição para determinação de um programa de manutenção ótimo aplicado a sistemas multi-área, onde as restrições da rede são representadas de forma explícita pelas linhas de interligação, porém, isentas de falhas.

Embora se reconheça o excepcional avanço atingido no campo de programação da manutenção, registre-se que a não consideração de forma explícita das restrições da rede pode conduzir o sistema para uma operação com riscos acima da expectativa, isto porque os índices de confiabilidade obtidos são otimistas. Esta afirmativa é ressaltada para o sistema elétrico brasileiro, que num futuro próximo, estará operando com extensas interligações e elevadas capacidades, quando da utilização do potencial hidroelétrico da Amazônia.

Portanto este trabalho tem por objetivo propor um modelo computacional capaz de determinar um programa de manutenção ótimo de unidades geradoras pertencentes a um sistema de grande porte, considerando um conjunto de restrições que se julga relevante para este processo de tomada de decisão, e, em especial, representando-se a rede de transmissão com suas aleatoriedades.

Deste modo, no capítulo 2 é realizada uma descrição conceitual do problema e na seqüência é apresentado o estado da arte sobre o tema. O capítulo é concluído com a

apresentação de um exemplo onde é ressaltada a influência da manutenção nos índices de confiabilidade de um sistema real.

No capítulo 3 é apresentada a formulação matemática do problema, sendo o mesmo considerado como um problema de programação matemática do tipo inteira 0-1. Neste sentido inicialmente o problema é formulado deterministicamente, isto é, o sistema elétrico é isento de falhas. Em seguida é desenvolvida a extensão estocástica, em que, tanto os geradores como as linhas de interligação ficam sujeitos a falhas. Em ambas as formulações o modelo de operação do sistema é do tipo multi-área.

A proposta mais adequada para formulação deste problema é a estocástica e, em consequência, necessita-se resolver um problema de otimização estocástica de grande porte, não sendo permitido o uso de algoritmos convencionais. Assim, no capítulo 4 é mostrado que o problema original pode ser decomposto em dois subproblemas: um problema de decisão e um problema de operação, podendo-se então, aplicar técnicas de decomposição de Benders ao problema de programação da manutenção.

Dentro da proposta apresentada no capítulo 4, o problema da manutenção pode ser visualizado segundo dois enfoques: (i) obter um programa de manutenção de modo a que um índice de confiabilidade selecionado seja o mínimo possível ou (ii) obter um programa de manutenção em que a confiabilidade do sistema fique dentro de uma faixa pré-estabelecida. Em ambos os enfoques, a construção dos denominados *cortes de Benders* constituem-se em pontos críticos. Assim estes cortes são derivados no capítulo 5 com base no modelo de avaliação da confiabilidade proposto por Oliveira [22]. A viabilidade conceitual desta proposta é demonstrada através da aplicação de um algoritmo de decomposição a um sistema teste de dimensão reduzida.

No capítulo 6 são apresentados os resultados computacionais dos algoritmos propostos a dois sistemas interligados de grande porte.

Finalmente no capítulo 7 são apresentadas as principais conclusões deste trabalho, juntamente com a indicação de futuros desenvolvimentos.

CAPÍTULO 2

2. Programação da Manutenção em Unidades Geradoras - Descrição do Problema

2.1 Introdução

Sistemas elétricos de potência são constituídos de inúmeras instalações e equipamentos que necessitam de manutenção, seja para mantê-los operando de modo econômico e adicionalmente evitar falhas futuras, ou para que sofram reparos quando da ocorrência de falhas. No primeiro caso temos uma ação de manutenção que denominamos de preventiva, enquanto no segundo temos a ação de manutenção denominada de corretiva.

Especificamente à ação de manutenção preventiva, e desconsiderando-se o aspecto de economicidade da operação, duas condições são necessárias para que esta ação se concretize:

- (i) o custo total de reparo deve ser maior após a falha que antes da falha (se isto não ocorrer não existe vantagem econômica em realizar a manutenção preventiva);
- (ii) a taxa de falha do equipamento deve ser crescente de modo que a ação de manutenção preventiva reduza a probabilidade de falha no futuro.

Portanto a decisão de se retirar um equipamento do sistema para realização de manutenção preventiva deve estar embasada numa análise de custos que contemple os custos diretos da manutenção, que são determinísticos, e os custos futuros decorrentes da não realização da manutenção, que são incertos. A não realização desta análise pode causar a retirada de componentes para manutenção com uma frequência e duração acima daquela efetivamente necessária.

Especificamente às unidades de produção de um sistema elétrico de potência, pode-se considerar como custos diretos da manutenção aqueles associados a mão de obra e peças de reposição e, numa visão mais ampla, o custo de substituição em sistemas hidrotérmicos. O custo de substituição se justifica, por exemplo, em situações onde a

retirada de uma unidade de produção hidráulica para realização de manutenção obriga a uma compensação na produção de energia por uma unidade termoeétrica.

Como custos decorrentes da não realização de manutenção temos o aumento do custo incremental de produção em unidades termoeétricas, o custo das peças de reposição e de mão de obra e, o principal deles, o custo do não atendimento a demanda. Este último é de valor considerável, embora de difícil estimativa dado que a falha ao ocorrer de modo fortuito não permite a realização de uma política de administração da demanda. Portanto o custo do não atendimento da demanda faz com que o custo de reparar a unidade de produção após a falha seja maior que realizar uma manutenção preventiva, o que satisfaz a primeira condição para realização de manutenção preventiva relacionada anteriormente.

Face ao exposto observa-se que o problema da manutenção pode ser visualizado segundo dois modos:

- (i) a nível de componente;
- (ii) a nível sistêmico.

A nível de componente destacam-se os aspectos tecnológicos da manutenção, que se manifestam de diversas formas: períodos mais adequados para manutenção, recursos de ferramentaria e de mão de obra, e outros intrínsecos aos componentes e às equipes de manutenção. Este enfoque corresponde à visão do pessoal ligado manutenção da unidade de produção, cujo objetivo consiste na realização de manutenções preventivas de modo a manter a unidade de produção operando adequadamente sem se preocupar com implicações a nível de sistema elétrico.

A nível sistêmico destacam-se os aspectos associados ao desenvolvimento e à gestão dos sistemas de energia elétrica, entre os quais têm-se:

- impossibilidade de armazenamento da energia gerada;
- capacidade limitada da rede de transmissão;
- necessidade de se manter um adequado nível de confiabilidade;
- aleatoriedade da carga, da hidrologia e falhas dos componentes;

- contratos e tarifas de suprimento;

entre outras.

Este enfoque corresponde à visão dos planejadores e operadores do sistema, cujo objetivo consiste idealmente em não desligar as unidades geradoras para realização de manutenção uma vez que isto reduz a confiabilidade do sistema.

Deste modo, a modelagem do problema de manutenção deverá levar em consideração tanto os aspectos sistêmicos quanto os aspectos tecnológicos da manutenção, cujos objetivos são conflitantes.

A seguir estes dois modos de visualização do problema são analisados com maior profundidade, restringindo-se a análise às unidades geradoras de um sistema elétrico de potência.

2.2 Manutenção de Unidades Geradoras

2.2.1 Enfoque Componente

Como visto anteriormente a manutenção pode ser classificada como corretiva e preventiva. A corretiva inclui todas as ações sobre a unidade geradora para retorná-la de um estado de falha para um estado disponível. A ação da manutenção corretiva não pode ser planejada e sua frequência é determinada pela confiabilidade do equipamento.

Já a manutenção preventiva procura manter o equipamento disponível através da prevenção de ocorrência de falhas, o que pode ser feito por meio de inspeção e monitoramento, calibração, detecção de falhas latentes e lubrificação. A ação de manutenção preventiva é planejada e afeta diretamente a confiabilidade do sistema, podendo ser pré-fixada, tipo realizar a manutenção a cada dois anos, e variável em função da monitoração de certos parâmetros de funcionamento do equipamento. Neste caso temos a manutenção preventiva-preditiva.

A eficácia da manutenção preventiva depende das funções distribuições de probabilidade do tempo para falhas do equipamento, da tendência da sua taxa de falha e da profundidade da ação de manutenção. Exemplificando, se um equipamento tem

taxa de falha decrescente, qualquer substituição irá aumentar a probabilidade de falha. Por outro lado se a taxa de falha for crescente, caracterizando o envelhecimento da unidade, a substituição em qualquer tempo deverá, teoricamente, melhorar a confiabilidade do sistema. Se a taxa de falha for constante, a substituição não afetará a probabilidade de falha. Estas situações são ilustradas através da Figura 2.1.

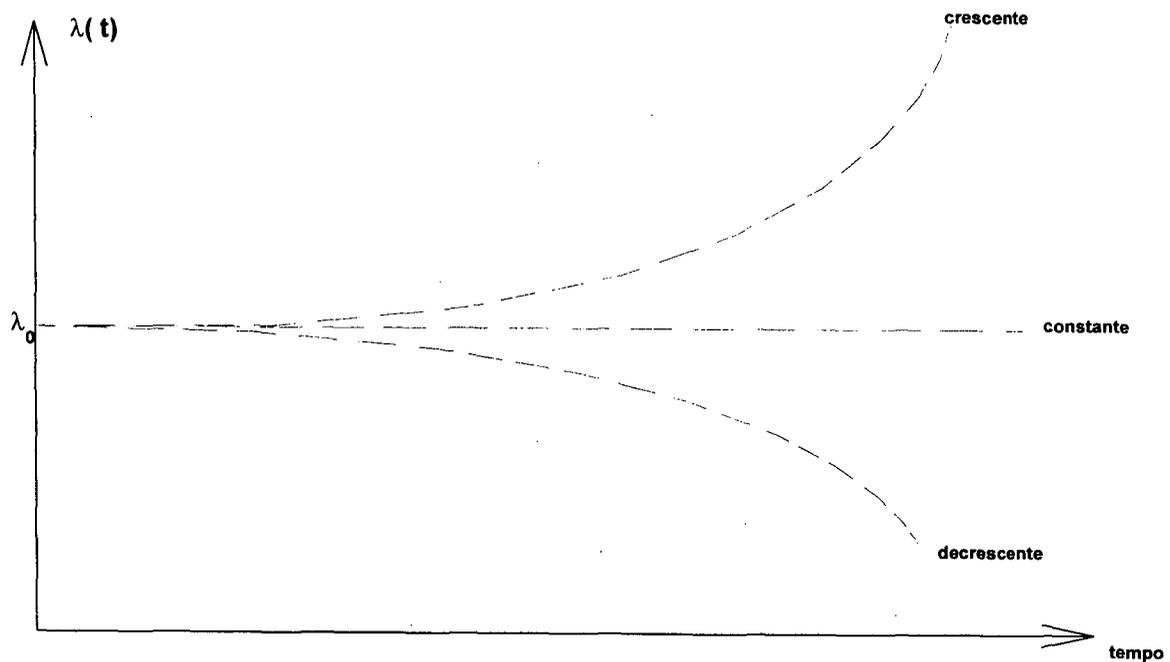


Figura 2.1 - Possíveis Tendências da Taxa de Falha

Portanto, a ação de manutenção preventiva se justifica apenas em equipamentos com taxas de falha crescente, conforme já apontado no item 2.1. Esta tendência crescente da taxa de falha com o tempo é detectada em equipamentos compostos por dispositivos mecânicos e/ou hidráulicos [24], categoria esta em que se enquadram as unidades geradoras. De fato, Schilling [27] comprovou o envelhecimento de unidades termoelétricas do sistema elétrico brasileiro.

Quanto à profundidade da ação da manutenção, a mesma pode ser executada de três modos:

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

O reparo mínimo não afeta a evolução da taxa de falha da unidade geradora, ou seja, a unidade está tão ruim quanto velha. Já a substituição por inteiro do equipamento reduz a taxa de falha ao valor inicial e, neste caso, o equipamento fica tão bom quanto novo. A reforma, por sua vez, reduz a taxa de falha a valores intermediários. Estas duas últimas situações ocorrem normalmente de forma programada e constituem a ação da manutenção preventiva. A Figura 2.2 ilustra estes aspectos.

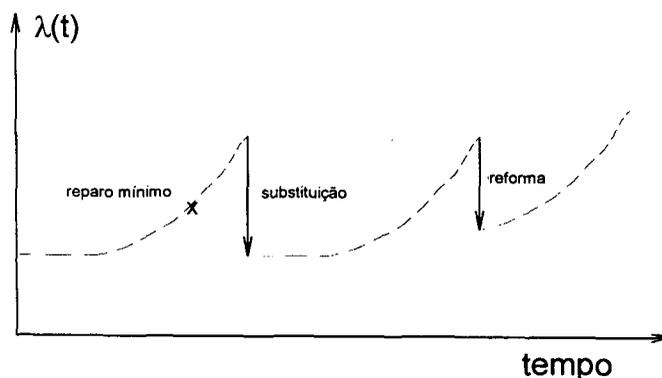


Figura 2.2 - Tendência da Taxa de Falha em Função da Profundidade do Reparo

No caso de unidades geradoras, face à complexidade envolvida, o reparo mínimo e a reforma constituem-se nas ações de manutenção normalmente empregadas. O primeiro tipo de ação se apresenta quando da ocorrência de falha em uma unidade geradora, pois em geral o procedimento de reparo se restringe à recuperação da parte afetada da unidade.

O segundo tipo de ação está normalmente associado à prática da manutenção preventiva, pois mesmo que se substitua um conjunto de componentes, os demais não substituídos seguem envelhecendo. Deste modo, após a ação de manutenção preventiva sobre a unidade geradora, a mesma retorna para uma taxa de falha menor, porém diferente daquela observada durante o período de taxa de falha constante, o que complica a determinação do ciclo de manutenção preventiva.

Na prática, a engenharia de manutenção deve decompor a unidade geradora em subsistemas tais como turbina, bombas, caldeiras, excitação, transformador elevador, e outros, e determinar para cada subsistema a frequência de manutenção preventiva.

Matematicamente a determinação do ciclo de manutenção para cada subsistema da unidade geradora requer que se resolva um problema de otimização considerando um dado critério objetivo. Anders [28] descreve alguns métodos que permitem a formulação deste problema e, basicamente, se enquadram em dois casos:

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

Em ambos os métodos, a solução do problema consiste na determinação do tempo médio entre manutenções consecutivas, o que não é uma tarefa simples, mesmo desconsiderando-se os aspectos associados ao planejamento e a operação do sistema elétrico.

Assim, para solução deste problema é necessária a disponibilidade de dados estatísticos de falhas sobre os componentes que compõem o subsistema. Na falta deste tipo de informação, o procedimento mais comum consiste no estabelecimento de ciclos de manutenção com base em orientação do fabricante e pela experiência qualitativa adquirida pelo pessoal da área de manutenção.

De um modo ou de outro, a manutenção vista sob o enfoque de componente tem como resultado um ciclo de manutenção desejável para cada unidade geradora. Este ciclo de manutenção desejável e mais um conjunto de restrições relacionados com a gerência da manutenção são entregues ao planejamento da operação do sistema, que por sua vez definirá um programa de manutenção observando adicionalmente um outro conjunto de restrições associado à operação do sistema. Nesta última etapa a manutenção deve ser visualizada sob o enfoque sistêmico, cujo detalhamento será apresentado a seguir.

Para resolver o problema de escalonamento da manutenção, foram desenvolvidos e vem sendo utilizados diversos métodos, muitos dos quais heurísticos e outros baseados em técnicas de programação matemática.

No caso dos métodos heurísticos, a solução encontrada não garante a otimalidade mas apenas a sua viabilidade. Por outro lado, ao se aplicar técnicas de programação matemática, o problema é formulado de forma simplificada com vistas a garantir a viabilidade computacional dos modelos de otimização.

Num caso e no outro, o objetivo é sempre encontrar uma seqüência de desligamentos das unidades geradoras para fins de manutenção programada, de modo a que todas as restrições sejam respeitadas e a função objetivo selecionada atinja valor extremo.

2.2.2 Enfoque Sistêmico

As manutenções programadas, assim como as indisponibilidades forçadas, causam redução da capacidade de geração disponível e influenciam os índices de confiabilidade do sistema. No entanto, as manutenções programadas apresentam grau de incerteza substancialmente menor que as indisponibilidades forçadas, o que permite tratá-las, em muitos casos, de forma determinística através da especificação de um plano de manutenção ou de ciclos de manutenção programada.

Na prática atual das empresas de energia elétrica, no Brasil, os planos de manutenção são estabelecidos a partir de critérios heurísticos, baseados na experiência dos operadores. Cita-se como exemplo o caso da Eletrosul, a qual estabelece como política de manutenção a não simultaneidade de manutenção de duas centrais térmicas no mesmo estado e a não simultaneidade de manutenção de duas centrais hidro em todo o sistema. Além disso, a política de manutenção visa também evitar trabalho fora do horário normal de expediente (horas-extra), levando a uma distribuição das saídas programadas no período de março a novembro e buscando minimizar o número de intervenções programadas no período de dezembro a fevereiro, no qual ocorre redução da disponibilidade de recursos humanos, por motivos de férias.

O problema de manutenção preventiva pode ser definido como a seleção de datas e períodos nos quais as unidades geradoras serão paralisadas para se efetuar a manutenção preventiva de seus elementos principais, de forma que os níveis de confiabilidade do sistema sejam aceitáveis, os custos sejam minimizados e todas (ou pelo menos a maior parte) das restrições sejam atendidas. O resultado deste procedimento é o que denominaremos de programa de manutenção. O quadro apresenta um programa típico de manutenção para o sistema da Eletrosul [26].

Quadro 2.1 - Plano de Manutenção 1993 (ELETROSUL)

Usina	Unidade	Tipo	Data Início	Data Fim	Dias	Redução de Potência
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

No processo de programação da manutenção preventiva, os custos principais são os custos de produção de energia e os custos de manutenção. As restrições normalmente encontradas refletem as limitações de recursos (equipes de manutenção, disponibilidade de oficinas, etc.) disponíveis para a manutenção, as necessidades de manutenção, além das restrições associadas à confiabilidade de suprimento de energia (níveis de reserva mínimos, por exemplo)

A importância de otimizar a programação da manutenção, particularmente no caso das unidades geradoras, se deve ao fato de que os longos períodos de reparo deste tipo de equipamento podem ter efeitos sensíveis sobre a confiabilidade de suprimento.

Diversas categorias de objetivos podem ser consideradas na programação da manutenção preventiva [1].

1. A primeira categoria, a mais elaborada, considera a minimização dos custos de operação globais ao longo do horizonte de planejamento. O custo de produção global compreende o custo de produção de energia e o custo de manutenção. O custo de manutenção, por sua vez, depende da duração da manutenção preventiva, que pode ser reduzida ou estendida, através da alocação de um maior número de equipes e de equipamentos trabalhando de forma mais ou menos intensa.

2. A segunda categoria de objetivos está associada à confiabilidade dos sistemas de energia elétrica, expressa através de diversos índices de confiabilidade, tais como o valor esperado da energia não suprida, a duração esperada do corte de carga, e assim por diante. Estes índices podem ser submetidos a um processo de minimização, de nivelamento, ou de uma combinação de otimização e nivelamento. Este último procedimento pode ser implementado de duas maneiras distintas:

- minimização do máximo valor do índice de confiabilidade selecionado ao longo de um sub-intervalo de interesse. Este critério tende ao nivelamento do risco de falha de atendimento a demanda, ao longo do intervalo de planejamento da manutenção.
- minimização da soma dos quadrados dos desvios do índice de confiabilidade selecionado em relação a um nível de referência desejado, ao longo do subintervalo de interesse.

3. A terceira categoria de objetivos visa à minimização dos desvios de uma escala de manutenção ideal. Esta escala ideal é muitas vezes inviável, devido à violação das restrições; assim, deseja-se obter uma escala viável, tão próxima da ideal quanto possível, de acordo com prioridades (pesos) previamente estabelecidos.

A escala ideal é em geral expressa como função dos intervalos temporais ótimos entre as manutenções preventivas de cada unidade, podendo ser expressa também como uma seqüência temporal, sem especificação de datas.

A determinação da escala ideal pode ser realizada por diversos métodos. Um dos métodos mais usados consiste em seguir uma periodicidade (anual, semestral, etc.) que pode ser a sugerida pelos fabricantes dos equipamentos, ou então derivada da experiência adquirida pelo pessoal diretamente envolvido com a manutenção, ou ainda através da monitoração sistemática do estado dos equipamentos. De qualquer modo, é necessário respeitar uma série de restrições oferecidas pelo sistema, o que significa que nem sempre a manutenção ocorrerá no período ideal.

O critério de mínimo desvio da escala ideal consiste portanto em atribuir custos (reais ou arbitrados) aos atrasos ou antecipações das datas de início de manutenção, em relação à escala ideal, sendo que este custo deve ser minimizado considerando o sistema como um todo. Desta forma, a solução obtida por este critério representa uma solução de compromisso entre as restrições do sistema e as necessidades de manutenção das unidades geradoras, individualmente consideradas.

Uma aplicação alternativa do critério de mínimo desvio da escala ideal é a atualização de uma escala previamente estabelecida, devido a alterações nas condições do sistema. A escala atualizada contém um número mínimo de alterações em relação à escala originalmente proposta, ao mesmo tempo que satisfaz às novas restrições impostas.

4. A quarta categoria de funções objetivo se refere às violações de restrições, as quais podem ser acumuladas na função objetivo, sob forma de penalidades. As penalidades podem ser relaxadas seletivamente visando obter soluções viáveis quando nenhuma solução viável for obtida. Os fatores de penalidade devem então ser cuidadosamente selecionados, de acordo com a importância relativa de cada restrição.

Entre os diversos critérios, os mais frequentemente utilizados são o critério de mínimo desvio da escala ideal e o de maximização da reserva mínima.

A determinação do critério de otimalidade a ser usado em cada caso requer o conhecimento aprofundado das características do sistema de potência, do tipo de simulação a ser utilizado para operação do sistema (determinística ou estocástica) e em que contexto o programa de manutenção elaborado será utilizado.

Quanto às restrições impostas ao problema de programação da manutenção, estas em geral derivam de restrições físicas do sistema e/ou da necessidade de otimizar a alocação de recursos humanos e técnicos especializados, escassos na maioria das empresas de energia elétrica. Neste sentido, as principais restrições a serem avaliadas são:

- **Restrições de exclusão:** um conjunto de restrições de exclusão, imposto a um grupo de unidades geradoras, impede que a manutenção seja realizada simultaneamente em mais que uma unidade de um grupo. Este tipo de restrição é justificado, geralmente, por limitações da equipe técnica, de ferramentas especiais ou de confiabilidade de suprimento.
- **Restrições de seqüência:** este tipo de restrição procura estabelecer prioridades na saída para manutenção e ao mesmo tempo procura impor intervalos entre saídas, tendo como objetivo a melhor utilização das equipes de manutenção, através da imposição de uma seqüência de saídas das unidades sob responsabilidade da equipe.
- **Restrições de recurso:** este tipo de restrição expressa as limitações dos recursos disponíveis para manutenção em cada período do ano. Uma forma muito utilizada para expressar a restrição de recurso é aquela que limita a potência disponível (MW) para manutenção em cada período do ano.
- **Restrições de duração de saída:** expressa o tempo necessário para executar completamente todas as atividades de manutenção previstas, o qual é considerado um quantidade fixa e expresso em um número inteiro de períodos de manutenção (semanas, em geral).
- **Restrições de intervalo:** os intervalos permissíveis para manutenção preventiva devem ser selecionados de modo a assegurar uma periodicidade adequada de manutenção para cada unidade e para evitar manutenções durante períodos de demanda alta ou de hidrologia alta, no caso de sistemas hidrotérmicos, e assim por diante.
- **Restrições de confiabilidade:** estas derivam de restrições físicas do sistema e determinam que o programa de manutenção estabelecido atenda a um determinado requisito de confiabilidade. Naturalmente quanto melhor a representação da rede, melhor a qualidade dos índices de confiabilidade obtidos para tomada de decisão. Neste sentido é imprescindível que se represente detalhadamente não só o sistema de geração, como também as limitações da rede de transmissão.

O conjunto de restrições acima se aplica indistintamente a sistemas de base térmica ou de base hidráulica. No caso específico de sistemas hidráulicos, há duas classes de restrição adicionais a serem consideradas no estabelecimento do programa de manutenção, em função do esvaziamento da reserva hidráulica, que causa perda de potência líquida nas unidades geradoras de usinas com reservatório, e também devido à necessidade de atender as metas energéticas, conforme detalhado a seguir.

- **Restrições de potência disponível:** esta é uma restrição particularmente importante no caso de sistemas hidrotérmicos, nas quais o esvaziamento das reservas hidráulicas pode afetar a confiabilidade de suprimento de ponta. Assim, ao estabelecer um plano de manutenção, é necessário considerar a potência efetivamente disponível nas centrais hidrelétricas e não a sua potência nominal, para que o programa de manutenção resultante seja viável em termos de confiabilidade de potência.
- **Restrições de energia hidráulica:** a consideração deste tipo de restrição no planejamento da manutenção procura preservar as metas de produção hidráulica previstas para cada usina no plano de operação, minimizando as possibilidades de vertimento e os riscos de déficit. Esta é uma restrição muito importante na maioria dos sistemas elétricos brasileiros, devido à sua estrutura e devido à importante participação das unidades termoeletricas no custos de geração.

