

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO**

**UM MODELO DE CÁLCULO DOS PREÇOS INSTANTÂNEOS NO
SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO ALGORITMOS
GENÉTICOS E O MÉTODO DE MONTE CARLO**

**Tese submetida à Universidade Federal de Santa Catarina para a
obtenção do título de Doutor em Engenharia de Produção**

RICARDO VILLARROEL DÁVALOS

Orientador: Prof. PLINIO STANGE, Dr. (in memoriam)

Co-Orientador: Prof. Edvaldo A. de SANTANA, Dr.



0.266.882-1

Florianópolis, julho de 1997

UFSC-BU

**UM MODELO DE CÁLCULO DOS PREÇOS INSTANTÂNEOS NO
SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO ALGORITMOS
GENÉTICOS E O MÉTODO DE MONTE CARLO**

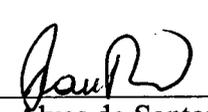
RICARDO VILLARROEL DÁVALOS

**Esta tese foi julgada adequada para a obtenção do título de DOUTOR
EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO e aprovada em sua forma final pelo
programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção.**



Prof. Ricardo Miranda Barcia, Ph.D., Coordenador

BANCA EXAMINADORA:



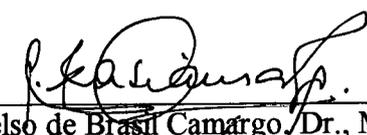
Prof. Edvaldo Alves de Santana, Dr., Co-Orientador



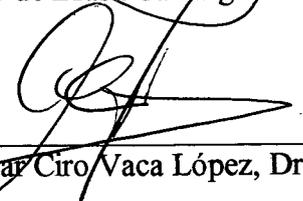
Prof. João Lizardo de Araújo, Dr., Membro



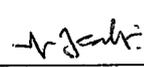
João José Cascaes Dias, Dr., Membro



Prof. C. Celso de Brasil Camargo, Dr., Membro



Prof. Oscar Ciro Vaca López, Dr., Membro



Prof. Fernando Seabra, Ph.D., Moderador

**Aos meus filhos, Thiago Ricardo e Sara Yrma,
minha companheira inseparável Ivani,
minha mãe Irma Dávalos (in memoriam),
e meu amigo Plínio Stange (in memoriam).**

AGRADECIMENTOS

Ao professor e amigo Plínio Stange (in memoriam) pelos ensinamentos transmitidos, tanto os acadêmicos quanto aqueles relacionados com sua filosofia de ação e de conduta, que em muito contribuiu para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao professor Edvaldo Alves de Santana, um agradecimento especial pela co-orientação recebida durante a fase mais difícil da elaboração deste trabalho, como também pelas sugestões e apoio recebidos.

Ao professor Oscar Ciro Vaca López, pela inestimável colaboração, apoio e o incentivo dedicados no transcorrer do trabalho.

Ao professor Ricardo Miranda Barcia, pela atenção, encaminhamentos e apoio.

À Universidade Federal de Santa Catarina e ao CNPq pelo apoio técnico e financeiro.

A todos os meus colegas e amigos, que participaram do dia a dia desta caminhada, agradeço pelo estímulo e sugestões.

A meu pai e irmãos, pelo inestimável apoio e incentivo que me dedicaram no transcorrer do curso.

À minha companheira e filhos pelo incentivo, dedicação, compreensão e, sobretudo, pelo muito que se privaram durante a fase de realização desta tese.

RESUMO

O presente trabalho desenvolve um modelo matemático e computacional que revê o cálculo dos “Spot Prices” horários da eletricidade com a incorporação das características não lineares e “pontos válvula” na função custo das unidades geradoras em sistemas de geração predominantemente térmicos, tendo em vista que estas características não são consideradas pelos modelos atuais voltados para a avaliação mais exata dos preços da eletricidade.

Esta revisão consiste no cálculo apropriado dos custos marginais do sistema de geração, através do Algoritmo Genético Proposto (AGP), visando eliminar as dificuldades de descontinuidade da derivada da função custo e a existência de vários pontos de ótimos locais, apresentadas pela aplicação dos métodos clássicos.

O Algoritmo Genético Proposto incorpora características gerais e critérios práticos associados aos custos marginais do sistema de geração, com o objetivo de melhorar os tempos de execução e convergência da solução do problema.

As implicações dos custos marginais do sistema de geração, calculados através do AGP, influenciam na escolha adequada da função que representa a resposta da demanda em relação à variação dos preços (função de resposta).

Além disso, é desenvolvida uma modelagem dos custos dos sistemas individualmente, isto é, geração e transmissão, e sistema composto como um todo (geração mais transmissão). Adotam-se conceitos associados ao mercado livre de energia para estimular a eficiência dos sistemas elétricos de potência, tal como a resposta da demanda através de variações dos preços.

Avaliam-se os custos associados à qualidade de suprimento dos sistemas de geração, transmissão e composto através dos índices de confiabilidade e investimentos a serem realizados na instalação de equipamentos para cumprir os requisitos de confiabilidade.

O sistema elétrico de potência é representado através do fluxo linearizado de potência ativa e constitui a ferramenta básica para a avaliação do custo das perdas do sistema de transmissão e para a distribuição espacial dos Spot Prices horários. As sobrecargas nas linhas são eliminadas através do redespacho de geração (baseado em um algoritmo de programação linear) e dos efeitos sobre a função de resposta.

São calculados e avaliados os “Spot Prices” horários da eletricidade do sistema global e por barra, através do método de Simulação Monte Carlo, que fornece soluções detalhadas e incorpora, com facilidade, diferentes efeitos dos sistemas elétricos de potência.

O uso do modelo proposto é ilustrado através de uma aplicação com o “Sistema Teste de Confiabilidade do IEEE” [RTS-IEEE].

ABSTRACT

The present work develops a mathematics and computing model, that reviews electricity hourly spot prices calculus, incorporating non linear characteristics and “valve-points” to the generator cost function in predominant thermal generation systems, since these characteristics are not taken into account by nowadays models, used to evaluate in a more exact way electricity prices.

This review consists of a proper calculation for generation system marginal costs, through a Proposed Genetic Algorithm (PGA), aiming to eliminate discontinuity difficulties of the cost function derivation and the existence of multiples local optimum points presented by classical methods application.

The Proposed Genetic Algorithm, embodies general characteristics and practical criteria associated to generation system marginal cost, aiming to improve execution and convergence time for the problem solving.

The implication of the generation system marginal cost calculated through PGA, have influenced the adequate function choice, that represents the demand response related to prices variation (response function).

Moreover, it's developed an cost modeling of the individual system, in order words, generation and transmission, composed system as a whole (generation and transmission). It's adopted concepts associated to energy market place, to estimate electric power system efficiency, such as the demand response through prices variation.

It has been evaluated the costs associated to supply quality of the generation, transmission and composed systems, using reliability indices and investments to be applied in equipment setting necessary to perform the reliability requisites.

The electrical power system is represented through an active linear power flow, and this constitute a basic tool for evaluating of the cost of transmission system losses, and for distribution spatial hourly spot prices. Power lines overload are eliminated using generation rescheduling (based upon a linear programming algorithm) and the effects over the response function.

It has been evaluated and calculated electricity hourly spot prices, of the global system and bus, through Monte Carlo Simulation Method, that gives out detailed solutions and easily embodies, different effects of the electric power system.

The proposed model use, is illustrated through a study case application with the “Reliability Test System of the IEEE” [RTS-IEEE].

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	
1.1	Considerações iniciais 1
1.2	Objetivos do trabalho 3
1.3	Pesquisa bibliográfica geral 5
1.3.1	“Spot Prices” da eletricidade 5
1.3.2	Algoritmos Genéticos (AG) 6
1.4	Estrutura da tese 7
CAPÍTULO 2 - APLICAÇÃO DOS "SPOT PRICES" HORÁRIOS A SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	
2.1	Introdução 9
2.2	Mercado livre de energia 10
2.3	Teoria dos "Spot Prices" horários 12
2.4	Custos do sistema de geração, $\gamma(t)$ 14
2.4.1	Custo marginal do sistema de geração, $\lambda(t)$ 14
2.4.2	Custo da qualidade de suprimento do sistema de geração, $\gamma_{QS}(t)$ 16
2.4.3	Função de resposta 20
2.5	Custos do sistema de transmissão 22
2.5.1	Custo das perdas do sistema de transmissão, $\eta_{L,k}(t)$ 23
2.5.2	Custo da qualidade de suprimento de transmissão, $\eta_{QS,k}(t)$ 24
2.6	Conclusões 28
CAPÍTULO - 3 CÁLCULO DOS CUSTOS MARGINAIS DO SISTEMA DE GERAÇÃO ATRAVÉS DE ALGORITMOS GENÉTICOS	
3.1	Introdução 30
3.2	Problema do despacho econômico de geração 32
3.3	Considerações gerais do custo marginal do combustível, $\lambda(t)$ 34

3.4	Cálculo dos custos marginais através de Algoritmos Genéticos	37
3.4.1	Introdução aos Algoritmos Genéticos	37
3.4.2	Descrição geral do Algoritmo Genético aplicado	39
3.4.3	Considerações gerais da função avaliação, $FAV(g_i)$	40
3.4.4	Avaliação da população de cromossomos	42
3.4.5	Operadores básicos dos Algoritmos Genéticos	43
3.4.6	Codificação proposta para o problema	46
3.5	Conclusões	47
CAPÍTULO - 4 MODELO DE CÁLCULO DOS "SPOT PRICES"		
HORÁRIOS BASEADO NO MÉTODO DE SIMULAÇÃO		
MONTE CARLO		
4.1	Introdução	50
4.2	Algoritmo geral do modelo proposto	51
4.3	Sorteio dos estados do sistema	55
4.3.1	Estados das unidades geradoras	55
4.3.2	Estados de carga	55
4.3.3	Estados do sistema de transmissão	56
4.4	Algoritmo Genético Proposto (AGP) para o cálculo do custo $\lambda(t)$	59
4.5	Análise da rede de transmissão	62
4.6	Custos da qualidade de suprimento do sistema elétrico de potência	66
4.6.1	Custo da qualidade de suprimento do sistema de geração, $\gamma_{QS}(t)$	67
4.6.2	Custo da qualidade de suprimento de transmissão, $\eta_{QS,k}(t)$	68
4.6.3	Custo da qualidade de suprimento do sistema composto, $\xi_{QS}(t)$	69
4.7	Avaliação do multiplicador $\mu_{QS,\eta,i}(t)$ através da função de resposta e do redespacho	74
4.7.1	Problema do redespacho de geração	79
4.7.2	Solução do redespacho de geração	80
4.8	Conclusões	82

CAPÍTULO - 5 APLICAÇÃO DO MODELO PROPOSTO

5.1	Considerações iniciais	84
5.2	Cálculo dos custos marginais do sistema de geração	85
5.2.1	Cálculo de $\lambda(t)$ via GAMS	85
5.2.2	Cálculo de $\lambda(t)$ através do AGP	89
5.2.3	Desempenho do Algoritmo Genético Proposto	92
5.3	Procedimento de escolha da função de resposta	96
5.4	Variação horária dos “Spot Prices” do sistema de geração	98
5.4.1	Teste do procedimento de escolha da função de resposta	100
5.4.2	Variação do coeficiente $\beta(t)$ no sistema de geração	101
5.4.3	Variação do investimento para melhorar a confiabilidade	103
5.4.4	Variação do número de simulações	105
5.5	Variação espacial dos “Spot Prices” horários	106
5.5.1	Variação do custo penalidade do sistema de transmissão	110
5.5.2	Avaliação do $\mu_{QS,\eta,i}(t)$ através da função de resposta e do redespacho	111
5.5.3	Teste das funções de resposta que avaliam o $\mu_{QS,\eta,i}(t)$	113
5.5.4	Custo da qualidade de suprimento do sistema composto	114
5.5.5	Parcelas dos “Spot Prices” por sistemas	115
5.6	Conclusões	117

CAPÍTULO - 6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

6.1	Conclusões	119
6.2	Recomendações	121
	APÊNDICE A	124
	APÊNDICE B	131
	APÊNDICE C	136
	BIBLIOGRAFIA	152

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.2.1	Função custo das unidades geradoras	33
Figura 3.4.1	Codificação série	47
Figura 3.4.2	Codificação alternada	47
Figura 4.1	Algoritmo Geral do Modelo Proposto	54
Figura 4.3.1	Distribuição acumulada de probabilidades	55
Figura 4.4.1	Varição de $\lambda(t)$ em relação à demanda	62
Figura 4.6.1	Varição da LOLP _{γ} (t) vs. Demanda	68
Figura 4.7.1	Algoritmo do redespacho das unidades de geração	78
Figura 5.1	Custos $\lambda_1(t)$ e $\lambda_2(t)$ calculados via GAMS	87
Figura 5.2	Varição do $\lambda_2(t)$ calculado via GAMS para diferentes unidades	88
Figura 5.3	Custos $\lambda_1(t)$ e $\lambda_2(t)$ calculados via AGP	91
Figura 5.4	Varição da capacidade especificada vs. número do cromossomo	93
Figura 5.5	Varição do custo total vs. domínio viável especificado	94
Figura 5.6	Comparação dos $\lambda_2(t)$ calculados via GAMS e AGP	95
Figura 5.7	Varição de $\lambda_1(d)$ em relação à demanda	97
Figura 5.8	Varição de $\lambda_2(d)$ em relação à demanda	97
Figura 5.9	“Spot Prices” do sistema de geração	100
Figura 5.10	Varição dos $\rho_2(t)$ conforme as funções de resposta	101
Figura 5.11	Varição dos $\rho_2(t)$ conforme $\beta_1(t)$	102
Figura 5.12	Varição dos $\rho_2(t)$ conforme $\beta_2(t)$	102
Figura 5.13	Varição dos $\rho_2(t)$ conforme o investimento $A_{QS,\gamma}$	104
Figura 5.14	Varição dos $\rho_2(t)$ conforme o número de simulações	105
Figura 5.15	Varição espacial de $\rho_2(t)$ para a demanda de ponta	107
Figura 5.16	Varição horária dos $\rho_2(t)$ nas barras 1, 8 e 18	107
Figura 5.17	Varição dos $\rho_1(t)$ e $\rho_2(t)$ na barra 18	109

Figura 5.18	Varição de $\rho_2(t)$ sem e com custo penalidade	110
Figura 5.19	Varição de $\rho_2(t)$ através da função de resposta e do redespacho	112
Figura 5.20	Varição de $\rho_2(t)$ com diferentes funções de resposta	114
Figura 5.21	Varição espacial de $\rho_2(t)$ sem e com ξ_{QS}	115
Figura C.1.1	Curva de duração de carga crítica	138
Figura C.3.1	Rede de transmissão do sistema RTS-IEEE	143
Figura C.4.1	Custo penalidade do sistema de geração	147
Figura C.4.2	Custo penalidade do sistema de transmissão	147
Figura C.4.3	Custo da qualidade de suprimento do sistema composto	147

LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1	Custos do combustível calculados via GAMS	86
Tabela 5.2	Custos do combustível calculados via AGP	90
Tabela 5.3	Função matemática de ajuste de $\lambda_1(d)$ e $\lambda_2(d)$	98
Tabela 5.4	“Spot Prices” do sistema de geração	99
Tabela 5.5	“Spot Prices” da barra 18	108
Tabela 5.6	Parcelas dos “Spot Prices” horários por sistemas	116
Tabela C.1.1	Valores da curva de carga anual	136
Tabela C.1.2	Valores da curva de carga mensal	137
Tabela C.1.3	Fator de distribuição de carga	138
Tabela C.2.1	Programação da manutenção das unidades	139
Tabela C.2.2	Parâmetros da função custo	140
Tabela C.3.1	Localização das unidades geradoras	141
Tabela C.3.2	Taxas de falha e reparo	141
Tabela C.3.3	Dados gerais das linhas de transmissão	142
Tabela C.4.1	Índices de confiabilidade do sistema RTS-IEEE	145
Tabela C.4.2	Custos penalidade do sistema RTS-IEEE	146
Tabela C.5.1	Parâmetros da função de resposta	149
Tabela C.5.2	Parâmetros do ajuste do mercado	149
Tabela C.5.2	Parâmetros do multiplicador	150

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 Considerações iniciais

As diversas crises que a humanidade enfrentou nesta última década, associadas às mudanças do cenário político-econômico mundial, como o desmantelamento das economias centralizadas, proporcionaram espaços inimagináveis para a globalização dos mercados e para o conseqüente aumento da concorrência entre as empresas. Mesmo em meio às dificuldades de investimento em que vive o setor elétrico, de modo especial no mundo subdesenvolvido, alguns tipos de respostas neste sentido têm sido perseguidos para fazer frente a estes novos tempos. As mudanças institucionais e estímulos à participação do capital privado e, principalmente, a modernização dos meios de gestão dos recursos, são exemplos disso.

As perspectivas mais consistentes apontam para o desenvolvimento de modelos mais eficazes, que determinem os preços da eletricidade para uma estrutura competitiva, ou seja, mercado livre de energia elétrica. Atualmente, a maioria dos esforços para calcular estes preços está baseada em estruturas que consideram as empresas de energia elétrica atuando em regime de monopólio (TABORS, 1994), o que, mantidas as tendências, parece não ter futuro muito promissor.

O cenário da economia mundial sugere a necessidade crescente do aprimoramento das técnicas de produção, de forma a atender padrões de excelência cada vez mais elevados. O setor elétrico, em particular, visto como um componente fundamental da infra-estrutura de qualquer economia moderna, não foge dessa tendência de busca de uma combinação ótima, envolvendo o binômio eficiência (i.e., baixo custo de produção) e eficácia (i.e., alta confiabilidade do produto) (NEGRI DE MAGALHÃES, 1992).

Uma grande variedade de "experiências" nestes últimos anos está presente na reorganização dos concessionários¹ como, por exemplo, as privatizações em grande escala e a desverticalização desses concessionários por sub-sistemas, como acontece no Reino Unido e Nova Zelândia e como está sendo proposto para o Brasil. Na Austrália, como um caso algo particular, foi formado um grupo integrado dos setores de operação, dos concessionários existentes para melhorar as fracas interligações e diferenças de preços dos sistemas elétricos de potência locais (TABORS, 1994).

Na América Latina, estudos e aplicações dos "Spot Prices" (preços instantâneos) foram iniciados na Argentina e no Chile. Nos Estados Unidos, existem leis que regulamentam o mercado, obrigando as empresas elétricas a comprarem energia de sistemas de cogeração e de produtores independentes e pagar-lhes preços do mercado. Também os concessionários norte-americanos estão verticalizados, todos respeitando seu alcance territorial (BILLINTON e GHAJAR, 1994; MACGREGOR e PÜTTGEN, 1994; TABORS, 1994).

A função básica dos sistemas elétricos de potência é suprir os consumidores com energia elétrica da forma mais econômica e confiável possível. Sistemas economicamente adaptados permitem o equilíbrio entre a oferta e a demanda de eletricidade, procurando o custo mínimo e mantendo a qualidade de suprimento. Os "Spot Prices" da eletricidade procuram refletir os custos marginais de "curtíssimos" prazos de um sistema, decorrentes de um processo de minimização dos custos de produção, e estão definidos de acordo com um conjunto de funções explícitas, constituídas por variáveis aleatórias (variam a cada instante e em cada ponto de consumo), segundo as condições da demanda e suprimento.

A teoria dos "Spot Prices" pressupõe uma estrutura competitiva ou de mercado livre de energia e, através desta, os preços exercem função fundamental na resposta da demanda. Afortunadamente, os "Spot Prices" da eletricidade podem ser implementados a partir de transições graduais desde o presente sistema e esta implementação pode começar com grandes consumidores comerciais e industriais.

¹ Optou-se aqui por utilizar o termo no masculino, seguindo notação da Lei de Concessões, ainda que algumas vezes tal palavra possa aparecer no feminino.

É importante enfatizar que a implementação da estrutura competitiva é realizada através dos “Spot Prices” horários da eletricidade, dado que estes preços são basicamente utilizados para definir um conjunto apropriado de transações concessionário/consumidor, contratos bilaterais, intercâmbio entre concessionários etc. Por outro lado, no trabalho aqui proposto, os “Spot Prices” horários refletem a variação horária dos custos marginais dos sistemas elétricos de potência cuja operação ocorre de forma centralizada.

1.2 Objetivos do trabalho

Este trabalho tem como objetivo principal apresentar um modelo matemático e computacional que reveja o cálculo dos “Spot Prices” horários da eletricidade, com a incorporação das características não lineares e “pontos válvula²” na função custo das unidades geradoras em sistemas de geração predominantemente térmicos, tendo em vista que estas características não são consideradas pelos modelos atuais voltados para a avaliação mais exata dos preços da eletricidade. Esta revisão consiste no cálculo apropriado dos custos marginais do sistema de geração e na avaliação de suas implicações na escolha adequada da função que representa a resposta da demanda em relação à variação dos preços (função de resposta), um dos determinantes da eliminação das sobrecargas nas linhas. Da forma como o problema está sendo equacionado, os Algoritmos Genéticos são um importante instrumento para, juntamente com os métodos de programação matemática, aperfeiçoar os procedimentos de planejamento de sistemas elétricos centralizados.

Como objetivos específicos têm-se:

i) aplicar Algoritmos Genéticos (considerado como técnica robusta uma vez que trabalham com um universo mais abrangente de problemas) no cálculo dos custos marginais mínimos do sistema de geração, dado que quando são aplicados métodos matemáticos clássicos, a incorporação das características não lineares e “pontos válvula” na função custo apresenta dificuldades (descontinuidade da derivada da função custo e existência de vários pontos de ótimos locais) (SHEBLE' e WALTERS, 1993; WOLLENBERG e WOOD, 1984);

² Entende-se por “pontos válvula” como sendo os efeitos de operação da válvula de admissão de vapor das turbinas, os quais produzem ondulações sobre a curva de custo de cada unidade de geração.

ii) incorporar no Algoritmo Genético (denominar-se-á Algoritmo Genético Proposto) características gerais e critérios práticos associados aos custos marginais do sistema de geração com o objetivo de melhorar os tempos de execução do programa (CPU) e facilitar a convergência da solução do problema;

iii) desenvolver um procedimento de escolha adequada da função de resposta, através do cálculo apropriado do custo marginal do sistema de geração e da função matemática, que apresente um melhor ajuste na variação dos custos marginais em relação à demanda. A escolha adequada da função de resposta é um aspecto importante na avaliação mais exata dos "Spot Prices" horários;

iv) incorporar no modelo proposto a função custo da qualidade de suprimento do sistema composto (geração/transmissão), baseado nos índices de confiabilidade composta dos sistemas elétricos de potência. Os modelos atuais, que avaliam os preços da eletricidade, não consideram o efeito das falhas compostas. A modelagem da função é realizada de forma análoga aos custos penalidade dos sistemas de geração e transmissão (VILLARROEL,1991);

v) incorporar adequadamente um procedimento que avalie os custos associados às sobrecargas nas linhas de transmissão, mediante a função de resposta, e estabelecer as diferenças relativamente à aplicação do redespacho das unidades geradoras (baseado em um algoritmo de programação linear); e

vi) calcular e avaliar os "Spot Prices" horários da eletricidade do sistema global e por barra (variações no tempo e espaço), através do Método de Simulação Monte Carlo. Este método tem como característica principal o fornecimento de soluções detalhadas e a facilidade de incorporar diferentes efeitos e objetivos (ex. falhas simples e de modo comum nas linhas de transmissão, estados de disponibilidade das unidades geradoras, falhas compostas do sistema, políticas do mercado etc.). As metodologias analíticas, usualmente utilizadas não podem ser diretamente estendidas a sistemas de grande porte para cumprir estas considerações.

Convém destacar que a aplicação do modelo proposto é ilustrada através de estudos de casos com o "Sistema Teste de Confiabilidade do IEEE" (ALBRECHT et al., 1979).

1.3 Aspectos da bibliografia geral

1.3.1 "Spot Prices" da eletricidade

O trabalho de SCHWEPPE (1978) foi uma das mais importantes publicações que considerou estratégias de controle hierárquico para sistemas de potência no ano 2000. Isto levou o autor a desenvolver um trabalho denominado "Controle Homeostático", que representa uma aproximação global de um sistema elétrico de potência, que inclui conceitos relacionados com os "Spot Prices", com a dinâmica dos sistemas de potência e com vários tipos de contratos de longo prazo entre consumidores e a companhia concessionária (KIRTLEY e SCHWEPPE, 1982).

Os "Spot Prices" são considerados como parte do "Controle Homeostático"³, e a teoria foi desenvolvida neste enfoque. Um dos mais importantes estudos teóricos e matemáticos destes preços pode ser encontrado em BOHN et al. (1982).

A partir das publicações recentes pode-se notar o grande interesse dos centros de pesquisa sobre este assunto. Dentro destas pesquisas podem-se citar: preço de serviço do sistema de transmissão (ARCELUZ et al., 1995); preços em tempo real da energia reativa e preços ótimos de produtores independentes (BAUGHMAN e SIDDIQI, 1991, 1994); avaliação dos "Spot Prices", através da indisponibilidade das unidades geradoras (BILLINTON e GHAJAR, 1994, 1995); variação dos "Spot Prices" em sistemas de distribuição (KAYE e MURPHY, 1994); integração dos produtores independentes no despacho econômico de geração (MACGREGOR e PÜTTGEN, 1994); livre acesso ao sistema de transmissão (PÉREZ-ARRIAGA et al., 1995); novos paradigmas dos sistemas elétricos e comparação internacional (TABORS, 1994); aspectos gerais da desregulamentação do setor elétrico (RUDNICK, 1995); aplicação do preço de serviço do sistema de transmissão (FERNÁNDEZ et al., 1995) e modelo de privatização para o parque gerador brasileiro (CHIGANER et al., 1996).

³ Da palavra "homeóstase", que significa tendência à estabilidade do meio interno do organismo e define-se como o equilíbrio das condições de suprimento e demanda através da variação instantânea dos preços, sendo que esta variação (dos preços) é produto da comunicação entre o concessionário e os consumidores.

Algumas aplicações das publicações comentadas anteriormente foram incorporadas no desenvolvimento dos modelos que calculam os "Spot Prices", denominados WRATES (Tabors&Caranamis&Associates), JUANAC/TRANSCOST (ITT, Madrid), ESCORT (CEGB, Reino Unido) e PSS/OPF (PTI, USA).

Atualmente, o interesse dos concessionários, nos Estados Unidos e Inglaterra, em aplicar diferentes objetivos (otimizações de funções complexas, riscos do mercado, compras e vendas de energia etc.), é muito grande, dado que se vêm aplicando modelos baseados nos "Spot Prices" em suas estruturas tarifárias (WRATES, ESCORT e PSS/OPF). Também, na América do Sul, a Argentina e Chile, estão implementando o modelo JUANAC, que distribui espacialmente os "Spot Prices" (TABORS, 1994). No Brasil, o modelo institucional que está sendo proposto para o setor elétrico incorpora a figura dos "Spot Prices" para o mercado (Spot) de eletricidade.

1.3.2 Algoritmos Genéticos (AG)

Nos anos 70, John Holland, da universidade de Michigan, se inspirou nos processos observados na natureza e desenvolveu os Algoritmos Genéticos. Holland explicou de forma abstrata e rigorosa o processo adaptativo de sistemas naturais (organismos vivos) e desenvolveu um "Software" de um sistema artificial que reproduzia o importante mecanismo de solução de problemas empregado pelos sistemas biológicos.

As aplicações gerais dos Algoritmos Genéticos (AG) vêm sendo concretamente realizadas a partir dos anos 80 nas áreas de biologia, computação, pesquisa operacional, ciências físicas e sociais, processamento de imagens, reconhecimento de padrões e outras (GOLDBERG, 1989).

Como as aplicações realizadas com Algoritmos Genéticos são muito amplas, além de envolver muitas áreas, são comentadas, de forma restrita, seus usos atuais mais importantes nas áreas de pesquisa operacional e engenharia. Os AG foram utilizados para resolver problemas de programação dinâmica, linear, inteira, quadrática, não linear, multi-objetivo e global e solução de processos determinísticos e estocásticos. Algoritmos Genéticos foram também aplicados em aerodinâmica, desenho de turbinas de aviões, trajetórias de robôs, redes

de telecomunicação, otimização de estratégias para tomar decisões seqüenciais, programação da produção, problemas de fluxo máximo, estruturas químicas entre outras importantes aplicações (DAVIS, 1991).

Atualmente, no setor elétrico, os Algoritmos Genéticos vêm sendo aplicados na seleção ótima de capacitores para sistemas de distribuição radial (PAHWA e SUNDHARARAJAN, 1994; BAI et al., 1995), planejamento ótimo de redes de distribuição (MIRANDA et al., 1994), planejamento dos sistemas de transmissão (RUDNICK, 1995) e solução do pré-despacho e despacho econômico de geração (BAKIRTZIS et al., 1996; SHEBLE' e WALTERS, 1995; WONG, 1996). Estas aplicações recentes nos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia são muito importantes, dado que se pode constatar o interesse dos pesquisadores em aplicar AG e que os resultados alcançados caracterizam diversos aspectos relevantes, os quais justificam o uso dos Algoritmos Genéticos ao setor elétrico.

1.4 Estrutura da tese

Além deste capítulo introdutório, o presente trabalho se encontra estruturado em cinco capítulos e três apêndices, conforme resumido abaixo.

O capítulo 2, cujo objetivo é de estabelecer princípios teóricos para o desenvolvimento do modelo matemático e computacional que se pretende realizar, apresenta conceitos básicos e definições da teoria geral dos "Spot Prices" horários da eletricidade. Estes preços são descritos e interpretados, através de seus componentes que estão constituídos, basicamente, pelo custo marginal do sistema de geração, pelo custo relativo às perdas da rede e pelo custo associado à qualidade de suprimento dos sistemas de geração e transmissão.

No capítulo 3, são apresentados os fundamentos teóricos gerais dos Algoritmos Genéticos, aplicados para o cálculo dos custos marginais do sistema de geração, $\lambda(t)$. A avaliação destes custos é realizada pelo despacho econômico das unidades geradoras, que considera na função custo características não lineares e "pontos válvula".

O capítulo 4 apresenta o algoritmo geral do modelo proposto, que calcula os "Spot Prices" horários da eletricidade baseados no Método de Simulação Monte Carlo. Além disso,

é desenvolvida uma modelagem dos custos dos sistemas individualmente, isto é, geração e transmissão, e o sistema como um todo (geração mais transmissão). No capítulo 4, são também ilustradas as funções de distribuição de probabilidades de falha dos geradores e linhas de transmissão. Este capítulo descreve ainda um algoritmo de redespacho de geração, baseado em programação linear, e outro procedimento que elimina as sobrecargas nas linhas de transmissão, mediante a função que representa a resposta da demanda em relação à variação dos preços (função de resposta).

O capítulo 5 apresenta os principais resultados da aplicação do modelo, considerando os aspectos abordados nos capítulos anteriores.

Por último, no capítulo 6, são apresentadas as principais conclusões obtidas e sugerem-se temas para a continuidade da pesquisa em futuros trabalhos.