De modo geral, em cada empresa ou região, apenas algumas destas restrições são relevantes em cada momento, embora seja importante que o processo de planejamento da manutenção permita representar adequadamente todos os tipos de restrição descritos, em especial as restrições de confiabilidade.

2.3 Métodos de Solução

Uma vez selecionada a função objetivo e definidas as restrições relevantes em cada caso, deve ser escolhido um método de solução adequado ao problema de otimização com restrições que fornecerá a escala de manutenção preventiva, a ser considerada nos estudos de planejamento da expansão e da operação do sistema

De uma maneira geral, os métodos de solução disponíveis podem ser enquadrados em duas grandes categorias: métodos heurísticos e métodos de programação matemática.

Descrevem-se a seguir os principais métodos em cada categoria, de acordo com a literatura técnica disponível.

2.3.1 Métodos Heurísticos

A aplicação de métodos heurísticos para solução de problemas de programação da manutenção da manutenção surgiu em decorrência da complexidade do problema, isto é, natureza discreta, funções objetivo não-linear e não diferenciáveis. Tipicamente, os modelos baseados em heurística, buscam 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, associado a um procedimento de correção de rumo, de modo assegurar a viabilidade da solução.

De modo geral estes métodos são de implementação relativamente fácil e de baixo esforço computacional, mas falham freqüentemente, não encontrando uma solução viável, ou então encontrando uma solução distante do ótimo global.

Nesta linha, Christaanse e Palmer [2] associam a cada equipe de manutenção um conjunto de unidades e escalonam as saídas seqüencialmente por equipe, com a restrição de que duas ou mais unidades pertencentes a uma mesma equipe não podem sofrer manutenção simultaneamente. A função objetivo selecionada é o nivelamento da reserva durante o período de interesse.

Posteriormente, Patton e Ali [3] sugeriram uma ordenação dinâmica na qual são feitos testes para determinar qual das unidades ainda não escaladas causaria maior acréscimo da probabilidade de perda de carga (LOLP), uma vez escalada para manutenção. Esta unidade é então escalada, repetindo-se o processo para as restantes. Este método aceita qualquer modelo linear ou não linear da operação do sistema. Como critérios objetivos são utilizados o nivelamento das reservas e a minimização do máximo valor da probabilidade de perda de carga.

Garver [4] desenvolveu um método que converte a capacidade instalada em capacidade efetiva e a carga real em carga equivalente, levando em conta a

disponibilidade das máquinas do sistema. Assim, ao se nivelar as reservas efetivas em lugar das reservas nominais, está se nivelando o risco de perda de carga.

Billinton e El-Sheihki [5] desenvolveram um método baseado no nivelamento do nível de reserva e adicionalmente consideraram a interligação entre dois sistemas. Neste artigo é demonstrada a sensibilidade dos resultados em relação à variação dos dados, especialmente em sistemas com considerável participação de hidroelétricas.

Recentemente, Pinto, L.M.V. e Araújo, M.S. [23] desenvolveram uma metodologia de programação da manutenção com base no nivelamento da capacidade de atendimento à carga - LSC ("Load Supplying Capability") para o horizonte de análise. Para tanto, inicialmente é calculada a LSC para cada intervalo de tempo do horizonte de análise, a fim de possibilitar a identificação dos valores máximo e mínimo da LSC. Em seguida, manutenções inicialmente programadas para o intervalo de mínima LSC são transferidas para o intervalo de máxima LSC. Esta transferência de manutenções é orientada pelo cálculo de coeficientes de sensibilidade da LSC em relação à sincronização de um determinado gerador. O processo é concluído com a obtenção de uma curva de LSC suficientemente nivelada.

2.3.2 Métodos de Programação Matemática

A introdução de programação matemática na programação de manutenção de unidades geradoras se deu em 1975, quando da publicação de dois artigos. No primeiro deles, de Zürn e Quintana [6], foi utilizada programação dinâmica com aproximações sucessivas. O método permite escalar a manutenção sucessiva de grupos de unidades geradoras com características semelhantes de potência, mas não necessariamente com os mesmos requisitos de manutenção.

Para cada grupo é obtida uma escala ótima global, considerando a configuração corrente para o sistema restante. Qualquer modelo de custo de produção, linear ou não linear, pode ser empregado. Não há também restrições quanto a função objetivo, que pode ser formada por um único critério ou então reunindo vários critérios através de coeficientes de ponderação.

No segundo artigo, Dopazo e Merrill [7] mostraram como implementar, pela primeira vez, técnicas de programação inteira ao problema de programação da manutenção de unidades geradoras, com base no algoritmo de enumeração implícita de Balas. Este método obtém a solução ótima global, mas requer um modelo de custo de produção linear, bastante simplificado. Uma das desvantagens da programação inteira é que o tempo de solução cresce exponencialmente com o número de variáveis, o que leva a tempos de processamento explosivos para sistemas de grande porte.

Para minorar este problema, Kohli e Sharma [8] sugeriram uma pré-ordenação das variáveis, por unidade geradora, segundo coeficientes de custos crescentes. Este procedimento permite, potencialmente, reduzir significativamente o universo de soluções a serem pesquisadas, desde que uma solução viável seja encontrada de imediato.

Salgado [9] estendeu o método de Dopazo e Merrill para incorporar dados probabilísticos do sistema, visando obter escalas ideais que proporcionem o nivelamento do risco, conforme sugerido por Garver [4].

A consideração explícita de restrições de energia hidráulica e térmica foi apresentada por Sousa [10], que propõe um tratamento diferenciado para as unidades hidráulicas, as quais envolvem dois aspectos básicos: a variação da potência disponível com a altura de queda e restrições de energia hidráulica. Estas restrições têm por objetivo evitar a saída de unidades geradoras hidráulicas nos períodos de elevada afluência, de modo a evitar ou minimizar os vertimentos provocados por manutenção. De maneira similar, são construídas restrições de energia para as unidades térmicas, visando limitar a saída para manutenção destas unidades nos períodos onde a disponibilidade de recursos hídricos é pequena. Com a utilização das restrições de energia hidráulica e térmica busca-se a obtenção de escalas que proporcionem um risco de déficit menor do que nas escalas obtidas com métodos que consideram somente a disponibilidade de ponta.

O algoritmo de solução é baseado no método de enumeração implícita de Balas, procurando-se tirar o máximo proveito da estrutura do problema, isto é, variáveis são selecionadas adequadamente e testes são realizados para cancelamento de variáveis,

de restrições e de soluções inviáveis. Este procedimento possibilita redução expressiva do número de soluções a serem pesquisadas explicitamente, viabilizando o emprego desta técnica em sistemas de grande porte.

Ainda com base no método de Balas, Mukerji et alii [11] desenvolveram um método que permite considerar como função objetivo a maximização da menor reserva ao longo do período ou a minimização do custo de produção. Os autores mostram a viabilidade de utilização do método para sistemas de grande porte e destacam que diferentes critérios de otimização conduzem a ótimos diferentes.

Mais recentemente, em 1991, Chen e Toyoda [12] utilizaram técnicas de decomposição para determinação de um programa de manutenção ótimo aplicado a sistemas multi-área. Nesta formulação o problema original é decomposto em diversos subproblemas, isto é, um subproblema para cada área. Em cada subproblema, as restrições da rede não são consideradas e o número de unidades é relativamente reduzido, o que conduz a um problema de otimização de escala reduzida e isolado do restante do sistema de potência. Neste subproblema é encontrado um programa de manutenção por área que maximiza a menor reserva do período com o emprego da técnica de *branch-and-bound*. Os resultados obtidos para os subproblemas são transferidos ao problema mestre, que recalcula as margens de reserva, agora considerando as restrições da rede de forma determinística. O problema mestre, por sua vez, atualiza a carga de cada área, em cada período, e a devolve ao subproblema. O algoritmo é iterativo e seu término está condicionado ao atendimento de uma dada tolerância. O algoritmo assume, implicitamente, que o fluxo de potência ativa nas linhas é controlável, isto é, a rede é representada por um modelo de transportes.

O trabalho mais recente nesta área foi apresentado por Yellen et alii [13] e também aplica técnicas de decomposição ao problema. Neste artigo, os autores apresentam os resultados da aplicação de um método baseado na teoria da dualidade. No primeiro estágio, um problema mestre de programação inteira é resolvido para determinar um programa de manutenção preliminar. No segundo estágio, um subproblema calcula o mínimo custo de operação que satisfaz as restrições de confiabilidade para cada semana do período de estudo utilizando o programa de manutenção do primeiro

estágio. A cada violação de restrição no subproblema é gerada uma nova restrição para o problema mestre, isto é, um corte de Benders é adicionado ao problema mestre, tornando-o mais restrito. O procedimento continua até que uma solução ótima ou quase-ótima é encontrada. Neste trabalho, as restrições de rede não são consideradas e a função objetivo consiste em minimizar o custo direto da manutenção mais o custo incremental da geração térmica.

A exposição anterior revela o excepcional avanço atingido no tratamento do problema desde o primeiro artigo, de Cristiaanse e Palmer [2], até a atualidade, sem contudo esgotar o assunto, uma vez que o sistema de transmissão e suas aleatoriedades ainda não são representadas de forma explícita.

A não representação da transmissão leva em geral a índices de confiabilidade otimistas e, além disso, não permite identificar o efeito de eventuais gargalos de transmissão sobre a confiabilidade do sistema como um todo. De fato, a alocação, num dado período de tempo, de um mesmo montante de reserva para manutenção pode provocar diferentes níveis de confiabilidade do sistema, quando se consideram distintas alocações espaciais dos programas de manutenção como será mostrado na próxima seção.

Assim, o desenvolvimento de novas metodologias para o estabelecimento de um programa de manutenção torna imprescindível a representação da transmissão de forma mais detalhada possível.

2.4 Influência da Manutenção na Confiabilidade do Sistema Considerando Restrições de Transmissão

A proposta principal deste trabalho está fundamentada no fato de ser possível selecionar um programa de manutenção que afete minimamente a confiabilidade do sistema ou alternativamente, encontrar um programa de manutenção que minimize um determinado índice de confiabilidade. Neste sentido é importante que se conheça como a confiabilidade do sistema é influenciada pela manutenção.

Uma análise da literatura técnica disponível mostrou a quase total ausência de referências sobre os efeitos da programação da manutenção sobre a confiabilidade de

sistemas compostos. Frente a esta constatação, tornou-se necessário realizar uma avaliação da sensibilidade dos índices de confiabilidade de um sistema composto frente a planos de manutenção alternativos.

No que segue, é realizado um exame da influência da manutenção na confiabilidade do sistema multi-área do Sul do Brasil. Para tanto descrevem-se as características básicas do sistema teste, o programa de manutenção adotado como referência e os principais resultados obtidos a partir de uma análise de confiabilidade multi-área.

2.4.1 Descrição do Sistema Teste

O sistema multi-área se refere a uma configuração do sistema Sul do Brasil, sendo que os intercâmbios programados para a região Sudeste, bem como a carga do sistema Celesc, são considerados como carga incorporada à Eletrosul. Este sistema é ilustrado na Figura 2.1, sendo o mesmo composto por três subsistemas: Eletrosul (área 1), CEEE (área 2) e Copel (área3). O horizonte para alocação da manutenção é de um ano, dividido em doze períodos. Na Tabela 2.1 são registradas as demandas máximas mensais de cada área.

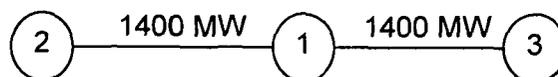


Figura 2.1- Sistema Teste

Tabela 2.1 - Demandas Máximas Mensais (MW)

Área	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Ceee	1653	1671	1759	1795	1838	1801	1756	1745	1780	1780	1769	1829
Copel	1189	1188	1287	1326	1349	1347	1331	1318	1322	1325	1304	1252
Eletrosul	1492	1531	1628	1683	1727	1715	1681	1663	1683	1690	1686	1671
Total	4334	4390	4674	4804	4914	4863	4768	4726	4785	4795	4759	4752

O montante de capacidade instalada envolvido no programa de manutenção é aqui denominado de geração variável. Na Tabela 2.2 esta parcela é registrada em conjunto

com a geração fixa da área. Esta última correspondente ao montante de geração das unidades que não participam do programa de manutenção.

Tabela 2.2 - Capacidade de Geração da Área (MW)

Área	Geração variável	Geração fixa na área
Ceee	573	511
Copel	1491	600
Eletrosul	2031	1400

As Tabelas 2.3 a 2.5 relacionam os geradores sujeitos a manutenção preventiva em cada área, juntamente com os períodos permitidos e a duração (números de períodos) para manutenção.

Tabela 2.3 - Geradores Programados para Manutenção - CEEE

Usina	Unidade	MW	Primeiro período	Último período	Duração da manutenção (mês)
Jacuí	1	30	2	6	2
Jacuí	3	30	1	6	1
Jacuí	4	30	8	12	2
Jacuí	6	30	9	12	2
P. Real	1	70	2	6	2
P. Real	2	70	8	12	2
Itaúba	2	125	4	9	2
Itaúba	4	125	5	9	2
P. Médici	2	63	3	9	2

Tabela 2.4 - Geradores Programados para Manutenção - COPEL

Usina	Unidade	MW	Primeiro período	Último período	Duração da manutenção (mês)
Foz do Areia	1	419	1	5	2
Foz do Areia	2	419	3	8	2
Foz do Areia	4	419	6	12	2
G. Parigot	1	63	1	5	1
G. Parigot	3	63	2	7	1
G. Parigot	4	63	3	9	2
J. Mesquita	1	25	8	12	1
Figueira	1	10	6	10	2
Figueira	1	10	8	12	2

Tabela 2.5 - Geradores Programados para Manutenção - Eletrosul

Usina	Unidade	MW	Primeiro período	Último período	Duração da manutenção (mês)
S.Santiago	1	333	1	6	2
S.Santiago	3	333	6	11	2
S. Osório	3	175	3	7	1
S. Osório	6	175	5	9	1
S. Osório	1	175	1	5	2
P. Fundo	1	110	3	7	1
J.Lacerda A	1	50	4	9	2
J.Lacerda A	2	50	2	5	2
J.Lacerda B	1	66	3	7	2
J.Lacerda B	2	66	5	9	2
J.Lacerda C	1	125	7	11	2
J.Lacerda C	2	125	9	12	2
Alegrete	1	33	7	11	2
Alegrete	2	33	9	12	2
Charqueadas	1	18	2	5	2
Charqueadas	2	18	4	9	2
Charqueadas	3	18	6	11	2
Charqueadas	4	18	8	12	1

A fim de possibilitar o desenvolvimento de uma análise de confiabilidade para este sistema foi utilizado o programa de manutenção apresentado através dos quadros 2.2, 2.3 e 2.4. Este programa de manutenção prevê a manutenção do equivalente 7281 MW-mês ao longo de um ano.

Quadro 2.2 - Programa de Manutenção - Eletrosul

UNIDADE		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
S.Santiago 1	333												
S.Santiago 3	333												
S. Osório 3	175												
S.Osório 6	175												
S.Osório 1	175												
P. Fundo 1	110												
J. Lacerda - A1	50												
J.Lacerda - A 2	50												
J.Lacerda - B1	66												
J.Lacerda - B2	66												
J.Lacerda - C1	125												
J.Lacerda - C2	125												
Alegrete 1	33												
Alegrete 2	33												
Charqueadas 2	18												
Charqueadas 3	18												
Charqueadas 4	18												
Charqueadas 1	18												
CARGA		1492	1531	1628	1683	1727	1715	1681	1663	1683	1690	1686	1671
MANUTENÇÃO		0	401	511	116	291	175	226	292	191	476	509	176
RESERVA		1730	1290	1083	1423	1204	1332	1315	1267	1348	1056	1027	1375

Quadro 2.3 - Programa de Manutenção - CEEE

UNIDADE		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jacui 1	30												
Jacui 3	30												
Jacui 4	30												
Jacui 6	30												
P. Real 1	70												
P. Real 2	70												
Itauba 2	125												
Itauba 4	125												
P. Médici 2	63												
CARGA		1653	1671	1759	1795	1838	1801	1756	1745	1780	1780	1769	1829
MANUTENÇÃO		0	0	0	30	100	225	125	258	288	30	0	30
RESERVA		-832	-850	-938	-1004	-1117	-1205	-1060	-1182	-1247	-989	-948	-1038

Quadro 2.4 - Programa de Manutenção - Copel

UNIDADE		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Foz Areia 1	419												
Foz Areia 2	419												
Foz Areia 4	419												
G. Parigot 1	63												
G. Parigot 3	63												
G. Parigot 4	63												
J. Mesquita 1	25												
Figueira 1	10												
Figueira 2	10												
CARGA		1189	1188	1287	1326	1349	1347	1331	1318	1322	1325	1304	1252
MANUTENÇÃO		482	482	419	419	63	63	0	0	10	10	429	454
RESERVA		413	414	378	339	672	674	753	766	752	749	351	378

Este programa de manutenção corresponde ao balanço de potência mensal da Figura 2.2.

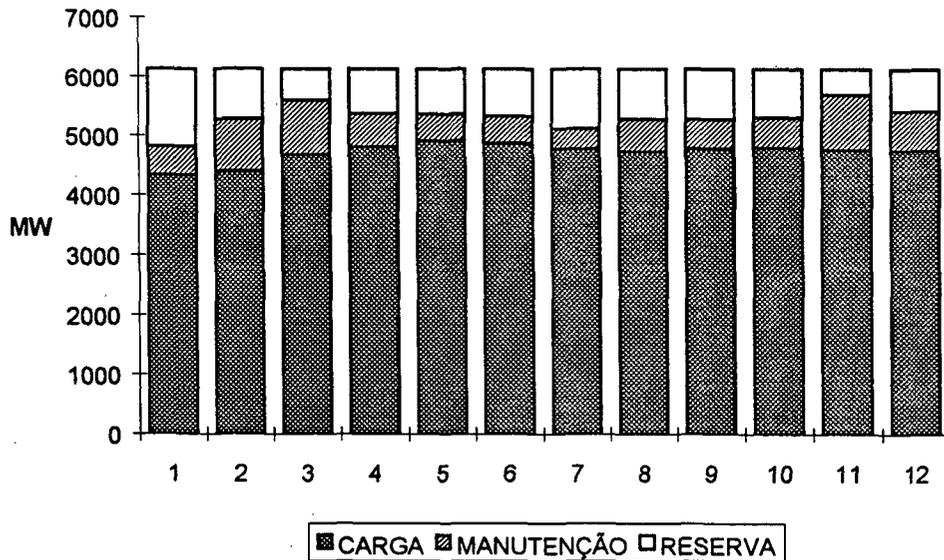


Figura 2.2 - Balanço de Potência do Sistema

2.4.2 Resultados Obtidos

A primeira análise efetuada consistiu em examinar o comportamento da confiabilidade do sistema, através do índice “Expectância da Potência Não-Suprida” (*EPNS*), para duas situações: (i) sistema sem qualquer tipo de manutenção e (ii) sistema com o programa de manutenção apresentado no item anterior. A Figura 2.3 ilustra os resultados obtidos, podendo-se concluir que a não inclusão da manutenção pode, em alguns períodos do ano, principalmente naqueles de maior demanda, até triplicar a *EPNS* do sistema.

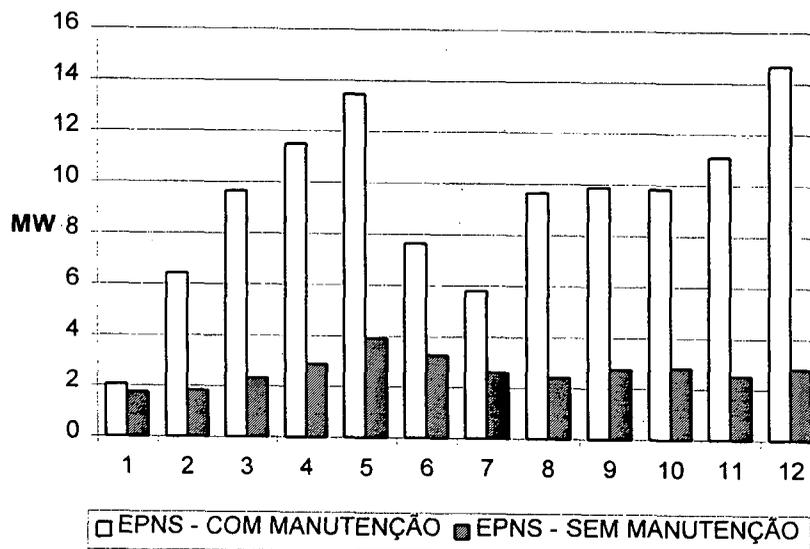


Figura 2.3 - Confiabilidade do Sistema Com e Sem Manutenção

Dado que a manutenção tem influência de forma determinante a confiabilidade do sistema, cabe examinar de que modo se dá esta influência, ou seja, é necessário identificar os modos de falha do sistema. Na Figura 2.4 é discriminada a participação dos modos de falha do sistema, considerando o programa de manutenção adotado. Esta figura mostra que, embora com uma menor contribuição, parte da EPNS é devida à contribuição de falhas originadas na transmissão isoladamente e compostas (transmissão + geração), sendo que no período 6 (junho) a parcela relativa a falhas compostas mais transmissão é superior àquelas originadas isoladamente na geração.

Esta constatação permite concluir pela importância de se considerar restrições de transmissão no processo de programação da manutenção, sem o que pode-se obter resultados otimistas, ou seja, a distribuição espacial da manutenção pelo sistema é importante pois permite observar deficiências no sistema de transmissão.

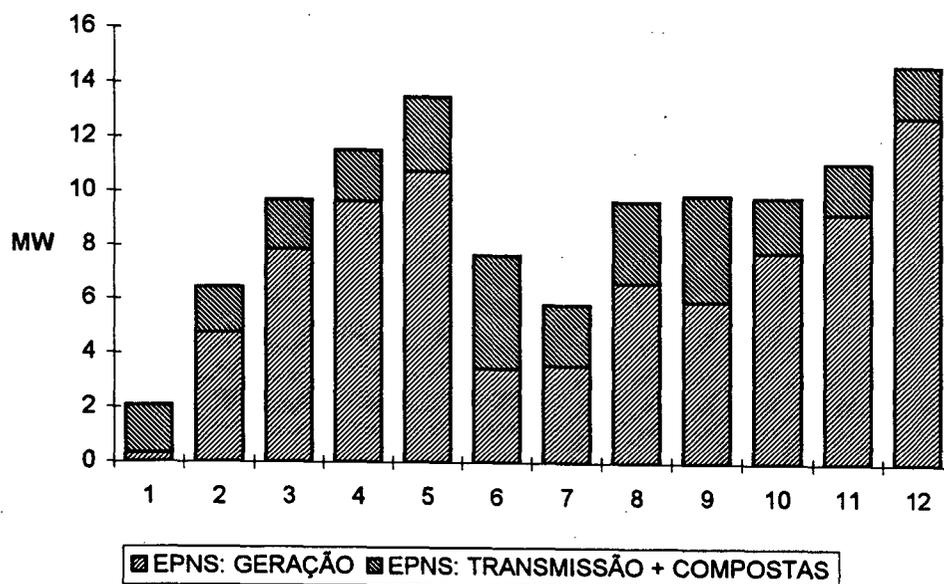


Figura 2.4 - Identificação dos Modos de Falha do Sistema

2.5 Conclusões

Do levantamento do estado da arte realizado fica evidenciada a ausência da representação explícita da confiabilidade do sistema no processo de programação da manutenção, notadamente no que tange a representação do sistema de transmissão. A importância desta representação pode ser confirmada através do estudo desenvolvido no item 2.4, onde mostrou-se que a não explicitação da rede conduz a índices de confiabilidade otimistas e por conseqüência, é imprescindível que no modelo de programação da manutenção a confiabilidade do sistema seja modelada o mais detalhadamente possível, para que se possa obter de forma rápida e eficiente programas de manutenção realistas. Assim no capítulo que segue o problema de programação da manutenção será apresentado de modo a contemplar em sua formulação um modelo de confiabilidade multiárea.

CAPÍTULO 3

3. Formulação do Problema de Manutenção de Unidades Geradoras Considerando Restrições de Transmissão

3.1 Descrição do Problema

O estabelecimento de um programa de manutenção preventiva ótimo pressupõe a determinação do valor extremo de uma função objetivo selecionada, sujeita ao atendimento a um conjunto de restrições.

Tipicamente o problema é formulado em termos de minimização dos custos diretos de manutenção mais operação, ou seja, os custos de mão de obra e dos demais recursos necessários para realizar a manutenção de cada unidade geradora, adicionados ao custos de produção e do não atendimento ao consumidor devem ser minimizados.

Em sistemas onde há o predomínio da participação hidráulica, os custos de produção são determinados principalmente pela disponibilidade de água, a qual é sujeita a variações sazonais. Deste modo, sob condições hidrológicas favoráveis, a maioria das unidades térmicas encontra-se fora de operação ou conectadas ao sistema operando com suas capacidades mínimas. Neste caso, existe geração hidráulica suficiente para suprimento à carga e as unidades térmicas podem ser submetidas à manutenção sem que haja acréscimo do custo de produção.

Sob condições hidráulicas desfavoráveis, as unidades térmicas estão operando com suas capacidades máximas, e manutenções preventivas destas unidades são adiadas, concentrando-se as manutenções nas unidades hidráulicas. Este natural desacoplamento torna insensível o custo de produção em relação ao programa de manutenção selecionado.

Como conseqüência, em sistemas hidrotérmicos com forte participação hidráulica, tal como o sistema brasileiro, o problema de programação da manutenção pode ser posto em termos da minimização do custo direto da manutenção mais o custo do não atendimento à demanda.

Devido às dificuldades para obtenção dos custos diretos da manutenção, custos fictícios podem ser usados para penalizar desvios de um programa de manutenção considerado “ideal”, que pode refletir, por exemplo, o programa preferido sob o ponto de vista da engenharia de manutenção da usina. Um outro procedimento consiste em considerar custos que independem do tempo, na medida em que a manutenção é executada dentro de um intervalo pré-definido (janela). Este último procedimento é o utilizado neste trabalho.

As restrições do problema podem ser agrupadas em dois subconjuntos: o primeiro relacionado à política de produção energética e de manutenção e o segundo relacionado à confiabilidade e a operação do sistema elétrico.

O primeiro grupo de restrições inclui, no escopo da política de manutenção, as chamadas restrições tecnológicas que, juntamente com as restrições de produção constituem o conjunto que segue:

- ***períodos permitidos para manutenção***: especifica o intervalo permitido para realizar a manutenção de cada unidade; esta especificação pode ser usada para assegurar a frequência de manutenção adequada, e evitar manutenções de unidades térmicas sob condições hidrológicas desfavoráveis, e assim por diante;
- ***duração da manutenção***: especifica para cada unidade o número de períodos necessários para completar a atividade de manutenção;
- ***obrigatoriedade e continuidade da manutenção***: requer que a manutenção de cada unidade seja obrigatoriamente executada e que, uma vez iniciada não seja interrompida;
- ***disponibilidade de equipes de manutenção e de recursos materiais***: impede a realização de manutenções simultâneas em unidades sob a responsabilidade de uma mesma equipe, ou quando os recursos materiais para a realização de manutenções simultâneas sejam insuficientes;
- ***seqüência entre manutenções***: assegura que as manutenções de determinadas unidades sejam realizadas em uma determinada ordem no tempo;

- ***meta de produção energética***: especifica o número mínimo de unidades para produzir um certo montante de energia ou para evitar vertimentos nas usinas hidráulicas.

As restrições de produção energética realizam a conexão entre os problemas de programação da operação e programação da manutenção. Estas restrições asseguram que as unidades hidráulicas tenham capacidade suficiente para maximizar a produção evitando vertimentos durante estações com hidraulicidades favoráveis. A determinação do número mínimo de unidades em cada usina hidráulica requer a utilização de modelos de programação da operação, normalmente baseados na simulação cronológica do sistema de geração. Os resultados destas simulações são então utilizados para construir as restrições de produção energética do problema de programação da manutenção.

O segundo grupo de restrições é apresentado a seguir:

- ***restrições de balanço de potência***: assegura que, em cada área, o balanço de potência seja nulo;
- ***restrições de capacidade das unidades geradoras***: especifica que a geração máxima em cada unidade não deve exceder a sua capacidade máxima disponível; esta restrição é particularmente importante em unidades hidráulicas, desde que a potência turbinada é sensível ao nível de armazenamento do reservatório;
- ***restrições de limites de intercâmbio***: especifica que o fluxo de potência nas linhas de interligação não deve exceder a capacidade máxima de transmissão dessas linhas.
- ***restrições de confiabilidade***: assegura que o programa de manutenção selecionado não viole um determinado nível de risco pré-definido para cada período.

A solução deste problema em sistemas de grande porte requer o uso de técnicas de programação matemática apropriadas. Neste sentido, a metodologia proposta fundamenta-se no emprego de técnicas de decomposição, mais especificamente, no

método de decomposição de Benders [17]. Esta técnica de decomposição é particularmente vantajosa quando o problema de otimização tem uma estrutura especial ou quando a fixação do valor de um grupo de variáveis torna o problema mais simples de resolver.

Este é o caso no problema de programação da manutenção: uma vez fixadas as variáveis de decisão (inteiras), o problema de operação resultante pode ser formulado como um problema de programação linear (PL). Assim este problema de PL tem uma estrutura especial, o que permite solucioná-lo de modo mais eficiente, com uso de algoritmos computacionais específicos para o tipo de estrutura apresentada.

Para simplificar a exposição e facilitar o entendimento, inicialmente é apresentada uma formulação básica, determinística; na seqüência é apresentada uma extensão probabilística da metodologia básica. Esta última formulação proporciona um avanço no estado da arte e constitui-se no principal objetivo deste capítulo.

3.2 Formulação Determinística

Neste caso, o problema de programação da manutenção é formulado sem considerar as aleatoriedades intrínsecas de um sistema elétrico de potência, e deste modo não são consideradas as indisponibilidades dos equipamento nem tão pouco as incertezas associadas à previsão da demanda.

Matematicamente, o problema pode ser formulado como segue:

$$\text{Min } \sum_i \sum_t c_{it} x_{it} \quad (3.1)$$

sujeito a:

- Restrição de intervalo de manutenção proibida:

$$x_{it} = 0 \text{ para } t < e_i \text{ ou } t > l_i \quad (3.2)$$

- Restrição de intervalo de manutenção permitido:

$$x_{it} \in \{0, 1\} \text{ para } e_i \leq t \leq l_i \quad (3.3)$$

- Restrição de obrigatoriedade da manutenção:

$$\sum_i x_{it} = 1 \quad \forall i \quad (3.4)$$

- Restrição de exclusividade:

$$\sum_{t-d_i+1}^t \sum_{i \in \Phi_e} x_{it} \leq 1 \quad \forall t \quad (3.5)$$

- Restrição de recursos para manutenção e/ou de atendimento à meta energética :

$$\sum_{t-d_i+1}^t \sum_{i \in \Phi_u} x_{it} \bar{g}_{it} \leq \bar{g}_{ut} \quad \forall t \quad (3.6)$$

- Restrição de intervalo mínimo entre manutenções:

$$x_{p,t_1} - x_{q,t_2} \leq 0 \quad \forall t \quad (3.7)$$

- Restrição de balanço de potência:

$$\sum_{i \in \Phi_g} g_{it} + \sum_k f_{ka,t} - \sum_w f_{aw,t} = L_{at} \quad a = 1, \dots, M ; \forall t \quad (3.8)$$

- Restrição de capacidade máxima dos geradores:

$$g_{it} - (1 - x_{it}) \bar{g}_{it} \leq 0 \quad \forall t \quad (3.9)$$

- Restrição de capacidade máxima das interligações:

$$|f_{aw,t}| \leq \bar{f}_{aw,t} \quad \forall t \quad (3.10)$$

onde:

i representa o i -ésimo gerador;

$x_{it} = 1$ indica que o gerador i inicia a sua manutenção no período t ;

$x_{it} = 0$ indica que o gerador i não inicia a sua manutenção no período t ;

c_{it} custo de iniciar a manutenção da unidade i no período t ;

t períodos de manutenção (semana, quinzena ou mês)

e_i	início do intervalo permitido para manutenção da unidade i
l_i	fim do intervalo permitido para iniciar a manutenção da unidade i
d_i	duração da manutenção da unidade i , em número de períodos
p	identificador da unidade p
q	identificador da unidade q
t_1	período inicial de manutenção da unidade p
t_2	período inicial de manutenção da unidade q
g_{it}	geração da unidade i no período t (MW)
$f_{ka,t}$	fluxo que entra na área a pela interligação k no período t (MW)
$f_{aw,t}$	fluxo que sai da área a pela interligação w no período t (MW)
$\bar{g}_{it}(x)$	geração máxima da unidade i no período t , em função do programa de manutenção selecionado
\bar{g}_{ut}	capacidade máxima disponível da usina u no período t que pode ser colocada em manutenção
$\bar{f}_{aw,t}$	fluxo máximo permitido de saída da área a pela interligação w no período t
Φ_a	conjunto formado pelos geradores das áreas $a = 1, \dots, M$
Φ_e	conjunto formado pelas unidades que não podem sofrer manutenção simultaneamente
Φ_u	conjunto formado pelas unidades pertencentes à usina u
L_{at}	demanda máxima da área a no período t

Ressalte-se que nesta formulação $x_{it} = 1$ indica uma transição do *estado disponível para operação* em direção ao *estado de manutenção*. Este tipo de formulação é atraente pois reduz o número de variáveis de decisão, ao contrário de uma formulação que objetiva a determinação do estado da unidade, em cada período.

A função objetivo (3.1) determina a seleção de um programa de manutenção com custos diretos de menor valor.

As restrições (3.1) e (3.2) estabelecem a janela para manutenção da unidade. Deste modo o gerador i deverá estar disponível para operação nos períodos que antecedem uma determinada data e_i e nos períodos posteriores a data $l_i + d_i$. No Brasil, por

exemplo, é comum em várias empresas, evitar a realização de manutenções nos meses de dezembro, janeiro e fevereiro.

Para o conjunto de geradores que se deseja realizar manutenção é necessário que os mesmos sejam desligados obrigatoriamente, e somente uma vez, ao longo do período de análise. Tal restrição é considerada em (3.4).

Outro tipo de restrição bastante comum, é a chamada restrição de exclusividade e representada por (3.5). Esta restrição determina quais os geradores que não podem sofrer manutenção simultaneamente, em um determinado período, seja por indisponibilidade de equipe de manutenção ou por indisponibilidade de recursos materiais.

A restrição do tipo (3.6) determina o montante de capacidade que pode ser retirado simultaneamente para manutenção. Este tipo de restrição decorre da necessidade de o sistema dispor de uma certa reserva de potência em e/ou para atendimento de uma determinada meta de produção energética.

A restrição (3.7), também conhecida como restrição de seqüência, é melhor entendida considerando, por exemplo, que a manutenção da unidade p deve ser iniciada três meses após o início da manutenção da unidade q . Admitindo que o horizonte de tomada de decisão compreende seis meses, o conjunto de restrições (3.7) pode ser escrito como segue:

$$x_{p_1} - x_{q_4} \leq 0$$

$$x_{p_2} - x_{q_5} \leq 0$$

$$x_{p_3} - x_{q_6} \leq 0$$

$$x_{p_4} - x_{q_1} \leq 0$$

$$x_{p_5} - x_{q_2} \leq 0$$

$$x_{p_6} - x_{q_3} \leq 0$$

O conjunto de restrições (3.8) a (3.10) representa os aspectos relacionados à operação do sistema elétrico. Assim, pela ordem, tem-se: as equações de balanço de potência, as limitações de geração das unidades e de fluxo nas interligações.

Em sistemas com predominância hidráulica, a restrição (3.9) deve considerar a efetiva disponibilidade de potência das unidades geradoras, ou seja, no cálculo do vetor \bar{g}_i é necessário que considere a perda de potência por deplecionamento dos reservatórios, para um particular cenário hidrológico sob análise. Utilizando notação matricial este problema pode ser posto na forma:

$$\text{Min } c^T x \quad (3.11)$$

sujeito a:

$$Ax \geq b \quad (3.12)$$

$$Jx + Ky \geq g \quad \forall t \quad (3.13)$$

onde:

- c^T vetor de custos de manutenção tranposto
- x vetor de decisão
- y vetor das variáveis de operação
- A matriz de coeficientes relacionados às restrições de política de operação energética e de manutenção
- b vetor dos recursos associados à política de operação energética e de manutenção
- J matriz dos coeficientes relacionados às capacidades máximas de geração
- K matriz dos coeficientes relacionados aos montantes de geração e de fluxo
- g vetor dos recursos para operação do sistema elétrico (capacidade das linhas de interligação e níveis de carga das áreas)

O problema do modo formulado caracteriza-se por ser de grande porte e do tipo inteiro-misto, podendo-se observar a partir desta formulação que problema subdivide-

se, naturalmente, em dois subproblemas, cujo acoplamento entre eles consiste na obtenção de uma solução de mínimo custo, sem que haja corte de carga.

Esta característica indica a conveniência de se decompor, matematicamente, o problema básico em dois subproblemas: um subproblema de decisão e um subproblema de operação.

Ao solucionar o problema de decisão, as decisões representadas pelo vetor x podem levar a uma solução inviável para o subproblema de operação. Neste caso, é necessária a realização de cortes de carga no sistema. Assim o subproblema de operação, cuja solução é função do vetor de decisão x pode ser formulado como:

$$\alpha(x) = \text{Min} \sum_t \sum_a r_{at} \quad (3.14)$$

sujeito a:

$$\sum_{i \in \Phi_a} g_{it} + \sum_k f_{ka,t} - \sum_w f_{aw,t} + r_{at} = L_{at} \quad \text{para } a = 1, \dots, M \text{ e } \forall t \quad (3.15)$$

$$g_{it} - (1 - x_{it}) \bar{g}_{it} \leq 0 \quad \forall t \quad (3.16)$$

$$|f_{aw,t}| \leq \bar{f}_{aw,t} \quad \forall t \quad (3.17)$$

onde r_{at} representa a demanda não suprida (MW) na área a no período t .

Da solução deste problema, os resultados possíveis são:

- $\alpha(x) = 0 \Rightarrow$ o subproblema de operação é viável
- $\alpha(x) > 0 \Rightarrow$ o subproblema de operação é inviável, ou seja, é necessário realizar corte de carga.

Como resultado, o problema de programação da manutenção pode ser formulado como segue:

$$\text{Min } \sum_i \sum_t c_{it} x_{it} \quad (3.18)$$

sujeito a:

$$x_{it} = 0 \text{ para } t < e_i \text{ ou } t > l_i \quad (3.19)$$

$$x_{it} \in \{0, 1\} \text{ para } e_i \leq t \leq l_i \quad (3.20)$$

$$\sum_i x_{it} = 1 \quad \forall i \quad (3.21)$$

$$\sum_{t-d_i+1}^t \sum_{i \in \Phi_e} x_{it} \leq 1 \quad \forall t \quad (3.22)$$

$$\sum_{t-d_i+1}^t \sum_{i \in \Phi_u} x_{it} \bar{g}_{ii} \leq \bar{g}_{iu} \quad \forall t \quad (3.23)$$

$$x_{p,t_1} - x_{q,t_2} \leq 0 \quad \forall t \quad (3.24)$$

$$\alpha(x) \leq 0 \quad (3.25)$$

Observe-se que, nesta nova formulação, as restrições (3.8) a (3.10) foram substituídas pela restrição (3.25), que sintetiza todo o problema de operação, pois limitar $\alpha(x)$ em valores iguais ou menores que zero significa obter corte de carga nulo para qualquer decisão x , em todos os períodos.

3.3 Formulação Probabilística

Na formulação determinística, anteriormente apresentada, considerou-se que os equipamentos de geração estavam sempre disponíveis para operação; na formulação probabilística, entretanto, considera-se que os equipamentos estão sujeitos a falhas, ou seja, o subproblema de operação deve levar em consideração as indisponibilidades forçadas dos geradores e das linhas de transmissão.

Neste tipo de abordagem, são possíveis dois tipos de encaminhamento para a sua solução. No primeiro deles, deseja-se determinar um programa de manutenção que seja o ótimo global, isto é, a solução do problema apresenta custo total (decisão mais operação) mínimo. No segundo tipo de encaminhamento, deseja-se encontrar um

programa de manutenção que apresente custo de decisão mínimo e que o custo de operação fique abaixo de um determinado valor limite.

Segundo a abordagem de minimização do custo global, o problema de programação da manutenção pode ser formulado, partindo-se do pressuposto que o custo do não atendimento ao consumidor, traduzido pelo valor esperado da potência não-suprida (*EPNS*) em um determinado período t , pode ser considerado como uma função das variáveis de decisão x , isto é, $\alpha_t(x)$. O valor de $\alpha_t(x)$ é decorrente da não garantia de suprimento à carga em todos os estados do sistema, face a presença de falhas dos componentes de geração e de transmissão. Assim, para cada estado do sistema, é necessário que se considere a variável $r_{a,t}$ introduzida a seguir na restrição de balanço de potência (3.34) para contemplar a possibilidade de corte de carga. Esta variável ponderada pelas probabilidades de cada estado permite o cálculo de $\alpha_t(x)$, isto é,

$$\alpha_t(x) = E \left\{ \sum_a r_{a,t} \right\} \quad (3.26)$$

Portanto o problema pode ser formulado por:

$$\text{Min} \quad \sum_t \sum_i c_{it} x_{it} + \sum_t \{ \alpha_t(x) \} \quad (3.27)$$

sujeito a:

$$x_{it} = 0 \text{ para } t < e_i \text{ ou } t > l_i \quad (3.28)$$

$$x_{it} \in \{0, 1\} \text{ para } e_i \leq t \leq l_i \quad (3.29)$$

$$\sum_t x_{it} = 1 \quad \forall i \quad (3.30)$$

$$\sum_{t-d_i+1}^t \sum_{i \in \Phi_t} x_{it} \leq 1 \quad \forall t \quad (3.31)$$

$$\sum_{t-d_i+1}^t \sum_{i \in \Phi_u} x_{it} \bar{g}_{it} \leq \bar{g}_{ut} \quad \forall t \quad (3.32)$$

$$x_{p t_1} - x_{q t_2} \leq 0 \quad \forall t \quad (3.33)$$

$$\sum_{i \in \Phi_a} g_{it} + \sum_k f_{ka,t} - \sum_w f_{aw,t} + r_{a,t} = L_{at} \quad a = 1, \dots, M; \quad \forall t; \quad \forall N \text{ estados} \quad (3.34)$$

$$g_{it} - \sum_{t-d_i+1}^t (1-x_{it}) \bar{g}_{it}(\xi) \leq 0 \quad \forall t; \quad \forall N \text{ estados} \quad (3.35)$$

$$|f_{aw,t}| - \bar{f}_{aw,t}(\xi) \leq 0 \quad \forall t; \quad \forall N \text{ estados} \quad (3.36)$$

onde:

$r_{a,t}$ corte de carga na área a no período t

ξ vetor estocástico que define o estado do sistema

$\bar{g}_{it}(\xi)$ geração máxima da unidade i no período t , em função dos vetores de decisão x e de estado ξ

$\alpha_t(x)$ valor esperado do custo da potência não suprida (EPNS) no período t .

Na abordagem em que o custo de operação deve ficar abaixo de um valor limite a formulação do problema torna-se:

$$\text{Min} \quad \sum_t \sum_i c_{it} x_{it} \quad (3.37)$$

sujeito a:

$$x_{it} = 0 \text{ para } t < e_i \text{ ou } t > l_i \quad (3.38)$$

$$x_{it} \in \{0, 1\} \text{ para } e_i \leq t \leq l_i \quad (3.39)$$

$$\sum_i x_{it} = 1 \quad \forall t \quad (3.40)$$

$$\sum_{t-d_i+1}^t \sum_{i \in \Phi_e} x_{it} \leq 1 \quad \forall t \quad (3.41)$$

$$\sum_{t-d_i+1}^t \sum_{i \in \Phi_u} x_{it} \bar{g}_{it} \leq \bar{g}_{ut} \quad \forall t \quad (3.42)$$

$$x_{pt_1} - x_{qt_2} \leq 0 \quad \forall t \quad (3.43)$$

$$\sum_{i \in \Phi_a} g_{it} + \sum_k f_{ka,t} - \sum_w f_{aw,t} + r_{a,t} = L_{at} \quad a = 1, \dots, M; \quad \forall t; \quad \forall N \text{ estados} \quad (3.44)$$

$$g_{it} - \sum_{t-d_i+1}^t (1-x_{it}) \bar{g}_{it}(\xi) \leq 0 \quad \forall t; \quad \forall N \text{ estados} \quad (3.45)$$

$$|f_{aw,t}| - \bar{f}_{aw,t}(\xi) \leq 0 \quad \forall t; \quad \forall N \text{ estados} \quad (3.46)$$

$$\alpha_t(x) \leq U_t \quad (3.47)$$

onde:

U_t limite máximo da *EPNS* no período t .

Nesta formulação a confiabilidade do sistema é aferida comparando-se $\alpha_t(x)$ com U_t . Ressalte-se que esta aferição pode ser feita tanto para a potência não-suprida quanto para a energia não-suprida, pois a diferença entre estas grandezas se resume no número de horas consideradas para o horizonte de análise, normalmente um ano.

A exemplo da formulação determinística, em ambas as formulações probabilísticas o problema pode ser representado por um processo de decisão em dois estágios: no primeiro obtém-se um programa de manutenção x^* ; no segundo estágio é calculada a função $\alpha_t(x)$ que permite avaliar as conseqüências da decisão x^* em termos do valor esperado da demanda não servida.

3.4 Conclusões

Neste capítulo o problema de programação da manutenção foi formulado considerando a representação do sistema tanto de forma determinística quanto probabilística, sendo esta última a mais realista.

Na formulação proposta cabe destacar a representação probabilística tanto do sistema de geração quanto do sistema de transmissão ao nível de interligações, o que certamente contribui para preencher a lacuna dos modelos propostos na literatura e documentados no capítulo 2, propiciando, portanto, um avanço no estado da arte.

O problema tal como foi formulado caracteriza-se por ser um processo de decisão em dois estágios, o que certamente poderá ser explorado por técnicas de decomposição, as quais viabilizam a solução de problemas de grande porte com este tipo de característica, como será visto no capítulo que segue.

CAPÍTULO 4

4. Métodos de Decomposição Aplicados em Problemas de Otimização Estocástica

4.1 Introdução

Técnicas de decomposição são usualmente empregadas em problemas de programação matemática de grande porte como forma de viabilizar sua solução tirando partido da estrutura do problema, que é simplificado quando determinadas variáveis são fixadas e algumas restrições são relaxadas. Os subproblemas resultantes deste procedimento podem ser resolvidos por algoritmos específicos, tornando a obtenção da solução mais eficiente computacionalmente. Neste trabalho a técnica empregada para solução do problema proposto consiste no algoritmo de decomposição de Benders. Assim este capítulo tem por objetivo apresentar a derivação deste método utilizando como referência o problema de programação da manutenção. Para tanto, apresenta-se, inicialmente, este método em sua forma linear e determinística, sendo abordada em seguida a sua extensão probabilística.

4.2 Decomposição de Benders - Caso Determinístico

Utilizando notação matricial o problema de programação da manutenção de unidades geradoras pode ser formulado como segue:

$$\text{Min } cx + dy \tag{4.1}$$

sujeito a:

$$Ax \geq b \tag{4.2}$$

$$Jx + Ky \geq g_t \quad \forall t \tag{4.3}$$

onde

- c vetor de custos de manutenção tranposto;
- d vetor dos coeficientes de custo tranposto;
- x vetor de variáveis de decisão (realizar ou não as manutenções);
- y vetor de variáveis de operação (fluxos nas interligações, gerações das unidades e cortes de carga);

$Ax \geq b$ restrições relacionadas às políticas de operação energética e de manutenção;
 $Jx + Ky \geq g_t$ restrições relacionadas à confiabilidade e à operação do sistema elétrico.

Por simplicidade de notação foi eliminada a indicação de transposição de vetores para c e d .

A solução do problema (4.1)-(4.3) pode ser encontrada através da decomposição deste problema em dois subproblemas, caracterizando um processo de solução em dois estágios, isto é, um estágio de decisão e outro de operação do sistema.

O primeiro estágio consiste em determinar as variáveis de decisão x^* , correspondentes às unidades que devem sair para manutenção em cada período t , satisfazendo as restrições relacionadas com as políticas de operação energética e de manutenção, $Ax \geq b$. A solução de (4.4)-(4.5) define, portanto, a configuração do sistema elétrico a ser analisada no subproblema de operação.

$$\text{Min } cx \tag{4.4}$$

sujeito a:

$$Ax \geq b \tag{4.5}$$

Note-se que o subproblema do segundo estágio pode ser decomposto em problemas independentes, um para cada período t . Deste modo, conhecidas as variáveis de decisão x^* , o problema (4.6)-(4.7) é formulado unicamente em função das variáveis de operação y_t , que representam os níveis de geração e os fluxos na rede.

$$\text{Min } dy_t \tag{4.6}$$

sujeito a:

$$Ky_t \geq g_t - J_t x^* \tag{4.7}$$

O objetivo agora é minimizar a soma dos custos de manutenção e operação. Deste modo temos o processo de solução ilustrado pela Figura 4.1, sendo que o subproblema de operação abrange todos os períodos do horizonte de manutenção.

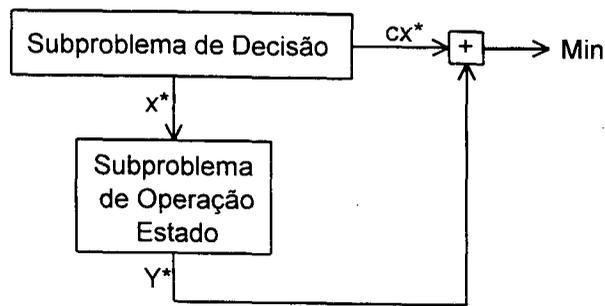


Figura 4.1 - Processo de Decisão em Dois Estágios

O processo de decomposição se baseia nas seguintes observações:

- o custo de operação dy_t^* (onde y_t^* é a solução de 4.6-4.7) pode ser visto como uma função $u_t(x)$ da decisão de manutenção x^* , isto é:

$$u_t(x) = \text{Min } dy_t \quad (4.8)$$

sujeito a:

$$Ky_t \geq g_t - J_t x^* \quad (4.9)$$

- o problema 4.1-4.3 pode agora ser escrito em função das variáveis de decisão:

$$\text{Min } cx + u(x) \quad (4.10)$$

sujeito a:

$$Ax \geq b \quad (4.11)$$

onde

$$u(x) = \sum_t u_t(x) \quad (4.12)$$

A função $u(x)$ informa as conseqüências da decisão x^* em termos do custo de operação. Esta informação, se disponível, permite que o problema original possa ser resolvido sem a representação explícita do subproblema do segundo estágio.