Complementam os capítulos resumidos acima um conjunto de Apêndices (A, B e C), que apresentam a formulação da teoria dos "Spot Prices" horários, o teorema fundamental dos Algoritmos Genéticos e o sistema teste a ser aplicado (RTS-IEEE).

CAPÍTULO 2

APLICAÇÃO DOS "SPOT PRICES" HORÁRIOS A SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

2.1 Introdução

Durante os últimos anos a indústria da eletricidade tem experimentado mudanças rápidas e, em muitos casos, irreversíveis. Uma parte destas mudanças foi provocada pelas necessidades de produtividade e eficiência para o crescimento dos concessionários. Outra, pelos custos dos combustíveis, incertezas quanto ao crescimento de carga, condições de controle cada vez mais complexos, falta de investimento etc. Novos caminhos estão sendo procurados, como por exemplo a implementação de um mercado livre de energia elétrica, o qual levaria em conta a variação horária do preço de fornecimento da energia elétrica relativa às condições de atendimento. Estas variações consideram os custos de operação e de capital dos sistemas de geração, transmissão e distribuição (BOHN et al., 1988).

Atualmente, os modelos de preços da eletricidade são temas de grande interesse e de numerosas pesquisas, o que pode ser constatado em partes específicas das referências bibliográficas apresentadas neste trabalho. Vários modelos propostos ou implementados têm procurado aperfeiçoar o atendimento dos objetivos sociais, através da otimização dos custos dos sistemas de geração e transmissão, da melhoria do padrão de confiabilidade destes sistemas e da maximização de benefícios entre os usuários e o concessionário. A natureza da geração e consumo de eletricidade, expressa mediante as variações aleatórias e periódicas da demanda e do suprimento, tem afetado os objetivos dos modelos de preços.

Este capítulo pretende destacar um importante conceito de preço da eletricidade, denominado "Spot Price" (preço instantâneo). Propõe-se a determinação do preço através de um conjunto de funções explícitas (custos marginais dos sistemas de geração, transmissão,

resposta da demanda em relação à variação dos preços etc.). Estas funções, na prática, são constituídas por um conjunto de variáveis aleatórias (demanda, geração, transmissão e outras) que variam completamente a cada instante e em cada ponto de consumo.

Nessas circunstâncias, os "Spot Prices" da eletricidade estão baseados em um mercado livre para compra e venda de energia elétrica e são determinados pelas condições de suprimento e demanda a cada instante. Na realidade, costuma-se definir o mercado livre de energia como aquele em que a comercialização da energia é direcionada pelas condições "instantâneas" de atendimento da demanda, o que implica a utilização do custo marginal de curto prazo como base para a construção da tarifa.

2.2 Mercado livre de energia

Sob o ponto de vista do pensamento econômico liberal, o relacionamento ideal entre os segmentos de produção e consumo no setor elétrico deve fundamentar-se em regras de mercado livre, caracterizadas por BOHN et al. (1988) como:

- liberdade de escolha: no que concerne ao binômio custo versus confiabilidade de suprimento e no que diz respeito à forma de como a energia é utilizada;
- eficiência econômica: de tal forma que os usuários sejam incentivados a compatibilizar seus padrões de consumo aos custos marginais de produção (i.e., do concessionário); e
- equidade: através da redução de subsídios "indevidos" (i.e., a tarifa de cada consumidor "deve" refletir os custos e a qualidade de suprimento àquele consumidor).

Nessa perspectiva, um ambiente econômico propício à subsistência do livre mercado requer a presença de fatores diversos, quais sejam:

- sob o ponto de vista da oferta: custos de suprimento que aumentam conforme à demanda;
- sob o ponto de vista da demanda: variabilidade em relação as alterações de preços;
- existência de um mecanismo sadio de mercado para compra e venda de energia; e

- eliminação de monopólios por parte dos fornecedores.

No sistema elétrico brasileiro, onde o mínimo custo de produção e o máximo benefício para a sociedade é função dos ganhos¹ decorrentes da operação coordenada (ou da cooperação) de forma centralizada, a lógica de atração em um mercado livre é razoavelmente diferenciada, tendo em vista que não existe a competição por preço. Da mesma forma, nos "Spot Prices" da eletricidade desenvolvidos neste trabalho, os preços são função das condições de suprimento e demanda (a cada instante) sendo, portanto, uma variável endógena e não um dado de entrada ou fator determinante da competição.

Os "Spot Prices", para um mercado livre de energia², são constituídos, basicamente, pelos custos marginais de operação dos sistemas de geração, transmissão e distribuição. Como mencionado acima, eles dependem das condições de suprimento e demanda a cada instante, no qual usuários e concessionários podem ajustar preços e demanda, simultaneamente. É importante enfatizar que estes preços podem ser determinados através dos procedimentos a seguir:

i) calculam-se os "Spot Prices" horários e avalia-se o seu comportamento por um certo período de tempo. Esta fase constitui o principal objetivo de pesquisa deste trabalho, em que se propõe um modelo que determine os "Spot Prices" horários da eletricidade, o qual combina, o Método de Simulação Monte Carlo e Algoritmos Genéticos;

ii) especifica-se um conjunto apropriado de transações concessionário/usuário, produtores independentes, intercâmbio entre concessionários e contratos bilaterais, baseados nos "Spot Prices" horários, calculados conforme (i). Na prática, podem ser feitas transações que contemplam contratos de curto, médio e longo prazo; e

iii) implementa-se o "Spot Price" a cada instante: os concessionários podem incluir cálculos dos "Spot Prices" a cada instante (ex. 10 minutos); os modelos que avaliam estes

¹ Ou "economia de coordenação" definido em OLIVEIRA e SANTANA (1997) como o acréscimo de energia firme (ou garantida) decorrente da operação coordenada.

² Convém destacar que em um sistema elétrico onde a operação é coordenada de forma centralizada, isto é, onde ocorra relevantes economias de coordenação através de preços, o mercado é bastante restrito, o que limita a competição.

preços levam em conta efeitos, em tempo real (ex. pré-despacho, fluxo de potência não linearizado, análise de contingências, energia reativa etc.), dos sistemas elétricos de potência. Normalmente a variação dos preços horários, determinada em (i), é usada como previsão para estudos de operação e planejamento. O objetivo, nesta fase, é representar os "Spot Prices" como um indicativo importante para as decisões nos centros de operação e controle do sistema.

A avaliação do problema de planejamento da operação, a partir de um ambiente que se caracteriza como um mercado livre de energia, constitui uma grande mudança, dado que os problemas associados (regulamentação, desverticalização e competitividade) representam, de certa forma, obstáculo para a operação dos sistemas, especialmente em um sistema predominantemente hidráulico, como o brasileiro.

Afortunadamente, os "Spot Prices" podem ser implementados por uma transição gradual a partir dos atuais sistemas. Assim, por exemplo, estes preços podem ser aplicados, inicialmente, para os grandes consumidores. Estes serão devidamente informados das variações dos "Spot Prices" para um certo período de tempo (ex.: meios de comunicação oral e escrita, internet e bolsa de valores) (EMCO, 1996; ENERGYONLINE, 1996).

2.3 Teoria dos "Spot Prices" horários

A metodologia apresentada nesta seção está baseada na teoria geral dos "Spot Prices", cuja dedução está no Apêndice A. Os "Spot Prices" horários, definidos na equação 2.3.1, são constituídos pelos custos marginais e os custos associados à qualidade de suprimento dos sistemas de geração e transmissão³. A variação horária e espacial dos preços é determinada pela função que representa a resposta da demanda através das variações nos preços (denominada função de resposta). As condições iniciais deste processo aleatório são:

- demanda (total e por barra);
- disponibilidade de geração e custos marginais; e
- disponibilidade da rede de transmissão e de índices de perdas.

³ Doravante também denominados custos de qualidade de suprimento dos sistemas de geração e transmissão.

O "Spot Price" horário, associado ao k-ésimo usuário durante a hora t , $\rho_k(t)$, é determinado pela soma de componentes individuais, tal como definido em BOHN et al. (1988):

$$\begin{aligned} \rho_k(t) = & \gamma_F(t) \quad [\text{Custo marginal do combustível}] \\ & + \gamma_M(t) \quad [\text{Custo marginal do programa de manutenção das unidades geradoras}] \\ & + \gamma_{QS}(t) \quad [\text{Custo da qualidade de suprimento do sistema de geração}] \\ & + \eta_{L,k}(t) \quad [\text{Custo das perdas na rede de transmissão associado ao usuário } k] \\ & + \eta_{QS,k}(t) \quad [\text{Custo da qualidade de suprimento do sistema de transmissão associado ao} \\ & \quad \text{usuário } k] \end{aligned} \tag{2.3.1}$$

A equação 2.3.1, conforme deduzida no Apêndice A, é determinada através do Método de Lagrange, dado que resulta da minimização de uma função objetivo, definida como a diferença entre os custos totais do sistema de geração e o benefício dos usuários, sujeita a várias restrições de operação.

O custo marginal do combustível é resultado do programa de operação decorrente do despacho econômico (como indicado no próximo capítulo) e representa uma parcela muito importante na avaliação dos "Spot Prices" horários da eletricidade.

O número de unidades em manutenção preventiva é definido através da programação da manutenção ótima (através do algoritmo, baseado em programação dinâmica por aproximações sucessivas, como especificado na seção C.2 do Apêndice C). Os custos calculados pelo despacho (incorporando à disponibilidade das unidades) representam o custo marginal do combustível e o custo marginal associado ao programa de manutenção das unidades geradoras.

Por outro lado, os custos da qualidade do suprimento dos sistemas de geração e transmissão surgem quando os limites da capacidade da geração ou transmissão são violados. Os componentes da equação 2.3.1 ficam geralmente combinados em grupos, da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
\lambda(t) &= \gamma_F(t) + \gamma_M(t) && \text{[Custo marginal do sistema de geração]} \\
\gamma(t) &= \lambda(t) + \gamma_{QS}(t) && \text{[Custo associado ao sistema de geração]} \\
\eta_k(t) &= \eta_{L,k}(t) + \eta_{QS,k}(t) && \text{[Custo associado ao sistema de transmissão]}
\end{aligned}
\tag{2.3.2}$$

Todos os componentes da equação 2.3.1 têm uma interpretação física/econômica e não são independentes. O componente de custo relativo às perdas da rede, $\eta_{L,k}(t)$, por exemplo, depende do custo marginal do sistema de geração e da localização dos usuários na rede. Uma descrição detalhada, interpretação e procedimentos de cálculo para a obtenção dos componentes dos "Spot Prices" horários da eletricidade podem ser encontrados nas seções 2.4, 2.5 e 2.6.

2.4 Custos do sistema de geração, $\gamma(t)$

O custo associado ao sistema de geração, $\gamma(t)$, é também denominado preço sombra. É importante enfatizar que, para cada variação da demanda horária, o valor do preço avaliado é igual para todos os usuários e pode ser expresso como:

$$\gamma(t) = \lambda(t) + \gamma_{QS}(t) \tag{2.4.1}$$

O custo, $\gamma(t)$, compreende o custo marginal e o custo associado à qualidade de suprimento. Convém acrescentar que estes constituem a parcela mais importante e decisiva dos "Spot Prices" horários da eletricidade. O custo ($\lambda(t)$) será calculado de uma forma adequada, através de Algoritmos Genéticos, e o custo $\gamma_{QS}(t)$ mediante o ajuste do mercado e a confiabilidade ou probabilidade de risco do sistema, conforme pode ser visto em VILLARROEL, (1991).

2.4.1 Custo marginal do sistema de geração, $\lambda(t)$

O cálculo do custo marginal do sistema de geração, $\lambda(t)$, é um dos resultados do despacho econômico e é um dos objetivos perseguidos neste trabalho. A solução do despacho, que leva em conta as características não lineares e "pontos válvula" na função custo, é feita

aplicando Algoritmos Genéticos (explicado no capítulo 3). Com o objetivo de melhorar o desempenho destes algoritmos, são incorporadas algumas experiências e conceitos gerais da teoria do custo marginal, passando o algoritmo assim desenvolvido a chamar-se Algoritmo Genético Proposto (explicado na seção 4.4).

O custo marginal do combustível, $\lambda(t)$, de cada unidade de geração é definido como a variação do custo total (do combustível) relativa às variações no nível de geração de uma dada unidade geradora, ou mesmo de um sistema de geração e, em geral, tende a incrementar juntamente com a demanda total, $d(t)$. O valor deste depende, principalmente, das variações da demanda, função custo, disponibilidade e restrições de operação das unidades geradoras. Economicamente, o custo marginal representa uma estimativa do custo a incorrer se for produzida uma unidade adicional do respectivo bem ou serviço considerado. Dado que o custo de fornecer energia elétrica é variável ao longo do tempo e do espaço, o custo marginal é o melhor indicador do custo de fornecimento.

Para estudos de planejamento, os custos marginais do sistema de geração são calculados de forma determinística ou probabilística e também podem ser incorporados, durante a operação diária no lugar de um programa "on-line", em um centro de operação e controle do sistema elétrico de potência. Os dados de entrada para este modelo são, de fato, baseados na disponibilidade de geradores deste dia, previsões da demanda, compras e vendas de energia de outros concessionários (BOHN et al., 1988; WOLLENGBERG e WOOD, 1984).

A propósito, a operação econômica de um sistema hidrotérmico é muito mais complicada que a de um sistema puramente térmico. A geração hidroelétrica introduz um grande número de variáveis, tais como variações do nível dos reservatórios, condições climáticas, sazonalidade, fluxo de água, geografia etc. Uma aproximação do problema de otimização para o despacho hidrotérmico envolve iterações entre uma otimização puramente térmica (para um despacho hidroelétrico fixo) e um despacho puramente hidroelétrico (para um despacho térmico fixo) (SURECK, 1982). Do mesmo modo, este despacho (hidrotérmico) pode ser avaliado através de um procedimento baseado em programação dinâmica dual estocástica, que permite representar a função custo futuro através de uma função linear por partes (VIACAVA, 1997).

2.4.2 Custo da qualidade de suprimento de geração, $\gamma_{QS}(t)$

O custo da qualidade de suprimento, associado ao sistema de geração, é um resultado de violações das restrições do sistema. Assim, por exemplo, considere-se que um concessionário está suprindo a demanda $d(t)$ e que sua capacidade de geração esteja em um nível máximo admissível, $g_{crit,\gamma}(t)$ (nível de geração crítica), no instante t . Se $d(t) > g_{crit,\gamma}(t)$ e não for tomada uma ação corretiva, então, o sistema poderia ter um déficit de geração.

Portanto, o custo, $\gamma_{QS}(t)$, é definido como⁴:

$$\gamma_{QS}(t) = \frac{\partial G_{QS}(g(t))}{\partial g(t)} + \mu_{QS,\gamma}(t) \quad (2.4.2)$$

Isto é, o custo da qualidade de suprimento associado ao sistema de geração é a soma dos componentes:

- i) Custo penalidade de geração, $\frac{\partial G_{QS}(g(t))}{\partial g(t)}$;
- ii) Ajuste do mercado, $\mu_{QS,\gamma}(t)$.

A) Custo penalidade de geração

Para calcular o custo da qualidade de suprimento do sistema de geração, $\gamma_{QS}(t)$, supõe-se, primeiramente, que o multiplicador de Lagrange, $\mu_{QS,\gamma}(t)$, ou ajuste do mercado é zero. Desse modo, o custo, $\gamma_{QS}(t)$, pode ser obtido pelo custo penalidade de geração. Por isso, torna-se muito importante determinar uma expressão para $G_{QS}(g(t))$, de tal forma que quando $\gamma_{QS}(t)$ é calculado ela impeça $g(t)$ de exceder $g_{crit,\gamma}(t)$.

A partir da função penalidade de geração, $G_{QS}(g(t))$, pode ser determinado o custo de suprimento de energia confiável ou de penalidade, para prevenir que $g(t)$ não exceda $g_{crit,\gamma}(t)$,

⁴ Ver maiores detalhes na dedução da equação A.2.7 (Apêndice A).

a cada instante. O custo penalidade de geração pode ser calculado através das metodologias descritas nos itens AI e AII.

AI) Custo da energia não suprida

Quando $g(t) > g_{crit,\gamma}(t)$, o concessionário pode realizar um controle da demanda ou também aumentar seus custos comprando energia de outras companhias concessionárias (dado que não existem outras fontes de geração disponíveis). Este controle introduz custos diretos para o concessionário e/ou consumidores. Assim, o custo da energia não suprida pode ser quantificado por:

$$G_{QS}(g(t)) = \theta_{QS,\gamma}(t) U_{\gamma}(t) \quad (2.4.3)$$

onde:

$$\theta_{QS,\gamma}(t) = \text{Custo de energia não suprida [c/kWh];}$$

$$U_{\gamma}(t) = \text{Total da energia não suprida durante a hora } t \text{ [kWh]; sendo}$$

$$U_{\gamma}(t) = \begin{cases} g(t) - g_{crit,\gamma}(t) & \text{Se } g(t) > g_{crit,\gamma}(t) \\ 0 & \text{Caso contrário} \end{cases}$$

Isto produz

$$\gamma_{QS}(t) = \frac{\partial G_{QS}(g(t))}{\partial g(t)} = \theta_{QS,\gamma}(t) b_{\gamma}(t) \quad (2.4.4)$$

onde:

$$b_{\gamma}(t) = \frac{\partial U_{\gamma}(t)}{\partial g(t)}; \text{ sendo}$$

$$b_{\gamma}(t) = \begin{cases} 1 & \text{se } g(t) > g_{crit,\gamma}(t) \\ 0 & \text{Caso contrário} \end{cases}$$

Então,

$$\gamma_{QS}(t) = \begin{cases} \theta_{QS,\gamma}(t) & \text{Se } g(t) > g_{crit,\gamma}(t) \\ 0 & \text{Caso contrário} \end{cases} \quad (2.4.5)$$

AII) Custo anual da usina de ponta

Assume-se, neste caso, que, mediante estudos de planejamento do sistema de geração, tem-se estabelecido quando e onde deverão ser instalados novos equipamentos de geração, de forma a garantir um atendimento econômico e confiável dos crescentes requisitos de potência e energia do mercado consumidor.

A despesa, associada à capacidade de geração adicional, necessária para manter a confiabilidade do sistema com algum nível especificado, pode ser utilizada para estimar $A_{QS,\gamma}$ (custo anual por [kW]). Uma aproximação prática é definir $A_{QS,\gamma}$ como o custo anual de uma turbina a gás (BOHN et al., 1988).

Assim, o custo penalidade de geração pode ser quantificado da seguinte forma:

$$\gamma_{QS}(t) = A_{QS,\gamma} (LOLP_{\gamma}(t) / LOLPH_{\gamma}) \quad (2.4.6)$$

onde:

$A_{QS,\gamma}$ = Custo anual da capacidade de geração que deverá ser instalada para cumprir os requisitos da confiabilidade de geração [US\$/kW/ano].

$LOLP_{\gamma}(t)$ = "Probabilidade de Perda de Carga" que é definida como a probabilidade ou risco de o sistema de geração não suprir uma demanda determinada ($d(t) > g_{crit,\gamma}(t)$), durante a hora t .

$LOLH_{\gamma}$ = Soma anual da $LOLP_{\gamma}(t)$ horária.

$$LOLH_{\gamma} = \sum_{t=1}^{8760} LOLP_{\gamma}(t)$$

A "Probabilidade de Perda de Carga", $LOLP_{\gamma}(t)$, pode ser avaliada para a hora t através do Método de Simulação Monte Carlo, explicado em VILLARROEL (1991).

B) Ajuste do mercado, $\mu_{QS,\gamma}(t)$

Supõe-se que a variação horária da demanda $d(t)$ é uma função que depende das variações do preço $\rho(t)$. É importante destacar que esta função é denominada "função de resposta" e pode ter as formas linear, exponencial, logarítmica e potência⁵.

Observa-se, examinando-se a equação 2.4.1, que o "Spot Price" horário (considerando apenas o sistema de geração) é definido como:

$$\rho(t) = \lambda(t) + \gamma QS(t) \quad (2.4.7)$$

Portanto, o ajuste do mercado, $\mu_{QS,\gamma}(t)$, controla a demanda, através de um procedimento baseado na lei de mercado, isto é, "se maior é o preço, então, menor é a quantidade demandada" (representado pela função de resposta), dado que, quando a demanda $d(t)$ se aproxima do nível crítico $g_{crit,\gamma}(t)$, então, o valor de $\mu_{QS,\gamma}(t)$ é elevado até ajustar o mercado, ou seja, até reduzir suficientemente a demanda.

Se, por exemplo, é utilizada uma função linear que representa a resposta da demanda (indicado na equação (i) da seção 2.4.3), então, o ajuste do mercado, $\mu_{QS,\gamma}(t)$, é determinado, incorporando, a função linear na equação 2.4.7, ou seja,

$$\mu_{QS,\gamma}(t) = \begin{cases} \lambda_{crit}(t) \frac{[g_{crit,\gamma}(t) - d_o(t)]}{d_o(t)\beta(t)} & \text{Se } d_o(t) > g_{crit,\gamma}(t) \\ 0 & \text{Caso contrário} \end{cases} \quad (2.4.8)$$

onde:

⁵ A próxima seção descreve as funções que representam a resposta da demanda em relação à variação dos preços (função de resposta).

$\beta(t)$: Coeficiente de elasticidade da demanda em relação ao preço;

$d_o(t)$: Demanda nominal, quando o preço nominal é $\rho_o(t)$ (na prática pode ser assumido como o custo marginal crítico, $\lambda_{crit}(t)$). Destaque-se que o custo $\lambda_{crit}(t) = \lambda(t)$ quando $g(t) = g_{crit,\gamma}(t)$.

2.4.3 Função de resposta

Uma das razões que leva o planejador a adotar os conceitos associados aos custos marginais de curto prazo para estimular a eficiência em um sistema elétrico de potência, consiste na resposta da demanda através de variações nos preços (os consumidores procuram mudar hábitos de consumo, por exemplo). Assim, quando se tem um preço elevado da energia um resultado esperado é a redução da demanda.

Nessa situação, a avaliação das variações da demanda ($d(\rho(t))$) com respeito ao preço ($\rho(t)$), denominada “função de resposta”, é efetuado através das quatro funções matemáticas apresentadas a seguir (CARANAMIS et al., 1985):

i) Função linear:
$$d(\rho(t)) = d_o(t) \left\{ 1 + \frac{\beta(t)[\rho(t) - \rho_o(t)]}{\rho_o(t)} \right\}$$

ii) Função potência :
$$d(\rho(t)) = d_o(t) \left[\frac{\rho(t) - \rho_o(t)}{\rho_o(t)} \right]^{\beta(t)}$$

iii) Função exponencial:
$$d(\rho(t)) = d_o(t) e^{\left[\frac{\beta(t)[\rho(t) - \rho_o(t)]}{\rho_o(t)} \right]}$$

iv) Função logarítmica:
$$d(\rho(t)) = d_o(t) \left\{ 1 + \beta(t) \ln \left[\frac{\rho(t)}{\rho_o(t)} \right] \right\}$$

onde:

$\beta(t)$: Coeficiente de elasticidade, que mede a variação da demanda em relação ao preço;

$d(\rho(t))$: Demanda, quando o preço é $\rho(t)$; e

$d_o(t)$: Demanda nominal, quando o preço nominal é $\rho_o(t)$.

Outra função matemática que melhor represente a função de resposta ou modele as variações da demanda em relação ao preço e que seja mais simples que as funções indicadas em (i-iv) não é conhecida. Observa-se que, se $d(\rho(t)) \cong d_o(t)$, então, as quatro funções (i-iv) são equivalentes (BOHN et al., 1988).

Convém acrescentar que, neste trabalho, é proposto, assumir como função de resposta, entre aquelas acima mencionadas, a função matemática que apresente um melhor ajuste ou um maior coeficiente de determinação⁶ na relação da variação dos custos marginais do sistema de geração frente à demanda.

Por outro lado, para avaliar o ajuste do mercado, $\mu_{QS,\gamma}(t)$ (aplicado no sistema de geração), é necessário assumir uma função de resposta (ex. função linear assumida na seção anterior) toda vez que for violada a capacidade de geração crítica disponível ($g_{crit,\gamma}(t)$). Em outras palavras, é necessário saber como a demanda responderá às possíveis variações nos preços, dado o aumento do custo marginal quando o sistema opera em condições críticas.

Da mesma forma o multiplicador de ajuste das sobrecargas $\mu_{QS,\eta,i}(t)$ (aplicado no sistema de transmissão), pode também ser avaliado através de uma função de resposta (ex. analogamente a função linear assumida na seção anterior) toda vez que exista uma sobrecarga ou seja violada a capacidade máxima das linhas de transmissão (z_i^{max}).

Portanto, o ajuste do mercado e o multiplicador de ajuste das sobrecargas ($\mu_{QS,\gamma}(t)$ e $\mu_{QS,\eta,i}(t)$) podem ser determinados, dependendo de uma escolha adequada da função de resposta, da seguinte forma:

⁶ Define a linha de tendência de melhor ajuste quando é aplicado uma análise de regressão e está representado por R^2 .

i) Função linear:

$$\mu_{QS,y}(t) = \begin{cases} \lambda_{\text{crit}}(t) \frac{[g_{\text{crit},y}(t) - d_o(t)]}{d_o(t)\beta(t)} & \text{Se } d_o(t) > g_{\text{crit},y}(t) \\ 0 & \text{Caso contrário} \end{cases}$$

ii) Função potência :

$$\mu_{QS,y}(t) = \begin{cases} \lambda_{\text{crit}}(t) \left[e^{\frac{1}{\beta(t)} \left(\ln \left(\frac{g_{\text{crit},y}(t)}{d_o(t)} \right) \right)} - 1 \right] & \text{Se } d_o(t) > g_{\text{crit},y}(t) \\ 0 & \text{Caso contrário} \end{cases}$$

iii) Função exponencial:

$$\mu_{QS,y}(t) = \begin{cases} \frac{\lambda_{\text{crit}}(t)}{\beta(t)} \ln \left[\frac{g_{\text{crit},y}(t)}{d_o(t)} \right] & \text{Se } d_o(t) > g_{\text{crit},y}(t) \\ 0 & \text{Caso contrário} \end{cases}$$

iv) Função logarítmica:

$$\mu_{QS,y}(t) = \begin{cases} \lambda_{\text{crit}}(t) \left[e^{\frac{1}{\beta(t)} \left(\frac{g_{\text{crit},y}(t)}{d_o(t)} - 1 \right)} - 1 \right] & \text{Se } d_o(t) > g_{\text{crit},y}(t) \\ 0 & \text{Caso contrário} \end{cases}$$

2.5 Custos do sistema de transmissão

Os custos de transmissão estão constituídos pelo custo relativo às perdas e o custo associado à qualidade do sistema de transmissão. O primeiro custo existe a cada instante e o segundo é zero para a maioria do tempo e cresce significativamente quando o fluxo de potência ou energia (variação de tempo horário) viola o limite máximo da capacidade das linhas de transmissão (sobrecarga).

2.5.1 Custo das perdas do sistema de transmissão, $\eta_{L,k}(t)$

O custo das perdas do sistema de transmissão é constituído pelo valor das perdas técnicas (vinculadas aos equipamentos de transmissão) e das perdas comerciais (vinculadas aos riscos do mercado).

O custo das perdas, $\eta_{L,k}(t)$, é normalmente definido como a receita que a empresa deixa de obter por ineficiências gerais nos sistemas de transmissão e de distribuição. O componente dos “Spot Prices” horários associado às perdas do sistema de transmissão é definido como⁷:

$$\begin{aligned}\eta_{L,k}(t) &= [\lambda(t) + \gamma_{QS}(t)] \left(\frac{\partial L}{\partial d_k} \right) \\ &= [\lambda(t) + \gamma_{QS}(t)] \sum_i \left(\frac{\partial L}{\partial z_i} \right) \left(\frac{\partial z_i}{\partial d_k} \right)\end{aligned}\quad (2.5.1)$$

onde:

$$\sum_i \left(\frac{\partial L}{\partial z_i} \right) \left(\frac{\partial z_i}{\partial d_k} \right) = \text{Somatório das perdas de transmissão}$$

$$\left(\frac{\partial z_i}{\partial d_k} \right) = \text{Fator de distribuição da transferência de potência (PTDF)}$$

$$\left(\frac{\partial L}{\partial d_k} \right) \text{ e } \left(\frac{\partial L}{\partial z_i} \right) = \text{Variação das perdas com relação à demanda e ao fluxo}$$

O somatório das perdas de transmissão pode ser calculado mediante o modelo de fluxo de carga linearizado, que está detalhado na seção 4.5. Assim, a perda de energia na i -ésima linha é dada por:

$$L_i(z_i(t)) = R'_i [z_i(t)]^2 \quad (2.5.2)$$

onde:

L_i = Perdas de transmissão da linha i

R'_i = Constante que depende da resistência da linha i

z_i = Fluxo de potência da linha i

⁷ Ver maiores detalhes na dedução da equação A.2.5 (Apêndice A).

O total das perdas, $L(t)$, pode ser escrito como:

$$\begin{aligned} L(t) &= \sum_i L_i(t) \\ &= \underline{Z}^T(t) \underline{R} \underline{Z}(t) \end{aligned} \quad (2.5.3)$$

onde:

R: Matriz diagonal definida como positiva, com elementos da diagonal principal R_i

"T": Representa termo transposto

Z: Vetor das linhas de fluxo com elementos Z_i

O custo das perdas do sistema de transmissão, $\eta_{L,k}(t)$, em função do fluxo de potência ou energia das linhas (variação horária) é determinado, substituindo-se a equação 2.5.2 em 2.5.1, da seguinte forma:

$$\eta_{L,k}(t) = 2[\lambda(t) + \gamma_{QS}(t)] \sum_i R_i z_i \frac{\partial z_i}{\partial d_k} \quad (2.5.4)$$

Vale enfatizar que a análise das variações nos custos das perdas do sistema de transmissão é um importante instrumento de planejamento, especialmente, quando a demanda, d_k , está perto do seu limite máximo (ponta).

2.5.2 Custo da qualidade de suprimento de transmissão, $\eta_{QS,k}(t)$

O custo da qualidade de suprimento associado ao sistema de transmissão é um resultado de violações das restrições do sistema. Assim, por exemplo, toda vez que existe uma sobrecarga é violada o limite térmico das linhas de transmissão (z_i^{\max}), no instante t .

Portanto, o custo, $\eta_{QS,k}(t)$, é definido como⁸:

⁸ Ver maiores detalhes na dedução da equação A.2.7 (Apêndice A).

$$\eta_{QS,k}(t) = \sum_i \left[\frac{\partial N_{QS,i}(z_i)}{\partial z_i} + \mu_{QS,\eta,i} \right] \left(\frac{\partial z_i}{\partial d_k} \right) \quad (2.5.5)$$

Definem-se os componentes como :

- i) Custo penalidade de transmissão, $\frac{\partial N_{QS,i}(z_i)}{\partial z_i}$
- ii) Multiplicador de ajuste das sobrecargas, $\mu_{QS,\eta,i}(t)$.