A Decomposição de Benders visa portanto *construir* uma aproximação linear da função $u_t(x)$ para cada período t , com a precisão desejada a partir da solução do subproblema do segundo estágio.

Para construir a aproximação de $u_t(x)$, inicialmente o problema de operação (4.6)-(4.7) é colocado em sua forma dual:

$$\text{Max } \pi_t(g_t - Jx^*) \quad (4.13)$$

sujeito a:

$$\pi_t K \leq d \quad \forall t \quad (4.14)$$

onde π_t é o vetor de variáveis duais relativas ao período t .

Sem perda de generalidade, pode-se supor que o problema (4.13)-(4.14) sempre tem solução. Ressalte-se que a região viável de (4.14) independe da decisão do primeiro estágio x^* . Esta região é um poliedro convexo, caracterizado pelos seus vértices, ou seja, pelo conjunto:

$$\Pi_t = \{\pi_t^1, \pi_t^2, \dots, \pi_t^v\}.$$

Como o problema (4.13)-(4.14) é de programação linear, a sua solução ótima sempre estará sobre um vértice da região viável definida pelo conjunto de restrições $\pi_t K \leq d$. Esta conclusão indica que, a princípio, o problema dual poderia ser resolvido pela *enumeração* de todos os vértices que delimitam a região viável definida por (4.7), isto é:

$$\text{Max } \pi_t^i (g_t - Jx) \quad (4.15)$$

sujeito a:

$$\pi_t^i \in \Pi_t \quad i = 1, \dots, v \quad \forall t \quad (4.16)$$

onde Π_t é o conjunto dos v vértices que delimitam a região dual viável do período t .

Alternativamente, para um dado período t , este problema pode ser reescrito como segue:

$$\text{Min } \alpha_t \quad (4.17)$$

sujeito a:

$$\alpha_t \geq \pi_t^i (g_t - Jx) \quad \forall t \quad (4.18)$$

$$\pi_t^i \in \Pi_t \quad i = 1, \dots, v \quad \forall t \quad (4.19)$$

onde α_t é uma variável escalar.

Esta equivalência se verifica na medida em que é selecionado o menor valor de α_t , maior ou igual ao máximo valor de $\pi_t^i(g_t - J_t x)$; isto é, esta restrição será atendida na igualdade.

Da teoria da dualidade aplicada à programação linear sabe-se que no ponto de ótimo os problemas (4.6)-(4.7) e (4.13)-(4.14) apresentam o mesmo valor para a função objetivo, ou seja:

$$dy_t = \pi_t (g_t - J_t x^*) \quad (4.20)$$

Desta expressão pode-se concluir que as restrições $\alpha_t \geq \pi_t^i(g_t - J_t x)$ definem a função $u_t(x)$, que se caracteriza por ser convexa e linear por partes. Considerando x como um escalar, $u_t(x)$ teria a forma apresentada na Figura (4.2).

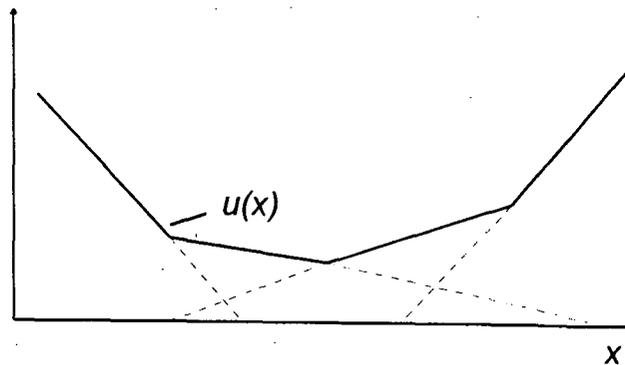


Figura 4.2 - Aproximação Linear da Função $u_t(x)$ no espaço unidimensional

Generalizando para todos os períodos do horizonte de manutenção, o problema que determina o programa de manutenção ótimo pode ser expresso por:

$$\text{Min } cx + \sum_i \alpha_i \quad (4.21)$$

sujeito a:

$$Ax \geq b \quad (4.22)$$

$$\alpha_t \geq \pi_t^i(g_t - J_t x^*) \quad \forall t \quad (4.23)$$

$$\pi_t^i \in \Pi_t \quad i = 1, \dots, v \quad \forall t \quad (4.24)$$

O problema formulado desta maneira é atrativo pois é descrito apenas em função das variáveis de decisão, sem a necessidade de se conhecer as variáveis de operação.

Por outro lado esta formulação exige em princípio o conhecimento de todos os vértices π_i que delimitam a região dual viável. Da literatura [20] sabe-se que o problema de determinação dos vértices viáveis associados à operação de um sistema elétrico é combinatorial e depende do número de barras com geração e demanda, tornando impraticável este esquema de solução.

A utilização da região dual para solução do problema somente será eficaz se for possível mostrar que, dentre todos os vértices existentes, apenas alguns são necessários. Esta característica é encontrada nos sistemas de potência e é explorado pelo algoritmo de decomposição de Benders, descrito a seguir, onde restrições do tipo $\pi_i'(g_i - J_i x^*) \leq \alpha_i$ são sucessivamente incluídas no problema relaxado à medida em que os vértices são obtidos.

4.3 Algoritmo de Decomposição de Benders

O algoritmo aqui apresentado se restringe a problemas formulados com base em programação linear [17,18]. A.M. Geoffrion apresenta em outro artigo [19] a extensão para problemas não lineares.

O algoritmo de Benders fundamenta-se na decomposição do problema global de programação da manutenção em dois subproblemas, ou em um problema a dois estágios, conforme descrito a seguir.

Passo 0

Inicialização

$$k = 1$$

$$S = \emptyset$$

$$\bar{z} = \infty$$

Defina ε = tolerância desejada para convergência.

Passo 1

$$\text{Min } cx + \sum_i \alpha_i \quad (4.25)$$

sujeito a:

$$Ax \geq b \quad (4.26)$$

$$\alpha_i \in S \quad (4.27)$$

Passo 2

A solução $\left(x^k, \sum_i \alpha_i^k\right)$, na iteração k , atende as restrições de problema global (4.25)-

(4.27) e o custo associado, dado por

$$\underline{z} = c x^k + \sum_i \alpha_i^k \quad (4.28)$$

pode ser escrito como um *limite inferior* para o custo da solução ótima z^* do problema global, já que o problema é uma relaxação de (4.1)-(4.3).

Passo 3

Resolva o problema do segundo estágio dada a solução x^k , para cada período t .

$$u_i^k = \text{Min } dy_i^k \quad (4.29)$$

sujeito a:

$$Ky_i^k \geq g_t - J_t x_k \quad (4.30)$$

Passo 4

Seja y_i^k a solução ótima de (4.29)-(4.30). O par (x^k, y^k) é uma solução viável de (4.1)-(4.3), embora não necessariamente ótima, com custo associado $cx^k + dy^k$, então faça:

$$\bar{z} = \text{Min } (\bar{z}, cx^k + dy^k) \quad (4.31)$$

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, y) associado ao limite superior \bar{z} .

Caso contrário, atualize a estimativa de $u_t(x)$, adicionando, para cada período t , uma restrição $\alpha_t \geq \pi_t^k (g_t - J_t x)$ denominada de *corte de Benders* ao conjunto S , onde π_t^k é o vetor de multiplicadores ótimos associados à restrição (4.30).

Passo 6

Faça $k = k + 1$, vá para o passo 1.

O algoritmo converge em um número finito de passos, já que o limite inferior entre duas iterações consecutivas deve aumentar (pois o problema (4.23)-(4.25) vai se tornando mais restrito), e o limite superior não aumenta por construção.

Considerando a igualdade entre soluções ótimas primal-dual do problema (4.29)-(4.30), tem-se que

$$u_t^k = \pi_t^k (g_t - J_t x^k) \quad (4.32)$$

ou seja:

$$\pi_t^k g_t = u_t^k + \pi_t^k J_t x^k \quad (4.33)$$

Substituindo-se (4.33) na expressão associada ao Corte de Benders, tem-se a forma alternativa:

$$u_t^k + \pi_t^k J_t x (x^k - x) \leq \alpha_t \quad (4.34)$$

Considerando que u^k é o valor ótimo do custo de operação associado às variáveis de decisão x^k na iteração k , a restrição (4.34) exprime a *variação* do custo de operação em função de modificações nos valores das variáveis de decisão na vizinhança de x^k .

A expressão (4.32) permanece válida mesmo quando a função objetivo do problema do segundo estágio é minimizar o corte de carga no sistema. Tal situação é plausível, pois determinadas decisões provenientes do problema do primeiro estágio podem

inviabilizar a operação do sistema. Neste caso, a restrição (4.34) representa uma aproximação do mínimo corte de carga em torno do vetor de decisão x^* .

Para o caso particular em que o plano de manutenção selecionado não deve provocar corte de carga ($\alpha_t = 0$), o problema (4.1)-(4.3) transforma-se em:

$$\text{Min } cx \tag{4.35}$$

sujeito a:

$$Ax \geq b \tag{4.36}$$

$$Jx + Ky_t \geq g_t \quad \forall t \tag{4.37}$$

Neste algoritmo percebe-se que são gerados apenas os vértices *necessários* à solução, não sendo necessário a enumeração de todos os vértices da região dual viável.

O algoritmo de decomposição de Benders pode ser visualizado como um processo iterativo para obtenção de restrições (4.34), que delimitam a região viável das variáveis de decisão x . A solução do primeiro subproblema corresponde a uma aproximação da solução do problema global, sendo que a cada iteração esta aproximação é refinada através da inclusão de uma nova restrição obtida a partir da solução do segundo subproblema.

4.4 Extensão Probabilística

Suponha agora que o problema do segundo estágio envolva variáveis aleatórias discretas de modo que a matriz J_t e o vetor g_t possam assumir, para o período t , valores $J_{1t}, J_{2t}, \dots, J_{Nt}$ e $g_{1t}, g_{2t}, \dots, g_{Nt}$, respectivamente, com probabilidades $p_{1t}, p_{2t}, \dots, p_{Nt}$. O problema do segundo estágio consiste agora em minimizar o custo esperado de operação para o horizonte de manutenção, isto é:

$$\text{Min } cx + \sum_t \sum_j p_{jt} d y_{jt} \quad (4.38)$$

sujeito a

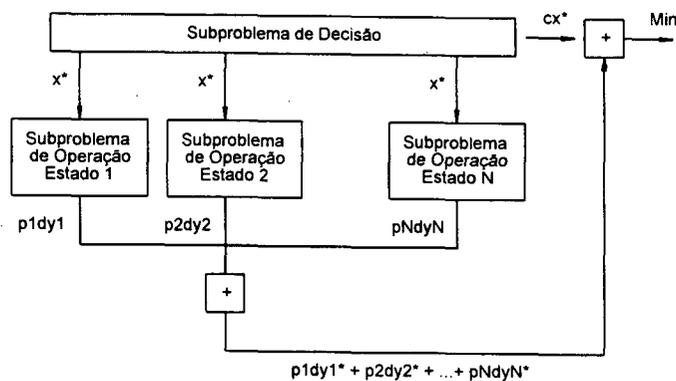
$$Ax \geq b \quad (4.39)$$

$$J_{1t}x + Ky_{1t} \geq g_{1t} \quad \forall t \quad (4.40)$$

$$J_{2t}x + Ky_{2t} \geq g_{2t} \quad \forall t \quad (4.41)$$

$$J_{Nt}x + Ky_{Nt} \geq g_{Nt} \quad \forall t \quad (4.42)$$

O problema do segundo estágio, para um período t , envolve agora N estados, e o processo de decisão associado ao problema anterior pode ser ilustrado pelo esquema da Figura 4.3



4.3 - Processo de Decisão para N Estados

Note-se que o subproblema do segundo estágio, para um dado período t , pode ser decomposto em problemas independentes para cada estado do sistema $j = 1, 2, \dots, N$, dada a decisão x^* do primeiro estágio:

$$u_{jt}(x) = \text{Min } dy_{jt} \quad (4.43)$$

sujeito a:

$$Ky_{jt} \geq g_{jt} - J_{jt} x^* \text{ para } j = 1, \dots, N \quad \forall t \quad (4.44)$$

Dessa forma, o valor esperado do custo de operação, para o período t , é dado pela função $\bar{u}_t(x)$ definida por:

$$\bar{u}_t(x) = \sum_j p_{jt} u_{jt}(x) \quad \forall t \quad (4.45)$$

Definindo

$$\bar{u}(x) = \sum_t \bar{u}_t(x) \quad \forall t \quad (4.46)$$

Analogamente ao caso determinístico, o problema de decisão estocástico pode ser reescrito como

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

s.a.

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

A derivação do corte de Benders para o caso estocástico segue o mesmo desenvolvimento usado para o caso determinístico. Se u_{jt} é o valor da solução ótima do problema do segundo estágio no estado j do período t , e π_j é o vetor de multiplicadores ótimos associados à restrição (4.44), dada a decisão x^* do problema do primeiro estágio, o corte para o estado j é dado por:

$$u_{jt} + \pi_{jt} J_{jt} (x^* - x) \leq \alpha_t \quad (4.49)$$

Tomando-se o valor esperado em u_{jt} e $\pi_{jt} J_{jt}$ para todos os estados possíveis do período t , obtém-se o *corte de otimalidade* para o caso estocástico:

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

onde

$$\bar{u}_t = \sum_j p_{jt} u_{jt} \quad (4.51)$$

$$\bar{w}_t = \sum_j P_{jt}(\pi_{jt} J_{jt}) \quad (4.52)$$

Portanto o escalar \bar{u}_t representa o valor esperado do custo de operação, mais precisamente, o valor esperado da potência não suprida. Já o vetor \bar{w}_t , representa o valor esperado dos recursos de geração sobre todos os estados.

Observe-se que a derivação do corte de otimalidade apresentada anteriormente é compatível com a formulação probabilística do problema de manutenção em que é buscada a minimização do custo global.

Alternativamente a esta proposição, se considerarmos que o custo de operação deve ficar abaixo de um determinado valor limite, α , deixa de ser uma variável e torna-se uma constante e passamos a ter o chamado *corte de viabilidade*.

$$\bar{u}_t + \bar{w}_t(x^* - x) \leq \alpha, \quad (4.53)$$

O algoritmo de decomposição de Benders para o caso estocástico possui, portanto, duas versões as quais são apresentadas a seguir.

MINIMIZAÇÃO DO CUSTO GLOBAL

Inicialização

$$k = 1$$

$$S = \emptyset$$

$$\bar{z} = \infty$$

Defina ε = tolerância desejada para convergência.

Passo 1

$$\text{Min } cx + \sum_t \alpha_t \quad (4.54)$$

sujeito a:

$$Ax \geq b \quad (4.55)$$

$$\alpha_t \in S \quad (4.56)$$

Na primeira iteração a solução encontrada é com relaxação pois $\sum_t \alpha_t = 0$.

Passo 2

Faça

$$\underline{z} = c x^k + \sum_t \alpha_t^k \quad (4.57)$$

Esta solução corresponde ao *limite inferior* da solução ótima z^* do problema global, já que o problema é uma relaxação de (4.1)-(4.3).

Passo 3

Resolva o problema do segundo estágio, dada a solução x^k . Este procedimento consiste em resolver, para cada período t , um problema de operação que avalie a confiabilidade do sistema, ou seja;

$$\bar{u}_t^k = \text{Min } d y_t^k \quad (4.58)$$

sujeito a:

$$K y_t^k \geq g_t - J_t x^k \quad (4.59)$$

Calcule

$$\bar{w}_t^k = \sum_j p_{jt}^k (\pi_{jt}^k J_{jt}^k)$$

Passo 4

Seja y_i^k a solução ótima de (4.27)-(4.28). Faça

$$\bar{z} = \text{Mín} (\bar{z}, cx^k + dy^k) \quad (4.60)$$

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, y) associado ao limite superior \bar{z} . Caso contrário, construa o corte de otimalidade, adicionando-o ao conjunto S . Isto é, inclua os cortes de otimalidade $\bar{u}_i^k + \bar{w}_i^k(x^k - x) - \alpha_i \leq 0$ ao conjunto S .

Passo 6

Faça $k = k + 1$, vá para o passo 1.

MINIMIZAÇÃO DO CUSTO DE DECISÃO COM RESTRIÇÃO DE CONFIABILIDADE

Inicialização

$$k = 1$$

$$S = \emptyset$$

Defina α_t = inviabilidade máxima permitida por período.

Passo 1

$$\text{Min } cx \tag{4.61}$$

sujeito a:

$$Ax \geq b \tag{4.62}$$

$$\alpha_t \in S \tag{4.63}$$

Passo 2

Resolva o problema do segundo estágio, dada a solução x^k . Este procedimento consiste em resolver, para cada período t , um problema de operação que avalie a confiabilidade do sistema.

$$\bar{u}_t^k = \text{Min } dy_t \tag{4.64}$$

sujeito a:

$$K y_t^k \geq g_t - J_t x^k \tag{4.65}$$

Passo 3

Seja y_t^k a solução ótima de (4.25)-(4.27) e \bar{u}_t^k o custo de operação correspondente a esta solução.

Se $\bar{u}_t^k \leq \alpha_t$, a solução ótima é o par (x^k, y_t^k) .

Caso contrário, atualize as estimativas de \bar{u}_t^k , adicionando ao conjunto S , os cortes de viabilidade $\bar{u}_t^k + \bar{w}_t^k (x^k - x) \leq \alpha_t$,

Passo 4

Faça $k = k + 1$, vá para o passo 1.

4.5 Conclusões

Deste capítulo é possível concluir que o problema de programação da manutenção ao ser formulado por um problema de programação matemática, em que as restrições da rede são representadas por inequações lineares, pode ser resolvido com aplicação de técnicas de decomposição, mais especificamente pelo algoritmo de Benders.

Ressalte-se que o ponto crucial desta formulação reside na construção dos cortes de Benders, uma vez que para determinação dos multiplicadores π_i , associados a cada restrição é necessário que se avalie um espaço de estados de elevada dimensão, constituído pelas diversas possibilidades de operação dos componentes do sistema.

CAPÍTULO 5

5. Solução do Problema de Programação da Manutenção Considerando Restrições de Transmissão

5.1 Introdução

O algoritmo de solução para o problema de programação da manutenção proposto em 4.3, prevê a solução de dois subproblemas com características específicas. O primeiro subproblema é do tipo programação inteira 0-1, e portanto, sua solução pode ser obtida a partir de algoritmos apropriados tais como “branch-and-bound” e de enumeração implícita de Balas [14]. Neste trabalho é utilizado o algoritmo de “branch-and-bound” disponível no programa computacional LINDO [30].

O segundo subproblema está associado à operação do sistema e se caracteriza por ser um problema de transportes, cuja solução pode ser obtida com a aplicação do teorema do *fluxo máximo-corte mínimo* de Ford-Fulkerson [15], o qual requer a construção de um grafo capacitado associado ao sistema interligado. Para solução deste problema devem ser selecionados métodos que, de algum modo, reduzam o esforço computacional e neste sentido podem ser usados os métodos de Monte Carlo [31] e o de integração direta [21]. Neste trabalho o método utilizado é o de integração direta.

Como visto anteriormente no capítulo 4, para solução do subproblema do primeiro estágio é necessária a construção dos cortes de Benders, que por sua vez requer o conhecimento dos multiplicadores simplex e do custo de operação, os quais podem ser obtidos a partir da solução do problema de operação. Portanto neste capítulo será apresentada a derivação dos cortes de Benders no escopo de programação da manutenção.

5.2 Solução do Subproblema de Operação

A solução deste problema requer a construção de um grafo capacitado tal como o apresentado na Figura 5.1, que corresponde a um sistema com duas áreas.

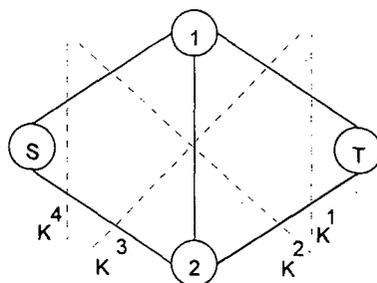


Figura 5.1 - Grafo Capacitado Correspondente a um Sistema com Duas Áreas

Neste grafo, temos um nó para cada área, mais um nó fonte S e um nó destino T . Os arcos que ligam os nós de áreas correspondem às interligações entre áreas, enquanto os arcos entre o nó T e cada nó de área correspondem à capacidade máxima de geração da área, dada pela soma das capacidades máximas das usinas que integram a área. Finalmente os arcos que ligam o nó T a cada nó de área, correspondem à carga total da área.

Nesta Figura K^1 , K^2 , K^3 e K^4 indicam os possíveis cortes do grafo, sendo que cada corte deverá separar o grafo em dois subconjuntos: um contendo o nó S e outro contendo o nó T .

A *capacidade* de um corte é dada pela soma das capacidades dos arcos pertencentes a ele. Assim a capacidade do corte K^3 é dada pela soma das capacidades dos arcos de S para T . O corte é denominado de *mínimo* quando a sua capacidade é menor ou igual à dos demais cortes.

O teorema de Ford-Fulkerson garante que o fluxo máximo transportado de S para T é igual à capacidade do corte mínimo entre S e T , e deste modo todos os seus arcos estão saturados (o fluxo no arco é igual à capacidade do arco).

Assim o corte de carga do sistema é dado pela diferença entre a carga total e a capacidade do corte mínimo, de modo que áreas à direita do corte mínimo ficam sujeitas a cortes de carga (falha do sistema) e áreas à esquerda ficam isentas de corte de carga (sucesso do sistema).

Considerando que o grafo da Figura 5.1 seja representativo da operação determinística de um sistema elétrico, a saturação de um arco de geração ou de interligação pertencente ao corte mínimo indica que o acréscimo de uma unidade na capacidade

deste arco aumenta o fluxo transportado de S para T , também de uma unidade e conseqüentemente reduz o corte de carga de uma unidade. Portanto a potência não suprida (PNS) é dada por:

$$PNS = D - C(k) \quad (5.1)$$

onde:

D demanda do sistema;

$C(k)$ capacidade do corte mínimo.

Ainda no contexto da operação determinística a sensibilidade (multiplicador simplex) da PNS em relação ao acréscimo de capacidade de um arco x_j pertencente ao corte mínimo é:

$$\pi_j = \frac{\partial EPNS}{\partial x_j} = -1 \quad (5.2)$$

sendo que, para os arcos não pertencentes ao corte mínimo esta sensibilidade é nula.

Na operação real de um sistema elétrico devem ser consideradas as aleatoriedades intrínsecas destes sistemas tais como falhas de geradores e de linhas de transmissão, assim como variações do nível de carga, e portanto as capacidades dos arcos do grafo capacitado da Figura 5.1 tornam-se variáveis aleatórias.

Semelhantemente à operação determinística, na operação probabilística de um sistema com N áreas existem 2^N possíveis partições do espaço de estado, cada qual originária de um diferente corte mínimo, onde a partição em que todas as áreas ficam conectadas ao nó S corresponde aos estados de sucesso do sistema (todas as demandas são satisfeitas) e as demais $2^N - 1$ partições correspondem aos estados inaceitáveis, os quais são denominados de modos de falha.

Formalmente, para um sistema com N áreas e M interligações, dado um nível de carga com demandas por área d_1, \dots, d_N , denotaremos por $x = (x_1, \dots, x_L)$, o vetor de estado, onde a componente x_i , com $i = 1, \dots, N$ corresponde à capacidade de geração da área i . A componente x_i , com $i = N+1, \dots, L$ (onde $L = N + M$) correspondê à capacidade da

interligação i . Assim, para um dado corte k , definiremos a função indicadora $I_k(l)$ sobre o arco l , $l = 1, \dots, L$ tal que:

$$I_k(l) = \begin{cases} 1 & l \in k \\ 0 & l \notin k \end{cases} \quad (5.3)$$

Da Figura 5.1 pode-se observar que, caso um arco de demanda pertença ao corte k , então o correspondente arco de geração da área não pertence, e vice-versa. Portanto a capacidade do corte k pode ser expressa como uma função do vetor de espaço de estado:

$$C_k(x) = \sum_{l=1}^k x_l I_k(l) + \sum_{i=1}^N d_i (1 - I_k(i)) \quad (5.4)$$

O corte k será mínimo se:

$$C_k(x) \leq C_i(x), \quad i = 1, \dots, 2^N \quad i \neq k \quad (5.5)$$

Denotando por X o espaço de estado, para um dado nível de carga, podemos então decompor X como:

$$X = X_1 \cup X_2 \cup X_3 \dots \cup X_{2^N} \quad (5.6)$$

onde:

$$X_k = x \in X \begin{cases} C_k(x) \leq C_i(x), & i = 1, \dots, k-1 \\ C_k(x) < C_i(x), & i = k+1, \dots, 2^N \end{cases} \quad (5.7)$$

Por construção, os conjuntos X_k formam poliedros convexos disjuntos, sendo que cada conjunto X_k com $k = 1, \dots, 2^N - 1$ contém estados correspondentes a um modo de falha.

O conjunto X_{2^N} contém todos os estados aceitáveis. Assim para o grafo da Figura 5.1 temos:

$$X_1 = \{x \in X \mid C_1(x) < C_2(X); C_1(x) < C_3(X); C_1(x) < C_4(X)\} \quad (5.8)$$

$$X_2 = \{x \in X \mid C_2(x) \leq C_1(X); C_2(x) < C_3(X); C_2(x) < C_4(X)\} \quad (5.9)$$

$$X_3 = \{x \in X \mid C_3(x) \leq C_1(X); C_3(x) \leq C_2(X); C_3(x) < C_4(X)\} \quad (5.10)$$

$$X_4 = \{x \in X \mid C_4(x) \leq C_1(X); C_4(x) \leq C_2(X); C_4(x) \leq C_3(X)\} \quad (5.11)$$

de onde pode-se concluir que a região insegura correspondente ao conjunto X_1 é composta pela área 1; no conjunto X_2 pela área 2; no conjunto X_3 pelas áreas 1 e 2. Neste último caso (X_3), o corte de carga em cada área é função da política de operação do sistema, porém o corte de carga total independe da política de operação [32].

Numa política de compartilhamento de risco, as áreas à direita do corte mínimo devem sofrer corte de carga independentemente de possuir ou não geração suficiente, temos:

$$LOLP \text{ do Sistema} = p(X_1) + p(X_2) + p(X_3) \quad (5.12)$$

$$LOLP \text{ da Área 1} = p(X_1) + p(X_2) \quad (5.13)$$

$$LOLP \text{ da Área 2} = p(X_2) + p(X_3) \quad (5.14)$$

onde $p(X_k)$ denota a probabilidade total sobre todos os modos de falha.

Generalizando para N áreas, a $LOLP$ do sistema é dada por:

$$LOLP = \sum_{k=1}^{2^N - 1} p(X_k) \quad (5.15)$$

Ao contrário da operação determinística, onde se calculava a potência não suprida, agora passamos a calcular o valor esperado da potência não suprida, a $EPNS$, que é dada por:

$$EPNS = \sum_{k=1}^{2^N - 1} E\{D - C_k(x)\} \quad (5.16)$$

onde

$E\{D - C_k(x)\}$ valor esperado da potência não suprida sobre todos os estados pertencentes à partição correspondente ao corte mínimo k .

Esta expressão pode ser reescrita por:

$$EPNS = \sum_{k=1}^{2^N - 1} (p(X_k) D - E\{C_k(x)\}) \quad (5.17)$$

e usando (5.15) temos:

$$EPNS = D \cdot LOLP - \sum_{k=1}^{2^N - 1} E\{C_k(x)\} \quad (5.18)$$

Para calcular a sensibilidade da *EPNS* do sistema em relação ao incremento de capacidade de um arco x_i , tomemos inicialmente a *EPNS* apenas sobre o conjunto X_k e calculemos a sua derivada em relação a x_i :

$$\frac{\partial EPNS}{\partial x_i} = \frac{\partial E\{D - C_k(x)\}}{\partial x_i} = E\left\{\frac{\partial(D - C_k(x))}{\partial x_i}\right\} \quad (5.19)$$

que resulta em:

$$\frac{\partial EPNS}{\partial x_i} = -E\left\{\frac{\partial(C_k(x))}{\partial x_i}\right\} = -I_k(l)p(X_k) \quad (5.20)$$

pois, se o arco l pertencente ao corte k , o arco está saturado

$$\frac{\partial C_k(x)}{\partial x_i} = I_k(l) \quad (5.21)$$

lembrando que $I_k(l)$ pode ser igual a 1 ou zero.

Tomando-se o somatório para todos os $k = 1, \dots, 2^N - 1$, temos o índice

$$S(l) = -\sum_{k=1}^{2^N-1} I_k(l)p(X_k) \quad (5.22)$$

Este índice é interpretado como o valor esperado da redução da *EPNS* devido ao incremento de capacidade do arco x_l .

Para os arcos representativos de geração em uma determinada área a , em uma política de compartilhamento de risco, temos como resultado:

$$S(a) = -LOLP_a \quad (5.23)$$

onde $LOLP_a$ é a *LOLP* da área a .

Para ilustrar este resultado tomemos ainda o exemplo da Figura 5.1. A sensibilidade da *EPNS* para um incremento de capacidade de geração na área 2, usando 5.22, é:

$$s(2) = -[p(X_2) + p(X_3)] = -LOLP \text{ da Área 2} \quad (5.24)$$

Este resultado é extremamente relevante pois, como veremos a seguir, os multiplicadores simplex necessários à construção dos cortes de Benders são calculados a partir da *LOLP* de cada área do sistema.

Este resultado é extremamente relevante pois, como veremos a seguir, os multiplicadores simplex necessários à construção dos cortes de Benders são calculados a partir da *LOLP* de cada área do sistema.

5.3 Construção do Corte de Benders

O algoritmo de Benders prevê, a cada iteração, que sejam solucionados NP problemas de operação, sendo NP representativo do número de períodos do horizonte de manutenção. A partir destes problemas é então construído um conjunto de restrições para ser adicionado ao problema de decisão (problema mestre) na iteração seguinte.

Para o caso em que o problema de programação da manutenção consiste em determinar uma escala de manutenções de modo a que a *EPNS* global seja mínima, o conjunto de restrições é constituído pelos cortes de otimalidades, aqui reescritos por:

$$\bar{u}_i^k + \bar{w}_i^k (x^k - x) - \alpha_i \leq 0 \quad (5.25)$$

onde

$$\bar{w}_i^k = \sum_j p_{ji}^k (\pi_{ji}^k J_{ji}^k) \quad (5.26)$$

Dado que \bar{u}_i^k representa o valor esperado do custo de operação na iteração k , para o período t , tem-se de 5.1 que:

$$\bar{u}_i^k = EPNS_i^k \quad (5.27)$$

onde $EPNS_i^k$, corresponde a *EPNS* da iteração k no período t , obtida a partir da solução do problema de operação relativamente à decisão x^k .

O vetor \bar{w}_i^k tem dimensão igual ao número de geradores que devem ser escalados para manutenção e portanto a sua i -ésima componente, correspondente ao i -ésimo gerador, é dada por:

$$\bar{w}_i^k = \sum_j p_{ji}^k (\pi_{ji}^k J_{ji}^k) \quad (5.28)$$

onde π_j^k é a sensibilidade da *EPNS* do estado j em relação ao acréscimo de capacidade da geração disponível da unidade i neste estado. J_{ij} corresponde à capacidade disponível de geração da unidade i no estado j .

Em resumo, a componente \bar{w}_i^k é simplesmente o valor esperado do produto $\pi_i G_i$ sobre todos os estados j , do período t , ou seja:

$$\bar{w}_i^k = E\{\pi_{it} G_{it}\} \quad (5.29)$$

Considerando que G_{it} representa a capacidade de geração da unidade i no período t , a mesma pode assumir dois valores:

$$G_{it} = \begin{cases} 0 & \text{com probabilidade } \lambda_i \\ \bar{g}_{it} & \text{com probabilidade } 1 - \lambda_i \end{cases} \quad (5.30)$$

onde \bar{g}_{it} representa a capacidade efetiva do gerador i no período t .

Aplicando o teorema da probabilidade total em (5.29), e eliminando o contador de iteração k do lado direito da equação, temos que:

$$\bar{w}_i^k = E\{\pi_{it} G_{it}/G_{it}=0\} \lambda_i + E\{\pi_{it} G_{it}/G_{it}=\bar{g}_{it}\} (1 - \lambda_i) \quad (5.31)$$

De onde se obtém:

$$\bar{w}_i^k = \bar{g}_{it} (1 - \lambda_i) E\{\pi_{it}/G_{it}=\bar{g}_{it}\} \quad (5.32)$$

Observe-se que $E\{\pi_{it} G_{it}\}$ é a sensibilidade da *EPNS* em relação ao gerador i , dado que o mesmo esteja disponível, e portanto, w_i representa o valor esperado da disponibilidade de geração do gerador i .

Para cálculo de $E\{\pi_{it}/G_{it}=\bar{g}_{it}\}$, partiremos da conclusão apresentada em 5.23, aqui reescrita por:

$$\frac{\partial EPNS_t}{\partial x_a} = - LOLP_a \quad (5.33)$$

No cálculo desta sensibilidade devemos notar que está considerada a possibilidade de falha de todos os geradores pertencentes a área j , inclusive o i -ésimo gerador para o qual desejamos calcular \bar{w}_i^k . Se retirarmos esta contribuição adicionando uma parcela

fixa \bar{g}_i e eliminando a possibilidade de falha deste gerador, estaremos calculando a mesma sensibilidade, porém desconsiderando a contribuição do gerador i , ou seja:

$$\frac{\partial EPNS_t}{\partial x_a^i} = -LOLP_a^i \quad (5.34)$$

A fim de que se possa calcular $E\{\pi_{it}/G_{it} = \bar{g}_i\}$ é necessário considerar que numa iteração k o problema de decisão pode apontar dois tipos de resultados para cada gerador, em cada período t , que são: retira o gerador para manutenção, ou deixa o gerador em operação. Na primeira situação o problema de operação será resolvido sem considerar o i -ésimo gerador e portanto podemos concluir que:

$$E\{\pi_{it}/G_{it} = \bar{g}_i\} = -LOLP_a \quad (5.35)$$

Por outro lado caso o problema de decisão tenha apontado uma solução no sentido de manter o gerador i operando no período t , o problema de operação será resolvido considerando o i -ésimo gerador conectado ao sistema e sujeito a falhas; portanto deveremos ter uma nova expressão para determinação de $E\{\pi_{it}/G_{it} = \bar{g}_i\}$, observando que esta expressão consiste do valor esperado de π_{it} condicionado a que o mesmo não falhe, ou seja, é a $LOLP$ da área deconvoluída do gerador i . Deste modo temos:

$$E\{\pi_{it}/G_{it} = \bar{g}_i\} = -LOLP_a^i \quad (5.36)$$

Resumindo o exposto temos duas situações:

- Gerador i em manutenção no período t :

$$\bar{w}_i^k = -\bar{g}_i(1-\lambda_i)LOLP_a \quad i \in \text{Área } a \quad (5.37)$$

- Gerador i disponível para operação no período t :

$$\bar{w}_i^k = -\bar{g}_i(1-\lambda_i)LOLP_a^i \quad i \in \text{Área } a \quad (5.38)$$

Portanto o corte de Benders dado por (5.25) pode ser calculado, a cada iteração, um para cada período t do horizonte de manutenção, utilizando-se as expressões (5.28), (5.37) e (5.38), desde que se reconheça que uma manutenção iniciada em períodos anteriores ao corrente pode afetar a disponibilidade de geração deste período. Exemplificando, se a duração da manutenção do gerador i é de d períodos é necessário

que o corte de otimalidade construído para o período t considere a possibilidade deste gerador ter sido retirado para manutenção a partir do período $[t - d + 1]$.

Deste modo o corte de otimalidade construído na iteração k , e que será incorporado ao subproblema do primeiro estágio na iteração seguinte é dado por:

$$-\sum_{i=1}^{NG} E\{\pi_{it}^k / G_i = \bar{g}_{it}\} (1 - \lambda_i) \sum_{t-d+1}^t X_{it} - \alpha_t^k \leq -EPNS_t^k - \sum_{i=1}^{NG} E\{\pi_{it}^k / G_i = \bar{g}_{it}\} (1 - \lambda_i) \sum_{t-d+1}^t x_{it}^k \quad (5.39)$$

Para o caso onde o programa de manutenção a ser selecionado consiste na determinação de uma escala de manutenções tal que a EPNS do período não ultrapasse um determinado valor limite α_t , o procedimento para determinação dos cortes de viabilidade é semelhante. O corte de viabilidade por período é dado por:

$$-\sum_{i=1}^{NG} E\{\pi_{it}^k / G_i = \bar{g}_{it}\} (1 - \lambda_i) \sum_{t-d+1}^t X_{it} \leq \alpha_t^k - EPNS_t^k - \sum_{i=1}^{NG} E\{\pi_{it}^k / G_i = \bar{g}_{it}\} (1 - \lambda_i) \sum_{t-d+1}^t x_{it}^k \quad (5.40)$$

5.4 Programação da Manutenção para um Sistema Teste Reduzido

5.4.1 Descrição do Sistema

Com o objetivo de demonstrar a viabilidade da metodologia proposta é realizada uma aplicação a um sistema teste com três áreas interligadas, considerando-se quatro períodos para alocação da manutenção. Este sistema juntamente com as curvas de carga para cada área são ilustrados através da Figura 5.2.

A aplicação ao sistema teste abordará os dois enfoques propostos anteriormente: (i) programação da manutenção com minimização da *EPNS* e (ii) programação da manutenção com restrição da confiabilidade.

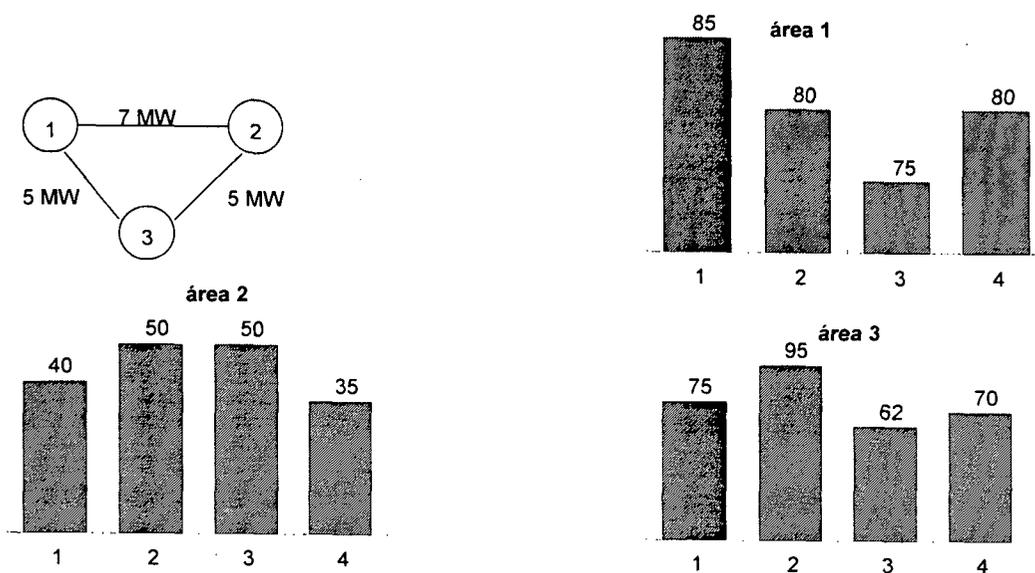


Figura 5.2 - Topologia e Curva de Carga do Sistema Teste

Os dados correspondentes às unidades geradoras envolvidas no programa de manutenção são apresentados na Tabela 5.1. Além destas unidades geradoras, cada área possui um montante de geração fixa, sendo 65 MW para a área 1, 10 MW para a área 2 e 75 MW para a área 3. Ressalte-se que unidades pertencentes a uma mesma usina não podem sofrer manutenção simultaneamente e, adicionalmente, cada gerador

pode ser retirado para manutenção apenas uma vez, de modo que a manutenção uma vez iniciada deve ser concluída.

Tabela 5.1 - Dados das Unidades do Programa de Manutenção

Área	Usina	Unidade	MW	Duração da Manutenção	Período para Manutenção	Probabilidade de Falha
1	1	1	20	2	2-4	0,10
1	1	2	5	1	1-4	0,15
1	2	3	15	1	1-2	0,10
2	3	4	20	1	1-4	0,15
3	4	5	20	1	1-4	0,10
3	5	6	15	1	1-4	0,10
3	6	7	10	1	1-4	0,20
3	6	8	10	1	1-4	0,20

O sistema sob análise possui três interligações que são modeladas probabilisticamente, isto é, estas interligações não são isentas de falhas. As capacidades destas interligações bem como as respectivas probabilidades de falhas são apresentadas na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 - Dados das Interligações

Inteligação	Capacidade (MW)	Probabilidade de Falha
área 1 - área 2	7	0,05
área 1 - área 3	5	0,05
área 2 - área 3	5	0,05

5.4.2 Programação da Manutenção com Minimização da EPNS

Nesta aplicação deseja-se obter uma programa de manutenção de modo a que a EPNS ao longo do horizonte de quatro períodos seja minimizada.

O algoritmo proposto requer uma solução inicial para, a partir desta, proceder a um aprimoramento sucessivo de soluções com base em informações aproximadas acerca do custo futuro de operação do sistema. Neste sentido, uma boa prática para determinação desta solução inicial consiste em determinar um programa de manutenção viável com base em heurísticas, no sentido de nivelar as reservas do

sistema ao longo do tempo, ou utilizando programação matemática. e neste caso utilizar um método que maximize a menor reserva do sistema. Nesta aplicação o método selecionado para determinação da solução inicial consiste do algoritmo de nivelamento da reserva descrito no Apêndice I.

A aplicação do método heurístico fixando-se uma reserva mínima de 5% para o sistema interligado, levou ao programa de manutenção do Quadro 5.1.

Quadro 5.1 - Escala de Manutenções (1ª iteração)

Unidade	MW	1	2	3	4
1	20			■	■
2	5	■			
3	15	■			
4	20	■			
5	20				■
6	15			■	
7	10			■	
8	10		■		

Na Figura 5.3 é apresentado o balanço de potência envolvendo carga, manutenção e reserva do sistema, de onde percebe-se o efetivo nivelamento da reserva. A menor reserva do sistema ocorre no primeiro período, correspondendo a 25 MW (12,5%).

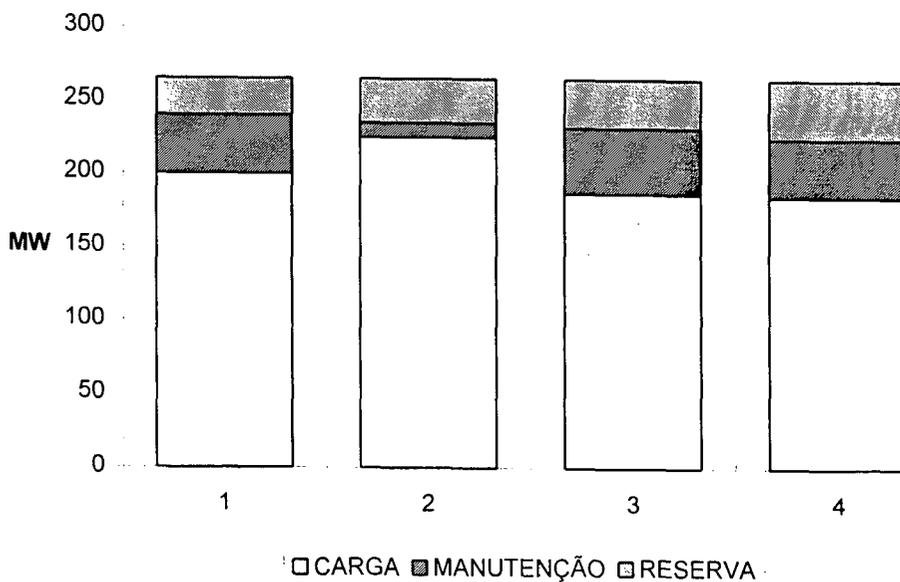


Figura 5.3 - Evolução da Margem de Reserva Global por Período

A Figura 5.4 apresenta o confronto entre a reserva do sistema interligado e a *EPNS*, de onde percebe-se que o pequeno distanciamento da reserva no primeiro período, em comparação com a reserva dos demais períodos, causa um incremento considerável da *EPNS* do sistema neste período. Isto se explica pois, dos 40 MW retirados para manutenção, 20 MW pertencem à área 1, justamente neste período em que a demanda da área é máxima (85 MW).

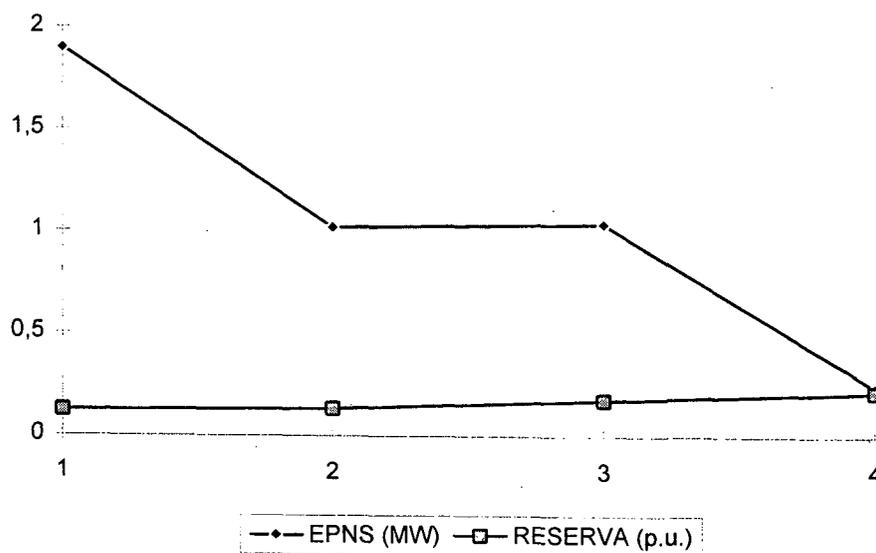


Figura 5.4 - Margem de Reserva Global e EPNS - Programação por Nivelamento da Reserva

Com base nesta solução, o algoritmo de decomposição constrói os cortes de otimalidade para os quatro períodos.

A partir deste momento passamos a ter um problema de programação inteira onde os coeficientes das variáveis de decisão na função objetivo são unitários, podendo entretanto serem substituídos por custos para realização da manutenção em um determinado período. A ausência destes coeficientes de custo se justifica face à dificuldade de consegui-los e também em razão de que em casos práticos o que se deseja efetivamente é a obtenção de um programa de manutenção que afete minimamente a confiabilidade do sistema. Portanto com base na solução inicial o problema de programação inteira é então formulado a seguir, já com a incorporação

SUJEITO A**RESTRICÇÕES DE EXCLUSIVIDADE**

- 2) $X010102 + X020202 + X020203 \leq 1$
- 3) $X010103 + X020203 + X020204 \leq 1$
- 4) $X070701 + X070801 \leq 1$
- 5) $X070702 + X070802 \leq 1$
- 6) $X070703 + X070803 \leq 1$
- 7) $X070704 + X070804 \leq 1$

RESTRICÇÕES DE OBRIGATORIEDADE DA MANUTENÇÃO

- 8) $X010102 + X010103 = 1$
- 9) $X020201 + X020202 + X020203 + X020204 = 1$
- 10) $X030301 + X030302 = 1$
- 11) $X040401 + X040402 + X040403 + X040404 = 1$
- 12) $X050501 + X050502 + X050503 + X050504 = 1$
- 13) $X060601 + X060602 + X060603 + X060604 = 1$
- 14) $X070701 + X070702 + X070703 + X070704 = 1$
- 15) $X070801 + X070802 + X070803 + X070804 = 1$

RESTRICÇÕES DE RESERVA MÍNIMA

- 16) $10X020201 + 15X030301 + 20X040401 + 20X050501 + 15X060601 + 10X070701 + 10X070801 \leq 70$
- 17) $20X010102 + 10X020202 + 15X030302 + 20X040402 + 20X050502 + 15X060602 + 10X070702 + 10X070802 \leq 45$
- 18) $20X010102 + 20X010103 + 10X020203 + 20X040403 + 20X050503 + 15X060603 + 10X070703 + 10X070803 \leq 83$
- 19) $20X010103 + 10X020204 + 20X040404 + 20X050504 + 15X060604 + 10X070704 + 10X070804 \leq 85$

CORTES DE OTIMALIDADE

$$20) 0.0660X020201 + 0.2095X030301 + 1.4242X040401 + 0.0014X050501 \\ + 0.0010X060601 + 0.0006X070701 + 0.0006X070801 - A1$$

$$\leq -0.15694$$

$$21) 1.6079X010102 + 0.3796X020202 + 1.2059X030302 + 1.5185X040402 \\ + 0.2742X050502 + 0.2057X060602 + 0.1219X070702 + 0.1219X070802 \\ - A2$$

$$\leq -0.91916$$

$$22) 0.1596X010103 + 0.1596X010102 + 0.0377X020203 + 1.4223X040403 \\ + 0.0000X050503 + 0.0000X060603 + 0.0000X070703 + 0.0000X070803 \\ - A3$$

$$\leq -1.03767$$

$$23) 0.0216X010103 + 0.0051X020204 + 0.2861X040404 + 0.0003X050504 \\ + 0.0002X060604 + 0.0001X070704 + 0.0001X070804 - A4$$

$$\leq -0.17737$$

Nesta formulação as variáveis do tipo $XUUUDPP$ são inteiras e ao assumirem valor unitário indicam que unidade UD da usina UU deverá ter sua manutenção iniciada no período PP . Caso o valor assumido seja nulo, esta unidade não deverá ter sua manutenção iniciada no período PP .

As variáveis $A1$, $A2$, $A3$ e $A4$ representam as estimativas de custos de operação para cada período.

As restrições de exclusividade impedem a realização de manutenções simultâneas de unidades pertencentes à mesma usina, enquanto as restrições de obrigatoriedade determinam que cada unidade deve ser retirada obrigatoriamente para manutenção apenas uma vez ao longo do horizonte de análise.