A) Custo penalidade de transmissão

De maneira semelhante ao que foi proposto no caso da geração para calcular o custo da qualidade de suprimento do sistema de transmissão supõe-se, primeiramente, que o multiplicador de ajuste das sobrecargas, $\mu_{QS,\eta,i}(t)$, é zero. Desse modo, o custo, $\eta_{QS,k}(t)$, pode ser obtido pelo custo penalidade de transmissão $\frac{\partial N_{QS,i}(z_i)}{\partial z_i}$. Por isso, torna-se muito importante determinar uma expressão para $N_{QS,i}(z_i)$, de tal forma que, quando $\eta_{QS,k}(t)$ é calculado, ela impeça z_i de exceder z_i^{\max} .

Três técnicas podem ser utilizadas para avaliar o custo penalidade de transmissão.

i) Função penalidade de transmissão, $N_{QS,i}(z_i)$

Considera-se a função penalidade de transmissão da seguinte forma:

$$N_{QS,i}(z_i) = \begin{cases} 0 & \text{Se } |z_i| \leq z_i^{\max} \\ \text{Função quadrática} & \text{Caso contrário} \end{cases} \quad (2.5.6)$$

Neste caso, a função $N_{QS,i}(z_i)$ pode ser aproximada pela função quadrática $az_i^2 + bz_i + c$. Os coeficientes a , b e c são especificados mediante estudos de planejamento necessários para a determinação do custo penalidade, da seguinte forma:

$$\frac{\partial N_{QS,i}(z_i)}{\partial z_i} = 2az_i + b \quad (2.5.7)$$

Vale destacar que, na prática, o custo penalidade de transmissão, para o consumidor i , tem magnitudes consideráveis se o fluxo na linha de transmissão viola o do limite máximo de operação.

ii) Custo da energia não suprida

Analogamente à seção 2.4.2, uma possível fórmula para $\eta_{QS}(t)$ é:

$$\eta_{QS}(t) = \theta_{QS,\eta}(t)b_\eta(t) \quad (2.5.8)$$

onde:

$$\theta_{QS,\eta}(t) = \text{Custo da energia não suprida [c/kWh]}$$

$$b_\eta(t) = \begin{cases} 1 & \text{Se } d(t) > d_{\text{crit},\eta}(t) \\ 0 & \text{Caso contrário} \end{cases}$$

Quando $d(t)$ for maior que o valor crítico, $d_{\text{crit},\eta}(t)$, existirá um corte de energia devido à violação das restrições de transmissão. O valor de $d_{\text{crit},\eta}(t)$ pode ser determinado por critérios de planejamento, experiência do operador ou até mesmo por históricos das companhias concessionárias.

iii) Custo do investimento anual da rede

Também analogamente à seção 2.4.2, tem-se:

$$\eta_{QS}(t) = \frac{A_{QS,\eta}(t)}{LOLH_{\eta}} LOLP_{\eta}(t) \quad (2.5.9)$$

onde

$A_{QS,\eta}$ = Custo anual da capacidade incrementada da rede [US\$/kW/ano]

$LOLP_{\eta}(t)$ = Probabilidade de perda de carga da rede na hora t

$$LOLH_{\eta}(t) = \sum_{t=1}^{8760} LOLP_{\eta}(t) \quad (\text{soma anual da } LOLP_{\eta}(t))$$

A "Probabilidade de Perda de Carga" da rede, $LOLP_{\eta}(t)$, pode ser avaliada para a hora t, através do Método de Simulação Monte Carlo, explicado em VILLARROEL (1991).

B) Multiplicador de ajuste das sobrecargas, $\mu_{QS,\eta,i}(t)$

Suponha-se que o fluxo numa linha i exceda ao limite máximo z_i^{\max} . Este fluxo pode ser reduzido mediante um redespacho simultâneo das unidades geradoras (para conseguir um novo fluxo padrão) e também através da função de resposta (de forma análoga ao ajuste do mercado $\mu_{QS,\gamma}(t)$, através de sinais de preços, explicado na seção 2.4.2). Como consequência deste efeito, os preços sofrem modificações, alterando a demanda.

Convém enfatizar que, se a sobrecarga na linha i é eliminada primeiramente pela função de resposta, então, o "Spot Price" horário para o k-ésimo consumidor é:

$$\rho_k(t) = \theta(t) + \eta_{L,K}(t) - H_{i,k} \mu_{QS,\eta,i}(t) \quad (2.5.10)$$

onde a admitância de transferência, $H_{i,k}$, $k=1,2,3 \dots n$, pode ser positiva ou negativa, dependendo de se as mudanças da demanda do k-ésimo consumidor aumenta ou diminui o fluxo nas linhas.

É importante reforçar conforme já mencionado que uma característica básica da função de resposta consiste na representação da resposta da demanda através de variações nos preços. Assim, um procedimento para diminuir a sobrecarga das linhas é estimular a redução da demanda através do aumento do preço. Portanto, o multiplicador, $\mu_{QS,\eta,i}(t)$, aumenta até os usuários ajustarem seu consumo de modo a diminuir a sobrecarga.

Como foi indicado, este procedimento de diminuição da sobrecarga é análogo ao empregado pelo ajuste do mercado, $\mu_{QS,\gamma}(t)$. Entretanto, existem três diferenças básicas entre o ajuste $\mu_{QS,\gamma}(t)$ e multiplicador $\mu_{QS,\eta,i}(t)$:

- todo consumidor percebe o mesmo ajuste $\mu_{QS,\gamma}(t)$ e um diferente multiplicador $\mu_{QS,\eta,i}(t)$;
- o valor $H_{i,k} \mu_{QS,\eta,i}(t)$, para o consumidor k , pode ser positivo ou negativo, dependendo do aumento ou diminuição do fluxo nas linhas de transmissão. Ao contrário, o ajuste $\mu_{QS,\gamma}(t)$ sempre é positivo; e
- o ajuste $\mu_{QS,\gamma}(t)$ requer sempre uma função de resposta, enquanto que nem sempre é necessária para a avaliação do multiplicador $\mu_{QS,\eta,i}(t)$, dado que pode ser calculado através do redespacho das unidades geradoras.

Assim, quando é aplicado o redespacho, o multiplicador $\mu_{QS,\eta,i}(t)$ é assumido como o custo marginal da sobrecarga (π_i^b) calculado pelo redespacho (baseado em um algoritmo de programação linear que se encontra descrito na seção 4.7).

2.6 Conclusões

Este capítulo apresentou, como objetivo principal, um resumo da aplicação dos "Spot Prices" horários a sistemas elétricos de potência. A composição e interpretação destes é de mais fácil compreensão que a maioria dos modelos propostos até agora.

A implementação dos "Spot Prices" pode ser feita através de uma transição gradual a partir de um dado sistema elétrico de potência. Pode-se iniciar o processo com consumidores

industriais de grande porte e voluntários. Aplicações destes preços são realizados em vários países como USA, Inglaterra, Argentina e Chile (PÉREZ-ARRIAGA et al., 1995; TABORS, 1994).

Um modelo matemático razoável, que determine o custo de manutenção das redes de transmissão, não é conhecido (BOHN et al., 1988). Entretanto, justificações hipotéticas e métodos aproximados, baseados em custos de manutenção, podem ser utilizados para determiná-los. Acredita-se que o efeito do componente de manutenção não é usualmente crítico.

A incorporação de um conjunto apropriado de transações concessionário/usuário, produtores independentes, intercâmbio entre concessionários e contratos bilaterais, baseados nos "Spot Prices" horários, poderá ser objeto de estudos futuros. Uma explicação mais detalhada sobre estes tópicos pode ser encontrada em BOHN et al. (1988) e TABORS (1994).

No próximo capítulo, é descrito um modelo de despacho econômico de geração que calcula os custos marginais do sistema de geração, $\lambda(t)$, através de Algoritmos Genéticos.

CAPÍTULO 3

CÁLCULO DOS CUSTOS MARGINAIS DO SISTEMA DE GERAÇÃO ATRAVÉS DE ALGORITMOS GENÉTICOS

3.1 Introdução

A análise dos sistemas de potência contempla, de forma geral, problemas não lineares e computacionalmente complexos de se modelar para efeito de otimização. Técnicas de Inteligência Artificial, ao contrário de métodos matemáticos baseados em medidas de otimização absolutas, têm uma capacidade aparente de se adaptar a problemas não lineares e descontínuos, geralmente encontrados neste tipo de sistemas.

A maioria dos algoritmos clássicos aplicados ao despacho econômico¹ de unidades de geração termoe elétrica ou em outros tipos de problemas, exigem que as funções custo sejam linearizadas ou aproximadas através de funções quadráticas bem comportadas, o que facilita a solução da maioria das técnicas clássicas.

As características gerais da função custo são determinadas através de testes de calor, aplicados às unidades geradoras, e geralmente são forçadas a aproximar-se dos objetivos da otimização. As perdas induzidas por estas aproximações, porém, não são desejáveis. Assim, por exemplo, o efeito dos "pontos válvula", ou outro tipo de característica não linear, são ignorados, introduzindo algumas imprecisões na solução do despacho (WOLLENBERG e WOOD, 1984).

¹ Consiste em atender de forma ótima (custo mínimo do combustível) as condições de demanda a cada instante, através das unidades de geração de energia elétrica.

A modelagem matemática do despacho tem geralmente várias restrições. Emprega-se, então, o método das penalidades, no qual o problema restrito é transformado em irrestrito, associando um custo ou penalidade a todas as restrições violadas.

Procedimentos de busca que usam escolhas aleatórias (diferentes dos métodos que usam técnicas aleatórias) vêm sendo usados para solucionar problemas de despacho ótimo, que consideram características não lineares bem acentuadas. Um exemplo disto são os Algoritmos Genéticos (AG), Recozimento Simulado (Simulated Annealing) e também a integração destes com a busca Tabu, que usam escolhas aleatórias como ferramenta para direcionar uma busca altamente explorativa, isto é, até chegar a soluções ótimas (CHANG e CHEN, 1995; FOX, 1991; GALLEGO et al., 1996; WONG, 1996).

A aplicação do AG, para a solução do despacho ótimo, considera um conjunto de informações contidas na função avaliação (representação do problema irrestrito que avalia custos) para encontrar soluções ótimas. Portanto, qualquer tipo de função custo característica das unidades geradoras e restrições de igualdade e/ou desigualdade podem ser incorporadas na função avaliação.

Os AG são algoritmos de busca, baseados em técnicas de seleção natural empregadas para criar gerações de cromossomos ou “bits”, que, combinados e avaliados através do uso de operações de semelhança genética (reprodução, cruzamento e mutação), encontram soluções quase ótimas. Eles combinam “sobrevivência dos mais aptos” com uma troca ao mesmo tempo estruturada e aleatória de informações. O AG classifica-se como uma técnica robusta e pode ser aplicada a uma diversidade de problemas (GOLDBERG, 1989).

Portanto, observa-se que o Algoritmo Genético tem a facilidade de se adaptar a problemas com características não lineares e que não precisam de uma continuidade rigorosa da derivada da função custo, como são geralmente impostas pelas técnicas clássicas de busca (SHEBLE' e WALTERS, 1993).

O objetivo principal deste capítulo é mostrar as vantagens da aplicação de Algoritmos Genéticos na solução do problema de otimização do despacho econômico, despacho este que consiste em atender de forma ótima (custo mínimo do combustível) as variações da demanda,

através das unidades de geração termoeletricas. O problema é modelado mediante a função custo das unidades geradoras, que leva em conta características não lineares e “pontos válvula”, e as restrições de geração e equilíbrio de potência. A solução obtida desta forma representará um componente muito importante na determinação dos "Spot Prices" horários da eletricidade, estudado no capítulo anterior.

3.2 Problema do despacho econômico de geração

A análise dos sistemas elétricos de potência, defronta-se, em muitas ocasiões, com o problema de otimizar um critério de custo ou função objetivo, que representa função das variáveis de estado, de controle e/ou de perturbação do sistema em questão, observando, simultaneamente, certas restrições de igualdade e/ou desigualdade (limites de operação) para essas mesmas variáveis. Um problema padrão do despacho econômico está constituído por unidades de geração térmicas, conectadas a uma barra simples e é descrito matematicamente da seguinte forma:

$$\text{Minimize} \quad \sum_{i=1}^n F(g_i) \quad (3.2.1)$$

Sujeita a:

$$g_i^{\min} \leq g_i \leq g_i^{\max}$$

$$\sum_{i=1}^n g_i = d$$

onde:

$$F(g_i) = a_i g_i^2 + b_i g_i + c_i + \left| e_i \sin \left(f_i (g_i^{\min} - g_i) \right) \right|$$

= Função custo ou objetivo da unidade de geração i

a_i, b_i, c_i, e_i, f_i ; coeficientes da função custo

g_i = Geração da unidade i

g_i^{\max} = Geração máxima da unidade i

g_i^{\min} = Geração mínima da unidade i

d = Demanda total do sistema (inclui perdas)

Na prática, a função custo de cada unidade de geração térmica é obtida através dos requerimentos de calor e potência elétrica, denominando-se testes de calor. Nestes, são medidas as variações do calor para diferentes estados de carga e podem chegar a observar-se variações lentas da operação do sistema de geração (GRADY et al., 1990).

Quando se estuda, detalhadamente a função custo ou curvas de custo obtidas através dos testes de calor, é possível verificar que os efeitos de operação da válvula de admissão de vapor das turbinas, produzem ondulações sobre a curva de custo de cada unidade de geração. Estes efeitos são denominados "pontos válvula" e são considerados pelo valor absoluto de uma função senoidal na equação 3.2.1. A figura 3.2.1 ilustra estes pontos como A, B, C e D, que significam "ponto válvula" primário, secundário, ternário e quaternário, respectivamente (SHEBLE' e WALTERS, 1993).

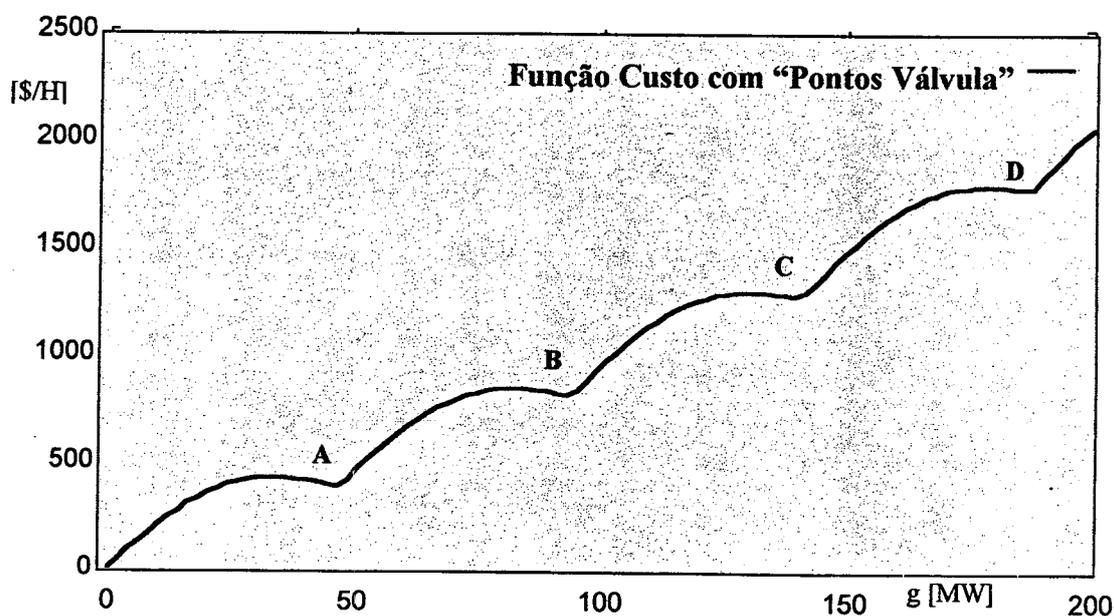


Figura 3.2.1 Função custo das unidades geradoras

As curvas de custo das unidades geradoras geralmente ignoram o efeito dos "pontos válvula", tendo em vista que os dados obtidos através do teste de calor são aproximados por funções bem comportadas, que só depois são solucionadas pela maioria das técnicas clássicas de otimização. Esse procedimento introduz algumas imprecisões nos resultados do despacho. Métodos que evitem aproximações da função custo e que não apresentem grandes esforços

computacionais podem ser muito importantes para a determinação dos custos marginais do sistema de geração.

3.3 Considerações gerais do custo marginal do combustível, $\lambda(t)$

O custo marginal do combustível, $\lambda(t)$, de cada unidade de geração é definido como a variação do custo total (do combustível) relativamente às variações no nível de geração de uma dada unidade geradora ou mesmo de um sistema de geração.

Economicamente, o custo marginal representa uma estimativa do custo a incorrer se for produzida uma unidade adicional do bem ou serviço em consideração. Neste contexto, dado que o custo de fornecer energia elétrica é variável ao longo do tempo e do espaço (consumidores localizados em diferentes barras), o custo marginal é o melhor indicador do custo de fornecimento, conforme já havia sido mencionado aqui neste trabalho.

Com o objetivo de explicar didaticamente as características gerais do custo marginal do combustível (serão exploradas no Algoritmo Genético Proposto, explicado na seção 4.4) é solucionado o problema 3.2.1 (sem “pontos válvula” e sem as restrições de desigualdade) de maneira muito simples. Assim, o custo $\lambda(t)$ é determinado através da função de Lagrange, Ω , dado que esta representa a incorporação das restrições de igualdade, pré-multiplicadas pela variável λ na função objetivo original (WOOD e WOLLENBERG, 1984).

$$\Omega = \sum_{i=1}^n F(g_i) + \lambda\phi \quad (3.3.1)$$

onde:

$$\lambda = \frac{dF(g_i)}{dg_i} = \text{Multiplicador de Lagrange ou custo marginal}$$

do combustível da unidade i ;

$$\phi = d - \sum_{i=1}^n g_i = \text{Restrição de energia; e}$$

$$g_i^{\min} \leq g_i \leq g_i^{\max} = \text{Restrição de geração das unidades.}$$

A condição necessária para a existência de um custo marginal mínimo do combustível, segundo a equação 3.3.2, é que o multiplicador de Lagrange ou custo marginal λ seja igual para todas as unidades, quando operam dentro de seus limites de geração.

As restrições de desigualdade ou de geração das unidades são consideradas da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \frac{dF(g_i)}{dg_i} &= \lambda; \text{ para } g_i^{\min} \leq g_i \leq g_i^{\max} \\ \frac{dF(g_i)}{dg_i} &\leq \lambda; \text{ para } g_i = g_i^{\max} \\ \frac{dF(g_i)}{dg_i} &\geq \lambda; \text{ para } g_i = g_i^{\min} \end{aligned} \quad (3.3.2)$$

Da equação 3.3.2 pode-se também concluir que, quando uma unidade de geração se encontra operando com sua capacidade máxima ou mínima, não precisa cumprir com a condição necessária para a existência de um custo marginal mínimo (mesmo λ para todas as unidades).

Por outro lado, a consideração das características não lineares e “pontos válvula” apresentam, na solução do problema indicado pela equação 3.2.1, dificuldades com as descontinuidades da derivada da função custo e com vários pontos de ótimos locais. Métodos matemáticos, baseados em derivadas, têm dificuldade em convergir. Neste caso, o problema pode ser solucionado através de Programação Dinâmica (PD), que trabalha diretamente por enumeração de todas as possíveis soluções e avalia o problema em estágios (que correspondem as estratégias de operação), escolhendo o estado ótimo (que corresponde ao despacho com custo mínimo), recursivamente. As dimensões deste problema são extremamente grandes e cada estágio pode requerer avaliações excessivas das relações recursivas (SHOULTS, 1986; ROSS e KIM, 1980).

Assim, inicialmente, o problema do despacho ótimo (sem considerar “pontos válvula”), indicado na equação 3.2.1, pode ser transformado num problema irrestrito através da função penalidade (avalia custos do combustível) e depois ser solucionado, por exemplo, através dos

métodos matemáticos de busca ou de direções conjugadas (Hooke e Jeeves, Gradiente etc.). A incorporação dos “pontos válvula” e características não lineares bem acentuadas, na função custo da equação 3.2.1, leva a um artifício para contornar a descontinuidade da derivada da função objetivo e técnicas de otimização global nos procedimentos de solução do problema (como as indicadas em STANGE e VILLARROEL (1994)).

Considerando-se um conjunto bem amplo de vantagem (informações detalhadas) e também que os Algoritmos Genéticos (AG) são classificados como técnicas robustas ou que podem ser aplicados para solucionar diferentes tipos de problemas, opta-se por aplicá-los aqui na solução do problema de despacho econômico das unidades geradoras (que consiste em atender as condições da demanda, com um custo mínimo do combustível). Portanto, o AG aplicado tem a facilidade de se adaptar a problemas com características não lineares e que não precisam de uma continuidade rigorosa da derivada da função objetivo.

É importante enfatizar que a função penalidade, indicada na equação 3.3.3 (que avalia os custos do combustível), é empregada na avaliação dos cromossomos ou soluções quando são aplicados Algoritmos Genéticos na solução do despacho. Portanto, esta função representa a incorporação das restrições de igualdade e desigualdade na função custo e nela pode ser penalizada qualquer violação das restrições, através do coeficiente de penalidade e fator de escala (BAZARAA e SHETTY, 1979).

Assim, o problema restrito da equação 3.3.1 transforma-se para o seguinte problema irrestrito:

$$\text{Minimize} \quad \sum_i^n F(g_i) + \mu \alpha(g_i) \quad (3.3.3)$$

onde:

$$\alpha(g_i) = \sum_{i=1}^n \Phi[g_i] + \Psi \left[d - \sum_{i=1}^n g_i \right]$$

$$\mu = \text{Coeficiente de penalidade}$$

$$\Phi[g_i] = [\text{máximo} \{ g_i^{\text{min}}, g_i - g_i^{\text{max}} \}]^{\kappa}$$

$$\Psi \left[d - \sum_{i=1}^n g_i \right] = \left| d - \sum_{i=1}^n g_i \right|^{\kappa}$$

κ = Fator de escala

Os procedimentos matemáticos, que consideram a modelagem e a solução da função penalidade, são denominados Algoritmos de Programação Não Linear. Na próxima seção, esta função servirá como base para a avaliação das soluções ou cromossomos, as quais serão determinadas através de Algoritmos Genéticos (SHEBLE' e WALTERS, 1993; BRITTIG e SHEBLE', 1995).

3.4 Cálculo dos custos marginais através de Algoritmos Genéticos

De maneira geral, conforme o deduzido nos conceitos descritos neste trabalho, o despacho econômico consiste em atender de forma ótima (custo mínimo do combustível) as condições de demanda a cada instante, através das unidades de geração de energia elétrica. O problema fica caracterizado por uma função custo das unidades e pela restrição de equilíbrio de potência e de capacidade de geração (mínima e máxima). Assim, o que se propõe é o uso de Algoritmos Genéticos para determinar o custo marginal mínimo do sistema de geração (custo mínimo do combustível relativamente às variações no nível de geração de uma unidade ou do sistema como um todo), dado que o objetivo é encontrar uma estratégia ótima de operação.

Técnicas baseadas em seleção natural, explicadas no apêndice B, são empregadas para criar gerações de seqüências de "bits" ou cromossomos que, combinados e avaliados através do uso de procedimentos fundamentados na genética, encontram soluções quase ótimas. Assim, os Algoritmos Genéticos combinam "sobrevivência dos mais aptos" (soluções ou cromossomos) com uma troca, ao mesmo tempo estruturada e aleatória, de informações.

3.4.1 Introdução aos Algoritmos Genéticos

Em biologia, adaptação designa qualquer processo através do qual uma estrutura é progressivamente modificada para obter um melhor desempenho no seu ambiente. Neste

contexto, os processos adaptativos são processos de otimização. Os Algoritmos Genéticos estão definidos como algoritmos de busca que se sustentam em mecanismos da genética natural e da seleção natural. São também considerados como métodos robustos, porque o espaço de soluções é irrestrito e porque apresentam bom desempenho mesmo em uma maior diversidade de problemas.

Os cromossomos (indivíduos), em termos dos Algoritmos Genéticos, constituem um dos elementos da evolução natural, sendo que os seus processos de codificação não são totalmente conhecidos. Entretanto, algumas das características da Teoria da Evolução são completamente aceitas, tais como:

- evolução é um processo que ocorre nos cromossomos;
- seleção natural é a ligação entre os cromossomos e o desempenho de suas estruturas decodificadas; este processo propicia a reprodução das melhores estruturas;
- a evolução ocorre no processo de reprodução, o que significa que processos de mutações e de recombinação podem causar diferenças entre os cromossomos dos descendentes e dos pais; e
- evolução biológica não tem memória. Ou seja, toda evolução parte dos elementos codificados nos cromossomos.

Os Algoritmos Genéticos diferem dos métodos de otimização matemática e dos que utilizam técnicas aleatórias nos seguintes aspectos:

- i) manipulação direta de uma codificação do conjunto de parâmetros;
- ii) busca soluções a partir de uma população de pontos e não de um simples ponto;
- iii) os AG utilizam informações da função avaliação ou aptidão e não de derivadas ou de outro tipo de conhecimentos; e
- iv) os AG utilizam regras de transição probabilísticas ou estocásticas.

3.4.2 Descrição geral do Algoritmo Genético aplicado

Os Algoritmos Genéticos relacionam-se com o problema do despacho a ser solucionado, principalmente, através da codificação do problema e da função avaliação (função penalidade, expressa pela equação 3.3.3, que avalia o custo total do combustível). A estrutura de codificação permite representar soluções do problema (geração das unidades) como cromossomos e a função avaliação aplica uma medida de adequação para um cromossomo ou solução (custo total do combustível). A combinação direta entre as cadeias de caracteres que melhor representam as propriedades de uma população é demonstrada pelo Teorema Fundamental dos Algoritmos Genéticos, explicado detalhadamente no Apêndice B.

Estes algoritmos requerem que o conjunto de parâmetros naturais do problema de otimização seja codificado em uma palavra de comprimento finito, ou "string", obtida de algum alfabeto também finito. Muitas são as formas de codificar soluções, variando de problema a problema e de um Algoritmo Genético para outro. Geralmente, cadeias de bits têm sido utilizadas e grande parte da fundamentação teórica deste trabalho foi desenvolvida sob esta ótica.

A descrição genérica dos Algoritmos Genéticos, pode ser ilustrada pelos seguintes passos (DAVIS, 1991):

- i) iniciar a população de cromossomos (geração das unidades);
- ii) avaliar cada cromossomo na população (pelo custo total do combustível);
- iii) criar novos cromossomos pela união dos atuais, aplicando mutações e recombinações a partir do cruzamento dos pais;
- iv) deletar membros da população para permitir a inclusão de novos cromossomos;
- v) avaliar os novos cromossomos e inseri-los na população; e
- vi) se alcançado o limite de iterações, parar e retomar o melhor cromossomo (geração das unidades com custo total mínimo do combustível). Em seguida, calcula-se e verifica-se o custo marginal mínimo do sistema de geração através da equação (3.3.2). Caso contrário, volta-se ao passo (iii).

Para iniciar um AG (passos i e ii), é preciso determinar uma população através de um processo aleatório e verificar o desempenho de cada cromossomo através da função avaliação (avalia o custo total do combustível). Novos cromossomos são gerados e, para essa geração, utilizam-se operadores simples, que permitem uma melhoria da população ao longo do tempo. Os operadores básicos são: reprodução, cruzamento e mutação.

O processo de reprodução (passo iii) permite definir quais cromossomos irão permanecer na geração de novos cromossomos. Esse operador é uma versão artificial da seleção natural, segundo a Teoria Darwinista, onde sobrevivem os mais aptos. Entre os mais aptos é feito o cruzamento, que consiste na troca de partes dos cromossomos entre si. A mutação, neste sentido, é executada após o cruzamento e consiste em uma alteração aleatória de uma parte do cromossomo. As mutações em populações naturais apresentam uma baixa probabilidade de ocorrência.

Para que a população permaneça com o mesmo número de cromossomos estabelecidos inicialmente (passos iv e v), procede-se a eliminação de alguns membros e a inclusão de novos, após a sua avaliação.

Por último, é verificado o limite de iterações (passo vi) e, caso tenha sido atingido, o processo é interrompido e retoma-se o melhor cromossomo (geração das unidades com custo total mínimo do combustível). Em seguida, calcula-se e verifica-se o custo marginal do sistema de geração através da equação 3.4.3. Caso contrário, volta-se ao passo iii em busca de melhores cromossomos.

3.4.3 Considerações gerais da função avaliação, $FAV(g_i)$

O tamanho da população de cromossomos é um fator muito importante no desempenho dos Algoritmos Genéticos, já que uma população inicial muito pequena pode ocasionar ciclos e, por outro lado, população muito grande irá exigir um maior número de avaliações, comprometendo a eficiência do método. A função avaliação permite verificar a quantidade dos cromossomos ou soluções que dependem do problema a ser resolvido. Essa função mapeia cada cadeia de caracteres em um número real, sendo que os valores obtidos serão utilizados para a escolha das cadeias que permanecerão na população e serão responsáveis pelos

descendentes dessa população. Assim, aqueles que tiverem valores altos serão os responsáveis pela formação da população futura e aqueles com valores baixos tendem a desaparecer, não contribuindo com a nova geração.

O despacho econômico das unidades geradoras é representado através do problema de otimização restrito expresso na equação 3.2.1, o qual é transformado num problema de otimização irrestrito através da função penalidade. A função penalidade é definida como função avaliação $FAV(g_i)$ e se encontra determinada na equação 3.3.3, para efeito de uso do Algoritmo Genético.

Entretanto, em muitas aplicações práticas, verifica-se a necessidade de uma transformação da função avaliação, através de uma função aptidão $FAP(g_i)$ de forma a permitir que mesmo os elementos com valores baixos possam, também, contribuir na reprodução, evitando com isso a dominância dos elementos com valores altos. Para um melhor controle do número de descendentes existem várias técnicas de aptidão, sendo algumas indicadas a seguir:

- i) transformação da avaliação de custos para aptidão;
- ii) mudança de escala; e
- iii) normalização linear.

A técnica de transformação da avaliação de custos para aptidão é geralmente utilizada em Algoritmos Genéticos quando a função avaliação é naturalmente estabelecida como a minimização de alguma função custo, ao invés da maximização de lucro. Portanto, a dualidade da minimização do custo $FAV(g_i)$ e a maximização do lucro $FAP(g_i)$ é bem conhecida e é caracterizada da seguinte maneira:

$$FAP(g_i) = \begin{cases} c_{\max} - FAV(g_i) & \text{Para } FAV(g_i) < c_{\max} \\ 0 & \text{Caso contrário} \end{cases} \quad (3.4.1)$$

onde:

c_{\max} é um coeficiente que pode ser determinado de diversas maneiras, como por exemplo, pode ser assumido como um valor grande ou como o maior valor da população atual ou das últimas "k" gerações de cromossomos.

A técnica descrita anteriormente será objeto de aplicação. As técnicas de mudança de escala e normalização linear podem ser encontradas em DAVIS (1991) e GOLDBERG (1989).

3.4.4 Avaliação da população de cromossomos

A função avaliação $FAV(g_i)$, determinada na seção 3.3 através da função penalidade, representa a forma mais completa de avaliação da população de cromossomos para todo tipo de problemas. A representação de qualquer problema restrito por um irrestrito pode ser determinada da mesma forma que a da equação 3.3.3.

A modelagem da função avaliação e da função aptidão é muito importante para realizar aplicações corretas dos Algoritmos Genéticos e obter destes uma boa eficiência computacional.

Como os limites das unidades geradoras são automaticamente satisfeitos pela normalização dos processos, realizada através do comprimento dos cromossomos nos esquemas de codificação binária, a função avaliação, $FAV(g_i)$, definida na equação 3.3.3, resulta:

$$\text{Minimize} \quad \sum_{i=1}^n F(g_i) + \mu \left| d - \sum_{i=1}^n g_i \right|^{\kappa} \quad (3.4.2)$$

Se a restrição de energia ou de igualdade é violada, então, a função avaliação, $FAV(g_i)$, definida na equação 3.4.2, é penalizada pelo coeficiente μ . Quando o valor da restrição é zero, ou não existe violação, são satisfeitas as restrições originais e a função avaliação é igual à função custo.

A avaliação é realizada comparando todas as soluções ou cromossomos dentro de uma mesma população. Medidas absolutas de otimização não são requeridas e o problema do

despacho econômico se resolve através da função avaliação, $FAV(g_i)$, definida na equação 3.4.2.

Como os Algoritmos Genéticos aplicados a problemas de otimização são definidos como procedimentos inspirados em genética, que tendem a determinar soluções máximas, então, a minimização da equação 3.4.2 pode ser determinada, mudando a função avaliação para a função aptidão, da seguinte forma:

$$\text{Maximize } c_{\max} - \sum_{i=1}^n F(g_i) - \mu \left| d - \sum_{i=1}^n g_i \right|^k \quad (3.4.3)$$

Neste sentido, segundo a solução ótima, obtida a partir da equação 3.4.3, o custo marginal do sistema de geração, $\lambda(t)$, é calculado através da seguinte restrição:

$$\frac{dF_1(g_1)}{dg_1} = \dots = \frac{dF_n(g_n)}{dg_n} = \lambda \quad (3.4.4)$$

A condição necessária para a existência de um custo marginal mínimo do combustível, segundo a equação 3.4.4, é que o custo marginal do sistema de geração λ , seja igual para todas as unidades, quando operam dentro de seus limites de geração.

3.4.5 Operadores básicos dos Algoritmos Genéticos

O processo de reprodução permite definir quais cromossomos irão permanecer na geração de novos cromossomos. A seleção dos pais, por outro lado, tem por objetivo proporcionar maiores chances de reprodução aos indivíduos ou cromossomos que têm uma função aptidão com uma melhor adaptação. Uma técnica comumente utilizada é a seleção dos pais através da “roleta”, na qual cada indivíduo da população tem um número de posições proporcional à sua adaptação.

Um Algoritmo Genético simples, que produz bons resultados em muitos problemas práticos, é composto por três operadores básicos: reprodução, cruzamento e mutação.

i) Operador de reprodução

A reprodução é a substituição dos cromossomos de uma população velha por uma população nova. Entre as técnicas de reprodução podem ser citadas:

- i) reprodução tradicional;
- ii) reprodução com elitismo;
- iii) reprodução em estado estacionário; e
- iii) reprodução em estado estacionário sem duplicação.

A reprodução tradicional é um processo de substituição de todos os indivíduos da população velha pelos seus descendentes. A seleção dos pais é feita para proporcionar maiores chances de reprodução aos indivíduos ou cromossomos que têm uma função aptidão com uma melhor adaptação. A técnica utilizada neste trabalho é a seleção dos pais através da roleta, na qual cada indivíduo da população tem uma probabilidade proporcional à sua adaptação.

A técnica de reprodução descrita anteriormente será objeto de aplicação. As outras técnicas podem ser encontradas em DAVIS (1991) e GOLDBERG (1989).

ii) Operador de cruzamento

O operador cruzamento trabalha em combinação com a reprodução, ou seja, inicialmente são selecionados os pais, passando então o par de cromossomos por um processo de cruzamento, gerando, dessa forma, dois novos cromossomos. Existem vários tipos de técnicas de cruzamento que podem ser citados (GOLDBERG, 1989): cruzamento simples, cruzamento duplo, cruzamento uniforme, cruzamento uniforme para representações baseadas em ordem, operador de Goldberg-PMX, operador de Grefenteste e substituição de sub-rotas.

Neste trabalho será empregado um cruzamento simples, que acontece na posição "k" do par de cromossomos, e este é selecionado, aleatoriamente, com uma probabilidade uniforme no intervalo $[1, c-1]$, onde "c" é o comprimento do cromossomo. Os dois descendentes são criados pelo intercâmbio das cadeias de caracteres a partir da posição "k", da seguinte forma:

$$A = 0110|1$$

$$B = 1100|0$$

sendo A e B dois cromossomos de comprimento $c = 5$ e expressos pela codificação ou cadeia de caracteres binária. Note-se que a escolha da posição de cruzamento $k=1$ expressa por (|), se deu de forma aleatória.

O resultado do cruzamento simples produz duas novas cadeias de caracteres:

$$A' = 01100$$

$$B' = 11001$$

A técnica de cruzamento tradicional descrita anteriormente será objeto de aplicação. As outras técnicas de cruzamento podem ser encontradas em DAVIS (1991) e GOLDBERG (1989).

iii) Operador mutação

O operador mutação é utilizado na fase reprodução-cruzamento e é um processo que altera informações codificadas, através da mudança aleatória ou ocasional de caracteres do cromossomo. Na codificação binária dos cromossomos, por exemplo, se percorre a cadeia de caracteres, através de uma probabilidade de mudança ou mutação, que é em geral um valor de entrada pequeno. Se essa probabilidade for atingida, num determinado "bit", este é substituído por outro.

Um Algoritmo Genético simples é basicamente determinado pelos três operadores explicados anteriormente: Reprodução, Cruzamento e Mutação. Entretanto, para simplificar, negligenciaram-se diversos operadores e outros fenômenos naturais interessantes. Assim, para aumentar a robustez dos Algoritmos Genéticos são considerados operadores e técnicas avançadas em pesquisa genética, como dominância, inversão, duplicação intracromossômica, eliminação, translocação e segregação, migração, restrição de acasalamento e funções de compartilhamento, acasalamento etc. Também se induz a uma exploração de nichos e

espécies. Estes operadores e técnicas avançadas são descritos detalhadamente em DAVIS (1991) e GOLDBERG (1989).

3.4.6 Codificação proposta para o problema

Os cromossomos são definidos como extensas cadeias de compostos químicos, consideradas de grande importância nos seres vivos, pois descrevem a completa composição genética dos indivíduos. Em Algoritmos Genéticos, os cromossomos representam as variáveis de estado ou controle de um determinado problema. Eles são codificados sob a forma de cadeia de caracteres, sendo que a alteração de qualquer um desses caracteres muda a informação. Pode-se exemplificar um cromossomo como uma cadeia de "bits", onde a presença de "um" ou "zero", numa determinada posição, significa a existência ou não de uma determinada característica.

As figuras 3.4.1 e 3.4.2 apresentam dois tipos de esquemas de codificação que usam um alfabeto binário $\{0,1\}$, sendo que a primeira codificação será utilizada na solução do problema do despacho econômico, dado que converge mais rapidamente (SHEBLE' e WALTERS, 1993).

É importante enfatizar que a figura 3.4.1 ilustra o esquema de codificação do cromossomo, constituído por três genes, sendo que cada gene representa a capacidade máxima de cada unidade de geração. As cadeias de "bits" (simbolizadas pelo caráter "x") de cada unidade geradora, expressam a potência gerada por estas unidades para atender uma determinada demanda. As cadeias são convertidas da base 2 para a base 10, nos respectivos campos especificados pelas unidades.

Por outro lado, com o objetivo de ter um maior controle sobre o comprimento do cromossomo e poder contar com um domínio de soluções reduzido², assume-se como comprimento de todos os genes, aquele que representa a maior capacidade do conjunto de unidades. Em seguida aplica-se o fator de normalização (fn), definido como a relação da capacidade máxima da unidade em consideração com respeito ao valor máximo do gene que

² Propõe-se, mediante o Algoritmo Genético Proposto, na seção 4.4, a redução do domínio viável das soluções, através da pressuposição dos limites de operação máximo e mínimo de cada unidade.

representa a maior capacidade das unidades geradoras. Portanto, o comprimento total do cromossomo é assumido como o número de unidades vezes o comprimento do gene que representa a maior capacidade das unidades.

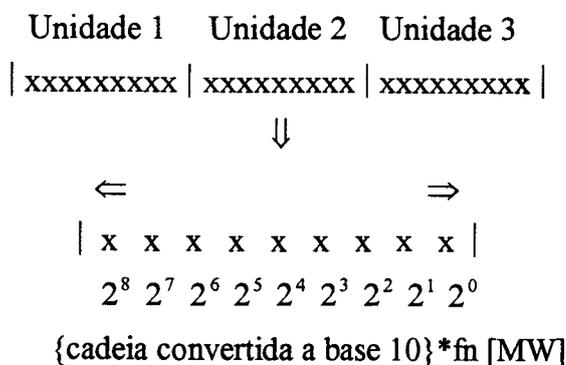


Figura 3.4.1 Codificação série

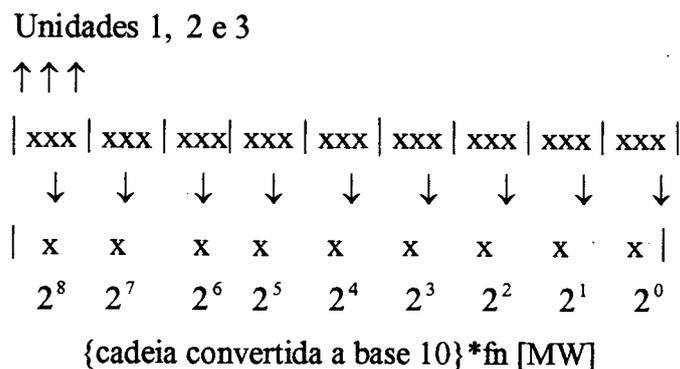


Figura 3.4.2 Codificação alternada

3.5 Conclusões

Este capítulo apresentou um procedimento de cálculo dos custos marginais do sistema de geração através de Algoritmos Genéticos. Este custo representa o componente mais importante dos "Spot Prices" horários da eletricidade, conforme explicado no capítulo anterior.

O problema do despacho foi representado de uma forma mais exata, dado que a função custo das unidades geradoras considera "pontos válvula" e características não lineares bem acentuadas. A incorporação destes efeitos na solução do problema, indicado na equação 3.2.1, apresenta dificuldades com as descontinuidades das derivadas da função objetivo e com vários pontos de ótimos locais. Métodos matemáticos, baseados em derivadas, têm dificuldades em convergir quando aplicados em problemas como o aqui caracterizado.

Dado que os Algoritmos Genéticos (AG) são classificados como técnicas robustas ou que podem ser aplicados para solucionar diferentes tipos de problemas, propõe-se, aqui, sua utilização para o cálculo dos custos marginais do sistema de geração, porém que requerem um domínio viável reduzido (sintoma fina) para obter resultados satisfatórios (FOX, 1991). Portanto, o AG considerado tem a facilidade de se adaptar a problemas com características não lineares e que não precisam de uma continuidade rigorosa da derivada da função objetivo, como é geralmente imposto pelas técnicas clássicas de busca.

O desempenho do Algoritmo Genético que está sendo proposto vem relacionado, também, à habilidade de modelar a função aptidão. Como medidas de otimização absoluta não são requeridas, então, podem ser utilizadas técnicas de aptidão (heurísticas) para encontrar funções que avaliem as soluções ou cromossomos, como por exemplo, a função aptidão aplicada ao despacho, determinada em SHEBLE' e WALTERS (1993).

Deve-se ter o cuidado de distinguir os métodos de busca aleatória dos métodos que utilizam técnicas aleatórias. Os Algoritmos Genéticos são considerados como procedimentos de busca que usam escolhas aleatórias para direcionar uma busca altamente explorativa, através da codificação de um espaço de parâmetros.

Na seção 4.4 são incorporadas no AG, apresentado neste capítulo, algumas características gerais e critérios práticos dos custos marginais, com o objetivo de melhorar os tempos de execução do programa (CPU) e aumentar a eficácia de convergência na solução do problema, passando este algoritmo modificado a denominar-se Algoritmo Genético Proposto (AGP).

A codificação proposta para o problema do despacho econômico das unidades geradoras têm como objetivo proporcionar um maior controle sobre o comprimento do cromossomo e poder contar com um domínio de soluções reduzido. Para isso, assume-se como comprimento de todos os genes, aquele que representa a maior capacidade do conjunto de unidades e o comprimento total do cromossomo é definido como o número de unidades vezes o comprimento deste gene.

No próximo capítulo descreve-se o modelo matemático e computacional que calcula os “Spot Prices” horários da eletricidade, o qual combina Algoritmos Genéticos e o Método de Simulação Monte Carlo.

CAPÍTULO 4

MODELO DE CÁLCULO DOS "SPOT PRICES" HORÁRIOS BASEADO NO MÉTODO DE SIMULAÇÃO MONTE CARLO

4.1 Introdução

Simulação é um processo que projeta o modelo de um sistema real e conduz experimentos, através do modelo, com o propósito de entender o comportamento do sistema e/ou avaliar várias estratégias para sua operação. Envolve a geração e observação da história artificial do sistema a ser aplicado e permite traçar inferências a respeito das características operacionais do sistema real.

Os computadores digitais de alta velocidade e as linguagens especiais de simulação tornaram a simulação uma poderosa técnica para a obtenção de soluções aproximadas de muitos problemas difíceis, ou analiticamente insolúveis, como o proposto neste trabalho.

O Método de Simulação Monte Carlo é definido como um mecanismo que representa a geração dos dados artificiais, a partir de um gerador de números aleatórios e das distribuições de frequências de interesse, as quais caracterizam os processos estocásticos considerados pelo modelo de simulação utilizado.

No começo deste século, o Método de Simulação Monte Carlo foi usado para estudar a equação de Boltzmann. O termo "Monte Carlo" foi introduzido por Neumann e Ulam, durante a Segunda Guerra Mundial, como palavra chave para um trabalho secreto em Los Alamos. Foi sugerido pela existência dos cassinos da cidade de Monte Carlo, em Mônaco. O Método de Simulação Monte Carlo foi então aplicado para problemas relacionados com a bomba atômica, o que envolveu a simulação do processo de difusão de nêutrons, em materiais físeis (RUBINSTEIN, 1981).

O Método de Simulação Monte Carlo representa uma forma de estimar estatísticas de interesse de um sistema, a partir da análise do desempenho deste, para todos os estados considerados de uma amostra aleatória. No cálculo dos "Spot Prices" horários da eletricidade, o método possibilita estimar os preços, hora a hora, através de uma amostra aleatória de níveis de demanda do sistema de transmissão e capacidade de geração do sistema elétrico.

4.2 Algoritmo geral do modelo proposto

Este capítulo tem como principal objetivo descrever o algoritmo geral do modelo proposto, que calcula os "Spot Prices" horários da eletricidade. O fluxograma ilustrado na figura 4.2.1 descreve a seqüência de passos do algoritmo geral da seguinte forma:

i) o processo se inicia a partir da leitura dos dados gerais dos sistemas de geração e transmissão (número de geradores, localização, taxas de saída forçada, capacidade etc.) e das curvas de carga por barra, conforme definido no Apêndice C;

ii) em seguida, são realizados os sorteios do número das unidades geradoras disponíveis de cada usina e examinam-se os estados da rede do sistema de transmissão, conforme descrito nas seções 4.3.1 a 4.3.3. Os estados da rede, que consideram falhas simples e de modo comum, são determinados via Cadeia de Markov Truncada¹ no nível um;

iii) com base nisso (passos i e ii), estima-se o custo marginal do sistema de geração, $\lambda(t)$, através da função matemática que representa a variação destes custos com relação à demanda (como ilustrado na figura 4.4.1). Esta variação ($\lambda(t)$ vs $d(t)$) é obtida através do despacho econômico das unidades geradoras, o qual considera características não lineares e "pontos válvula". Soluciona-se este despacho mediante o Algoritmo Genético Proposto, conforme indicado na seção 4.4. Neste caso, assume-se a função de resposta, que é a função matemática que apresente um melhor ajuste na relação dos custos $\lambda(t)$ com relação à demanda². Também calcula-se o custo da qualidade de suprimento do sistema de geração, constituído pelo custo penalidade e pelo ajuste do mercado, segundo descrito na seção 4.6.1;

¹ Técnica que modela as dependências entre os eventos de falha e reparo até o nível um de contingências das linhas (falhas simples). Também considera as falhas de modo comum das linhas de transmissão.

² Já definida no capítulo anterior, na seção 2.4.3.

iv) o equacionamento do problema relacionado ao fluxo de potência linearizado e à determinação do custo relacionado às perdas de transmissão acontecem conforme o explicado na seção 4.5;

v) se o fluxo de potência viola os limites máximos da capacidade de transmissão das linhas, então, é calculado o multiplicador de ajuste das sobrecargas, através da função de resposta e do redespacho das unidades geradoras (baseado num algoritmo de programação linear), como explicado na seção 4.7;

vi) calculam-se os custos da qualidade de suprimento do sistema composto (geração e transmissão) e de transmissão, individualmente, que é constituído pelo custo penalidade e o multiplicador de ajuste das sobrecargas, conforme especificado nas seções 4.6.2. e 4.6.3, respectivamente;

vii) determina-se o "Spot Price" horário, $\rho(t)$, global e por barra de carga, segundo a equação 2.3.1. Estima-se também, a resposta da demanda em relação à variação dos preços, através da função de resposta, definida na seção 2.4.3;

viii) se o preço não convergiu (i.e., se a diferença dos preços $\rho(t)$, determinados na iteração atual e anterior, é maior que a tolerância especificada), então, inicia-se novamente o processo (passo iii), estimando-se o custo marginal do sistema de geração, $\lambda(t)$, de acordo com a demanda obtida (passo vii); e

ix) assim, se for atingida a última simulação, então, calcula-se o valor esperado do "Spot Price" horário do sistema elétrico de potência, $\rho(t)$. Caso contrário, inicia-se novamente a simulação a partir de um novo sorteio do número das unidades geradoras e estados da rede de transmissão (passo ii).

Observa-se que se, inicialmente, o estado se caracteriza como de déficit de geração, então, o custo marginal do sistema de geração, ($\lambda(t)$), pode ser calculado através do redespacho das unidades geradoras, com cortes de carga, o que é explicado na seção 4.7. Outra forma de viabilizar este estado, é de diminuir a demanda através de um aumento do preço (feito através da função de resposta para eliminar o déficit) e assumir como custo marginal do sistema de geração o $\lambda_{crit}(t)$, conforme descrito na seção 2.4.2. Para testar a viabilidade do estado, verificam-se as sobrecargas do sistema e caso uma tenha sido detectada, elimina-se através do multiplicador de ajuste das sobrecargas, baseado na função de resposta, explicado na seção 4.7.

O modelo proposto está constituído, principalmente, por um segmento responsável pela determinação dos custos marginais do sistema de geração ($\lambda(t)$) e contempla, também, a análise da rede de transmissão, um procedimento para determinar a escolha da função de resposta e alguns instrumentos para o cálculo de outros custos, tais como, o de qualidade de suprimento e o de transmissão (conjunto ou separadamente).

A figura 4.2.1 ilustra a seqüência de passos a seguir.

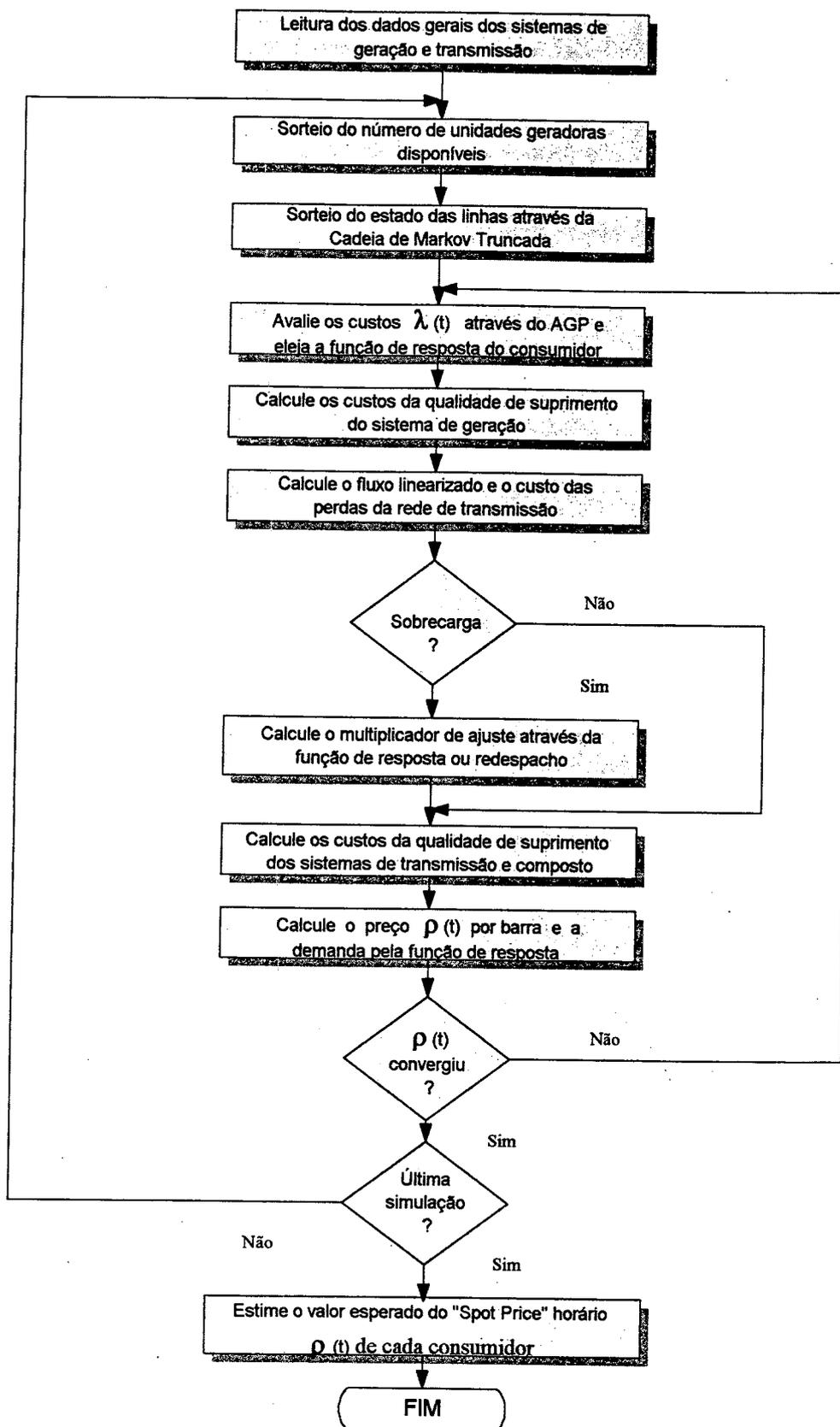


Figura 4.2.1 Algoritmo Geral do Modelo Proposto

4.3 Sorteio dos estados do sistema

O processo de sorteio de uma variável aleatória “x” qualquer é imediato, uma vez conhecida a distribuição acumulada de probabilidade $p(x_i)$, conforme ilustrado na figura 4.3.1.

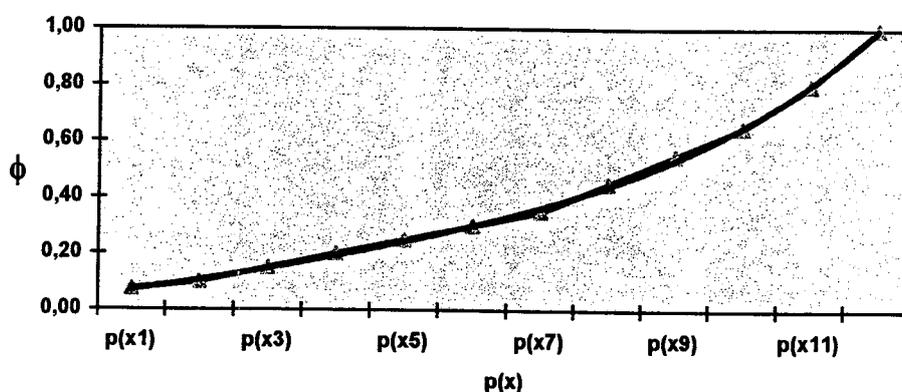


Figura 4.3.1 Distribuição acumulada de probabilidades³

Um gerador de números pseudo-aleatórios é utilizado para determinar um número ϕ compreendido no intervalo $[0,1]$.

4.3.1 Estados das unidades geradoras

A capacidade disponível de um gerador (g) pode residir em dois estados: i) $g = 0$, se o equipamento estiver no estado de falha; ii) $g = c$ (capacidade nominal ou reduzida), se o equipamento estiver em condições de operação. O conjunto de estados de geradores de uma usina é modelado por uma função binomial, que dá o número de unidades disponíveis para a operação, em correspondência com o número aleatório sorteado (CAMARGO, 1981).

4.3.2 Estados de carga

A variável aleatória nível de demanda é independente da variável aleatória capacidade de geração.

³ Devido à dificuldade de construção em termos computacionais, o gráfico da distribuição acumulada aparece aqui de forma invertida da maneira convencional de apresentação.

O método de obtenção das curvas de carga depende do tipo de informação disponível a respeito do mercado. Na atual implementação, supõe-se que o usuário disponha dos seguintes dados:

- $C(x)$ = Curva de carga mensal típica (percentual);
- S_j = Coeficiente de sazonalidade mensal;
- F_i = Fator de participação da i -ésima barra de carga.

Com estes dados, pode-se construir uma curva de carga percentual para a ponta anual, para cada barra e cada mês, do seguinte modo:

$$C_i(x) = F_i S_j C(x) \quad (4.3.1)$$

Na prática, costuma-se discretizar a curva de carga mensal típica em função do tempo. Para fins do modelo proposto, não é necessário sortear os estados de carga, dado que os "Spot Prices" horários serão determinados para cada nível de carga ou variação horária da demanda, em forma seqüencial.

Evidentemente, esta modelagem de carga é muito simplificada. Existem modelos estocásticos de carga mais exatos e confiáveis, cujos parâmetros básicos, para essa modelagem, são as taxas de transição entre os diversos níveis de carga, as quais são obtidas a partir do ciclo de carga do sistema (BRASIL. MME, DNEEE, ELETROBRAS, 1985).

4.3.3 Estados do sistema de transmissão

O sistema de transmissão é modelado mediante o método das Cadeias de Markov, sendo que este processo, teoricamente, é o mais adequado para caracterizar as dependências entre os eventos de falha e o reparo dos componentes, bem como as falhas simples e de modo comum do sistema.

i) Cadeias de Markov

Um processo Markoviano, que contemple parâmetros contínuos e estados discretos, é chamado de Cadeia de Markov. Os estados das linhas e transformadores são representados por um modelo a dois estados: em operação e fora de operação. Assim, dado o estado do sistema, no instante t , a probabilidade de encontrar o sistema de transmissão de n estados em qualquer estado i , no tempo $t \rightarrow \Delta t$, pode ser escrito como um conjunto de n equações simultâneas, em termos das probabilidades $P_i(t)$, como (CAMARGO, 1981):

$$P_i(t + \Delta t) = P_i(t) \left[1 - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \omega_{i,j} \Delta t \right] + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n P_j(t) \omega_{j,i} \Delta t \quad (4.3.2)$$

Probabilidade de permanência no estado i durante o tempo Δt Probabilidade de transição do estado j para i , durante o tempo Δt

onde:

$P_i(t)$ = Probabilidade de o sistema estar no estado i e no tempo t

$\omega_{i,j}$ = Taxa de transição do estado i para o estado j

$\omega_{i,j} \Delta t$ = Probabilidade de transição do estado i para o estado j , no tempo Δt

Considerando o sistema de equações em regime permanente e substituindo uma das equações acima pelo balanço ou equilíbrio de probabilidades, tem-se o seguinte sistema de equações linearmente independentes:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sum_{j=2}^n \omega_{1,j} & \omega_{2,1} & \cdot & \cdot & \omega_{n,1} \\ \omega_{1,2} & -\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 2}}^n \omega_{2,j} & \cdot & \cdot & \omega_{n,2} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & 1 & 1 & \cdot & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix} \quad (4.3.3)$$

Desta forma, obtém-se as probabilidades de cada estado da rede do sistema elétrico de potência.

ii) Cadeia de Markov Truncada

Como mostrado acima, as cadeias de Markov determinam as probabilidades dos estados da rede em tempo discreto (horário). A transição do estado operacional da rede (sem falhas) para outro, considerando-se um só evento de falha, é efetuada para n estados de contingências simples. Subseqüentemente, a transição deste estado de falha simples a outro, de dois eventos de falha, conduz a C_n^2 estados (combinação de n elementos, dois a dois) e assim sucessivamente, até completar a dimensão do espaço de estados de n componentes, ou seja, 2^n .

A enumeração dos estados de um processo Markoviano e a resolução das equações pertinentes constituem tarefas praticamente impossíveis para sua aplicação em sistemas de grande porte.

Tendo em vista a baixa taxa de falha dos componentes de transmissão, a probabilidade de haver vários componentes fora de serviço, de maneira independente, é muito pequena. Pode-se limitar, por exemplo, o espaço de estados, considerando o estado pleno e os n estados com uma só falha simples. Neste caso, a cadeia de Markov da rede ficaria truncada após o nível um de contingências.

Neste trabalho, são consideradas as falhas simples e de modo comum nas linhas de transmissão. As falhas de modo comum se encontram definidas como um evento provocado por uma causa externa simples, com efeitos de falhas múltiplas, não sendo consequência uma da outra.

Caso se deseje analisar níveis de contingências mais altos, o sistema de equações algébricas lineares resultante da equação 4.3.3 será esparso e de grande porte. Um estudo mais detalhado da modelagem pode ser encontrado em VILLARROEL (1991).

4.4 Algoritmo Genético Proposto (AGP) para o cálculo do custo $\lambda(t)$

Como se não bastasse a complexidade inerente de cálculo dos “Spot Prices”, a aplicação do Algoritmo Genético, apresentado na seção 3.4.2, no cálculo dos custos marginais do combustível, apresenta as seguintes dificuldades:

- o tamanho da população de cromossomos (indivíduos) é grande, tendo em vista que considera um domínio de soluções que varia através dos limites de operação máximo e mínimo de cada unidade (domínio viável desconhecido);
- o comprimento dos cromossomos é grande, devido ao número de unidades de geração e às diferenças de capacidade expressas pelas mesmas; e
- o número de gerações de cromossomos é grande, pela necessidade de se combinar e avaliar soluções de uma amostra também grande.