As restrições de reserva mínima, que são do tipo restrições de recursos disponíveis para manutenção, são de grande valia pois impedem a determinação de soluções inviáveis sob ponto de vista prático, isto é, estas restrições fazem com que a solução encontrada se traduza em reservas de potência positivas.

Ao final de três iterações o problema chega a sua solução ótima, de acordo com o relatório de convergência apresentado na Tabela 5.3. O correspondente programa de manutenção é apresentado no Quadro 5.2.

Tabela 5.3 - Convergência do Algoritmo - Minimização da EPNS

PERÍODO	ITERAÇÃO		
	1	2	3
1	1,90	0,47	0,40
2	1,02	2,11	1,02
3	1,04	1,04	1,04
4	0,24	1,15	1,27
EPNS TOTAL	4,20	4,77	3,73
\bar{z}	4,20	4,20	3,73
\underline{z}	0	2,60	3,48
$\varepsilon = \bar{z} - \underline{z}$	4,20	1,60	0,25

Quadro 5.2 - Escala de Manutenções (3ª iteração)

Unidade	MW	1	2	3	4
1	20			x	x
2	5		x		
3	15	x			
4	20				x
5	20			x	
6	15			x	
7	10			x	
8	10				x

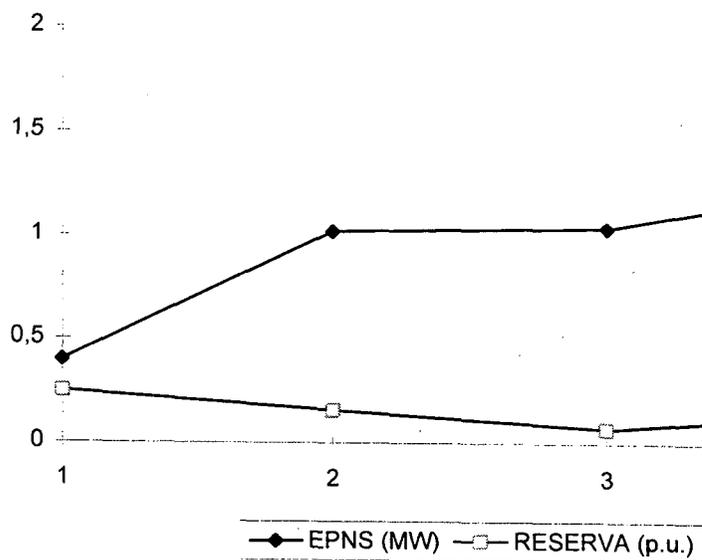


Figura 5.5 - Margem de Reserva Global e EPNS - Programação com Minimização da EPNS

A comparação dos resultados registrados pelas figuras 5.4 e 5.5 evidencia um perfil mais nivelado da *EPNS* ao longo dos períodos. Percebe-se ainda que, embora o montante de manutenção tenha aumentado em 20 MW no período 3, a correspondente *EPNS* deste período ficou inalterada (1,04 MW).

5.4.3 Programação da Manutenção com Restrição de Confiabilidade

Nesta aplicação o objetivo consiste em determinar um programa de manutenção de modo que a *EPNS* de cada período não ultrapasse o valor de 1,30 MW. Para tanto foi utilizada como solução inicial aquela determinada pelo método de nivelamento da reserva e empregada no item anterior.

Este problema na forma proposta leva ao programa de manutenção do Quadro 5.1, já apresentado anteriormente. No que tange a confiabilidade do sistema, este programa de manutenção causa violação do critério apenas no primeiro período, com a *EPNS* atingindo 1,90 MW. Assim o algoritmo constroi um corte de viabilidade correspondente a este período, o qual é adicionado ao problema de programação inteira a ser resolvido na iteração seguinte. Esta segunda iteração leva ao programa de manutenção do Quadro 5.3. Para esta escala de manutenções, o comportamento da *EPNS* é apresentado na Figura 5.6.

Note-se que a *EPNS* global é ligeiramente superior àquela obtida com o procedimento de minimização da confiabilidade, embora o perfil da reserva tenha se alterado de modo razoável. O valor atual da *EPNS* é 3,74 MW, enquanto o valor anterior é 3,73 MW.

Quadro 5.3 - Escala de Manutenções (2ª iteração)

UNIDADE	MW	1	2	3	4
1	20			x	x
2	5	x			
3	15		x		
4	20				x
5	20				x
6	15	x			
7	10			x	
8	10				x

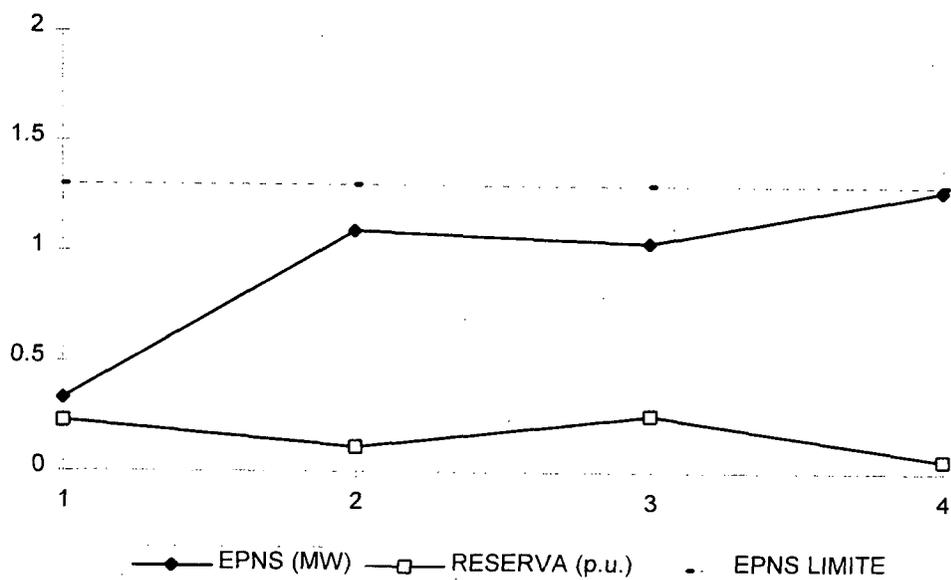


Figura 5.6 - Margem de Reserva Global e EPNS - Programação com Restrição de Confiabilidade

5.5 Conclusões

Neste capítulo foi possível demonstrar que é viável determinar um programa de manutenção que minimize um índice de confiabilidade pré-definido. Alternativamente é também possível selecionar um programa de manutenção de modo a que a confiabilidade do sistema fique dentro de faixas consideradas aceitáveis.

A aplicação destas duas metodologias conduziu a resultados consistentes para o sistema teste considerado, o que demonstra a adequação da formulação matemática do problema e dos métodos de solução propostos.

CAPÍTULO 6

6. Aplicação da Metodologia a Sistemas de Grande Porte

6.1 Introdução

O objetivo deste capítulo consiste em demonstrar que a metodologia proposta pode ser aplicada a sistemas de grande porte e, para tanto são apresentados os resultados obtidos para dois sistemas interligados com características distintas. O primeiro deles refere-se a uma adaptação de uma configuração apresentada por Chen e Toyoda [12], aqui denominado de Sistema Teste I e se caracteriza por ser um sistema fortemente malhado. Este sistema possui 25 geradores e sua representação multiárea é apresentada na Figura 6.1. Este problema é formulado com 65 restrições (excluindo-se os cortes de Benders) e 141 variáveis. O segundo sistema refere-se a uma configuração do sistema sul-brasileiro com 36 geradores, denominado de Sistema Teste II, e com características radiais conforme pode ser observado através da representação multiárea da Figura 6.2. Nesta Figura as áreas 1,2 e 3 representam, respectivamente, Eletrosul juntamente com os intercâmbios para a região Sudeste, CEEE e Copel. Este problema é formulado com 119 restrições (excluindo-se os cortes de Benders) e 160 variáveis inteiras.

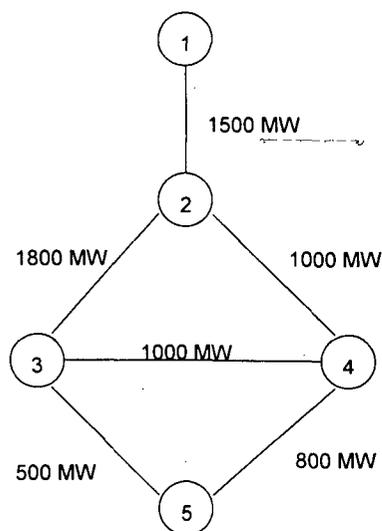


Figura 6.1 - Sistema Teste I

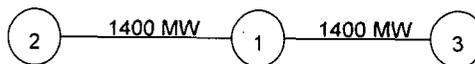


Figura 6.2 - Sistema Teste II

6.2 Aplicação da Metodologia ao Sistema Teste I

6.2.1 Descrição do Sistema

Na Tabela 6.1 são registradas as demandas máximas mensais de cada área, sendo que a ponta do sistema ocorre no período 8 coincidindo com a pontas individuais de cada área.

Tabela 6.1 - Demandas Máximas Mensais (MW)

Área	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	3100	3170	2800	2650	2600	2690	2730	3230	2830	2810	2900	3140
2	1820	1800	1650	1540	1520	1600	1820	1870	1810	1650	1710	1850
3	2150	2100	1960	1790	1760	1810	2120	2400	2220	1800	1910	2170
4	1580	1400	1420	1360	1320	1350	1620	1670	1660	1390	1420	1600
5	670	530	520	530	630	650	680	690	690	550	540	670
TOTAL	9320	9000	8380	7870	7830	8100	8970	9860	9210	8200	8480	9430

O sistema sob análise possui seis interligações que são modeladas probabilisticamente, isto é, as interligações não são isentas de falhas. As capacidades destas interligações bem como as respectivas probabilidades de falhas são apresentadas na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 - Dados das Interligações

Inteligação	Capacidade (MW)	Probabilidade de Falha
área 1 - área 2	1500	0,01
área 2 - área 3	1800	0,01
área 2 - área 4	1000	0,01
área 3 - área 4	1000	0,01
área 3 - área 5	500	0,01
área 4 - área 5	800	0,01

A capacidade instalada do sistema em análise é apresentada na Tabela 6.3, salientando-se que na última coluna é registrado o montante de geração não envolvido na programação da manutenção para cada área. Esta parcela de geração é constituída basicamente por pequenas centrais hidroelétricas.

Tabela 6.3 - Dados de Geração

Área	Usina	Unidade	MW	Duração da Manutenção	Período para Manutenção	Probabilidade de Falha	Geração não Programada para Manutenção (MW)
1	1	1	240	1	4-10	0,048	530
1	1	2	240	1	8-12	0,048	
1	2	3	460	2	1-7	0,024	
1	2	4	460	2	9-12	0,024	
1	3	5	330	2	1-7	0,024	
2	4	6	500	3	1-5	0,090	400
2	5	7	160	1	3-9	0,090	
2	5	8	160	1	8-12	0,090	
2	5	9	160	1	6-11	0,090	
2	6	10	580	2	2-10	0,090	
3	7	11	240	1	5-10	0,080	1500
3	7	12	240	1	1-7	0,080	
3	8	13	580	2	1-4	0,080	
3	8	14	580	2	3-7	0,080	
3	8	15	580	2	5-9	0,080	
3	8	16	580	2	8-12	0,080	
3	9	17	340	2	9-12	0,024	
3	9	18	340	2	5-9	0,024	
4	10	19	400	1	7-12	0,090	880
4	10	20	560	2	3-12	0,090	
5	11	21	260	3	1-8	0,024	180
5	12	22	260	3	3-11	0,024	
5	13	23	530	3	2-12	0,014	
5	14	24	200	3	2-11	0,024	
5	15	25	280	1	1-5	0,048	
CAPACIDADE INSTALADA (MW)				12490			

Este problema é formulado segundo a proposição probabilística apresentada no capítulo 5, sendo que não foram consideradas as restrições de atendimento às metas de produção energéticas.

Conforme foi visto no capítulo 5, é possível abordar o problema da manutenção por dois enfoques distintos. No primeiro deles é desejado encontrar um programa de manutenção que atenda a um determinado critério de confiabilidade enquanto no segundo, o objetivo consiste na determinação de um programa de manutenção que minimize um determinado índice de confiabilidade. Em ambos os enfoques o programa de manutenção a ser encontrado deve atender as restrições indicadas na Tabela 6.2, no que concerne aos períodos permitidos para realização de manutenção das diversas unidades e, adicionalmente, a não simultaneidade de manutenções para unidades pertencentes a uma mesma usina. A aplicação destes dois enfoques é descrita a seguir.

6.2.2 Programação da Manutenção com Restrição de Confiabilidade

Este método foi aplicado de modo a que a *EPNS* de cada período não ultrapasse o valor de 2,0 MW, e neste contexto foram consideradas os dois tipos de soluções iniciais propostos no capítulo 5: (i) método heurístico para nivelamento da reserva e (ii) maximização da reserva mínima. Na Tabela 6.4 é apresentado o processo de convergência da *EPNS*, partindo-se de uma solução inicial determinada através do nivelamento da reserva global do sistema. Desta tabela é possível observar que a solução inicial (iteração 0) não propicia nivelamento da *EPNS*, embora a reserva global do sistema se apresente relativamente nivelada, conforme pode ser visualizado através da Figura 6.3. Esta constatação ressalta a importância da distribuição espacial da reserva pelo sistema e das restrições de transmissão. Especificamente, neste caso, o modelo de nivelamento da reserva concentrou na área 1, no segundo período, a manutenção das unidades 3 e 5 de modo a provocar um déficit de potência de 200 MW nesta área, já em regime permanente, uma vez que a capacidade de geração disponível da área é de 29700 MW, já computados 1500 MW de transferência provenientes da área 2, para uma carga de 3170 MW.

Tabela 6.4 - Convergência do Algoritmo (EPNS) - Solução Inicial Nivelamento da Reserva

PERÍODO	ITERAÇÃO							
	0	1	2	3	4	5	6	7
1	2,61	0,86	0,86	1,09	1,09	1,11	1,11	1,09
2	21,17	0,96	0,96	1,23	1,23	1,24	1,23	1,23
3	1,01	0,55	0,55	1,01	1,01	0,55	1,00	1,09
4	0,41	0,39	0,39	1,47	1,47	0,80	1,47	1,49
5	0,34	0,93	0,78	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72
6	0,41	1,64	1,65	0,41	0,41	0,70	0,41	0,41
7	0,48	3,23	3,21	1,01	0,58	2,60	1,08	0,45
8	1,13	6,70	6,10	3,05	2,90	1,82	2,38	1,76
9	1,06	2,21	2,10	0,69	0,79	0,54	0,56	0,68
10	2,25	0,73	1,91	1,43	1,42	1,04	1,04	1,91
11	1,33	1,27	1,28	1,35	1,35	1,33	1,37	1,35
12	0,93	3,31	0,93	1,62	1,62	1,57	1,62	1,62

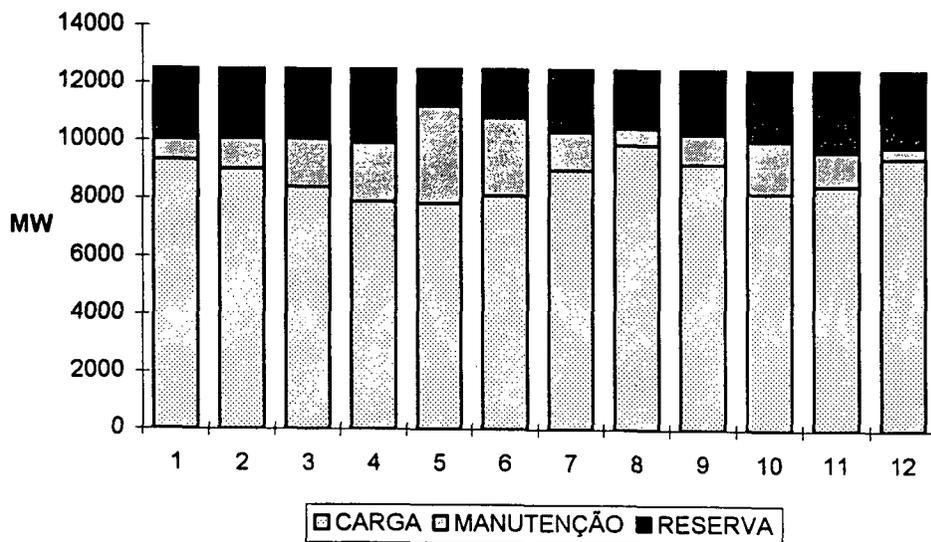


Figura 6.3 - Balanço de Potência Mensal para Nivelamento da Reserva - Solução Inicial

O programa de manutenção obtido para esta abordagem é apresentado no Quadro 6.1, de onde percebe-se a transferência do início das manutenção das unidades 3 e 5, para os períodos 4 e 3, respectivamente, evitando assim a coincidência destas manutenções para o período 2. Na Figura 6.4 é apresentado o comportamento da EPNS em confronto à evolução da reserva utilizando o critério de programação da manutenção com restrição de confiabilidade. Estes resultados mostram que podem existir diversas

possibilidades de se nivelar a reserva, sem contudo nivelar os riscos. Isto se justifica pois, a exemplo da solução inicial, a reserva continua relativamente nivelada, não ocorrendo o mesmo com a *EPNS*, só que agora este índice se encontra abaixo do limite aceitável de 2,0 MW por período.

Quadro 6.1 - Programa de Manutenção - Solução Inicial: Nivelamento da Reserva

UNIDADE	MW	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	240										■		
2	240												■
3	460				■	■							
4	460										■	■	
5	330			■	■								
6	500	■	■	■									
7	160				■								
8	160										■		
9	160											■	
10	580								■	■			
11	240									■			
12	240						■						
13	580			■	■								
14	580						■	■					
15	580								■	■			
16	580											■	■
17	340										■	■	
18	340						■	■					
19	400										■		
20	400											■	■
21	260				■	■	■						
22	260			■	■	■							
23	530			■	■	■							
24	200		■	■	■								
25	280					■							
CARGA		9320	9000	8380	7870	7830	8100	8970	9860	9210	8200	8480	9430
MANUTENÇÃO		500	700	2400	2320	1330	1420	1420	1160	1400	1360	1940	980
RESERVA		2670	2790	1710	2300	3330	2970	2100	1470	1880	2930	2070	2080

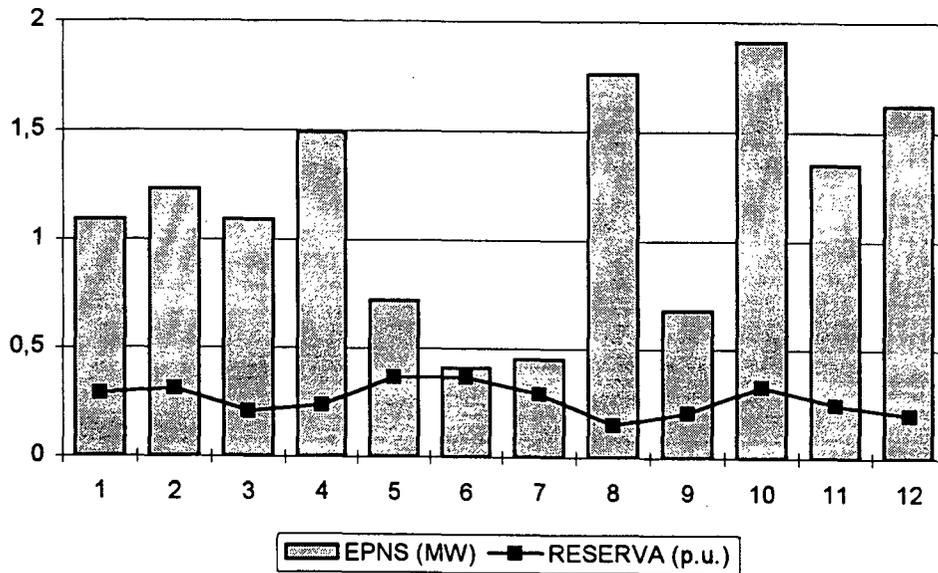


Figura 6.4 - EPNS x Reserva - Solução Final Obtida a Partir do Nivelamento da Reserva

Conforme mencionado anteriormente, outra abordagem para a solução inicial do problema consiste em formular o problema de otimização utilizando um critério do tipo *MaxMin*, ou seja, o objetivo é maximizar a reserva mínima do sistema, tendo-se então um problema de programação inteira-mista. A adoção de uma solução inicial com base na maximização da reserva mínima do sistema levou ao programa de manutenção apresentado no Quadro 6.2, distinto daquele obtido no procedimento anterior.

Na Tabela 6.5 é apresentado o relatório de convergência do algoritmo, considerando como solução inicial o critério de maximização da reserva mínima do sistema.

A exemplo do procedimento de nivelamento da reserva como solução inicial, verifica-se violação do critério de confiabilidade em alguns períodos, particularmente nos períodos 1,2 e 10. Neste procedimento foram necessárias cinco iterações para determinação da solução final. O comportamento da EPNS frente à reserva do sistema, decorrente do programa de manutenção obtido, é apresentado na Figura 6.5.

Quadro 6.2 - Programa de Manutenção - Solução Inicial: Maximização da Reserva Mínima

UNIDADE	MW	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	240												
2	240												
3	460												
4	460												
5	330												
6	500												
7	160												
8	160												
9	160												
10	580												
11	240												
12	240												
13	580												
14	580												
15	580												
16	580												
17	340												
18	340												
19	400												
20	400												
21	260												
22	260												
23	530												
24	200												
25	280												
CARGA		9320	9000	8380	7870	7830	8100	8970	9860	9210	8200	8480	9430
MANUTENÇÃO		500	500	1080	1560	1790	2210	2210	1350	1690	1780	1940	1220
RESERVA		2670	2990	3030	3060	2870	2180	1310	1280	1590	2510	2070	1840

Tabela 6.5 - Convergência do Algoritmo - Solução Inicial Maximização da Reserva Mínima

PERÍODO	ITERAÇÃO					
	0	1	2	3	4	5
1	3,14	0,86	0,86	1,84	1,11	1,09
2	5,28	0,96	0,96	2,22	1,24	1,23
3	0,87	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
4	0,91	0,39	0,39	0,95	0,80	0,78
5	0,61	0,93	1,13	0,78	0,72	1,27
6	0,41	1,64	1,59	0,41	0,70	0,70
7	0,47	3,23	3,21	1,01	2,60	1,94
8	1,35	6,70	6,10	3,05	1,82	1,88
9	1,88	2,21	1,92	0,61	0,54	0,79
10	2,04	0,73	1,00	1,43	1,04	1,42
11	0,60	1,27	1,27	1,35	1,33	1,35
12	0,90	3,31	0,98	1,62	1,57	1,62

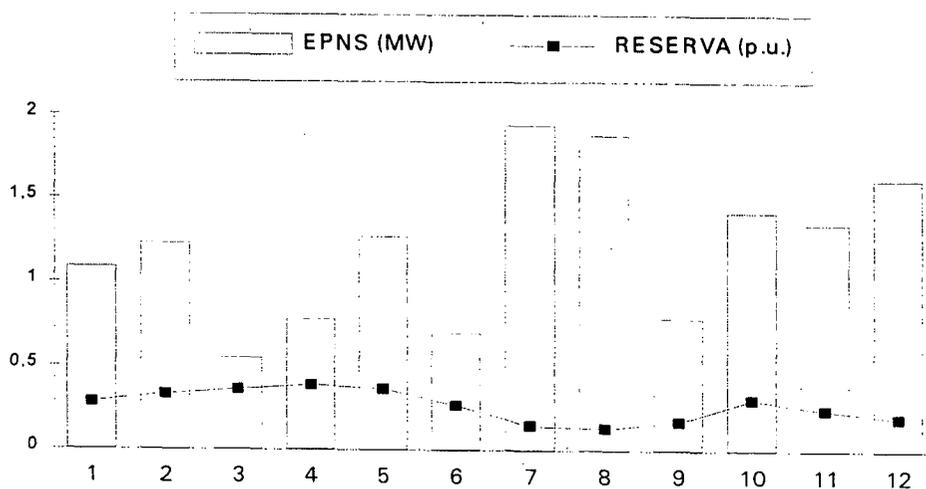


Figura 6.5 - EPNS x Reserva - Solução Final Obtida a Partir da Maximização da Reserva Mínima

A comparação dos resultados obtidos a partir dos dois tipos de solução inicial é apresentada através da Figura 6.4, de onde pode-se concluir que não existe superioridade de uma abordagem sobre a outra, no que tange ao comportamento da EPNS. Por outro lado se compararmos os dois procedimentos em termos do esforço computacional para obtenção da solução inicial, o método de nivelamento da reserva

baseado em heurísticas é mais vantajoso, uma vez a obtenção da solução ótima de problemas de programação inteira-mista é normalmente onerosa.



Figura 6.6 - Efeito da Solução Inicial na Solução Final

Na Tabela 6.6 são apresentados os tempos de processamento desta aplicação em um PC-486DX/ 33MHz, sendo que o tempo registrado para cada um dos subproblemas se refere ao total do conjunto de iterações. O tempo total de processamento é de 2,10 minutos (126 segundos).