Estas dificuldades são percebidas através dos altos tempos de execução do programa e convergência na solução do problema. Entretanto, as dificuldades podem ser superadas, considerando as seguintes heurísticas:

- o domínio de soluções foi reduzido através do estabelecimento de capacidades máximas e mínimas das unidades geradoras. Esta redução foi calculada através de dois custos marginais supostos, tal que a solução verdadeira possa ser encontrada entre estes limites. Estes custos podem ser obtidos através de cálculos aproximados, estatísticas e históricos das companhias concessionárias ou experiências do planejador;
- o domínio de soluções ou cromossomos pode ser restrito pela incorporação de dois custos marginais próximos, o que reduz o comprimento dos indivíduos. Uma diferença maior dos custos marginais aumentaria tal comprimento;
- quando uma ou mais unidades geradoras se encontram operando com sua capacidade plena, ou no limite máximo, não precisam ser consideradas como variáveis no processo de otimização, já que o custo marginal obtido seria o mesmo. Assim, dado que, geralmente, as unidades de maior capacidade operam com o limite máximo (menor custo), então; a não incorporação destas no processo de otimização reduz o comprimento total dos cromossomos consideravelmente (já que estas unidades são retiradas do cromossomo); e

- o coeficiente de penalidade deve ser adequado de forma que permita considerar soluções ou cromossomos com um erro ou tolerância especificada, ajudando assim a reprodução de melhores soluções. Uma penalização muito significativa evitaria a reprodução de boas soluções e, se de pouca importância, levaria a soluções fora do domínio viável.

O domínio de soluções viável, estabelecido através dos limites máximos e mínimos de operação (ou custos marginais supostos), tem que ser reduzido para diminuir o comprimento dos cromossomos e, neste domínio viável, tem que estar contidas as soluções. No caso de não ser atingido o domínio viável, surgem dificuldades de convergência para a solução. Para estes casos, recomenda-se incrementar, paulatinamente, os custos marginais supostos ou o domínio viável das unidades geradoras até convergir a solução do problema.

Convém enfatizar que as heurísticas mencionadas anteriormente reduzem o comprimento e tamanho de populações dos cromossomos e o número de gerações dos indivíduos e, portanto, contribuem para tornar o AG mais rápido e fácil de ser implantado em sistemas elétricos com características mais reais e de grande porte. Assim, a incorporação, no Algoritmo Genético descrito no capítulo 3, de características gerais e critérios práticos associados aos custos marginais (heurísticas), denomina-se de Algoritmo Genético Proposto (AGP).

A descrição genérica do Algoritmo Genético Proposto aplicado ao cálculo dos custos marginais do combustível é a seguinte:

- i) estabelecem-se os limites máximo e mínimo de operação das unidades geradoras, através da pressuposição de dois custos marginais, de tal forma que a solução se encontre dentro do domínio viável definido nestes limites;

- ii) considera-se, conforme ilustrado na figura 3.4.1, o comprimento de todos os genes (diferença do limite máximo e mínimo de operação estabelecidos) como aquele que tem a maior diferença dos limites de operação. O fator de normalização é assumido como a relação da diferença das capacidades consideradas com respeito ao valor máximo do gene;

- iii) inicia-se a população de cromossomos para o domínio viável definido pelos limites máximo e mínimo de operação das unidades geradoras;

iv) avalia-se cada cromossomo da população através da função avaliação (avalia o custo total do combustível), explicada na seção 3.4.3. Esta função está baseada no problema irrestrito, determinado na equação 3.3.2. As restrições de desigualdade não precisam ser consideradas, porque estão estabelecidas pelo comprimento do cromossomo definido no passo (ii). Assim, as soluções estão definidas como sendo a soma do limite inferior especificado e a diferença das capacidades assumidas;

v) criam-se novos indivíduos, pela união dos atuais, aplicando mutações e recombinações a partir do cruzamento dos pais. Além disso, aplica-se uma reprodução tradicional definida como uma substituição de todos os indivíduos da população velha pelos seus descendentes, realiza-se um cruzamento simples na posição “k” do par de cromossomos e altera-se as informações codificadas, através de um processo de mutação aleatório ou ocasional. Estes operadores estão explicados detalhadamente na seção 3.4.5;

vi) deletam-se os membros da população anterior (exceto o melhor indivíduo) para permitir a inclusão de novos cromossomos;

vii) avaliam-se os novos cromossomos, da mesma forma que no passo (iv), sendo, então, inseridos na população;

viii) se a restrição de energia não se encontra dentro da tolerância especificada, volta-se ao passo (i) e aumenta-se o limite máximo de operação ou domínio viável de soluções das unidades geradoras, até obter a convergência do problema; e

ix) se alcançado o limite máximo de iterações, retoma-se o melhor cromossomo (geração das unidades com custo total mínimo ao longo do processo). Em seguida, calcula-se e verifica-se o custo marginal do sistema de geração através da equação 3.4.3. Caso contrário, volta-se ao passo (v).

Portanto, o custo marginal do sistema de geração, $\lambda(t)$, é calculado através de uma estratégia ótima de operação dos sistemas de geração termoelétricos, para variações horárias da demanda. Consideram-se a indisponibilidade forçada e programada das unidades, limites da capacidade máxima e mínima de geração.

Se, para um nível de demanda horária, é determinado mais de um custo $\lambda(t)$, por causa da incorporação dos estados de indisponibilidade forçada das unidades, então, o custo marginal do sistema de geração é assumido como o custo marginal médio ou esperado do conjunto de custos. A figura 4.4.1 é um exemplo da relação do custo $\lambda(t)$, em função da

demanda horária, que pode variar significativamente entre companhias concessionárias (BOHN et al., 1988).

A função matemática que poderia representar a variação dos custos marginais com respeito a demanda pode ser determinada através de uma análise de regressão. Desse modo, o valor do coeficiente de determinação, R^2 , facilitaria encontrar a curva de tendência que melhor representaria tal variação do custo em relação à demanda.

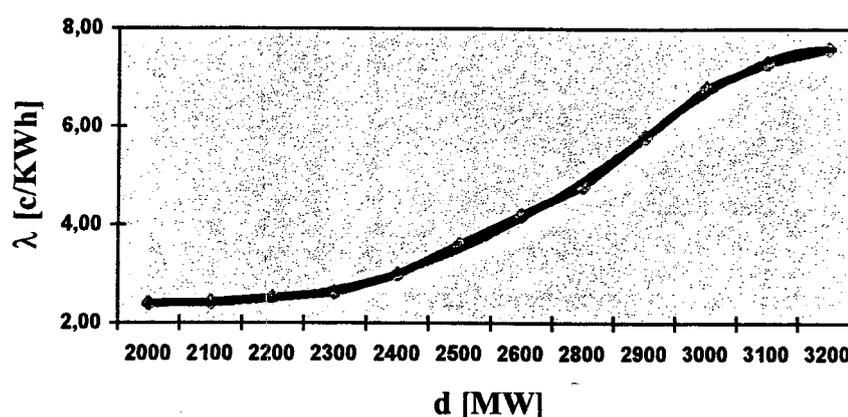


Figura 4.4.1 Variação de $\lambda(t)$ em relação à demanda

4.5 Análise da rede de transmissão

O fluxo de potência nas linhas de transmissão é calculado pelo método de fluxo de potência linearizado, que considera o efeito das perdas de transmissão. Estas perdas são representadas, por aproximação, como cargas adicionais nos dois terminais destas linhas, conforme sugerido em MONTICELLI (1983).

Assume-se, neste caso, que a linha i está ligada entre as barras 1 e 2, então,

$$Z_i = \frac{Z_{1,2} - Z_{2,1}}{2} \quad \text{e} \quad L_i = Z_{1,2} + Z_{2,1} \quad (4.5.1)$$

onde:

$Z_{1,2}$ = Fluxo de potência que sai da barra 1 em direção à barra 2

$Z_{2,1}$ = Fluxo de potência que sai da barra 2 em direção à barra 1

Z_i = Fluxo na linha i

L_i = Perda na linha i

Considere-se, primeiramente, a equação do fluxo não linear, que expressa $Z_{1,2}$ em termos das magnitudes de tensão V_1 e V_2 e ângulos δ_1 e δ_2 , tais que

$$Z_{1,2} = G_i |V_i|^2 - G_i |V_1| |V_2| \cos(\delta_1 - \delta_2) + \Omega_i |V_1| |V_2| \text{sen}(\delta_1 - \delta_2) \quad (4.5.2)$$

onde:

$$G_i = \frac{R_i}{R_i^2 + X_i^2} \quad \text{e} \quad \Omega_i = \frac{-X_i}{R_i^2 + X_i^2}$$

G_i e Ω_i , Condutância e Susceptância da linha i

R_i e X_i , Resistência e Reatância da linha i

As seguintes aproximações podem ainda ser introduzidas na equação 4.5.2

$$\begin{aligned} |V_1| &= |V_2| = 1 \\ \text{sen}(\delta_1 - \delta_2) &= \delta_1 - \delta_2 \\ \cos(\delta_1 - \delta_2) &= 1 - \frac{(\delta_1 - \delta_2)^2}{2} \end{aligned}$$

Através de 4.5.1 e 4.5.2, as equações do fluxo, Z_i , e perdas, L_i , podem então ser aproximadas por

$$\begin{aligned} Z_i &= \Omega_i (\delta_1 - \delta_2) \\ L_i &= G_i (\delta_1 - \delta_2)^2 \end{aligned} \quad (4.5.3)$$

e também a perda da linha i , deduzida na equação 4.5.4, pode ser expressa em função do fluxo na linha i :

$$\begin{aligned} L_i &= R'_i Z_i^2 \\ R'_i &= \frac{R_i (R_i^2 + X_i^2)}{X_i^2} \end{aligned} \quad (4.5.4)$$

Note-se que, se é considerado $X_i \gg R_i$, então, $R'_i = R_i$.

Rescrevendo a equação 4.5.3 de forma vetorial, conforme indicado em BOHN et al. (1988)

$$\underline{Z} = \underline{\Omega} \underline{A} \underline{\delta} \quad (4.5.5)$$

em que:

\underline{A} : Matriz de incidência nodal

$\underline{\Omega}$: Matriz diagonal de Ω_i

\underline{Z} : Vetor de fluxos das linhas

$\underline{\delta}$: Vetor dos ângulos das tensões nodais

Considerando-se a conservação de potência ativa em cada nó da rede, tem-se:

$$\underline{y} = \underline{A}^T \underline{Z} + \underline{v} \quad (4.5.6)$$

onde:

\underline{y} : Vetor das injeções líquidas de potência

\underline{v} : Vetor das perdas de transmissão

v_j : j -ésimo elemento de \underline{v}

$$v_j = \frac{1}{2} \sum_{i \in I(j)} L_i$$

$I(j)$: Conjunto das linhas conectadas à barra j

Combinando as equações 4.5.5 e 4.5.6, e considerando as perdas das linhas de transmissão, obtém-se:

$$\underline{y} = \underline{A}^T \underline{\Omega A} \underline{\delta} + \underline{v} \quad (4.5.7)$$

A equação 4.5.7 representa a conservação de potência ativa (de forma análoga que a equação 4.5.6). Por outro lado, o efeito das perdas pode ser representado como cargas adicionais obtidas, o que foi feito dividindo-se as perdas de cada linha do sistema entre suas barras terminais (metade para cada lado) e, neste contexto, o vetor \underline{v} , definido em 4.5.6, considera as perdas de cada linha de transmissão.

Desse modo, substituindo o vetor dos ângulos das tensões nodais ($\underline{\delta}$), de 4.5.7 em 4.5.6, pode-se redefinir \underline{Z} (da equação 4.5.5) como

$$\underline{Z} = \underline{H}[\underline{y} - \underline{v}] = \underline{H}\underline{y}' \quad (4.5.8)$$

onde:

$$\underline{y}' = \underline{y} - \underline{v}$$

$$\underline{H} = \underline{\Omega A} [\underline{A}^T \underline{\Omega A}]^{-1}$$

\underline{H} : Matriz admitância de transferência

O procedimento adotado na resolução do sistema de equações especificado em 4.5.8 consiste em calcular o fluxo linearizado, ignorando o efeito das perdas ($\underline{v} = 0$). Em seguida, calculam-se as perdas aproximadas a partir desta solução, e distribuem-se como cargas adicionais por todo o sistema. Finalmente, são calculados os fluxos de potência nas linhas de transmissão através da solução da equação 4.5.8.

Foi mostrado acima que as perdas totais da rede de transmissão (L) são obtidas através da equação 4.5.4. Rescrevendo-se esta equação, vetorialmente, tem-se:

$$L = \underline{Z}^T \underline{R}' \underline{Z} \quad (4.5.9)$$

Mediante 4.5.8, tem-se que $\underline{Z} = \underline{H}\underline{y}'$ e, se substituída, em 4.5.9, obtém-se

$$L = \left[\underline{y}' \right]^T \underline{H}^T \underline{R}' \underline{H} \left[\underline{y}' \right] = \left[\underline{y}' \right]^T \underline{B} \left[\underline{y}' \right] \quad (4.5.10)$$

onde:

$$\underline{B} = \underline{H}^T \underline{R}' \underline{H}$$

Derivando L, determina-se:

$$\frac{\partial L}{\partial \underline{y}'} = 2 \underline{B} \underline{y}' \quad (4.5.11)$$

A equação 4.5.11 permite calcular o vetor de perdas incrementais causadas pela variação de carga nas barras. Também pode ser calculado o fator de distribuição da transferência de potência (PTDF), considerado na seção 2.5 e definido na equação A.2.10, ou seja,

$$\frac{\partial z_i}{\partial d_k} = - \frac{\partial z_i}{\partial y'_k} = -H_{i,k} \quad (4.5.12)$$

A matriz PTDF, que contém todos os termos de 4.5.12, é calculada através da equação 4.5.8. Então, da equação 4.5.8,

$$\frac{\partial \underline{Z}}{\partial \underline{y}'} = \underline{H}^T \quad (4.5.13)$$

É importante enfatizar que a equação 4.5.12 é usada, por exemplo, no cálculo dos custos das perdas da rede de transmissão, expressa na equação 2.5.4. Também é utilizada no cálculo do custo associado à qualidade de suprimento do sistema de transmissão $\eta_{QS,k}(t)$, sempre que exista uma linha de transmissão sobrecarregada.

4.6 Custos da qualidade de suprimento do sistema elétrico de potência

Os custos associados à qualidade de suprimento dos sistemas elétricos de potência são utilizados para alcançar diferentes objetivos das companhias concessionárias, e sua escolha

de tenderá da disponibilidade de dados e decisões políticas. As técnicas que avaliam os custos da qualidade de suprimento dos sistemas de geração e transmissão podem ser encontradas nas seções 2.4 e 2.5. Por outro lado, métodos que modelam os custos da qualidade de suprimento do sistema composto (geração e transmissão) não foram encontrados na literatura e, por causa disso, estão definidas, por aproximação, na seção 4.6.3.

Esta seção apresenta a metodologia básica empregada no modelo proposto para avaliar os custos da qualidade de suprimento dos sistemas de geração, transmissão e composto.

4.6.1 Custo da qualidade de suprimento do sistema de geração, $\gamma_{QS}(t)$

Os custos associados à qualidade de suprimento do sistema de geração são definidos pela equação 2.4.3 como o custo penalidade de geração, $\frac{\partial G_{QS}(g(t))}{\partial g(t)}$, mais o ajuste do mercado, $\mu_{QS,\gamma}(t)$.

O ajuste do mercado, $\mu_{QS,\gamma}(t)$, é uma decorrência da restrição de geração crítica disponível⁴. Assim, por exemplo, na equação 4.6.1, o custo $\mu_{QS,\gamma}(t)$ é determinado através da função de resposta linear⁵, ou seja,

$$\mu_{QS,\gamma}(t) = \begin{cases} \lambda_{crit}(t) \frac{[g_{crit,\gamma}(t) - d_o(t)]}{d_o(t)\beta(t)} & \text{Se } d_o(t) > g_{crit,\gamma}(t) \\ 0 & \text{Caso contrário} \end{cases} \quad (4.6.1)$$

Enquanto isso, o custo penalidade de geração, $\frac{\partial G_{QS}(g(t))}{\partial g(t)}$, surge da violação da geração máxima total disponível. Este custo é determinado pelo custo anual da usina de ponta, explicado detalhadamente na seção 2.4.2 e definido na equação 4.6.2, isto é,

⁴ A seção 2.4.2 explica detalhadamente a técnica para ajustar ou controlar aproximadamente as violações da geração crítica disponível através da função de resposta.

⁵ O ajuste do mercado, $\mu_{QS,\gamma}(t)$, avaliado mediante outras funções de resposta se encontram definidos na seção 2.4.3.

$$\frac{\partial G_{QS}(g(t))}{\partial g(t)} = A_{QS,\gamma} \frac{LOLP_{\gamma}(t)}{LOLH_{\gamma}} \quad (4.6.2)$$

O índice de probabilidade de perda de carga do sistema de geração, $LOLP_{\gamma}(t)$, representa a contribuição de falhas de geração, as quais são suficientemente severas para levar à cortes de carga no sistema, mesmo que não existam limitações na capacidade de transmissão. Estes índices são determinados através do Método de Simulação Monte Carlo, explicado detalhadamente em VILLARROEL (1991). A figura 4.6.1 apresenta um exemplo da variação do $LOLP_{\gamma}(t)$, com relação à demanda $d(t)$.

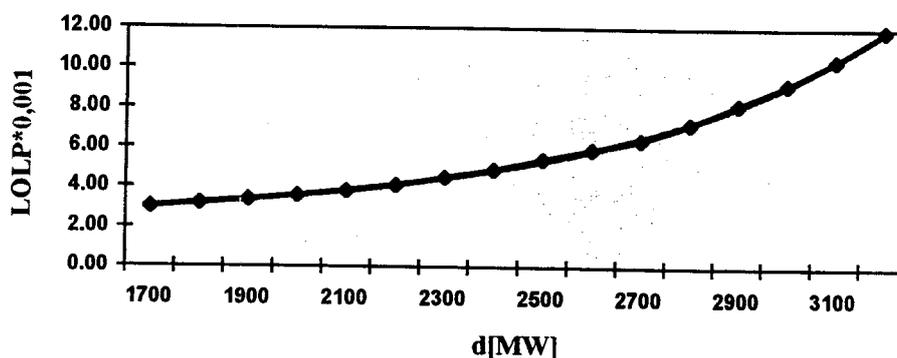


Figura 4.6.1 Variação da $LOLP_{\gamma}(t)$ vs. demanda

Neste sentido, o custo da qualidade de suprimento do sistema de geração é determinado pela soma das equações 4.6.1 e 4.6.2. Este custo é zero durante a maioria do tempo t , mas tem magnitudes significativas, quando o sistema opera próximo a capacidade crítica do sistema de geração.

4.6.2 Custos da qualidade de suprimento de transmissão, $\eta_{QS,k}(t)$

Os custos da qualidade de suprimento, que estão (os custos) associados ao sistema de transmissão, são definidos pela equação 2.5.4, como o custo penalidade de transmissão,

$\frac{\partial N_{QS,i}(z_i)}{\partial z_i}$ mais o multiplicador de ajuste das sobrecargas, $\mu_{QS,i}(t)$.

O multiplicador de ajuste das sobrecargas, $\mu_{QS,i}(t)$, é função da eliminação (em virtude do redespacho das unidades geradoras ou pela função de resposta) de sobrecarga nas redes de transmissão⁶.

Por outro lado, o custo penalidade de transmissão surge, quando as sobrecargas nos circuitos levam a problemas de suprimento de energia. Assume-se, desse modo, que este estado crítico é produzido por falhas no sistema de transmissão. É estimado a partir do custo do investimento anual da rede e se encontra definido na equação 4.6.3.

$$\frac{\partial N_{QS,i}(z_i)}{\partial z_i} = A_{QS,\eta} \frac{LOLP_\eta(t)}{LOLH_\gamma} \quad (4.6.3)$$

De maneira semelhante ao que foi definido para o caso da geração, a probabilidade de perda de carga do sistema de transmissão, $LOLP_\eta(t)$, representa a contribuição de falhas de transmissão, que se caracteriza por ser severa a ponto de levar a cortes de carga, mesmo que toda a capacidade de geração esteja disponível. Pode ser calculada em forma global e por barras, sendo que, neste trabalho, a $LOLP_\eta(t)$ é determinada da primeira forma, através do Método de Simulação Monte Carlo e pode ser ajustada analogamente à figura 4.6.1, mediante uma função aproximada (VILLARROEL, 1991).

O custo da qualidade de suprimento do sistema de transmissão é zero durante a maioria do tempo t , porém tem magnitudes significativas quando existem sobrecargas nas linhas de transmissão.

4.6.3 Custos da qualidade de suprimento do sistema composto⁷, $\xi_{QS}(t)$

Os custos associados à qualidade de suprimento dos sistemas elétricos de potência são avaliados através do custo penalidade e do ajuste do mercado, aplicados nos sistemas de

⁶ Tal como a geração, este multiplicador de ajuste das sobrecargas, também é determinado por aproximação. A seção 4.7 explica detalhadamente os procedimentos de cálculo para determiná-lo.

⁷ Entende-se como sistema composto o sistema que abrange as instalações de geração e de transmissão.

geração e transmissão, conforme descrito nas seções 4.6.1 e 4.6.2, respectivamente⁸. Supondo-se, para estes casos, que os índices de confiabilidade do sistema composto (geração e transmissão) são muito pequenos ou nulos, pode-se determinar, independentemente, os custos da qualidade de suprimento dos sistemas de geração, transmissão e distribuição.

Os custos da qualidade de suprimento do sistema composto não são incorporados à teoria dos "Spot Prices". A incorporação destes custos em sistemas em que o efeito composto seja representativo é importante. Assim, por exemplo, a aplicação do modelo proposto será testado com o sistema RTS-IEEE, apresentado no Apêndice C, sendo que neste o efeito das falhas compostas apresenta valores consideráveis (MELO, 1990; VILLARROEL, 1991).

Neste contexto, os índices de confiabilidade representam a contribuição de falhas compostas dos eventos em que nem a geração nem a transmissão levam isoladamente a cortes de carga, mas cujo efeito conjunto leva a problemas de suprimento. Quando estes índices têm valores representativos, surge a importância de considerá-los no modelo proposto, o que é efetivado através dos denominados custos da qualidade de suprimento do sistema composto.

Teoricamente, para calcular corretamente os custos da qualidade de suprimento do sistema composto, todos os possíveis estados operativos do sistema deveriam ser simulados e devidamente analisados. Entretanto, mesmo para sistemas de pequeno porte, o número de estados é relativamente grande, ainda que considerando as facilidades computacionais hoje existentes. Por causa desta dificuldade, o custo da qualidade de suprimento do sistema composto é avaliado por aproximação, através dos índices de confiabilidade composta.

i) Aspectos gerais da confiabilidade composta

Os índices de confiabilidade global, definidos como a probabilidade de perda de carga e o valor esperado de potência não suprida (LOLP e EPNS), são determinados através da contribuição relativa de cada tipo de falha e são expressas da seguinte maneira:

⁸ Ver detalhes do cálculo do custo da qualidade do suprimento na aplicação desenvolvida nas seções 5.4.3 e 5.5.

$$\begin{aligned} \text{LOLP} &= \text{LOLP}_\gamma + \text{LOLP}_\eta + \text{LOLP}_\xi \\ \text{EPNS} &= \text{EPNS}_\gamma + \text{EPNS}_\eta + \text{EPNS}_\xi \end{aligned} \quad (4.6.4)$$

onde

LOLP_γ e ENPS_γ : representam a contribuição de falhas de geração que podem levar a cortes de carga no sistema, mesmo que não existam limitações na capacidade de transmissão;

LOLP_η e ENPS_η : representam a contribuição de falhas de transmissão que podem levar a cortes de carga, mesmo que toda a capacidade de geração esteja disponível; e

LOLP_ξ e ENPS_ξ representam a contribuição de falhas "compostas", i.e., dos eventos em que nem a geração nem a transmissão levam isoladamente a cortes de carga, mas cujo efeito conjunto leva a problemas de suprimento.

Pode-se notar, a partir das definições anteriores, que os índices LOLP_γ , ENPS_γ , LOLP_η e ENPS_η correspondem aos valores calculados isoladamente, através de programas de geração e transmissão. Finalmente, os termos LOLP_ξ e ENPS_ξ , podem ser determinados, através dos índices globais da equação 4.6.4, e estes, por sua vez, mediante programas que avaliam sistemas compostos (MELO, 1990; VILLARROEL, 1991).

A análise da confiabilidade composta é normalmente realizada por um algoritmo que engloba três fases básicas distintas: seleção dos estados compostos; análise de adequação dos estados selecionados e cálculo dos índices de confiabilidade. As metodologias analíticas não podem ser diretamente estendidas para a avaliação da confiabilidade composta devido ao grande número de combinações de estados das variáveis envolvidas (i.e., geração, transmissão, carga etc.) e da maior complexidade da análise de desempenho de cada estado.

Vale dizer que os índices de confiabilidade podem, ainda, servir para uma aplicação coerente de recursos nas áreas de geração e transmissão, de tal modo que se tenham graus de confiabilidade compatíveis entre os subsistemas, evitando assim que um deles se torne o ponto de estrangulamento para o outro.

ii) Custo do investimento anual do sistema composto

O custo do investimento anual do sistema composto pode ser deduzido de forma análoga ao custo anual da usina de ponta, conforme a seção 2.4.2.

Assume-se que o concessionário, através de estudos de planejamento de médio prazo, decide melhorar a confiabilidade composta mediante programas de instalação de equipamentos nos sistemas de geração e transmissão. Sendo assim, a quantificação dos custos do investimento anual do sistema composto está definida por:

$$A_{QS,\xi} K_{QS,\xi} = \sum_{t=1}^{8760} C_{QS} [g(t), d(t), e(t)] \quad (4.6.5)$$

$$A_{QS,\xi} = A_{QS,\gamma\xi} + A_{QS,\eta\xi}$$

onde:

$A_{QS,\xi}$: Custo anual de incremento das capacidades de geração e rede de transmissão, que deverão ser instaladas para satisfazer os requerimentos da confiabilidade composta [US\$/kW/ano];

$A_{QS,\gamma\xi}$: Custo anual de incremento da capacidade de geração, que deverá ser instalada para satisfazer os requerimentos da confiabilidade composta [US\$/kW/ano];

$A_{QS,\eta\xi}$: Custo anual de incremento da capacidade da rede de transmissão, que deverá ser instalada para satisfazer os requerimentos da confiabilidade composta [US\$/kW/ano];

$K_{QS,\xi}$: [kW] adicionais da capacidade de geração e capacidade de transmissão para satisfazer os requerimentos da confiabilidade composta; e

$C_{QS}[g(t), d(t), e(t)]$: Custo da qualidade do sistema composto, em função da geração, demanda e configuração do sistema elétrico de potência [US\$/kW/ano].

Representando por “ Δ ”, as variações incrementais, então, tem-se que

$$\xi_{QS}^{\xi}(t) = \frac{\partial C_{QS}[g(t), d(t), e(t)]}{\partial g(t)} = A_{QS,\xi} \frac{\Delta K_{QS,\xi}}{\Delta g(t)} \quad (4.6.6)$$

Considerando-se $g(t) = d(t)$, então, a expressão 4.6.6 pode também ser escrita como:

$$\xi_{QS}^{\xi}(t) = \frac{\partial C_{QS}[g(t), d(t), e(t)]}{\partial d(t)} = A_{QS,\xi} \frac{\Delta K_{QS,\xi}}{\Delta d(t)} \quad (4.6.7)$$

É importante que se considere também, em 4.6.7, o efeito da variação da demanda $d(t)$ ($t=1\dots 8760$) na geração e transmissão adicional, $K_{QS,\xi}$. Uma forma geral para avaliar estas variações consiste em:

$$\frac{\Delta K_{QS,\xi}}{\Delta d(t)} = \frac{a(t)}{\bar{a}} \quad (4.6.8)$$

$$\bar{a} = \sum_{t=1}^{8760} a(t)$$

onde $a(t)$ é uma função distribuição, que pode ser aproximadamente determinada como sendo a probabilidade de perda de carga do sistema composto (geração e transmissão), sendo

$$a(t) = \text{LOLP}_{\xi}(t) \quad e \quad (4.6.9)$$

$$\bar{a} = \text{LOLH}_{\xi}$$

onde

$\text{LOLP}_{\xi}(t)$: probabilidade de perda de carga do sistema composto, durante a hora t .

LOLH_{ξ} : soma anual da probabilidade de perda de carga do sistema composto e define-se como

$$\text{LOLH}_\xi = \sum_{i=1}^{8760} \text{LOLP}_\xi(t) \quad (4.6.10)$$

Substituindo em 4.6.7 a função de distribuição encontrada em 4.6.9, define-se o custo da qualidade do sistema composto de geração e transmissão da seguinte forma:

$$\xi_{\text{QS}}(t) = \frac{A_{\text{QS},\xi}}{\text{LOLH}_\xi} \text{LOLP}_\xi(t) \quad (4.6.11)$$

Convém acrescentar que a estimação dos $\xi_{\text{QS}}(t)$ requer o cálculo da $\text{LOLP}_\xi(t)$ para cada nível de carga. Neste trabalho, o índice é calculado através do Método de Simulação Monte Carlo e pode ser ajustado de forma análoga à figura 4.6.1, conforme definido em VILLARROEL (1991).

Além disso, na prática, o custo da qualidade do sistema composto (da mesma forma que os sistemas de geração e transmissão) é zero durante a maioria do tempo t , porém, quando existe uma falha composta no sistema elétrico de potência, pode ter magnitudes significativas.

4.7 Avaliação do multiplicador $\mu_{\text{QS},\eta,i}(t)$ através da função de resposta e do redespacho

Supondo-se que o fluxo de potência em uma linha particular i exceda o limite superior, z_i^{max} , este pode ser reduzido mediante a função de resposta e, também, através de um redespacho simultâneo das unidades geradoras, o que resultaria um novo fluxo padrão. Como consequência, os preços mudam espacialmente e o "Spot Price" horário da eletricidade, para o k -ésimo consumidor, seria dado por:

$$\rho_k(t) = \gamma(t) + \eta_{L,k}(t) - H_{ik} \mu_{\text{QS},\eta,i}(t) \quad (4.7.1)$$

onde:

$-H_{i,k}$ é definido como o fator de distribuição da transferência de potência (PTDF) e pode ser calculado através da equação 4.5.12.

A seguir são ilustrados os procedimentos de cálculo do multiplicador de ajuste das sobrecargas, $\mu_{QS,\eta,i}(t)$, os quais se encontram baseados na função de resposta e redespacho das unidades geradoras.

i) Avaliação do $\mu_{QS,\eta,i}(t)$ através da função de resposta

A avaliação do multiplicador de ajuste das sobrecargas, $\mu_{QS,\eta,i}(t)$, através da função de resposta, é realizado de forma análoga ao ajuste do mercado, $\mu_{QS,\gamma}(t)$. Assim, por exemplo, na equação 4.6.1, o multiplicador, $\mu_{QS,\eta,i}(t)$, é determinado através da função de resposta linear.

$$\mu_{QS,\eta,i}(t) = \begin{cases} \eta_{crit,i}(t) \frac{[Z_i^{max} - Z_i(t)]}{Z_i(t)\beta(t)} & \text{Se } Z_i(t) > Z_i^{max} \\ 0 & \text{Caso contrário} \end{cases} \quad (4.7.2)$$

onde:

$\eta_{crit,i}(t)$ = Custo crítico da linha de transmissão i

Z_i^{max} = Capacidade máxima de transmissão da linha i

Z_i = Fluxo de potência na linha i

$\beta(t)$ = Coeficiente de elasticidade do multiplicador de ajuste das sobrecargas.

Na prática, o custo crítico e o coeficiente de elasticidade, $\eta_{crit,i}(t)$ e $\beta(t)$, respectivamente, podem ser ajustados, pelos custos marginais das sobrecargas ($\pi_i^b(t)$) determinados pelo redespacho das unidades, as estatísticas e os históricos das companhias concessionárias ou experiências do operador.

Neste sentido, por exemplo, na equação 4.7.1, é aumentado o multiplicador de ajuste das sobrecargas, $\mu_{QS,\eta,i}(t)$, então, os consumidores diminuem o seu consumo até eliminar a sobrecarga da linha. Assim, quando um consumidor está eletricamente distante, da linha sobrecarregada i, então, o fator de distribuição, $-H_{i,k}$, e a mudança do "Spot Price" horário, $\rho_k(t)$, são muito pequenos. Contrariamente, se o consumidor está eletricamente perto da

sobrecarga, então, o fator $-H_{i,k}$ e o preço, $\rho_k(t)$, são consideráveis, como está sendo ilustrado na seção 5.5.2.

ii) Avaliação do $\mu_{QS,\eta,i}(t)$ através do redespacho

A ferramenta básica para a determinação e distribuição dos custos da qualidade do sistema de transmissão é o fluxo de potência ativa linearizado. Quando tal fluxo viola a capacidade de transmissão das linhas, então, a sobrecarga nos circuitos pode ser reduzida através de um redespacho de geração, que leva em conta os limites de geração e transmissão do sistema. O redespacho é calculado por um algoritmo, baseado em programação linear, e que está detalhado em MARINHO, STOTT (1978).

O modelo e solução do redespacho estão descritos nas seções 4.7.1 e 4.7.2 e neles são consideradas as restrições de geração e transmissão, assim como a representação do sistema elétrico através do fluxo de potência linearizado.

É importante enfatizar que, quando o redespacho das unidades geradoras elimina todas as violações dos limites de operação do sistema, então, o multiplicador de ajuste das sobrecargas, $\mu_{QS,\eta,i}(t)$, é assumido como o custo marginal da linha sobrecarregada i , $\pi_1^b(t)$, conforme estabelecido na seção 4.7.2.

O algoritmo geral do redespacho das unidades geradoras se encontra ilustrado mediante o fluxograma indicado na figura 4.7.1 e é descrito da seguinte forma:

- i) o processo se inicia a partir da detecção e seleção das linhas (ramos) sobrecarregadas;
- ii) a seguir é realizada, segundo a seção 4.7.2, a execução iterativa da solução do redespacho de geração, baseada em programação linear;
- iii) se existem violações de geração, são efetuadas iterações quantas foram necessárias para eliminá-las; e
- iv) posteriormente soluciona-se o fluxo de potência e verifica-se, novamente, se existem violações da capacidade das linhas de transmissão. Em caso afirmativo, então, o

processo é reiniciado. Se isso não acontecer, o redespacho ótimo das unidades é considerado como definitivo.

A figura 4.7.1 ilustra a seqüência de passos a seguir.

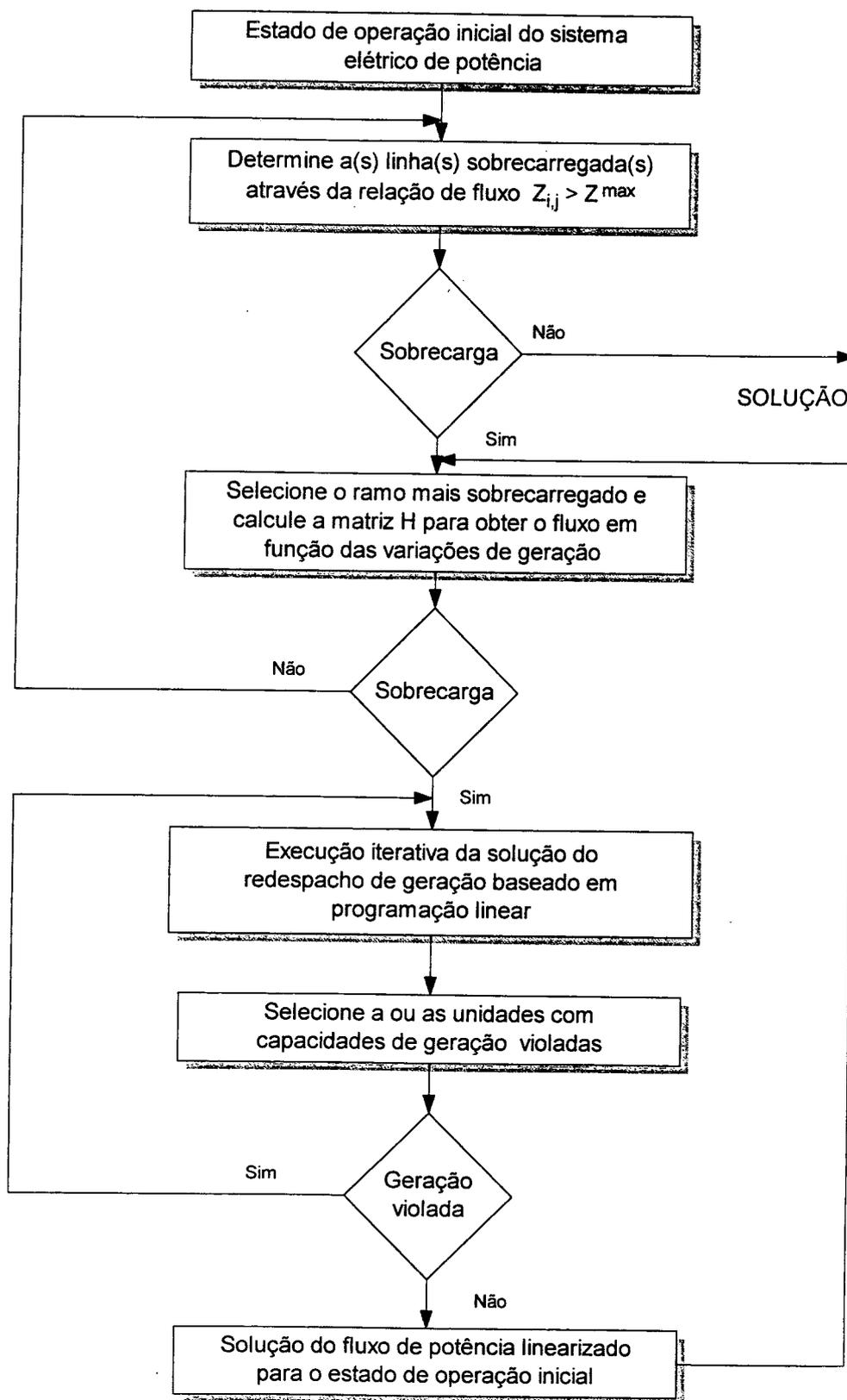


Figura 4.7.1 Algoritmo do redespacho das unidades de geração

4.7.1 Problema do redespacho de geração

O redespacho das unidades geradoras é considerado uma ferramenta que corrige as variações de geração das unidades definidas, inicialmente, pelo despacho econômico e tem como objetivo eliminar ou diminuir as sobrecargas das linhas de transmissão.

A eliminação das violações das capacidades máximas das linhas é realizada através da otimização do desvio mínimo da soma das mudanças, ou das variações de geração das unidades, que são determinadas, primeiramente, através do despacho econômico, baseado no Algoritmo Genético Proposto (AGP), explicado nas seções 3.2 e 4.4. Também consideram-se como restrições os limites de operação máximos e mínimos das linhas de transmissão.

O problema do redespacho é modelado segundo a equação 4.7.3 e definido como uma minimização da função objetivo que contempla a soma das variações de geração das unidades, Δg_i , sujeita às restrições das mudanças de geração das unidades e aos limites de potência nas linhas de transmissão. Ou seja,

$$\text{Minimize } \sum_{i=1}^n F_i(\Delta g_i) \quad (4.7.3)$$

sujeita a:

$$\sum_{i=1}^n \Delta g_i = 0 \quad [\text{Restrição equilíbrio de potência}]$$

$$\Delta g_i^{\min} \leq \Delta g_i \leq \Delta g_i^{\max} \quad [\text{Restrição da variação de geração}]$$

$$Z_{i,j}^{\min} \leq H_{i,j} \Delta g_i \leq Z_{i,j}^{\max} \quad [\text{Restrição do fluxo de potência}]$$

onde:

$$F_i(\Delta g_i) = \sum_{i=1}^n c_i \Delta g_i \quad : \text{ Função objetivo da unidade geradora } i.$$

c_i : Coeficiente da variação de geração da unidade geradora i .

$\Delta g_i, \Delta g_i^{\min}, \Delta g_i^{\max}$: Variação de geração da unidade i , máxima e mínima, respectivamente.

$Z_{i,j}^{\min}$, $Z_{i,j}^{\max}$: Capacidade mínima e máxima do fluxo no ramo i-j.

$H_{i,j}$: Fator de distribuição de transferência de potência (PTDF).

As variações do fluxo no ramo i-j, $Z_{i,j}$ são calculadas através da equação 4.5.8, a qual determina o fluxo de potência linearizado, e se encontra expressa em função da matriz de admitância de transferência e da injeção de potência ativa (geração menos demanda).

4.7.2 Solução do redespacho de geração

O método de programação linear, usando o dual com bases reduzidas e técnicas de esparsidade, é empregado para a solução do problema de otimização da equação 4.7.3, que contém uma função objetivo linear, sujeita a restrições de igualdade e desigualdade, também lineares (HADLEY, 1982)

O processo é iniciado sempre que o estado de operação do sistema elétrico de potência contenha um ramo sobrecarregado. Os limites do fluxo de potência nos ramos são testados, um por um, redespachando-se otimamente as variações de geração das unidades geradoras em cada ocasião.

Como mostra a equação 4.7.3, o problema de redespacho é definido em termos de n variáveis de controle Δg e por n equações. A primeira equação corresponde à restrição equilíbrio de potência e as $(n-1)$ equações estão constituídas pelas restrições da variação de geração e fluxo de potência nos ramos. A solução fica em alguns vértices do conjunto de restrições e o problema é representado pela equação matricial básica:

$$L = [H]\Delta g \quad (4.7.4)$$

Os estados de operação, no começo de cada iteração do algoritmo de programação linear são definidos, conforme a equação 4.7.4. No caso de haver restrições violadas, estas têm que ser removidas da matriz básica H , de uma forma ótima, através das relações do dual simplex (HADLEY, 1982; MARINHO e STOTT, 1978).

Como a matriz básica H é esparsa, então, pode ser dividida para evitar um grande esforço computacional. Introduzindo índices para distinguir os vetores relevantes, a equação matricial básica resulta em:

$$\begin{array}{l} \text{Equilíbrio de potência e} \\ \text{(m-1) limites de ramo} \end{array} \begin{array}{|c|} \hline L^b \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|} \hline H^f & H^l \\ \hline 0 & 1 \\ : & \\ : & \\ : & \\ : & \\ 0 & 1 \end{array} \begin{array}{|c|} \hline \Delta g^f \\ \hline \Delta g^l \\ \hline \end{array} \begin{array}{l} \text{m gerações livres} \\ \\ \text{(n-m) gerações} \\ \text{limitadas} \end{array} \quad (4.7.5)$$

Desta forma a equação 4.7.5 é reduzida mediante a equação abaixo, isto é:

$$L^b = [H^f] \Delta g^f + [H^l] \Delta g^l \quad (4.7.6)$$

Assim, sempre que a geração livre é necessitada, 4.7.6 é solucionada como:

$$\Delta g^f = [H^f]^{-1} L^b - [H^l] \Delta g^l \quad (4.7.7)$$

A cada iteração do algoritmo uma restrição, em 4.7.5, é substituída por outra. A amostra da estrutura dividida é preservada implicitamente, reordenando cada vez a equação.

O vetor dos custos marginais determinados pelo redespacho pode ser determinado como:

$$\pi = \lambda [H]^{-1} \quad (4.7.8)$$

onde λ , representa o vetor dos custos marginais do combustível das unidades geradoras.

A matriz $[H]^{-1}$ tem a mesma estrutura de H , em 4.7.5. A seguir, $[H^f]$ é substituída pela sua inversa e $[H^1]$ é pré-multiplicada por $-[H^f]^{-1}$. Logo, a equação 4.7.8 é simplificada para:

$$\begin{aligned}\pi^b &= \lambda^f [H^f]^{-1} && \text{[Vetor do custo marginal das linhas sobrecarregadas]} \\ \pi^g &= \lambda^1 - \pi^b [H^1] && \text{[Vetor do custo marginal das unidades redespachadas]}\end{aligned}\quad (4.7.9)$$

4.8 Conclusões

Neste capítulo foi apresentado um modelo matemático e computacional, que determina os "Spot Prices" horários da eletricidade em sistemas elétricos de potência, o qual combina o Método de Simulação Monte Carlo com Algoritmos Genéticos.

Foi destacado que o sorteio dos estados das unidades geradoras é realizado através de uma função binomial, enquanto os estados da rede de transmissão são determinados via Cadeia de Markov Truncada, com falhas simples e de modo comum.

Foi descrito, genericamente, o Algoritmo Genético Proposto (AGP), que será utilizado no cálculo dos custos marginais do sistema de geração, o qual tem como principal vantagem a incorporação de características não lineares e os "pontos válvula". As heurísticas incorporadas reduzem o comprimento e o número de populações dos cromossomos e, portanto, contribuem para tornar o AGP mais rápido e fácil de ser implantado em sistemas com características mais reais e de grande porte.

Propõe-se a introdução, na formação do "Spot Price" da eletricidade, de um novo componente dos custos da qualidade de suprimento, denominado custo da qualidade de suprimento do sistema composto (geração e transmissão). Este custo é modelado e avaliado através do índice de confiabilidade composta $LOLP_{\xi}$ e representa o investimento associado às necessidades de expansão da capacidade de geração e transmissão, necessárias para manter a confiabilidade em níveis preestabelecidos.

No caso específico deste trabalho, o sistema elétrico é representado através de um modelo linearizado de potência ativa. Por outro lado, as sobrecargas nos circuitos são eliminadas através da função de resposta e do redespacho das unidades geradoras, que considera (o redespacho) restrições de geração e transmissão, e é otimizado através de um algoritmo baseado em programação linear que usa o dual com bases reduzidas e técnicas de esparsidade.

O modelo proposto levou em conta características que não são consideradas em outros modelos, como, por exemplo: as falhas simples e de modo comum nas linhas de transmissão; as características não lineares e de “pontos válvula” na função custo das unidades geradoras; a escolha adequada da função de resposta; e as falhas compostas no sistema (geração e transmissão). Também pode ser adequado, de forma simples, a aspectos relacionados com políticas e regulamentação do mercado, dado que o Método de Simulação Monte Carlo permite incorporar diferentes objetivos.

No próximo capítulo apresentam-se os testes e os resultados da aplicação do modelo proposto, no sistema RTS-IEEE.

CAPÍTULO 5

APLICAÇÃO DO MODELO PROPOSTO

5.1 Considerações iniciais

A aplicação do modelo proposto, apresentado no capítulo 4, é ilustrada com o sistema teste de confiabilidade RTS-IEEE, extraído de ALBRECHT et al. (1979). A descrição resumida dos dados gerais pode ser encontrada no Apêndice C.

Com o propósito de uma análise comparativa, o cálculo do custo marginal das unidades geradoras, considerando características não lineares, é realizado através do GAMS (General Algebraic Modeling System) e do Algoritmo Genético Proposto (AGP) para a curva de carga diária discretizada em 24 patamares, considerada como a mais crítica do sistema e que corresponde a uma terça-feira do mês de dezembro. A função matemática que representa a variação horária dos custos com respeito à demanda é determinada através de uma análise de regressão. Assume-se como a função que representa a resposta da demanda em relação à variação dos preços (função de resposta), aquela que apresente um melhor ajuste ou coeficiente de determinação.

Foram calculados os “Spot Prices” horários do sistema global (e por barra) através do Método de Simulação Monte Carlo, levando em conta o custo marginal do sistema de geração, o custo associado à qualidade de suprimento dos sistemas e o custo relativo às perdas das linhas de transmissão. Destaque-se, contudo que os custos, associados às sobrecargas das linhas foram calculados através do modelo de redespacho (baseado em um algoritmo de programação linear) e mediante a função de resposta.

5.2 Cálculo dos custos marginais do sistema de geração

Esta seção tem por objetivo mostrar de que forma foram calculados os custos marginais do sistema de geração, considerando características não lineares e “pontos válvula”. Com este fim, a equação 3.2.1 é solucionada através do GAMS e o AGP.

O sistema RTS-IEEE está constituído por 32 unidades geradoras (carvão, óleo, nuclear e hidráulicas), localizadas em 14 usinas, descritas no Apêndice C. Os valores dos parâmetros das funções custo não lineares das unidades, sem e com “pontos válvula” são considerados na tabela C.2.2.

5.2.1 Cálculo do $\lambda(t)$ via GAMS

O GAMS é um programa computacional que tem por objetivo modelar e buscar soluções matemáticas para os diversos tipos de sistemas. Dependendo dos objetivos de otimização e do tipo de modelo a ser empregado, pode resolver diferentes problemas através de métodos de programação linear, não linear, inteira e mista (BROOKE et al., 1988).

A programação não linear, empregada no GAMS, utiliza um algoritmo que combina três algoritmos clássicos: Gradiente Reduzido, Quase-Newton. e o Lagrangiano Projetado que se origina no método Dual de Robinson.

A otimização do problema de despacho econômico, representado pela equação 3.2.1 (através do GAMS), foi bastante dificultada, devido, principalmente, à descontinuidade da derivada da função custo e a existência de vários pontos de ótimos locais.

No entanto, as descontinuidades da derivada da função custo no GAMS são contornadas através de um artifício existente no programa, que substitui a função ABS(x) por uma diferença positiva de duas variáveis. Por outro lado, no que se refere à diversidade de ótimos locais, o problema foi contornado, resolvendo-o várias vezes, partindo cada vez de um ponto inicial diferente, e foi aceito como ótima a solução que apresentou o menor valor obtido

para a função custo (um estudo de caso que corresponde ao nível de demanda que corresponde às 21 horas é explicado posteriormente).

Os custos marginais horários, sem e com “pontos válvula”, do sistema de geração $\lambda_1(t)$ e $\lambda_2(t)$, respectivamente, e o valor mínimo da função custo, para o intervalo t , levando em conta as considerações feitas anteriormente, são ilustradas na tabela 5.1.

Tabela 5.1 Custos do combustível calculados via GAMS

HORA	$\lambda_1(t)$ [c/KWh]	$\lambda_2(t)$ [c/KWh]	$\lambda_1(t)$ [US\$]	$\lambda_2(t)$ [US\$]
1	1,78	1,89	33.989,30	36.089,55
2	1,51	1,78	27.112,05	31.959,90
3	1,27	1,55	21.717,00	26.505,00
4	1,19	1,48	20.009,55	24.886,20
5	1,19	1,48	20.009,55	24.886,20
6	1,27	1,55	21.717,00	26.505,00
7	2,18	2,22	45.976,20	46.819,80
8	2,88	2,99	70.588,80	73.284,90
9	3,34	3,54	90.430,50	95.845,50
10	3,41	3,56	93.297,00	97.401,60
11	3,41	3,56	93.297,00	97.401,60
12	3,34	3,54	90.430,50	95.845,50
13	3,34	3,54	90.430,50	95.845,50
14	3,34	3,54	90.430,50	95.845,50
15	3,25	3,44	86.141,25	91.177,10
16	3,29	3,49	88.139,10	93.497,10
17	3,64	3,90	102.702,60	110.038,50
18	3,70	3,97	105.450,00	113.145,00
19	3,70	3,97	105.450,00	113.145,00
20	3,41	3,56	93.297,60	97.401,60
21	3,14	3,31	81.435,90	85.844,85
22	2,71	2,80	64.105,05	66.234,00
23	2,12	2,22	44.106,60	46.187,10
24	1,51	1,75	27.112,03	31.421,25
Total	63,92	68,63	1.607.377,20	1.717.213,35

A partir desta tabela, pode-se perceber que o custo total do mês mais crítico do sistema RTS-IEEE é incrementado aproximadamente em 7,368% ou de 109.836,15 US\$ pela consideração dos “pontos válvula”.

As variações horárias dos custos marginais sem e com “pontos válvula” $\lambda_1(t)$ e $\lambda_2(t)$, respectivamente, calculadas pelo GAMS são ilustradas na figura 5.1.

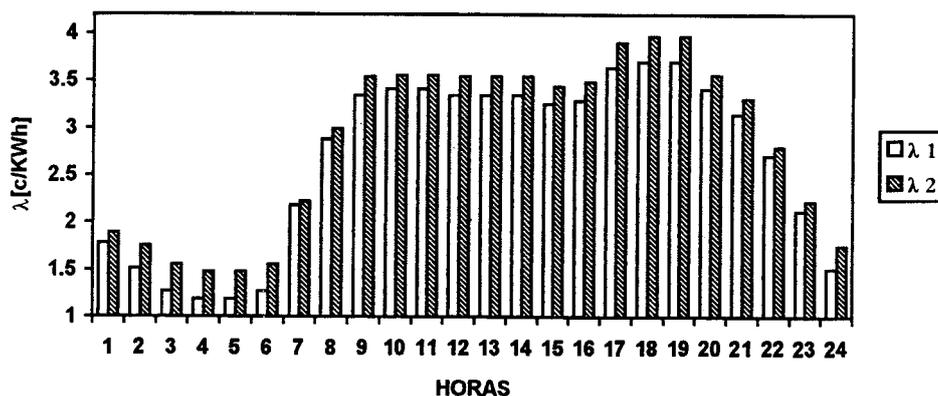


Figura 5.1 Custos $\lambda_1(t)$ e $\lambda_2(t)$ calculados via GAMS

Os custos marginais, ilustrados na figura 5.1, têm uma variação proporcional com relação à variação horária da demanda. Este comportamento reflete as exigências do despacho das unidades de maior custo em horas de maior demanda. Vale dizer que a variação da função custo (total) relativamente à variações no nível geração de uma dada unidade ou mesmo do sistema de geração é definida como o custo marginal, $\lambda(t)$ (expresso matematicamente na equação 3.3.2).

A condição necessária para a existência do custo marginal mínimo do sistema de geração é que todos os custos das unidades sejam iguais, quando operam dentro de seus limites de geração. Assim, por exemplo, cada vez que é calculado o $\lambda_1(t)$, percebe-se (nos testes) que os custos são iguais para todas as unidades.

Por outro lado, a figura 5.2 apresenta a variação de $\lambda_2(t)$ que corresponde ao grupo de unidades com capacidades de 3x100, 4x155 e 3x197 MW. A variação máxima é de aproximadamente 6,95%, a qual representa um valor considerável, já que a condição necessária para a existência do custo mínimo é que todos estes sejam iguais. Portanto, conclui-se que os custos marginais do sistema de geração RTS-IEEE, com “pontos válvula”, calculados através do GAMS, representam apenas uma aproximação do custo marginal mínimo¹.

¹ A condição necessária para a existência do custo mínimo é cumprida aplicando-se o AGP ao sistema estudado. O problema poderia ser mais complexo nos sistemas em que esta igualdade não é mais obrigatória.

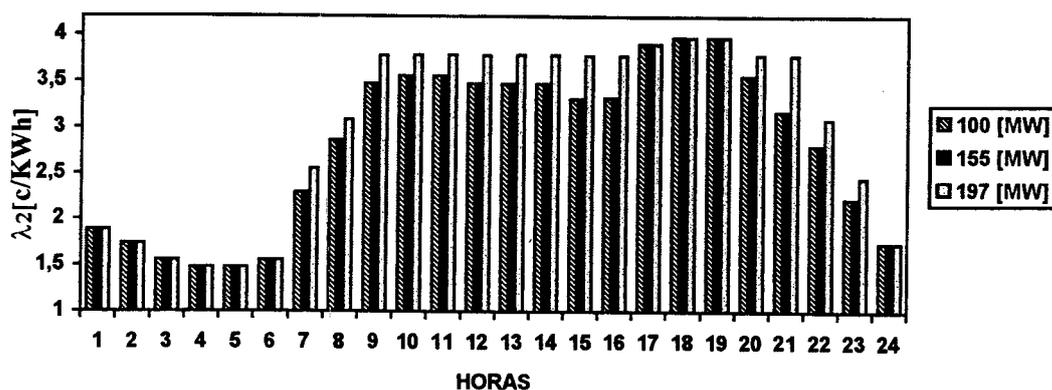


Figura 5.2 Variação do $\lambda_2(t)$ calculado via GAMS para diferentes unidades

Na figura 5.2, também se pode notar que a condição necessária para a existência de um custo marginal mínimo é cumprida para as variações próximas à demanda máxima e mínima do sistema.

Nos casos em que os custos marginais que não cumprem a condição necessária para a existência de um mínimo correspondem, conforme é visto na figura 5.2, aos níveis de demanda intermediários. O GAMS para estes patamares fornece apenas aproximações do custo, dado que não encontra convergência em seu processo iterativo de linearizações sucessivas através de derivadas da função custo. As discontinuidades nas derivadas da função custo, para estes níveis, não são eliminadas satisfatoriamente.

Também para estes pontos tem-se um problema de otimização global, porque a função custo apresenta vários pontos de ótimo locais, diferentes entre si, dentro do domínio viável, determinados pelas restrições do problema. Esta dificuldade é aparentemente superada resolvendo-se o problema várias vezes, partindo-se cada vez de um ponto inicial diferente e aceitando-se como solução ótima a solução que apresentar o menor valor obtido para a função custo. No nível de demanda que corresponde às 21 horas esta dificuldade é mais acentuada, já que foram considerados mais de dez pontos iniciais diferentes e a solução obtida apresentou uma diferença maior dos custos. Além disso, esta técnica (o GAMS) apresentou um elevado tempo computacional. Porém esta situação pode ser minimizada, também, utilizando-se qualquer dos métodos apresentados em STANGE e VILLARROEL (1994).

Conclui-se que a aplicação GAMS para otimizar o problema 3.2.1, não foi bem sucedida, tendo em vista que as técnicas simples que contornam as dificuldades da descontinuidade da derivada da função custo e a existência de vários pontos de ótimos locais não foram eficientes. Portanto, os resultados obtidos representam soluções aproximadas e não os custos marginais mínimos. No próximo item, o problema 3.2.1 será resolvido através do Algoritmo Genético Proposto (AGP) com o objetivo de superar estas dificuldades.

O tempo de CPU empregado pelo GAMS para o cálculo dos custos marginais do combustível, sem e com “pontos válvula”, foi em média 0.16 e 0.17 segundos (por execução do programa), respectivamente.

5.2.2 Cálculo de $\lambda(t)$ através do AGP

Com o objetivo de superar as dificuldades de resolução associadas à descontinuidade da derivada da função custo e à existência de vários pontos de ótimos locais, aplica-se o AGP² para o cálculo dos custos marginais do combustível do sistema de geração RTS-IEEE.

O AGP foi programado em PASCAL 6.0 e tem como origem o algoritmo apresentado em GOLDBERG (1989). Foi testado satisfatoriamente em vários problemas de programação não linear e alguns resultados podem ser encontrados em STANGE e VILLARROEL (1994).

Os custos ($\lambda_1(t)$ e $\lambda_2(t)$), assim como o valor mínimo da função custo para o intervalo t , aplicando o Algoritmo Genético Proposto, são apresentados na tabela 5.2

² A seção 4.4 apresenta uma descrição genérica do Algoritmo Genético Proposto (AGP).

Tabela 5.2 Custos do combustível calculados via AGP

HORA	$\lambda_1(t)$ [c/KWh]	$\lambda_2(t)$ [c/KWh]	$\lambda_1(t)$ [US\$]	$\lambda_2(t)$ [US\$]
1	1,78	1,89	33.989,10	36.089,55
2	1,51	1,74	27.112,05	31.241,70
3	1,26	1,56	21.546,00	26.676,00
4	1,19	1,48	20.009,85	24.886,20
5	1,19	1,48	20.009,85	24.886,20
6	1,26	1,56	21.546,00	26.676,00
7	2,19	2,29	46.187,10	48.296,10
8	2,87	2,87	70.343,70	70.343,70
9	3,36	3,47	90.972,00	93.950,25
10	3,42	3,59	93.571,20	98.222,40
11	3,42	3,59	93.571,20	98.222,40
12	3,36	3,47	90.972,00	93.950,25
13	3,36	3,47	90.972,00	93.950,25
14	3,36	3,47	90.972,00	93.950,25
15	3,25	3,31	86.141,25	87.731,55
16	3,31	3,33	88.674,90	89.210,70
17	3,62	3,90	102.138,30	110.038,50
18	3,70	3,97	105.450,00	113.145,00
19	3,70	3,97	105.450,00	113.145,00
20	3,42	3,59	93.571,20	98.222,40
21	3,14	3,17	81.435,90	82.213,95
22	2,70	2,79	63.868,50	65.997,45
23	2,13	2,16	44.314,65	44.938,80
24	1,51	1,74	27.112,05	31.241,70
Total	64,01	67,86	1.609.930,80	1.697.226,30

Avaliando estes resultados, pode-se perceber que o custo total do mês mais crítico do sistema RTS-IEEE é aumentado, aproximadamente em 6,0146% ou em 87.295,50 US\$, pela consideração dos “pontos válvula”. Estes valores levaram em conta estados de operação plena das unidades geradoras.

As variações horárias dos custos marginais, sem e com “pontos válvula” ($\lambda_1(t)$ e $\lambda_2(t)$), respectivamente, são ilustradas na figura 5.3.