Tabela 6.6 - Tempos de Processamento

Subproblema	Tempo (segundos)
de decisão	22
de operação	103
Tempo Total	126

6.2.3 Programação da Manutenção com Minimização da EPNS

Na segunda abordagem para solução do problema de programação da manutenção o problema é formulado de acordo com a descrição realizada em 5.4.2. Nesta formulação o objetivo do problema consiste em minimizar a EPNS do sistema, a qual representa a função de custo. Para tanto, é construída uma aproximação linear por partes desta função de custo, de modo a que solução ótima é determinada quando a diferença entre os limites superior e inferior estiver dentro de uma tolerância. Na

Tabela 6.7 é apresentado o relatório do processo de convergência do algoritmo, enquanto na Figura 6.7 este processo é ilustrado. Nesta Tabela \bar{z} e \underline{z} representam, respectivamente, os limites superior e inferior da função de custo. Ainda com respeito a esta Tabela, os valores de *EPNS* correspondentes à iteração 0 se referem àqueles obtidos através do critério de maximização da reserva mínima do sistema. O programa de manutenção resultante deste procedimento é apresentado no Quadro 6.3.

Tabela 6.7 - Convergência do Algoritmo - Minimização da EPNS

PERÍODO	ITERAÇÃO						
	0	1	2	3	4	5	6
1	3,14	1,84	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
2	5,28	2,22	0,96	1,39	0,98	0,97	0,96
3	0,87	0,55	0,55	0,57	0,57	0,56	0,56
4	0,91	0,39	0,39	0,39	0,81	0,76	1,15
5	0,61	14,19	1,66	2,80	1,39	1,39	0,66
6	0,41	2,82	3,95	2,19	1,13	1,07	0,88
7	0,47	2,82	0,93	0,75	0,95	1,33	0,94
8	1,35	1,09	1,09	1,88	1,10	1,14	1,09
9	1,88	2,20	2,20	0,54	1,09	0,85	1,05
10	2,04	1,00	1,50	1,91	1,02	1,05	1,33
11	0,60	0,60	0,92	1,27	0,89	1,31	1,29
12	0,90	0,93	0,93	0,93	0,93	0,96	0,12
EPNS TOTAL	18,46	30,65	15,94	15,48	11,72	12,25	11,76
\bar{z}	18,46	18,46	15,94	15,48	11,72	11,72	11,72
\underline{z}	0	5,28	8,17	10,30	10,89	11,45	11,50
$\epsilon = \bar{z} - \underline{z}$	18,46	13,18	7,77	5,18	0,83	0,83	0,22

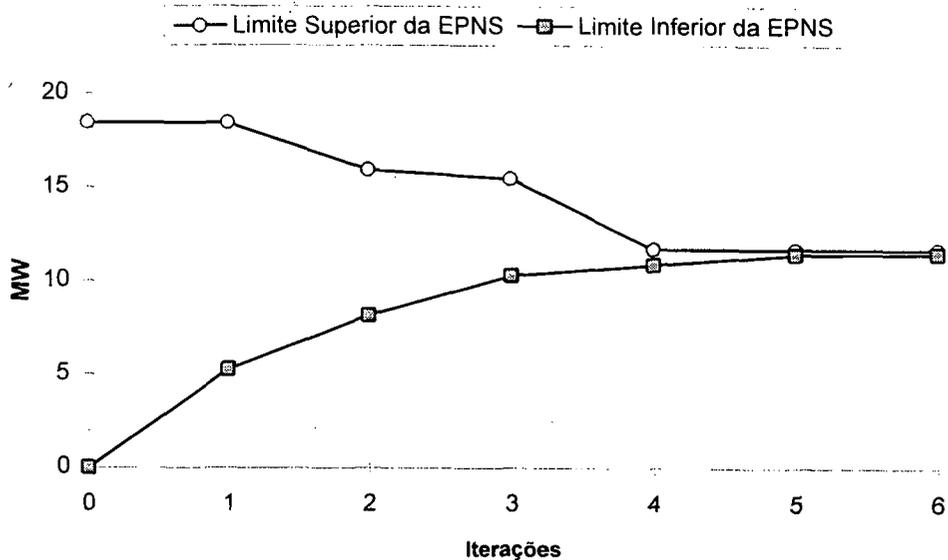


Figura 6.7 - Convergência do Algoritmo para Minimização da EPNS

Da figura 6.8 é possível estabelecer uma análise comparativa acerca da confiabilidade do sistema, através da comparação do comportamento da EPNS, considerando-se duas abordagens de solução do problema: (i) programação da manutenção com restrição de confiabilidade e (ii) minimização da EPNS. Estas figuras mostram que formulação do problema através da segunda abordagem, por minimização da EPNS, implica índices de confiabilidade mais homogêneos.

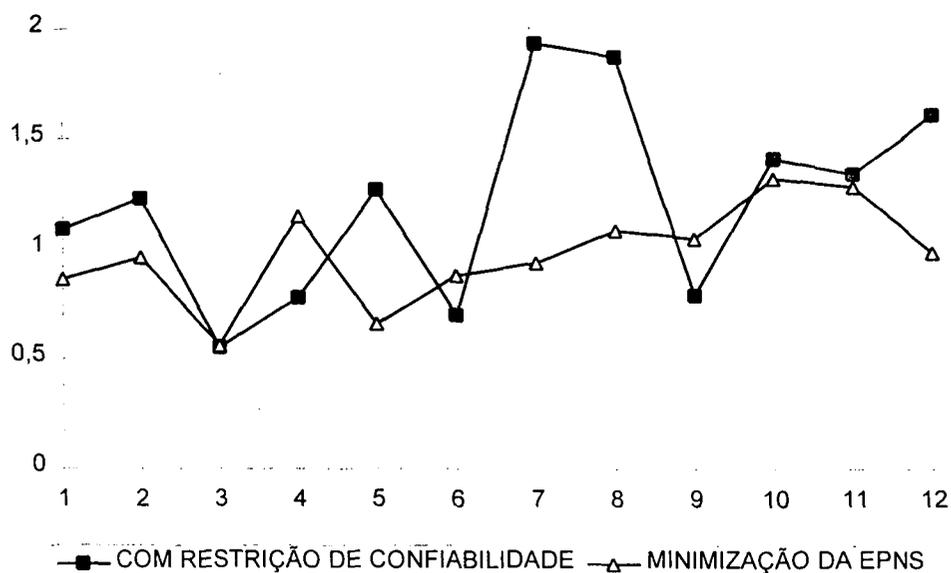


Figura 6.8. - Restrição de Confiabilidade X Minimização da EPNS (Solução Inicial: Maximização da Reserva Mínima)

Quadro 6.3 - Programa de Manutenção - Minimização da EPNS

UNIDADE	MW	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	240												
2	240												
3	460												
4	460												
5	330												
6	500												
7	160												
8	160												
9	160												
10	580												
11	240												
12	240												
13	580												
14	580												
15	580												
16	580												
17	340												
18	340												
19	400												
20	400												
21	260												
22	260												
23	530												
24	200												
25	280												
CARGA		9320	9000	8380	7870	7830	8100	8970	9860	9210	8200	8480	9430
MANUTENÇÃO		580	860	1780	2530	2870	2440	860	0	820	2490	1910	690
RESERVA		2590	2630	2330	2090	1790	1950	2660	2630	2460	1800	2100	2370

Na Tabela 6.8 são apresentados os tempos de processamento desta aplicação em um PC-486DX/ 33MHz. O tempo total de processamento é da ordem de 36 minutos (2158 segundos).

Tabela 6.8 - Tempos de Processamento

Subproblema	Tempo (segundos)
de decisão	2034
de operação	124
Tempo Total	2158

Observe-se que agora os tempos de processamento são incrementados substancialmente, face ao aumento do tempo de processamento do subproblema de decisão. Isto se deve ao fato deste problema, neste método de otimização global, exigir em cada iteração a inclusão de um corte de otimalidade para cada período (12 cortes por iteração), o que torna o problema mais restrito. No método anterior, de minimização de custo com restrição de confiabilidade, os cortes de viabilidade acrescentados em cada iteração se restringem aos períodos com violação do critério de confiabilidade. Contudo, se observarmos a Tabela 6.7 podemos verificar que já na quarta iteração o erro obtido é bastante reduzido o que permitiria abortar o processo de convergência nesta . Nesta situação os tempos de processamento são apresentados na Tabela 6.9, de onde percebe-se que o tempo total de processamento, em relação ao tempo obtido anteriormente é reduzido da ordem de 80 %.

Tabela 6.9 - Tempos de Processamento

Subproblema	Tempo (segundos)
de decisão	360
de operação	83
Tempo Total	443

6.3 Aplicação da Metodologia ao Sistema Teste II

6.3.1 Descrição do Sistema

O sistema multiárea refere-se a uma configuração do sistema Sul do Brasil já descrita no Capítulo 2.

Nas Tabelas 6.10 a 6.12 são apresentados as metas de produção energética para cada uma das usinas hidráulicas. Estas metas são gerada a partir de modelos de simulação energética e têm por finalidade otimizar a operação energética do sistema e, portanto, devem ser consideradas no conjunto de restrições do problema.

A partir dos dados do sistema, o problema é então formulado inicialmente com o objetivo de encontrar um programa de manutenção que minimize a *EPNS* e para tanto é utilizada como solução inicial uma solução viável qualquer. Em seguida o problema é formulado com o objetivo de encontrar um programa de manutenção de modo a que a *EPNS* mensal não ultrapasse a 20 MW. Em ambas as formulações, não é permitida a simultaneidade de manutenções em unidades pertencentes a uma mesma usina, excetuando-se as unidades de Charqueadas na Eletrosul. Adicionalmente, o número de unidades em operação, em cada período, deve ser tal que haja garantia do atendimento da meta de produção energética de cada usina.

Tabela 6.10 - Metas de Produção Energética (MW- Médio)- CEEE

Usina	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jacui	180	180	170	160	140	130	90	60	85	100	150	140
P.Real	90	90	80	80	60	50	20	50	70	76	72	70
Itauba	170	170	190	190	215	260	280	270	280	170	140	120

Tabela 6.11 - Metas de Produção Energética (MW- Médio) - Copel

Usina	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
G. Parigot	113	113	120	125	150	130	135	130	130	110	100	100
Foz do Areia	325	414	408	410	450	470	480	700	800	650	700	650
J. Mesquita	40	35	36	40	40	40	40	20	40	25	30	40

Tabela 6.12 - Metas de Produção Energética (MW- Médio) - Eletrosul

Usina	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
S. Santiago	658	700	780	700	650	1095	1073	1020	1020	950	900	700
S. Osório	300	400	550	500	570	470	830	908	630	680	720	500
P. Fundo	20	35	50	55	145	165	155	205	200	200	200	50

6.3.2 Programação da Manutenção Com Minimização da EPNS

A utilização desta abordagem teve como solução o programa de manutenção apresentado nos quadros 6.4 a 6.6, após sete iterações do algoritmo de decomposição. Nesta aplicação pode-se visualizar a importância da capacidade de transmissão da Eletrosul para a CEEE, uma vez que esta última apresenta necessidade de ponta em todos os períodos do ano. O comportamento da EPNS frente à reserva do sistema é apresentado na Figura 6.9. Esta Figura mostra que com exceção do mês de maio, onde ocorre a ponta do sistema, a confiabilidade do sistema é relativamente nivelada. Na última iteração soma da EPNS por todos os períodos do ano, que no caso representa a função de custo, atingiu o valor de 109 MW.

Quadro 6.4 - Programação da Manutenção da Eletrosul - Minimização da EPNS

UNIDADE	MW	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
S.Santiago 1	333												
S.Santiago 3	333												
S. Osório 3	175												
S.Osório 6	175												
S.Osório 1	175												
P. Fundo 1	110												
J. Lacerda - A1	50												
J.Lacerda - A 2	50												
J.Lacerda - B1	66												
J.Lacerda - B2	66												
J.Lacerda - C1	125												
J.Lacerda - C2	125												
Alegrete 1	33												
Alegrete 2	33												
Charqueadas 2	18												
Charqueadas 3	18												
Charqueadas 4	18												
Charqueadas 1	18												
CARGA		1492	1531	1628	1683	1727	1715	1681	1663	1683	1690	1686	1671
MANUTENÇÃO		333	401	419	66	175	327	310	176	300	458	366	33
RESERVA		1397	1290	1175	1473	1320	1180	1231	1383	1239	1074	1170	1518

Quadro 6.5 - Programação da Manutenção da CEEE - Minimização da EPNS

UNIDADE	MW	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jacui 1	30												
Jacui 3	30												
Jacui 4	30												
Jacui 6	30												
P. Real 1	70												
P. Real 2	70												
Itauba 2	125												
Itauba 4	125												
P. Médice 2	63												
CARGA		1653	1671	1759	1795	1838	1801	1756	1745	1780	1780	1769	1829
MANUTENÇÃO		0	0	0	30	100	225	188	258	195	30	30	30
RESERVA		-832	-850	-938	-1004	-1117	-1205	-1123	-1182	-1154	-989	-978	-1038

Quadro 6.6 - Programação da Manutenção da Copel - Minimização da EPNS

UNIDADE	MW	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Foz Areia 2	419												
Foz Areia 4	419												
G. Parigot 1	63												
G. Parigot 3	63												
G. Parigot 4	63												
J. Mesquita 1	25												
Figueira 1	10												
Figueira 2	10												
CARGA		1492	1531	1628	1683	1727	1715	1681	1663	1683	1690	1686	1671
MANUTENÇÃO		482	482	63	482	419	0	10	10	0	0	429	454
RESERVA		110	71	393	-81	-62	369	393	411	401	394	-31	-41

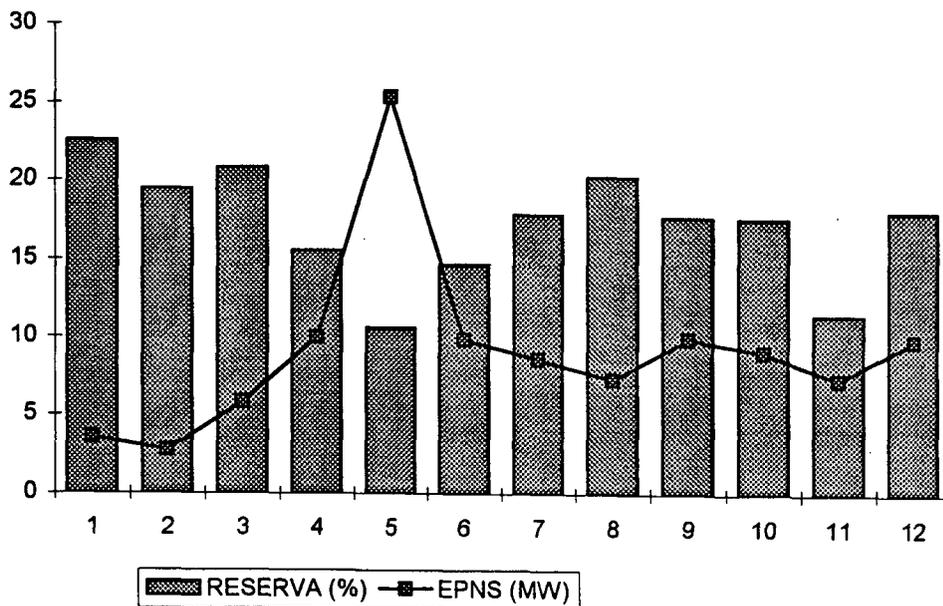


Figura 6.9 - EPNS x RESERVA - Programação com Minimização da EPNS

Objetivando verificar a influência da representação do sistema de transmissão na elaboração dos programas de manutenção, realizou-se uma aplicação considerando-se limites de transmissão infinitos. O programa de manutenção resultante, quando submetido a uma análise de confiabilidade ao nível multiárea, faz com que a EPNS passe de 109 MW para 118 MW. A Figura 6.10 apresenta o comportamento dos índices de EPNS decorrentes da programação da manutenção com o sistema modelado ao nível barra única e ao nível multiárea, sendo possível observar um maior

distanciamento entre estes índices nos períodos 7,8,9 e 10, onde o nível de confiabilidade resultante da modelagem barra única é inferior (*EPNS* maior) ao da modelagem multiárea.

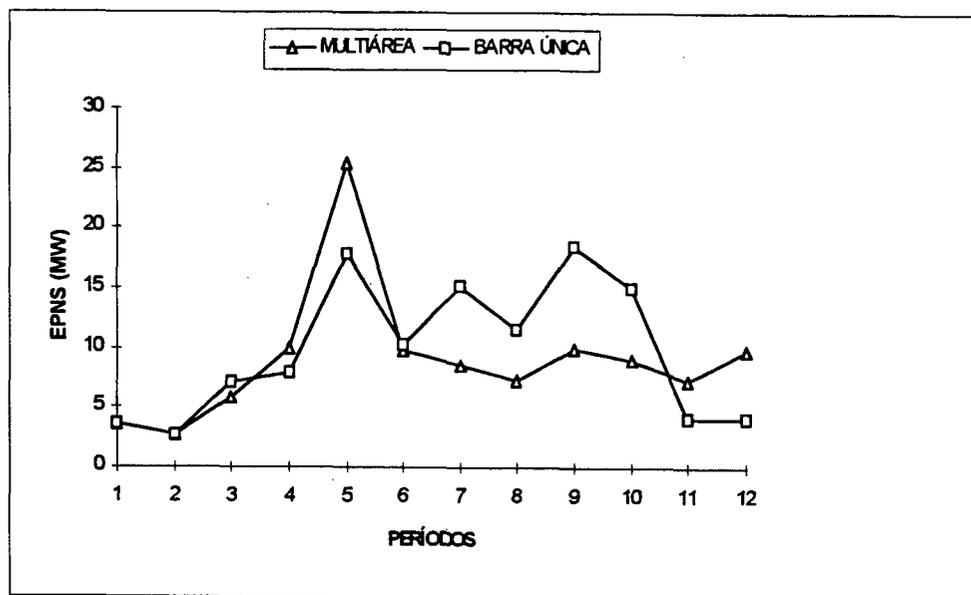


Figura 6.10 - *EPNS para Modelagens Multiárea e Barra Única*

6.3.3 Programação da Manutenção com Restrição de Confiabilidade

Nesta etapa da aplicação o objetivo é tentar reduzir a *EPNS* do mês de maio obtida pelo método de nivelamento da reserva, ainda que isto incorra no aumento da *EPNS* global do sistema. Para tanto foi definido como limite para este índice, o valor de 20 MW/ mês.

Adotando-se tal procedimento obtém-se o programa de manutenção descrito através dos quadros 6.7, 6.8 e 6.9 após cinco iterações. Na Figura 6.11 é apresentado o comportamento da *EPNS* frente a reserva do sistema, de onde pode-se constatar uma melhoria da confiabilidade do sistema no mês de maio. Esta melhoria entretanto, causou um incremento da *EPNS* de 109 MW para 134 MW. Isto mostra a possibilidade de uma utilização integrada de ambas as abordagens de otimização.

Quadro 6.7 - Programa de manutenção - Eletrosul

UNIDADE	MW	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
S.Santiago 1	333		■	■									
S.Santiago 3	333									■	■		
S. Osório 3	175			■									
S.Osório 6	175								■				
S.Osório 1	175		■	■									
P. Fundo 1	110				■								
J. Lacerda - A1	50				■	■							
J.Lacerda - A 2	50		■	■									
J.Lacerda - B1	66				■	■							
J.Lacerda - B2	66							■	■				
J.Lacerda - C1	125									■	■		
J.Lacerda - C2	125											■	■
Alegrete 1	33								■	■			
Alegrete 2	33										■	■	
Charqueadas 2	18				■	■							
Charqueadas 3	18										■	■	
Charqueadas 4	18								■				
Charqueadas 1	18				■	■							
CARGA		1492	1531	1628	1683	1727	1715	1681	1663	1683	1690	1686	1671
MANUTENÇÃO		0	558	733	262	152	0	66	292	491	509	176	125
RESERVA		1730	1133	861	1277	1343	1507	1475	1267	1048	1023	1360	1426

Quadro 6.8 - Programa de manutenção - CEEE

UNIDADE	MW	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Jacui 1	30												
Jacui 3	30												
Jacui 4	30												
Jacui 6	30												
P. Real 1	70												
P. Real 2	70												
Itauba 2	125												
Itauba 4	125												
P. Médice 2	63												
CARGA		1653	1671	1759	1795	1838	1801	1756	1745	1780	1780	1769	1829
MANUTENÇÃO		0	0	0	30	225	225	125	188	163	100	0	30
RESERVA		-832	-850	-938	-1004	-1242	-1205	-1060	-1112	-1122	-1059	-948	-1038

Quadro 6.9 - Programa de manutenção - Copel

UNIDADE	MW	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Foz Areia 1	419												
Foz Areia 2	419												
Foz Areia 4	419												
G. Parigot 1	63												
G. Parigot 3	63												
G. Parigot 4	63												
J. Mesquita 1	25												
Figueira 1	10												
Figueira 2	10												
CARGA		1189	1188	1287	1326	1349	1347	1331	1318	1322	1325	1304	1252
MANUTENÇÃO		0	63	482	419	0	419	419	73	73	0	429	454
RESERVA		895	833	315	339	735	318	334	693	689	759	351	378

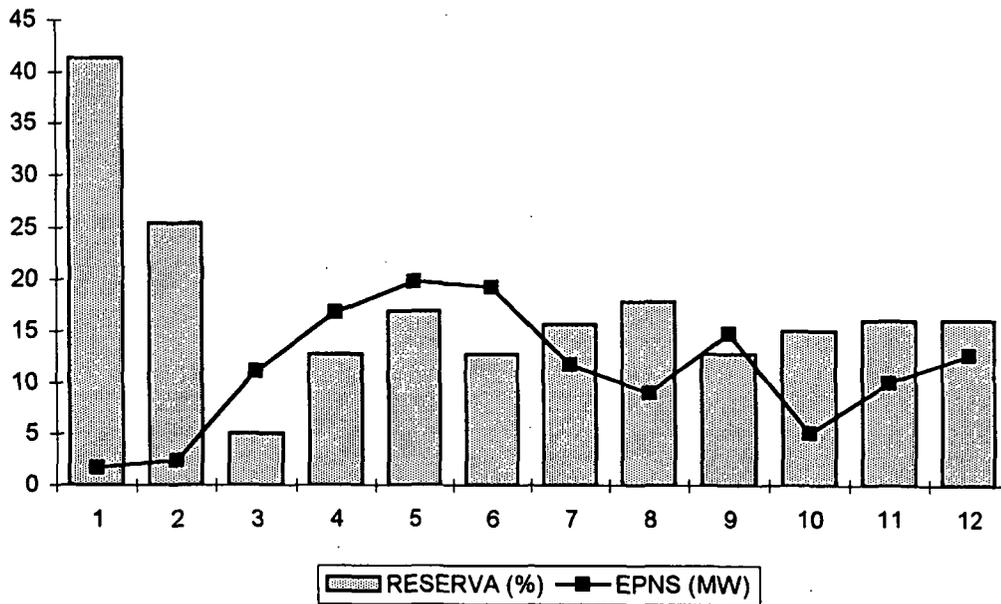


Figura 6.11 - EPNS x RESERVA - Programação com Restrição de Confiabilidade

6.4 Conclusões

Neste capítulo foi possível demonstrar a viabilidade de implementação da metodologia proposta para sistema de grande porte. Esta viabilidade foi demonstrada na medida em que foram obtidos programas de manutenção por dois enfoques : (i) com restrição de confiabilidade e (ii) minimização da EPNS para dois sistemas multi-área com características distintas. O Sistema Teste I tem por características uma predominância térmica em seu parque de produção, não requerendo a introdução de restrições associadas as metas de produção energética das usinas. Já o Sistema Teste II tem por característica uma participação hidráulica no seu parque de produção e, neste sentido, requer a introdução de restrições para atendimento de metas de produção energética.

Quanto aos resultados obtidos, pode-se concluir que ambos os enfoques de determinação da programação da manutenção são consistentes e se complementam, o que permite utilizá-los de forma integrada, conforme foi possível demonstrar no item 6.3. Esta integração é interessante na medida em que a minimização da EPNS global por todo horizonte de manutenção pode resultar em um desnivelamento da confiabilidade do sistema.

Computacionalmente, ambos os métodos apresentaram resultados razoáveis, contudo para sistemas com maior número de variáveis de decisão é esperado um aumento considerável no esforço computacional para resolução do problema de decisão, o que pode ser contornado com a aplicação de modelos computacionais de programação inteira de melhor desempenho.

A não consideração de restrições de transmissão no problema pode até causar inviabilidade da operação do sistema já em regime permanente, conforme foi possível demonstrar na aplicação da Metodologia ao sistema Teste I, pois a aplicação do método de nivelamento da reserva causou um programa de manutenção que provocava corte de carga de 200 MW, já em regime permanente.

No tocante às soluções iniciais, computacionalmente o método de nivelamento da reserva deve ser preferido em função de seu menor esforço computacional e por não haver diferença significativa acerca da qualidade dos resultados obtidos.

CAPÍTULO 7

7. Conclusões

O problema de programação da manutenção pode ser resolvido por métodos heurísticos ou por métodos de programação matemática. No que concerne a abordagem por programação matemática, nas diversas propostas anteriores a esta, em geral, o problema é formulado com base em programação inteira, onde o objetivo consiste em determinar um programa de manutenção de mínimo custo, sendo que a confiabilidade do sistema é considerada implicitamente através da consideração de restrições que fixam uma reserva mínima para o sistema. Esta abordagem é apoiada no fato de a confiabilidade do sistema ser bem correlacionada com nível de reserva em sistemas cuja representação se resume ao binômio carga-geração.