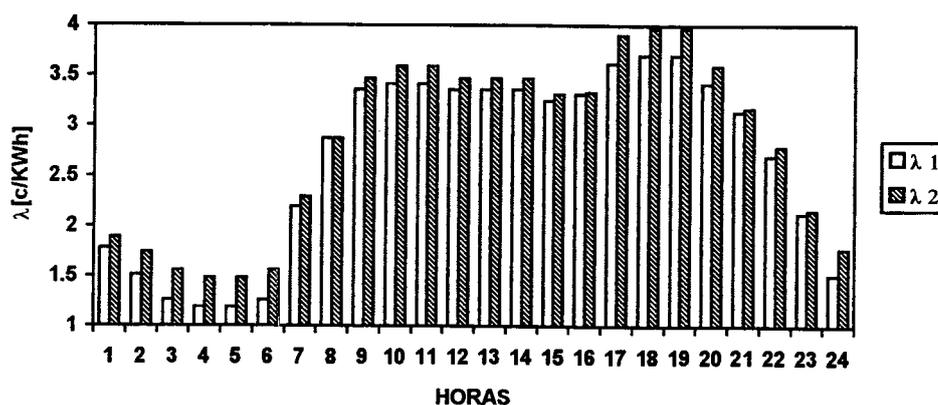


Figura 5.3 Custos $\lambda_1(t)$ e $\lambda_2(t)$ calculados via AGP

A variação média dos custos marginais (sem considerar “pontos válvula”) dos grupos de unidades com capacidades de 3x100, 4x155 e 3x197 MW é de 0,084%. Observa-se que os resultados obtidos através do AGP cumprem com uma boa aproximação a condição necessária de existência de um custo mínimo, qual seja, a da igualdade do custo marginal de todas as unidades geradoras.

Da mesma forma, a variação média dos custos marginais considerando “pontos válvula” dos grupos de unidades com capacidades de 3x100, 4x155 e 3x197 MW, é de 0,473%, que também pode ser aceite como satisfatório, dadas as dificuldades de solução do problema. Conclui-se, neste contexto, que os resultados obtidos através do AGP cumprem a condição necessária para a existência de custo mínimo, ao contrário do que acontecia no caso da aplicação do GAMS.

Com uma execução do AGP (por nível de demanda), foram alcançados os resultados apresentados na figura 5.3, enquanto que, com o GAMS, o problema foi executado várias vezes até atingir o menor valor da função custo. O tempo de CPU empregado pelo AGP no cálculo dos custos $\lambda_1(t)$ e $\lambda_2(t)$ foi, em média, 0.175 e 0.165 segundos, respectivamente. Estes tempos podem considerar-se semelhantes aos obtidos por cada execução do GAMS e, portanto, o AGP tem um ganho significativo do tempo de CPU com relação à aplicação do GAMS.

5.2.3 Desempenho do Algoritmo Genético Proposto

Pelo que se verifica dos resultados acima, a aplicação do Algoritmo Genético Proposto no cálculo dos custos marginais do combustível de sistemas de geração RTS-IEEE foi muito bem sucedida. Neste sentido, as heurísticas propostas, na seção 4.4, podem ser tomadas como eficientes.

Aqui, procura-se discutir, resumidamente, o desempenho do AGP, quando aplicado ao problema dos custos marginais no nível de demanda que corresponde às 21 horas. O Algoritmo Genético Proposto tem a vantagem de fornecer informações detalhadas, razão pela qual a preocupação é tão somente no que se refere às levadas a efeito na seção 4.4.

A Figura 5.4 ilustra a variação da capacidade especificada dos grupos de unidades de 3x100, 4x155 e 3x197 MW relativamente ao número do cromossomo (solução) de uma população. É importante enfatizar que o domínio de soluções é reduzido através do estabelecimento das capacidades máximas e mínimas das unidades. Esta redução foi calculada através de dois custos marginais supostos ou de referência, tal que a solução verdadeira possa encontrar-se nestes limites. Estes custos podem ser obtidos através de cálculos aproximados (neste trabalho, foram considerados, os resultados do GAMS), estatísticas e históricos das companhias concessionárias ou experiências do planejador.

Assim, por exemplo, na figura 5.4, é determinada a variação da geração do grupo de unidades de 3x100 MW e de 260 a 290 MW, levando em conta os custos marginais de referência de 3,15 e 3,35 [c/kWh]. Portanto, o domínio de soluções é reduzido consideravelmente, implicando uma diminuição do comprimento dos cromossomos.

Na figura 5.4, é ilustrada também a variação das capacidades específicas das unidades com relação ao número do cromossomo da melhor população (ex. população número 59). Observa-se um domínio de soluções reduzido, e a solução do problema (capacidade de operação das unidades a um custo total mínimo) se encontra no cromossomo número 49, ou seja, quando o grupo de unidades com capacidades máximas de 3x100, 4x155 e 3x197 MW operam com 277, 412 e 280 MW, respectivamente. O número da população e do cromossomo onde é atingida uma solução que corresponde ao custo mínimo varia para cada

nível de demanda. Assim, foi estabelecido, segundo os testes no sistema de geração RTS-IEEE, um número máximo de 90 cromossomos por população e de 90 populações de cromossomos.

Vale acrescentar que, quando uma ou mais unidades geradoras se encontram operando com sua capacidade plena ou limite máximo, estas não precisam ser consideradas como variáveis no processo de otimização, já que o custo marginal do sistema de geração é determinado através das unidades que estão gerando dentro dos limites de operação. Considerando inicialmente este aspecto como uma medida prática (i.e., não considerar as unidades operando com sua capacidade plena), o comprimento total dos cromossomos (permanece constante durante o processo de otimização) é reduzido consideravelmente nas horas de maior demanda.

As informações detalhadas da variação dos custos e capacidades das unidades geradoras, fornecidas pelo Algoritmo Genético Proposto (AGP), são de muita utilidade para a avaliação econômica, estudos de planejamento e operação do sistema de geração.

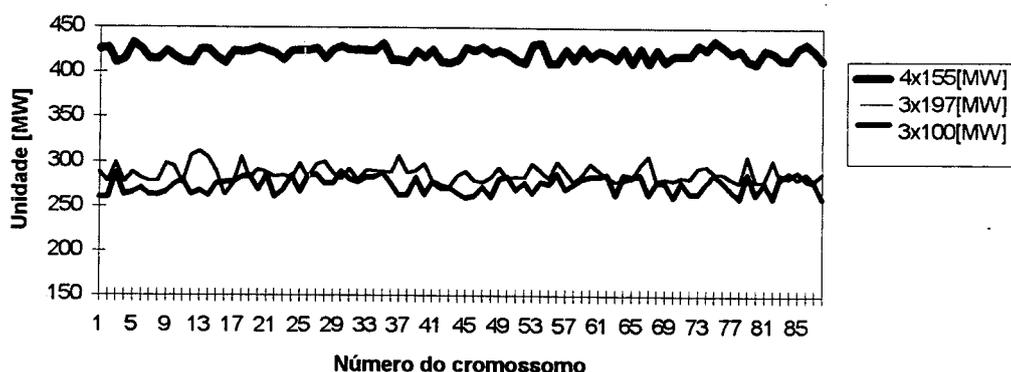


Figura 5.4 Variação da capacidade especificada vs. número do cromossomo

A figura 5.5 mostra a evolução do custo total com respeito às variações do despacho do grupo de unidades de 3x100 [MW]. Nota-se que o despacho de custo mínimo é atingido com uma geração de 279 [MW]. Percebe-se, também, que os custos para 262, 271 e 277 [MW] estão bem próximos do custo total mínimo.

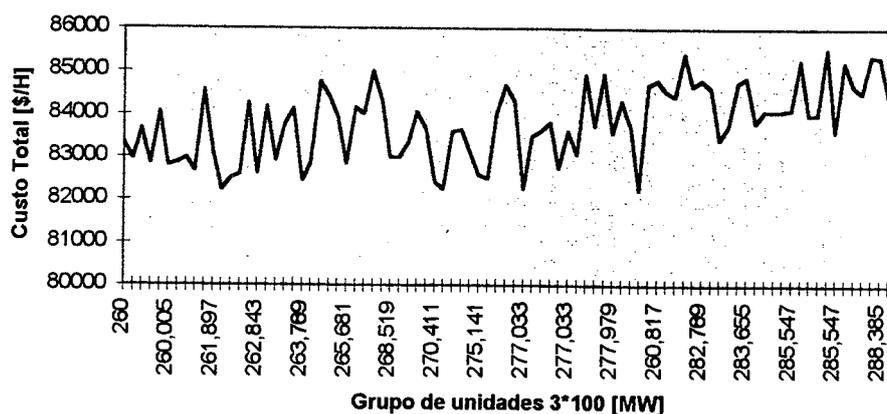


Figura 5.5 Variação do custo total vs. domínio viável especificado

No que se refere ao coeficiente de penalidade, especificado na equação 3.3.2, o mesmo terá um valor adequado de modo que permita considerar soluções ou cromossomos com um certo erro ou tolerância (proposto), ajudando assim a reprodução de melhores soluções. Na prática, uma grande penalização evitaria a reprodução de boas soluções ou levaria a soluções fora do domínio viável. Assumiu-se como 25 o coeficiente de penalidade, segundo testes (tentativa e erro) realizados no sistema de geração RTS-IEEE.

Problemas sem e com “pontos válvula” podem ser otimizados com boa aproximação a partir das considerações anteriormente comentadas. O AGP, aplicado ao sistema IEEE-RTS, foi bem sucedido nos problemas que consideram “pontos válvula”, obtendo melhores soluções que as obtidas pelo GAMS, superando com isso, as dificuldades de descontinuidade da derivada da função custo e a existência de vários pontos de ótimo, o que é típico dos métodos baseados em derivadas.

As características gerais do Algoritmo Genético Proposto aplicado a todas as variações da demanda horária, segundo testes realizados no sistema, são as seguintes:

Número de populações	90
Comprimento do cromossomo	30
Número de indivíduos por população	90
Probabilidade de cruzamento	1,0
Probabilidade de mutação	0,025

Coeficiente de penalidade

25,00

As heurísticas, propostas na seção 4.4, facilitam a aplicação dos Algoritmos Genéticos no cálculo dos custos $\lambda_2(t)$ e ajudam a otimizar problemas complexos e de grande porte de uma forma simples. Na verdade, ao se propor a diminuição do comprimento e população de cromossomos, facilitam-se os procedimentos, baseados em semelhança genética, e também permite-se a redução dos tempos de processamento (menores que os empregados pelo GAMS).

Dado que o AGP forneceu soluções boas e em tempo computacional reduzido, então optou-se por não introduzir mecanismos de conservação de informação genética (ex. reprodução com elitismo).

Comparando os resultados dos custos marginais $\lambda_1(t)$ (sem considerar os efeitos dos “pontos válvula”), apresentados nas tabelas 5.1 e 5.2, observa-se que os custos totais calculados via GAMS e AGP apresentam uma diferença de 0,16% ou 2.553,6 US\$. Nota-se ainda que as soluções para cada nível de demanda horária são muito próximas e até em alguns patamares são idênticas. Conclui-se que o problema (sem “pontos válvula”) pode ser solucionado pelo GAMS ou pelo AGP.

No caso do resultado dos custos marginais considerando-se os efeitos dos “pontos válvula”, a situação é relativamente diferente, conforme mostrado na figura 5.6 .

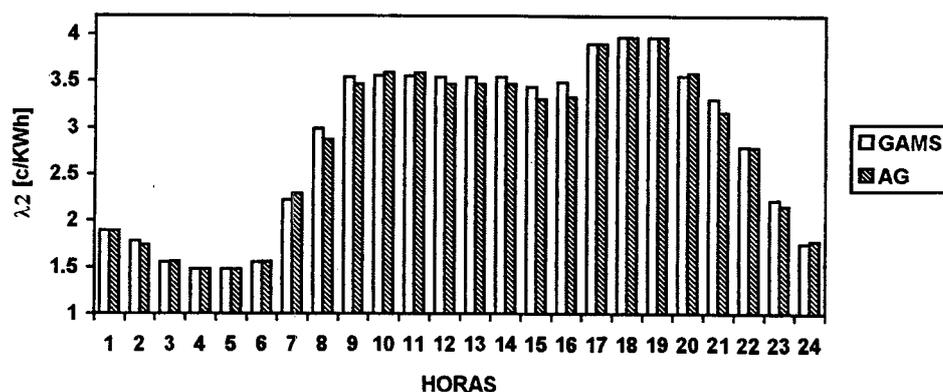


Figura 5.6 Comparação dos $\lambda_2(t)$ calculados via GAMS e AGP

Comparando os custos $\lambda_2(t)$, apresentados na figura 5.6 (que correspondem os resultados dos custos apresentados nas tabelas 5.1 e 5.2), percebe-se que os custos calculados via GAMS apresentam um incremento de 1,12% ou 19.987,85 US\$ com respeito aos calculados via AGP. Este resultado confirma que os $\lambda_2(t)$ calculados via GAMS não representam o custo mínimo. Os custos $\lambda_2(t)$, calculados via AGP apresentam melhores soluções e de grande contribuição em relação à avaliação dos preços em mercados de energia elétrica.

A diferença das soluções encontradas por estes dois procedimentos de cálculo é explicada pela importância da condição necessária para a existência de um custo marginal mínimo, ilustrado pela figura 5.2, o que não é cumprida pelo GAMS, enquanto que o AGP cumpre com uma boa aproximação.

Assim, dado que os resultados (custos) foram minimizados e dado que isto foi obtido em um tempo significativamente menor que no caso de GAMS, então, as soluções encontradas através do AGP podem ser consideradas como bem sucedidas.

5.3 Procedimento de escolha da função de resposta

Esta seção tem como principal objetivo definir a função matemática que melhor represente os efeitos das variações dos custos marginais (logo, dos preços) no mercado livre de energia, a qual seria fator determinante dos “Spot Prices”.

Aqui, para se definir a função matemática que poderia representar a variação dos custos marginais (calculados na anterior seção) com respeito à demanda ($\lambda_1(d)$ e $\lambda_2(d)$), utilizou-se uma análise de regressão (auxiliada pelo EXCEL 7.0). Desse modo, o valor do coeficiente de determinação, R^2 , facilitaria encontrar a curva de tendência de melhor ajuste.

A figura 5.7 mostra que a variação dos custos $\lambda_1(d)$ pode ser ajustada com uma boa precisão através da função linear. Na realidade, como não se considera o efeito dos “pontos válvula”, a variação do custo marginal em relação à demanda tem uma resposta linear.

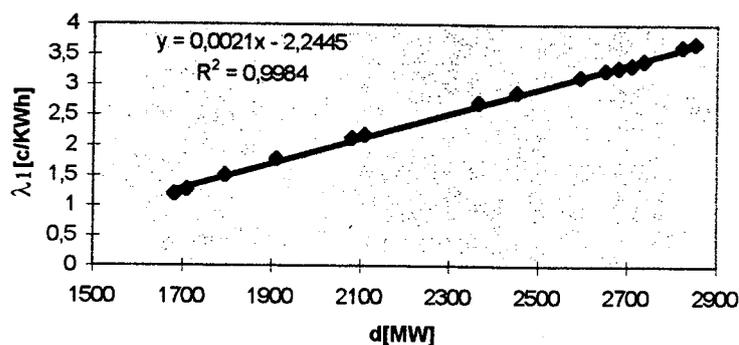


Figura 5.7 Variação de $\lambda_1(d)$ em relação à demanda

Por outro lado, a figura 5.8 mostra que a variação dos custos $\lambda_2(d)$ pode ser ajustada com uma boa precisão através de uma função potência. Neste caso, dados os efeitos dos “pontos válvula”, a variação do custo marginal em relação à demanda tem uma resposta não linear³.

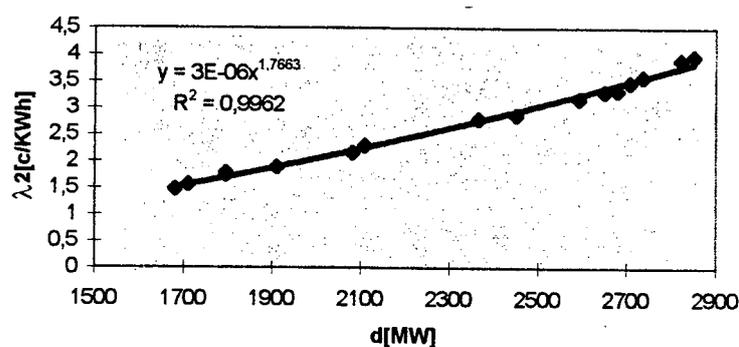


Figura 5.8 Variação de $\lambda_2(d)$ em relação à demanda

Comparando a variação dos custos $\lambda_1(d)$ e $\lambda_2(d)$ (nas figuras 5.7 e 5.8) pode-se perceber que a inclusão dos “pontos válvula” tem um efeito significativo no ajuste da linha de tendência feito pela análise de regressão.

³ Na prática, foi analisado qual a função matemática que melhor se ajustaria aos dados disponíveis. Assim, assumindo-se relações lineares, exponenciais, de potência e logarítmicas, a conclusão (pelo maior R^2) é que se define a curva de tendência de melhor ajuste para o sistema aplicado. Tendo em vista que o coeficiente R^2 , apresenta valores quase ideais, o que significa que os erros são desprezíveis, motivo pelo qual os mesmos não aparecem na função resposta.

A tabela 5.3 apresenta as funções de ajuste dos custos $\lambda_1(d)$ e $\lambda_2(d)$, segundo as quatro funções consideradas pela teoria dos “Spot Prices” na seção 2.4.3.

Tabela 5.3 Função matemática de ajuste de $\lambda_1(d)$ e $\lambda_2(d)$

FUNÇÃO AJUSTE DE $\lambda_1(d)$	R ²	FUNÇÃO AJUSTE DE $\lambda_2(d)$	R ²
$y = 0.0021x - 2.2445$	0.9984	$y = 3E-06 x^{1.7663}$	0.9962
$y = 4.592\text{Ln}(x) - 32.925$	0.9980	$y = 0.4054 e^{0.0008x}$	0.9950
$y = 3E-07 x^{2.451}$	0.9906	$y = 0.02x - 1.8944$	0.9906
$y = 0.28 e^{0.0009x}$	0.9788	$y = 4.3985\text{Ln}(x) - 31.259$	0.9808

Dado que os custos marginais do sistema de geração representam a parcela mais importante dos preços e aplicando-se a variação destes em relação à demanda, através de uma análise de regressão (como anteriormente explicado) pode-se determinar a função matemática que melhor se ajuste aos dados e, através desta (função), poderia assumir-se a representação da resposta da demanda em relação à variação dos preços do sistema, ou, em termos práticos, o quanto diminui a demanda de energia quando aumentam os preços.

Portanto, o procedimento de escolha da função de resposta inclui o cálculo apropriado dos custos marginais, incorporando características não lineares e “pontos válvula” na função custo, indisponibilidade forçada e programada das unidades, limites de capacidade máxima e mínima das unidades e da análise de regressão aplicada à variação dos custos. Na próxima seção encontram-se aplicadas cada uma das funções (avaliadas pelo procedimento) indicadas na tabela 5.3. Verifica-se, através dos “Spot Prices” horários calculados que o procedimento é válido e que a contribuição é muito importante para a aplicação de diferentes sistemas.

5.4 Variação horária dos “Spot Prices” do sistema de geração

A tabela 5.4 apresenta a variação horária dos preços ($\rho_1(t)$ e $\rho_2(t)$) - respectivamente, sem e com “pontos válvula”, os quais foram calculados conforme a seção 2.4. As especificações e considerações gerais destes preços, se encontram indicadas no Apêndice C.

Tabela 5.4 “Spot Prices” do sistema de geração

HORA	d(t) (%)	$\rho_1(t)$ [c/KWh]	$\rho_2(t)$ [c/KWh]	$\rho_1(t)$ [US\$]	$\rho_2(t)$ [US\$]
1	67	1,786	1,895	34.103,67	36.185,02
2	63	1,531	1,748	27.489,10	31.385,34
3	60	1,305	1,564	22.315,50	26.744,40
4	59	1,289	1,497	21.674,53	25.172,05
5	59	1,289	1,497	21.674,53	25.172,05
6	60	1,305	1,564	22.315,50	26.744,40
7	74	2,216	2,261	46.735,44	47.684,49
8	86	3,073	3,08	75.319,23	75.490,80
9	95	3,904	3,994	105.700,80	108.137,55
10	96	4,089	4,325	111.875,04	118.332,00
11	96	4,089	4,325	111.875,04	118.332,00
12	95	3,904	3,994	105.700,80	108.137,55
13	95	3,904	3,994	105.700,80	108.137,55
14	95	3,904	3,994	105.700,80	108.137,55
15	93	3,734	3,754	98.969,67	99.499,77
16	94	3,804	3,871	101.909,00	103.704,09
17	99	4,831	4,996	136.306,67	140.962,14
18	100	5,110	5,318	145.635,00	151.563,00
19	100	5,110	5,318	145.635,00	151.563,00
20	96	4,089	4,325	111.875,04	118.332,00
21	91	3,525	3,538	91.420,87	91.758,03
22	83	2,837	2,846	67.109,23	67.322,13
23	73	2,151	2,204	44.751,55	45.854,22
24	63	1,531	1,748	27.489,10	31.385,34
TOTAL	-----	74,31	77,65	1.889.282,10	1.965.736,49

Devido à incorporação do efeito dos “pontos válvula” percebe-se um aumento de $\rho_2(t)$ com relação à $\rho_1(t)$ de 4,4946% ou de 76.454,45 US\$. Portanto, a incorporação das características não lineares e “pontos válvula” na função custo é muito importante para a avaliação econômica do sistema.

Convém acrescentar que comparando o preço total $\rho_2(t)$, da tabela 5.4, e o custo total $\lambda_2(t)$, da tabela 5.2 (1.697.226,30 US\$), pode-se perceber um aumento de 14,43% ou de 268.510,19 US\$, pela incorporação dos custos da qualidade de suprimento e das variações da resposta da demanda. A diferença é maior nos horários de maior demanda, uma vez que nestes horários existe um maior número de estados críticos, representados pelos maiores custos de qualidade de suprimento do sistema de geração. De forma oposta, nos horários de menor demanda, observa-se uma aproximação dos preços com os custos, dado que somente são consideradas algumas saídas forçadas de unidades com menor capacidade.

A figura 5.9 ilustra graficamente uma comparação dos “Spot Prices” horários sem e com “pontos válvula”, $\rho_1(t)$ e $\rho_2(t)$, respectivamente. Nesta ilustração, pode-se perceber com maior clareza a diferença de preços existentes.

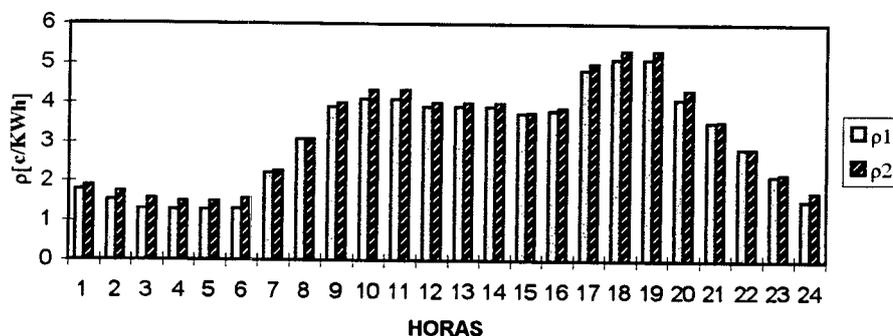


Figura 5.9 “Spot Prices” do sistema de geração

Vale lembrar que os preços $\rho_1(t)$ e $\rho_2(t)$ consideram como função resposta as funções linear e potência, respectivamente, determinadas, segundo a análise de ajuste das curvas, realizada na anterior seção.

Comparou-se a variação dos preços $\rho_1(t)$ e $\rho_2(t)$ da tabela 5.4, que correspondem ao dia com demanda de ponta de 2850 MW, com os cálculos realizados para aqueles dias que apresentaram demandas médias de 2451 MW e demandas leves de 2052 MW (testes aplicados para outros dias menos importantes que os apresentados neste trabalho). Detectou-se que os preços para estas demandas menores estão bem próximos aos custos marginais do sistema de geração.

5.4.1 Teste do procedimento de escolha da função de resposta

Nesta seção são calculados os “Spot Prices” horários, considerando as quatro funções que representam a resposta da demanda em relação à variação dos preços, conforme indicadas na seção 2.4.3.

A figura 5.10 apresenta a variação dos preços $\rho_2(t)$ (isto é, com os efeitos dos “pontos válvula”), segundo as funções potência, exponencial, linear e logarítmica.

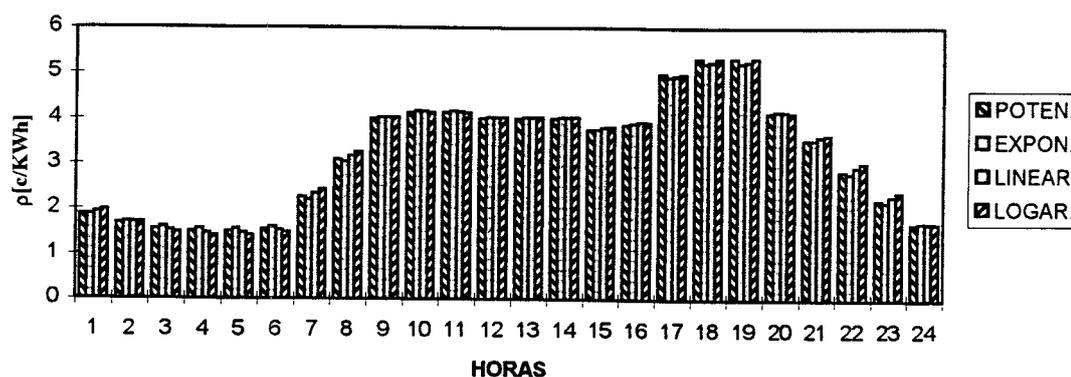


Figura 5.10 Variação dos $\rho_2(t)$ conforme as funções de resposta

Comparando os $\rho_2(t)$ obtidos, através da função potência, com os determinados mediante a função exponencial, linear e logarítmica, percebe-se um aumento no custo total destas últimas de 0,49%, 1,12% e 1,46% ou de 9.534,00 US\$, 21.792,00 US\$ e 28.018,00 US\$, respectivamente. Portanto, pode-se concluir que a escolha adequada da função de resposta é importante para a avaliação econômica do sistema num ambiente competitivo ou em um mercado livre de energia.

5.4.2 Variação do coeficiente $\beta(t)$ no sistema de geração

O detalhamento da relação entre os efeitos dos “pontos válvula” nos custos marginais do sistema e destes na formação dos coeficientes de elasticidade do mercado, em cada segmento horário, é outra possibilidade associada ao uso dos Algoritmos Genéticos no planejamento dos sistema elétricos. Neste contexto, dois conceitos devem ser incorporados: o coeficiente de elasticidade $\beta_1(t)$ aplicado ao ajuste do mercado, que é um parâmetro que quantifica a variação da demanda quando a capacidade de geração crítica é violada; e o coeficiente de elasticidade $\beta_2(t)$, aplicado a função de resposta, que é um parâmetro que mede a variação da demanda de energia através do “Spot Price” calculado.

A figura 5.11 apresenta a variação dos “Spot Prices” horários do sistema de geração RTS-IEEE, $\rho_2(t)$, considerando as variações do coeficiente, $\beta_1(t)$.

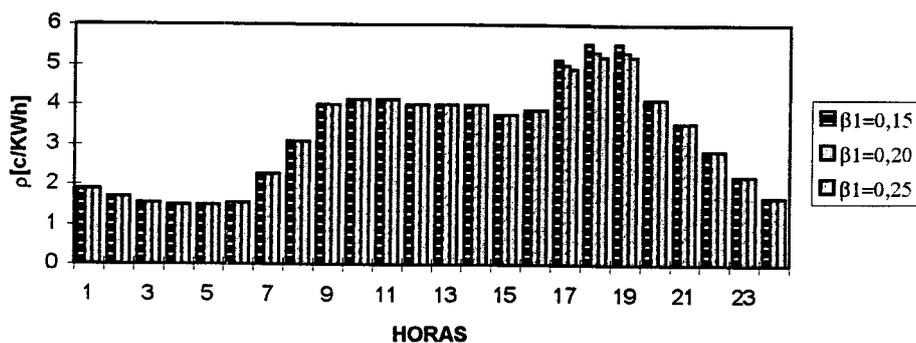


Figura 5.11 Variação dos $\rho_2(t)$ conforme $\beta_1(t)$

Se o coeficiente de elasticidade aplicado ao ajuste do mercado é elevado (ex. $\beta_1(t)=0,20$ ou 20%), então, pequenos aumentos nos preços (ou no custo marginal) provocam grandes reduções no consumo de eletricidade, ajustando mais rapidamente o mercado.

A figura 5.12 apresenta a variação dos “Spot Prices” horários, $\rho_2(t)$, considerando diferentes variações do coeficiente de elasticidade aplicado a função de resposta $\beta_2(t)$.

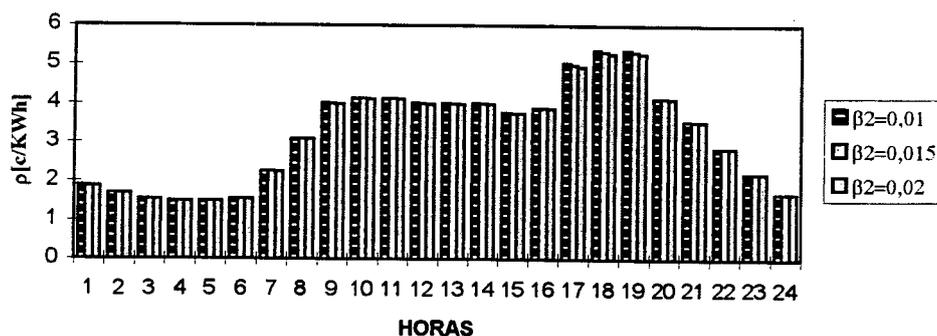


Figura 5.12 Variação dos $\rho_2(t)$ conforme $\beta_2(t)$

Como mencionado anteriormente, se a demanda de eletricidade é elástica ou o coeficiente de elasticidade aplicado a função de resposta é elevado (ex. $\beta_2(t)=0,015$ ou 1,5%), então, aumentos nos preços (ou no custo marginal) provocam reduções no consumo de eletricidade.

Ressalta-se, todavia, que os coeficientes $\beta_1(t)$ e $\beta_2(t)$, mostrados nesta seção, foram apenas aqueles que causaram variações mínimas no ajuste do mercado. Em uma situação, isto é, de política tarifária, uma eleição adequada destes depende de aspectos técnicos e de uma política de preços do mercado.

Nas tabelas C.5.1 e C.5.2 (Apêndice C), são encontrados diferentes valores dos coeficientes $\beta_1(t)$ e $\beta_2(t)$, dos quais foram selecionados os valores examinados com maior detalhe. Nas mesmas tabelas, podem também ser encontrados valores da capacidade de geração crítica, $g_{crit,\gamma}(t)$ e o custo marginal associado a esta, $\lambda_{crit}(t)$.

5.4.3 Variação do investimento para melhorar a confiabilidade

O custo penalidade do sistema de geração, expresso na equação 2,4,6, é determinado através da variação do $LOLP_\gamma(t)$ e do investimento necessário para melhorar esta probabilidade de risco ou reduzir o custo anual da usina de ponta.