Contudo em sistemas onde interligações entre áreas desempenham um papel importante, é de se supor que a localização espacial da reserva constitua-se num aspecto relevante no estabelecimento de um programa de manutenção, isto é, a reserva do sistema pode estar adequada sem que a sua distribuição ao longo do sistema também esteja. De fato, no capítulo 2 concluiu-se pela importância da distribuição espacial da reserva, o que pode invalidar resultados obtidos por métodos de programação da manutenção que consideram a confiabilidade de forma implícita. Portanto, para uma correta distribuição da reserva ao longo do sistema é necessário que se represente o mais detalhadamente possível o sistema de transmissão juntamente com suas aleatoriedades.

Assim, no capítulo 3 é proposta uma formulação matemática para o problema, a qual considera as restrições de transmissão de modo probabilístico, ao nível de interligações. A adoção deste tipo de modelagem permite a obtenção de programas de manutenção realistas e com calibração do risco do sistema, o que constitui um avanço no estado da arte.

Esta formulação é, entretanto aparentemente insolúvel na medida em que se trata de um problema de programação inteira-mista de grande porte. A formulação e solução de problemas de otimização de grande porte com restrições probabilísticas é sem dúvida alguma uma árdua tarefa. Contudo, a aplicação de métodos de decomposição

facilita a consecução desta tarefa na medida em um problema complexo pode ser subdividido em dois problemas mais simples. Estes dois subproblemas são, então, resolvidos com a aplicação de algoritmos mais apropriados, de acordo com as características de cada subproblema.

Considerando a complexidade e a estrutura do problema, é empregado o método de decomposição de Benders, o qual decompõe o problema global em um subproblema de decisão e em um subproblema de operação. Este subproblema de operação é decomposto em tantos subproblemas independentes, quantos forem o número de períodos do horizonte de manutenção. A viabilidade conceitual deste algoritmo foi demonstrada no capítulo 5, quando da aplicação do algoritmo proposto a um sistema de dimensão reduzida.

Constitui-se em ponto crítico desta proposição a construção dos cortes de viabilidades e de otimalidades os quais são incorporados a cada iteração ao subproblema de decisão. Estes cortes indicam ao problema de decisão, uma aproximação de primeira ordem acerca do custo de operação do sistema. Estes cortes são derivados no capítulo 5, e sua determinação é viabilizada computacionalmente através do modelo CONFINT, que se baseia no método de integração direta [22].

Para solução do subproblema de decisão, por se tratar de um problema de programação inteira, é empregado o método de “branch-and-bound” disponível no programa computacional LINDO [30].

A metodologia proposta proposta prevê dois tipos de encaminhamento para solução do problema. No primeiro deles o objetivo consiste em encontrar um programa de manutenção com nível de risco mínimo. Este nível de risco é traduzido pela *EPNS* do sistema. Na segunda abordagem o programa de manutenção a ser encontrado deve ser tal, que a confiabilidade do sistema atenda a um determinado nível de risco em cada período do horizonte de manutenção.

Ambos os métodos apresentaram resultados consistentes, sendo que o esforço computacional associado ao método de minimização da *EPNS* é superior, sem contudo inviabilizar a sua aplicação. Assim a escolha por um método ou por outro depende exclusivamente das características de cada sistema e da disponibilidade de dados. No

método em que ocorre a presença de restrições de confiabilidade é necessário a determinação de um valor limite para *EPNS*.

No tocante a solução inicial do problema, dois métodos são empregados os quais são descritos nos Apêndices 1 e 2. O primeiro destes métodos é apoiado em heurísticas e o objetivo consiste em nivelar a reserva global do sistema ao longo do horizonte de manutenção. No segundo método o objetivo consiste em maximizar a menor reserva do sistema via programação inteira-mista. O primeiro método deve ser preferido face ao menor esforço computacional para obtenção desta solução inicial. Qualitativamente ambos os métodos produzem soluções que propiciam uma boa convergência do algoritmo de decomposição de Benders.

A viabilidade computacional dos métodos propostos neste trabalho foram comprovadas através de aplicações em dois sistemas interligados de grande porte e com características distintas. Contudo, possíveis extensões deste trabalho, tanto a nível de modelagem como de implementação computacional, podem propiciar avanços no estado da arte.

A nível de modelagem, uma possível extensão desta metodologia consiste na substituição das restrições de atendimento das metas energéticas, atualmente representadas via restrições de recurso, por um modelo que considere explicitamente a operação energética do sistema. Este modelo de operação energética se constituiria em um novo subproblema do problema global.

Um dos insumos deste modelo consiste dos limites intercâmbios entre áreas. Como se sabe as interligações entre áreas são compostas por um conjunto de linhas de transmissão e transformadores cujos limites dependem não só dos limites térmicos, como também das condições operativas do sistema, portanto é necessário que se investigue qual a representação mais adequada destes limites de transferência no contexto deste problema.

Embora computacionalmente o modelo proposto tenha propiciado bons resultados, algumas melhorias podem ser visualizadas no sentido de melhorar a eficiência do processo. Uma das melhorias consiste em dotar o sistema ora desenvolvido de um

interface mais amigável, utilizando-se da farta disponibilidade dos meios de saída gráfica atualmente disponíveis.

Do lado do algoritmo, as extensões podem ser visualizadas no sentido de melhorar o desempenho computacional na solução do subproblema de decisão e do subproblema de operação. No primeiro subproblema é necessário que se investigue a possibilidade de utilização de um pacote computacional de programação inteira passível de "calibração". Estas calibrações permitiriam uma melhor adaptação ao problema específico de programação da manutenção.

No tocante ao subproblema de operação, o método de integração direta mostrou-se bastante eficiente, todavia face ao desacoplamento natural existente entre os problemas de operação dos diversos períodos, vislumbra-se a aplicação de técnicas de computação de alto desempenho.

Por fim cabe ressaltar que o modelo proposto, além de se mostrar viável sob o ponto de vista computacional, permitiu uma representação mais realista dos sistemas elétricos de potência, notadamente em sistemas onde as interligações desempenham papel importante. Neste sentido este modelo poderá ser aplicado ao sistema elétrico brasileiro atual e também no futuro, onde estas interligações se tornarão ainda mais importantes, quando da interligação do atual sistema com o parque gerador da Amazônia.

8. Referências

1. Kralj, L.B., Petrovic, R.; "Optimal Preventive Maintenance Scheduling of Thermal Generating Units in Power Systems - A Survey of Problem Formulations and Solutions Methods"; European Journal of Operational Research, no 35, 1988, pp. 1-15.
2. 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.
3. Patton, A.D.; Ali, J.; "Comparison of Methods for Generator Maintenance Scheduling"; IEEE Summer Meeting, Paper C74-52-1, July 1972.
4. 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.
5. Billinton, R.; Sheikhi, F.A.; "Preventive Maintenance Scheduling of Generating Units in Interconnected Systems"; 1983 International Reliability-Availability-Maintainability Conference.
6. 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.
7. 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.
8. 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.
9. Salgado, R.S.; "Soluções Ótimas de Escalas de Manutenção de Geradores através de Programação Linear Inteira"; Dissertação de M.E., UFSC, Fevereiro de 1981.
10. 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 de 1986.
11. 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.
12. 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.
13. 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.
14. Syslo, M. M.; "Discrete Optimization Algorithms", Prentice-Hall, Inc., New Jersey, 1983.

15. Ford, L.R., Fulkerson, D.R., "Flows in Networks", Princeton University Press, USA, 1962.
16. CIGRÉ Task Force 38-03-10; "Composite Power System Reliability Analysis Application to the New Brunswick Power Corporation System"; September, 1991
17. Benders, J.F.; "Partitioning Procedures for Solving Mixed Variables Programming Problems", Numerische Mathematik, 4, pp 238-252, 1962.
18. Lasdon, L.S.; "Optimization Theory for Large Systems", MacMillan Publishing Co., London, 1970.
19. Geoffrion, A.M.; "Generalized Benders Decomposition", Journal of Optimization Theory and Applications, Vol. 10, No 4, 1972, pp 237-260.
20. 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.
21. Oliveira, G.C.; "Modelo de Expansão da Capacidade de Ponta de Sistemas Interligados - EXPONTA", Tese de D. Sc., Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia de Sistemas e Computação, 1988.
22. Oliveira, G.C.; Cunha, S.H.F.; Pereira, M.V.F.; "A Direct Method for Reliability Evaluation"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, November 1987.
23. Pinto, L.M.V.G.; Araújo, M. S.; "Aplicação de Técnicas de Sensibilidade à Obtenção de Cronogramas para Manutenção de Equipamentos", XII SNPTEE, GMA, Recife, Outubro de 1993.
24. Bennett, D.J.; Jenney, B.W.; "Reliability: Its Implications in Production Systems Design", OMEGA - The Journal of Management Science, Vol.8, No. 4, pp.433-440, 1980, Great Britain.
25. Brook, R.H.W.; "Reliability Concepts in Engineering Manufacture", Butterworth & Co., London, 1972.
26. GCOI/SCEN/GTPL-S/SE-04/92 - Plano de Operação para 1993, Novembro de 1992, Anexo 8, fls.5 e 6/8.
27. Schilling, M.T., "Aspectos da Confiabilidade de Sistemas Eletroenergéticos", Tese de D. Sc., Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia de Engenharia Elétrica, 1985
28. Anders, G. J.; "Probability Concepts in Electric Power Systems", John Wiley & Sons, Toronto, 1990.
29. Fortunato, L.A.M.; "Coordenação de Programas de Manutenção Preventiva de Unidades Geradoras em Sistemas de Energia Elétrica", Dissertação M.E., UFRJ, Abril de 1985.
30. Scharage, L.; "Linear, Integer, and Quadratic Programming with LINDO", manual do usuário, Chicago, 1983

31. Leopoldino, C.M.A.; "Planejamento da Expansão da Capacidade de Ponta de um Sistema Hidro-Elétrico", Dissertação de Mestrado, PUC, Departamento de Engenharia Elétrica, Rio de Janeiro, 1991.
32. Pereira, M.V.F.; "Aplicação de Análise de Sensibilidade no Planejamento da Expansão de Sistemas de Geração/Transmissão", Tese de D. Sc., Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia de Sistemas e Computação, Julho de 1985.
33. Silva, E.L., et alii; "Transmission Constrained Maintenance Scheduling of Generating Units: A Stochastic Programming Approach", IEEE Transactions on Power Systems, Summer Meeting - 1994, San Francisco, CA.
34. Magalhães, C.H.N., et alii; "Influência da Manutenção sobre a Confiabilidade de Sistemas de Transmissão", XII SNPTEE, Grupo X, Recife, outubro de 1993.
35. Schilling, M.T., et alii; "Confiabilidade de Sistemas Eletroenergéticos: Bibliografia Disponível no Brasil (1969-1985)", Revista Brasileira de Engenharia, VOL.2/N.2, dezembro de 1985.
36. CIGRÉ, "Diagnostic and Maintenance Techniques", Symposium of Berlin, 1993.
37. 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.

9. APÊNDICE I - Modelo para Programação da Manutenção com Base no Nivelamento da Reserva do Sistema

9.1 Descrição do Algoritmo

Na metodologia apresentada a seguir, o estabelecimento de um programa de manutenção consiste em classificar as unidades geradoras por equipes de manutenção, em ordem decrescente de *dificuldade para manutenção*. Assim, as unidades ou grupos de unidades consideradas mais difíceis para programar a manutenção são alocadas em primeiro lugar.

Entende-se por unidades com maior dificuldade para programação da manutenção aquelas de maior capacidade, ou as que requerem mais tempo para manutenção ou ainda, as que, ao serem retiradas para manutenção, incrementam de modo significativo o risco do sistema. No algoritmo proposto a seguir escolheu-se ordenar as unidades pelo produto *capacidade x duração* da manutenção, que parece ser o mais representativo do grau de dificuldade inerente a uma determinada manutenção.

O algoritmo proposto visa o nivelamento da reserva, com quaisquer tipos de restrição (de intervalo, de equipe, de potência disponível para manutenção, etc.). O algoritmo parte do princípio de que cada unidade geradora dispõe, no início do processo de alocação, de um conjunto de intervalos permitidos para manutenção, o qual vai sendo gradativamente reduzido, na medida em que as unidades geradoras vão sendo alocadas. É importante observar que a alocação de uma unidade num certo período pode afetar os intervalos de manutenção viáveis das demais unidades nos vários níveis hierárquicos: usina, área, sistema.

A implementação computacional do processo descrito pode ser feita através de uma *matriz de alocação* de unidades geradoras, onde o número de linhas é igual ao número de unidades geradoras da área e o número de colunas igual ao número de períodos dentro do horizonte de planejamento da manutenção. A alocação de uma dada unidade nesta matriz causa a ocupação de um *slot* de manutenção, ou seja, de um conjunto de DM períodos de manutenção contíguos (DM = duração da manutenção da unidade). Ao mesmo tempo, inviabiliza a alocação de outras células da matriz, devido a

restrições de exclusividade, de seqüência e de recursos. O número de células inviabilizadas constitui o *índice de interferência* do par (unidade, *slot*).

Para melhor visualização do procedimento heurístico usado na resolução do problema, apresenta-se a seguir um exemplo de alocação de duas unidades geradoras de uma mesma usina, sujeitas às restrições descritas no Quadro A.1. Neste exemplo a unidade *A* requer um período de manutenção e a unidade *B* dois períodos.

As unidades *A* e *B* estão sujeitas a restrições de intervalo de manutenção proibida, de duração da manutenção, de intervalo de manutenção permitido), de exclusividade de manutenção, de obrigatoriedade e unicidade de manutenção, de intervalo mínimo entre manutenções, de capacidade disponível para manutenção, de balanço de potência e de capacidade máxima dos geradores.

No Quadro A.1. é apresentada a convenção necessária para a descrição realizada a seguir.

Quadro A.1 - Tipos de Restrição e Convenções

Convenção	Tipo de Restrição	Descrição
	Intervalo proibido	Define períodos proibidos para manutenção
	Reserva mínima	Preserva reserva de geração mínima na área ou sistema
	Exclusividade	Evita manutenção simultânea de unidades de uma usina
	Duração	Garante tempo mínimo para completar manutenção

A Figura A.1 ilustra as várias etapas seguidas pelo algoritmo heurístico na alocação da manutenção das unidades *A* e *B*, e o significado das etapas é descrito a seguir.

Etapa 0: um vetor de NP ($NP = 12$, no exemplo) períodos de manutenção é associado à cada unidade em manutenção (*A* e *B*, no caso), conforme ilustrado pelas células vazias nas duas primeiras linhas da Figura A.1. Todos os períodos estão inicialmente disponíveis para manutenção.

Etapa 1: o algoritmo identifica e bloqueia os períodos que apresentam restrição de intervalo proibido para manutenção a nível de usina. Com o bloqueio destes períodos surge uma *janela de manutenção*. No exemplo da Figura A.1, resulta uma janela entre os períodos 5 e 10.

Etapa 2: o algoritmo verifica a seguir se existem restrições ativas a nível de sistema, como ocorre, por exemplo, quando não há reserva suficiente para manutenção. Caso existam, o algoritmo bloqueia os períodos correspondentes, provocando a *fragmentação* da janela. Na Figura A.1, restrições de reserva provocaram o bloqueio dos períodos 6 e 10.

Etapa	Unidade	Períodos de Manutenção para Unidades A e B											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	A												
	B												
1	A												
	B												
2	A												
	B												
3	A												
	B												
4	A												
	B												
5	A												
	B												

Figura A.1 - Programação da Manutenção de Unidades na Matriz de Alocação

Etapa 3: após implementar todas as restrições, o algoritmo seleciona a primeira unidade a alocar (de acordo com prioridades informadas ou calculadas) e identifica, no conjunto de períodos não bloqueados, o de menor demanda. No caso da figura, há quatro períodos disponíveis [5, 7, 8 e 9], uma vez que a manutenção da unidade 1 dura um período. Admitindo-se a menor demanda no período 8, uma tentativa inicial de alocação da unidade *A* é marcada neste período. Com isso, a manutenção da unidade *B* fica automaticamente bloqueada no período 8 (além dos períodos já bloqueados), devido à restrição de exclusividade.

Etapa 4: uma vez alocada a unidade *A*, o algoritmo passa a identificar os períodos disponíveis para manutenção da unidade *B*, que necessita de *dois* períodos de manutenção. Nesse processo, o algoritmo bloqueia adicionalmente as janelas de manutenção com menos de dois períodos, o que inviabiliza completamente a manutenção de *B*. Isso mostra que a alocação da unidade *A* não é definitiva. Assim,

após a tentativa inicial de alocação de cada unidade, a heurística procura outras unidades da mesma usina cuja alocação possa ser inviabilizada pela alocação da unidade corrente.

Etapa 5: como a alocação da unidade *A* no período 8 (oito) impede a manutenção da unidade *B*, o algoritmo procura realocar a manutenção de *A* para o período com a segunda menor demanda. No caso exemplo, resultou o período 7, liberando uma janela de manutenção de dois períodos (8 e 9), suficiente para acomodar a manutenção de *B*. Isso completa, com sucesso, o processo de alocação.

9.2 Algoritmo Computacional

O algoritmo apresentado a seguir é aplicável à programação da manutenção de sistemas isolados ou de sistemas interligados em que as restrições de intercâmbio não são consideradas explicitamente.

Na aplicação do algoritmo a sistemas multiárea, considera-se que o agrupamento de áreas foi previamente realizado, de forma que a carga da área, a seguir referenciada, representa de fato a carga do sistema de interesse. Da mesma maneira, a capacidade de geração da área corresponde à capacidade de geração do sistema de interesse, previamente calculada.

ALGORITMO

1. Dados de Entrada

- demandas de ponta da área
- características das unidades geradoras
- níveis de reserva em cada área
- unidades com manutenção pré-fixada
- dados e restrições de manutenção

2. Inicialização

- Calcula carga efetiva do sistema global
- Calcula capacidade máxima disponível para manutenção em todo o sistema
- Aloca unidades com manutenção pré-fixada e atualiza carga equivalente do período
- Atualiza matriz de alocação (restrições de exclusividade e de seqüência)
- Calcula “índice de dificuldade” de cada unidade (*capacidade x duração*)
- Ordena unidades por índice de dificuldade decrescente

3. Início do Laço de Unidades (percorre *linhas* da matriz de alocação)

- Define *janela de manutenção* da unidade corrente (conjunto de períodos viáveis para manutenção)
- Identifica *slots* (conjunto de *DM* períodos adjacentes, onde *DM* é a duração da manutenção da unidade corrente) disponíveis
- Se não houver *slots* disponíveis para manutenção, coloca a unidade atual na lista de unidades com manutenção inviável (sob as restrições atuais) e vai para o passo 4
- Ordena *slots* por demanda *média* crescente

3.1 Início do Laço de Slots (percorre *colunas* da matriz de alocação)

- Verifica se alocação da unidade corrente no *slot* atual viola restrição de capacidade disponível para manutenção do sistema
- Verifica se alocação da unidade corrente no *slot* atual viola restrição de capacidade disponível para manutenção na usina (restrição de recurso)
- Verifica se há slots viáveis: se não houver, registra inviabilidade e restrições associadas e passa para próxima unidade. Caso contrário, continua processo de alocação.

3.2 Fim do Laço de Slots

- Seleciona melhor *slot* viável (considerando demanda média e índice de interferência)
- Aloca unidade corrente no *slot* selecionado
- Atualiza matriz de alocação: restrições de exclusividade (informadas ou *default*), restrições de seqüência (informadas)

4. Fim do Laço de Unidades

- Prepara relatórios de saída: escala de manutenção, níveis de reserva, unidades com inviabilidade de alocação, restrições ativas, etc.
- ◆ **Fim do Algoritmo**

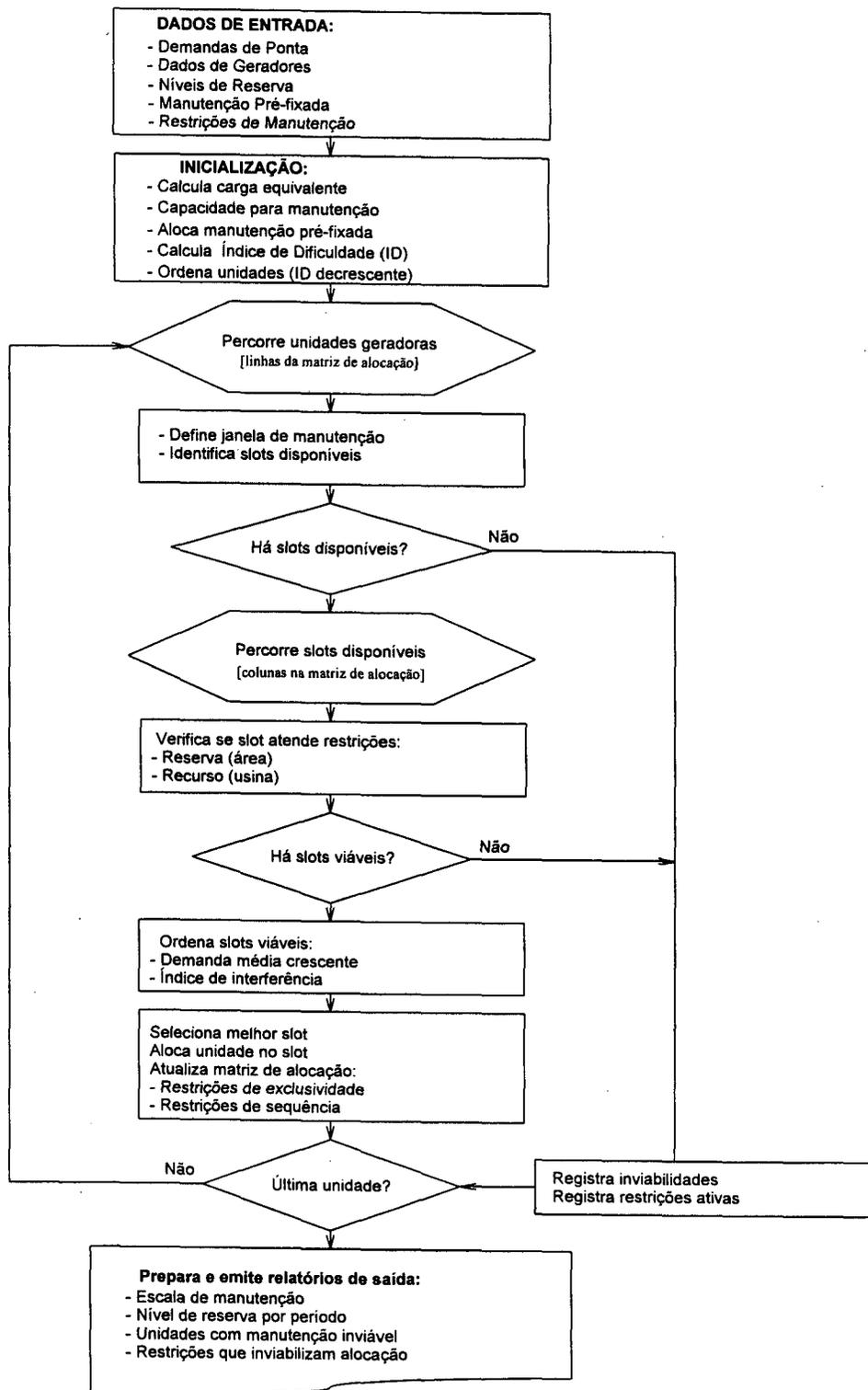


Figura A.3 - Fluxograma do Algoritmo

10. APÊNDICE II - Modelo para Programação da Manutenção com Base na Maximização da Reserva Mínima do Sistema

10.1 Descrição do Algoritmo

Este algoritmo explora o fato da confiabilidade do sistema apresentar boa correlação com o nível de reserva do sistema. Para tanto o problema é formulado com base em programação inteira-mista no sentido de obter um programa de manutenção que maximize a reserva mínima do sistema, isto é, o método se baseia num critério tipo *MaxMin*.

Matematicamente o problema pode ser posto do seguinte modo:

$$\text{Max } R \quad (\text{A.1})$$

sujeito a:

$$Ax \geq b \quad (\text{A.2})$$

$$\sum_i (1 - x_{it}) \bar{g}_{it} - L_t \leq R \quad \forall t \quad (\text{A.3})$$

onde:

R reserva do sistema;

$Ax \geq b$ conjunto de restrições associadas às políticas de operação energética e de manutenção;

t período do horizonte de manutenção;

d_i número de períodos de duração da manutenção;

L_t demanda do sistema no período t ;

x_{it} variável de decisão ($x_{it} = 1$ a manutenção da unidade i é iniciada no período t e $x_{it} = 0$ a manutenção da unidade i **não** é iniciada no período t ;

\bar{g}_{it} capacidade máxima da unidade i no período t .

A restrição A.3 assegura que, em cada período, uma vez descontada a parcela de geração alocada para manutenção, a geração resultante deve atender a carga do sistema mais uma reserva que se deseja maximizar.

Neste trabalho, o problema assim colocado é solucionado com a opção de programação inteira-mista disponível no programa LINDO.

11. APÊNDICE III - Fluxograma da Metodologia Proposta