A variação horária da $LOLP_\gamma$, ilustrada na tabela C.4.1 (Apêndice C), foi determinada para uma terça-feira do mês de dezembro (dia mais crítico) segundo o Método de Simulação Monte Carlo, desenvolvido em VILLARROEL (1991). A variação do investimento anual, considerado nesta seção, foi assumido de acordo com as sugestões práticas encontradas em BOHN et al. (1988). A variação do custo penalidade de referência é ilustrada na figura C.4.1.

A figura 5.13 ilustra a variação dos “Spot Prices” horários do sistema de geração RTS-IEEE considerando uma variação do custo anual da capacidade de geração, $A_{QS,\gamma}$, investidos na instalação de equipamentos para cumprir os requisitos de confiabilidade. Tais custos seriam de 55,5, 65,5 e 75,5 [US\$/kW/ano].

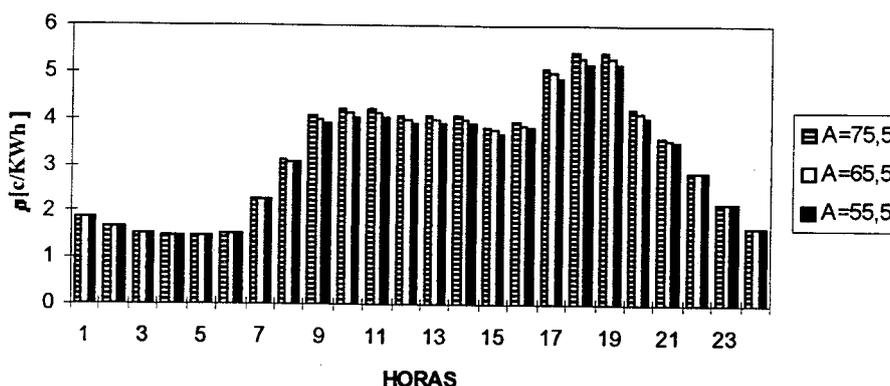


Figura 5.13 Variação dos $\rho_2(t)$ conforme o investimento $A_{QS,\gamma}$

A explicação dos efeitos em capacidade de geração é que a variação de $A_{QS,\gamma}$ modifica os “Spot Prices” horários do sistema de geração nas horas de maior demanda, tendo em vista que o sistema tem maior risco de não atender ao suprimento de energia. Na figura 5.13, supõe-se como referência, $A_{QS,\gamma} = 65,5$ [US\$/kW/ano] e observa-se que, quanto maior for o investimento, maior será o incremento de $\rho_2(t)$, resultado do maior esforço para manter a qualidade do suprimento de energia. Neste caso, o suprimento de energia poderá ter uma probabilidade de risco menor em decorrência de melhoras que seriam feitas no sistema de geração.

Se o investimento $A_{QS,\gamma}$ é menor, o que significa menores acréscimos de capacidades, $\rho_2(t)$ terá um decréscimo, e a qualidade de suprimento será menor, dado que a probabilidade de risco será maior, existindo, assim, possibilidade de surgirem problemas com o suprimento de energia.

Assim, um incremento do $A_{QS,\gamma}$ (supõe-se como referência 65,5 [US\$/kW/ano]), como indicado na figura 5.13, leva a um aumento no preço de 1,59% ou 31.045,62 US\$, enquanto uma redução no investimento resulta em uma diminuição no preço de 1,72% ou 32.959,68 US\$. Em situações reais, o valor apropriado do $A_{QS,\gamma}$ é estabelecido através de estudos de planejamento do sistema de geração e de uma política de preços.

5.4.4 Variação do número de simulações

O número de simulações (execuções do programa para determinar uma amostra de preços numa determinada hora) efetuadas é outro fator determinante na avaliação dos “Spot Prices” horários, através do modelo proposto.

Nesta seção, compara-se a variação dos “Spot Prices” horários ($\rho_2(t)$) com relação ao número de simulações. A figura 5.14 apresenta a variação dos preços $\rho_2(t)$, para 750 e 1000 simulações (determinados através de testes e valores da variância menores).

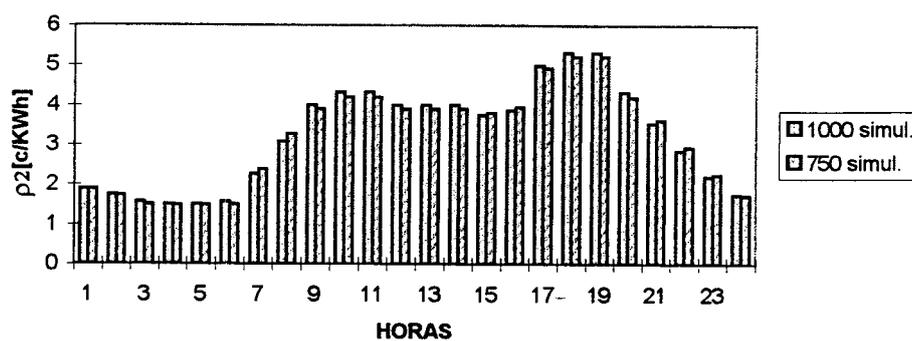


Figura 5.14 Variação dos $\rho_2(t)$ conforme o número de simulações

Comparando os $\rho_2(t)$, obtidos para as 750 e 1000 simulações, pode ser observado um aumento no custo total com o aumento do número de simulações de 0,74% ou de 13.534,02 US\$, bem como um pequeno incremento do tempo de execução do programa. Contrariamente a estes fatos, o valor da variância calculada para as 1000 simulações é menor que a obtida para 750 simulações. Num outro teste, foram calculados os $\rho_2(t)$ para mais de 1000 simulações, nas quais observaram-se valores bem próximos aos determinados com 1000 e uma demora na execução do programa.

Portanto, como o cálculo dos “Spot Prices” horários tem que ter uma boa precisão e uma rápida execução, assume-se como 1000, o número de simulações para cada um dos 24 níveis de carga. Todos os resultados foram obtidos com elevado grau de precisão em um PC-486-DX4. O modelo foi programado na linguagem Fortran 5.1 e o tempo de CPU para o patamar com maior e menor demanda foi de 53 e 48 segundos, respectivamente.

5.5 Variação espacial dos “Spot Prices” horários

Uma variável importante para o controle da demanda em um mercado de energia do tipo “Spot Price” consiste na avaliação dos reflexos dos custos e dos efeitos eletroenergéticos da interligação das usinas aos centros de carga. Aqui, isto será efetuado, considerando o sistema de transmissão, visto de forma isolada e o sistema composto, que leva em conta o acoplamento dos sistemas de geração e transmissão. Os procedimentos de cálculo, seguiram a seqüência de passos indicados pelo algoritmo geral do modelo proposto, ilustrado na seção 4.2.

O custo relativo às perdas das linhas transmissão foi calculado seguindo o que é descrito na seção 2.5.1. Por outro lado, o custo associado à qualidade de suprimento do sistema de transmissão foi determinado através do custo penalidade de transmissão (avaliado segundo a $LOLP_n(t)$) e do multiplicador de ajuste das sobrecargas (avaliado segundo o redespacho).

Além disso, na avaliação dos preços ($\rho_2(t)$), é introduzido o custo associado à qualidade do suprimento do sistema composto, fato inédito na determinação dos “Spot Prices”.

Os custos são avaliados através da variação da $LOLP_\xi(t)$ e do investimento para reduzir a probabilidade de risco. As considerações gerais acerca custos também estão definidos no Apêndice C.

A figura 5.15 apresenta a variação espacial dos “Spot Prices” para a demanda no horário de ponta que acontece entre as 18:00 e 19:00 horas. Foram incorporados aos preços, $\rho_2(t)$, mostrados na tabela 5.4, os custos do sistema de transmissão e do sistema composto. Nestas circunstâncias pode-se observar, com maior clareza, a diferença de preços existentes em cada barra ou ponto de consumo.

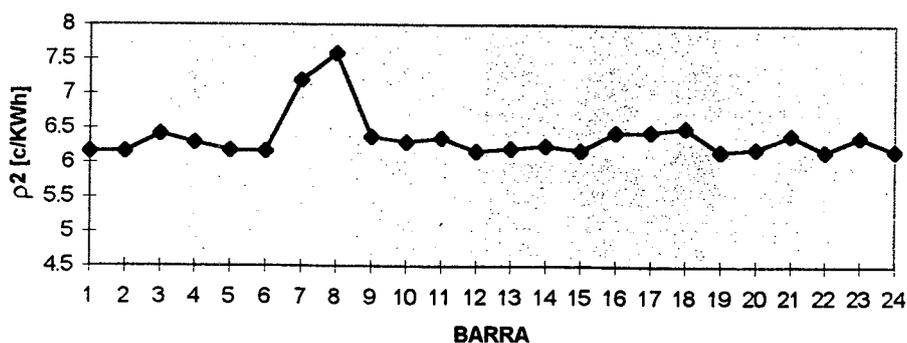


Figura 5.15 Variação espacial de $\rho_2(t)$ para a demanda de ponta

A diferença dos preços, observados na figura 5.15, é causada, principalmente, pelo custo associado às sobrecargas das linhas de transmissão. Convém ressaltar que nas barras 7 e 8 estão determinados os maiores custos³. Estes custos encontram-se definidos na equação 4.7.9 e são assumidos, nesta seção, como o multiplicador de ajuste das sobrecargas ($\mu_{QS,\eta,i}(t)$). Considera-se, ainda, o componente relativo às perdas de transmissão, que também contribui na variação espacial dos preços $\rho_2(t)$ e depende, principalmente, do fluxo de potência nas linhas e dos crescimentos de demanda.

Na figura 5.16 ilustra-se uma comparação da variação dos “Spot Prices” horários das barras 1, 8 e 18. Observa-se que de acordo com a figura 5.15, os preços, nestas barras, representam variações mínimas, máximas e médias do preço $\rho_2(t)$, respectivamente.

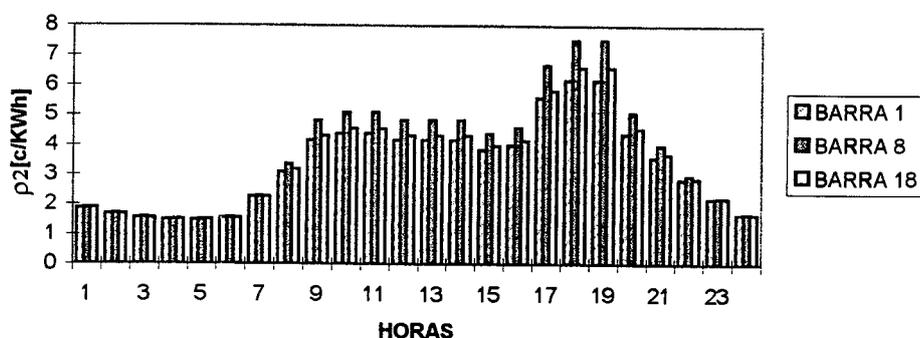


Figura 5.16 Variação horária dos $\rho_2(t)$ nas barras 1, 8 e 18

³ A seção 4.7 explica o algoritmo de redespatch utilizado para eliminar as sobrecargas e determinar os custos marginais das linhas sobrecarregadas $\pi_i^b(t)$.

Analisando-se a figura 5.16 verifica-se, especialmente, a variação total dos “Spot Prices” horários da barra 1 com respeito às barras 8 e 18 de 11,73% e 3,36%, o que significaria um aumento de 13.428,94 US\$ e 9.359,99 US\$, considerando-se as demandas destes pontos de consumo. Esta diferença é produzida, sobretudo, pelas sobrecargas das linhas e efeitos no custo da qualidade de suprimento do sistema de transmissão nas horas de maior demanda. Destaque-se, porém, para os consumos maiores que 83% da demanda de ponta existe uma diferença dos preços, enquanto para demandas inferiores a este consumo (83%), os $\rho_2(t)$ se diferenciam pelo custo das perdas do sistema de transmissão.

A tabela 5.5 apresenta a variação horária dos preços da barra 18, do sistema RTS-IEEE, sem e com “pontos válvula”, $\rho_1(t)$ e $\rho_2(t)$, respectivamente. Convém ressaltar que a demanda da barra 18, segundo a tabela C.1.3 (Apêndice C), é considerada como sendo a maior do sistema e representa 11,1% da demanda de ponta ou 333 MW.

Tabela 5.5 “Spot Prices” da barra 18

HORA	d(t) (%)	$\rho_1(t)$ [c/KWh]	$\rho_2(t)$ [c/KWh]	$\rho_1(t)$ [US\$]	$\rho_2(t)$ [US\$]
1	67	1,809	1,904	4.036,06	4.248,81
2	63	1,695	1,765	3.555,94	3.702,79
3	60	1,505	1,585	3.006,99	3.166,83
4	59	1,390	1,519	2.730,93	2.984,37
5	59	1,390	1,519	2.730,93	2.984,37
6	60	1,405	1,585	2.807,19	3.166,83
7	74	2,255	2,287	5.556,77	5.635,62
8	86	3,291	3,363	9.424,76	9.630,95
9	95	4,609	4,826	14.580,57	15.267,05
10	96	4,734	5,093	15.133,65	16.281,30
11	96	4,734	5,093	15.133,65	16.281,30
12	95	4,609	4,826	14.580,57	15.267,05
13	95	4,609	4,826	14.580,57	15.267,05
14	95	4,609	4,826	14.580,57	15.267,05
15	93	4,210	4,374	13.037,94	13.545,84
16	94	4,383	4,590	13.719,66	14.367,61
17	99	6,561	6,686	21.629,64	22.041,73
18	100	7,166	7,519	23.862,78	25.038,27
19	100	7,166	7,519	23.862,78	25.038,27
20	96	4,734	5,093	15.133,65	16.281,30
21	91	3,902	3,993	11.824,23	12.099,98
22	83	2,909	2,982	8.040,18	8.241,94
23	73	2,202	2,319	5.352,84	5.637,25
24	63	1,695	1,765	3.555,94	3.702,79
TOTAL	-----	87,572	91,857	262.458,84	275.145,64

Devido à inclusão do efeito dos “pontos válvula”, percebe-se um aumento total de 4,89% ou de 12.686,80 US\$ em $\rho_2(t)$ com relação a $\rho_1(t)$ na barra 18. Se este procedimento é aplicado a todas as barras de carga ou demanda, então esta variação seria de 5,12% ou de 109.640,78 US\$. Portanto, a incorporação das características não lineares e “pontos válvula” na função custo é muito importante para a avaliação econômica do sistema.

Comparando os $\rho_2(t)$ totais do sistema e os custos $\lambda_2(t)$ da tabela 5.2 (1.697.226,30 US\$), verifica-se uma diferença de 38,74% ou de 657.623,77 US\$, devido à incorporação dos custos associados à qualidade de suprimento dos sistemas de geração, transmissão e composto, das perdas nas linhas e da resposta da demanda em relação à variação dos preços. A diferença é maior nos horários de maior demanda, porque existe um maior número de estados críticos, o que interfere nos custos da qualidade de suprimento do sistema elétrico. Nos horários de menor demanda, observa-se uma aproximação dos preços com os custos, já que são consideradas as perdas de transmissão e saídas forçadas de algumas unidades com menor capacidade e a variação da função de resposta.

A figura 5.17 ilustra uma comparação entre os “Spot Prices” horários sem e com “pontos válvula”, respectivamente, $\rho_1(t)$ e $\rho_2(t)$, da barra 18. Nesta figura, observa-se com maior clareza a diferença de preços existentes.

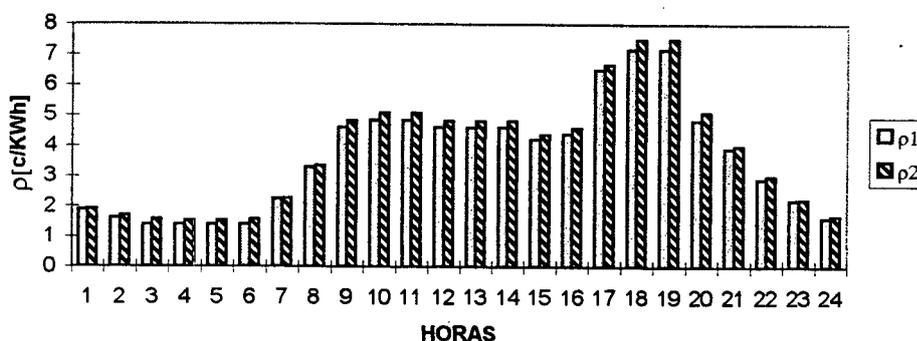


Figura 5.17 Variação dos preços $\rho_1(t)$ e $\rho_2(t)$ na barra 18

5.5.1 Variação do custo penalidade do sistema de transmissão

Conforme já mencionado na seção 2.5.1, o custo penalidade do sistema de transmissão é determinado através da variação da $LOLP_{\eta}(t)$ e do investimento para reduzir a probabilidade de risco.

A variação horária da $LOLP_{\eta}$, ilustrada na tabela C.4.1 (Apêndice C), também foi definida para uma terça-feira do mês de dezembro (dia mais crítico), segundo o Método de Simulação Monte Carlo desenvolvido em VILLARROEL (1991). Por outro lado, a variação do investimento anual foi definida conforme as sugestões práticas encontradas em BOHN et al. (1988).

A figura 5.18 apresenta a variação espacial dos “Spot Prices”, sem e com os custos da penalidade de transmissão ($\rho_2\eta(t)$ e $\rho_2(t)$). O valor de 15,00 [US\$/kW/ano] foi tomado como investimento anual representativo da rede, $A_{Q_{S\eta}}$, necessário para melhorar a confiabilidade do sistema de transmissão.

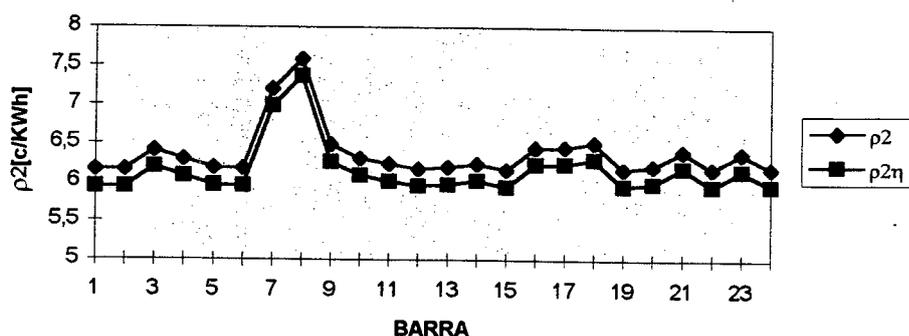


Figura 5.18 Variação de $\rho_2(t)$ sem e com custo penalidade

Devido à inclusão dos custos penalidade do sistema de transmissão, constata-se um aumento total de 3,28% ou 15.490,11 US\$ de $\rho_2(t)$ com respeito a $\rho_2\eta(t)$, para o horário de ponta, o qual acontece entre as 18:00 e 19:00 horas. O custo penalidade é maior nos horários de maior demanda e para os horários de menor demanda apresenta valores próximos a zero. Segundo a tabela C.4.1, observa-se que a partir do nível que representa o 94% da demanda

de ponta as implicações deste efeito são muito importantes (dado que aumentam os estados críticos do sistema).

É importante acrescentar que os custos penalidade do sistema de transmissão foram calculados de uma forma detalhada, dado que, no cálculo da confiabilidade, consideraram falhas simples e de modo comum. Também aplicou-se uma variação do investimento anual da rede para a melhoria da confiabilidade. A consideração destes aspectos é refletida nos preços $\rho_2(t)$ e é muito importante para a avaliação econômica do sistema como um todo.

5.5.2 Avaliação do $\mu_{QS,\eta,i}(t)$ através da função de resposta e do redespacho

Os “Spot Prices”, ilustrados na figura 5.15, assumem como multiplicador de ajuste das sobrecargas, $\mu_{QS,\eta,i}(t)$, o custo marginal das linhas sobrecarregadas, $\pi_i^b(t)$, calculado pelo redespacho das unidades geradoras (como descrito na seção 4.7.2). Sabe-se, todavia, que o multiplicador $\mu_{QS,\eta,i}(t)$ pode também ser calculado através da função de resposta (como descrito na seção 4.7).

Esta seção tem como objetivo principal apresentar as principais diferenças de cálculo do multiplicador de ajuste da sobrecarga quando se utiliza a função de resposta ou o redespacho das unidades geradoras.

Toda vez que existe uma violação da capacidade máxima de uma linha de transmissão i , o multiplicador $\mu_{QS,\eta,i}(t)$ (avaliado através da função de resposta) é calculado de forma análoga ao ajuste do mercado⁴. Segundo mostrado na equação 2.5.10, o $\mu_{QS,\eta,i}(t)$, multiplicado pelo fator de distribuição da transferência de potência (H_{ik}), aumenta os preços $\rho_2(t)$ dos consumidores k , até eliminar a sobrecarga. Para os consumidores que se encontram eletricamente distantes da linha sobrecarregada, a variação dos preços é menor, ao contrário do que acontece para consumidores que se encontram perto da linha violada.

⁴ O multiplicador de ajuste das sobrecargas avaliado, através da função de resposta, encontra-se definido na equação 4.7.2 (ex. função de resposta linear).

Convém enfatizar que, para uma aplicação mais correta do multiplicador, no modelo proposto, assumiu-se que o custo crítico da linha de transmissão i , $\eta_{crit,i}$, pode ser considerado como o custo marginal da linha sobrecarregada i , $\pi_i^b(t)$, calculado pelo redespacho (podendo também ser definido através de experiências) e o coeficiente de elasticidade do multiplicador, $\beta_3(t)$, como um valor que determina variações mínimas no ajuste do mercado.

A figura 5.19 ilustra uma comparação das variações espaciais do preço $\rho_2(t)$, aplicando como procedimento de cálculo do multiplicador de ajuste das sobrecargas o redespacho das unidades geradoras e a função de resposta, conforme anteriormente comentado.

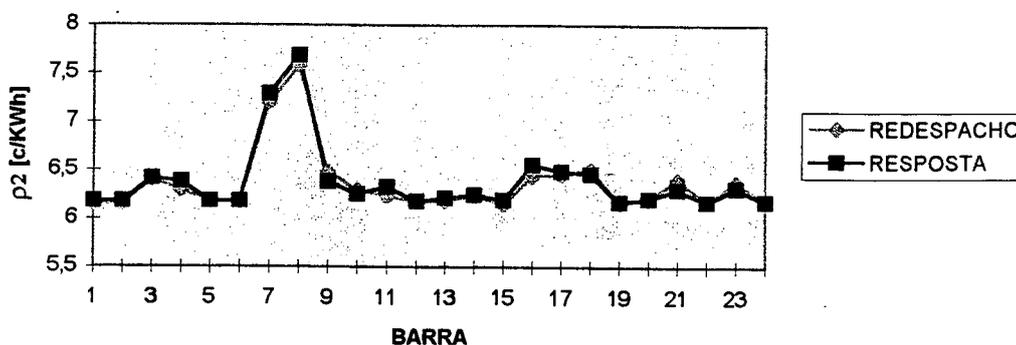


Figura 5.19 Variação de $\rho_2(t)$ através da função de resposta e do redespacho

Observa-se que existe uma pequena variação nos preços totais (0,11%) quando são aplicadas as duas técnicas na avaliação do multiplicador (redespacho e função de resposta). Esta pequena diferença de preços é devida, principalmente, aos efeitos associados a $\eta_{crit,i}(t) = \pi_i^b(t)$ e $\beta_3(t)$ que determinam variações mínimas no ajuste do mercado. Foram também testados diferentes variações dos custos $\eta_{crit,i}$, e estes foram ajustados segundo o coeficiente $\beta_3(t)$ até convergir aproximadamente aos preços $\rho_2(t)$, ilustrados na figura 5.17. A tabela C.5.3 (Apêndice C) apresenta os valores dos parâmetros da função de resposta baseados nos resultados determinados pelo redespacho.

Portanto, o multiplicador $\mu_{QS,\eta,i}(t)$ poderia ser avaliado por qualquer das duas técnicas (redespacho e função de resposta) e suas diferenças principais são indicadas a seguir:

i) o procedimento de cálculo usando a função de resposta é muito mais simples que o empregado pelo redespacho, dado que este (redespacho), geralmente, envolve procedimentos de otimização complexos, em razão da existência de muitas variáveis e restrições a serem consideradas;

ii) a aplicação da função de resposta facilita a incorporação de políticas de incentivos ou regulamentação do mercado; e

iii) as aplicações para acelerar o processo de convergência do redespacho (ex. divisão da matriz básica explicado na seção 4.7.2) nem sempre são melhores que o tempo de CPU empregado pela aplicação da função resposta para eliminar as sobrecargas.

Conclui-se que, para avaliar o multiplicador de ajuste das sobrecargas, é mais vantajoso aplicar a função resposta, sempre que se disponha de dados suficientes (históricos e estatísticas) e conhecimento (experiência do planejador) dos custos críticos das linhas ($\eta_{crit,i}$) e do coeficiente de elasticidade do multiplicador ($\beta_3(t)$).

É importante enfatizar que o procedimento de avaliação do multiplicador $\mu_{QS,\eta,i}(t)$, empregado nesta seção (incorpora e ajusta parâmetros da função de resposta segundo resultados do redespacho), representa uma sugestão para outros tipos de modelos que avaliam os “Spot Prices”.

5.5.3 Teste das funções de resposta que avaliam o $\mu_{QS,\eta,i}(t)$

Nesta seção, é avaliado o multiplicador $\mu_{QS,\eta,i}(t)$ considerando diferentes funções que representam a resposta da demanda em relação à variação de preços. A tabela C.5.3 (Apêndice C) apresenta os valores dos coeficientes $\beta_3(t)$ e custos $\eta_{crit,i}$, utilizados para as diferentes funções de resposta. Estes parâmetros foram ajustados segundo o redespacho das unidades.

A figura 5.20 ilustra a variação dos “Spot Prices” horários $\rho_2(t)$ do consumidor situado na barra 8 (maior preço), aplicando no procedimento de cálculo do multiplicador de ajuste das sobrecargas as funções potencial e logarítmica (melhor e pior função de resposta). Observa-se que o custo total, calculado através da função logarítmica, é maior que no caso da

função potência em 0,72% ou 824,28 US\$. Se este procedimento é feito para todas as barras de carga ou demanda, então, o aumento será de 0,69% ou 11.954,32 US\$.

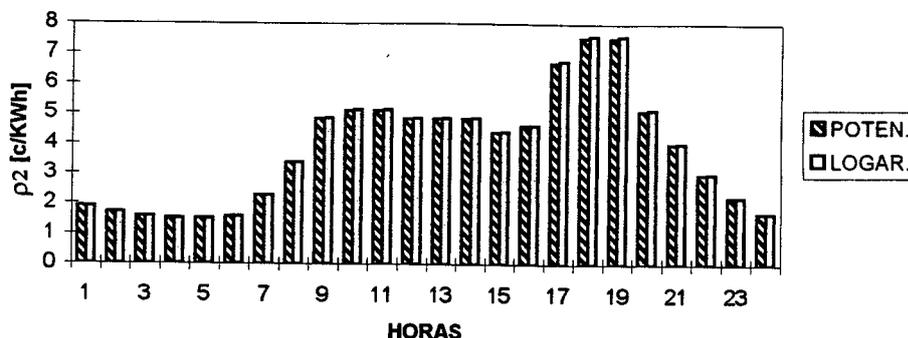


Figura 5.20 Variação de $\rho_2(t)$ com diferentes funções de resposta

Por outro lado, comparando-se a variação no preço total (barra 8), dada mediante as funções exponencial e linear com relação à função potência, obtém-se um aumento de 0,26% e 0,32% (297,65 US\$ e 366,3478 US\$). Se este procedimento é feito para todas as barras de carga ou demanda, então, o aumento será de 0,24% e 0,31% (3.996,54 US\$ e 4.932,89 US\$).

Desse modo, conclui-se que o procedimento de escolha adequada da função de resposta (definido na seção 5.2 como a função potência) pode ser estendido para a aplicação mais correta do multiplicador, dado que é importante para a avaliação econômica do sistema.

5.5.4 Custo da qualidade de suprimento do sistema composto

O custo associado à qualidade de suprimento do sistema composto (geração e transmissão), expresso na equação 4.6.11, é determinado através da variação da $LOLP_{\xi}(t)$ e do investimento necessário para melhorar esta probabilidade de risco ou reduzir o custo anual do sistema composto.

Os investimentos nos sistemas de geração e transmissão para melhorar a confiabilidade composta também estão baseados ($A_{QS_{\gamma\xi}} = 20,5$ [US\$/kW/ano] e $A_{QS_{\eta\xi}} = 10,0$

[US\$/kW/ano]), nas sugestões práticas aplicadas aos sistemas de geração e transmissão encontrados em BOHN et al. (1988).

A figura 5.21 apresenta a variação espacial dos “Spot Prices” sem e com os custos da qualidade do sistema composto ξ_{QS} ($\rho_2\xi(t)$ e $\rho_2(t)$).

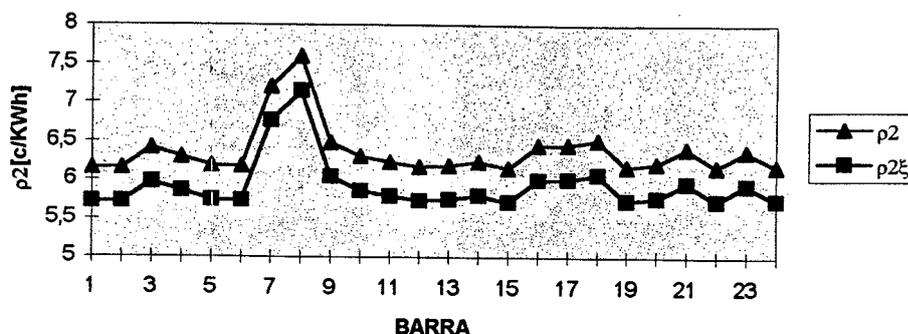


Figura 5.21 Variação espacial de $\rho_2(t)$ sem e com ξ_{QS}

Devido à inclusão dos custos da qualidade de suprimento do sistema composto, ξ_{QS} , observa-se um aumento total do preço ρ_2 com respeito a $\rho_2\xi$ de 6,96% ou de 30.284,02 US\$ para a demanda de ponta que acontece no horário entre as 18:00 e 19:00 horas. O custo ξ_{QS} é maior nos horários de maior demanda (dado que aumentam os estados críticos).

Conclui-se que a consideração do custo ξ_{QS} é importante para a avaliação econômica do sistema RTS-IEEE e deve ser aplicado para todos os sistemas que apresentem efeitos compostos consideráveis ou um alto grau de acoplamento entre os sistemas de geração e transmissão.

5.5.5 Parcelas dos “Spot Prices” por sistemas

A Tabela 5.6 apresenta os valores das parcelas dos “Spot Prices” horários que correspondem aos sistemas de geração, transmissão e composto da barra 18 e ao horário de

ponta que acontece entre as 18:00 e 19:00 horas. Os valores apresentados pela tabela são relativos já que podem mudar de acordo com o horário e o ponto de consumo de energia⁵.

Tabela 5.6 Parcelas dos “Spot Prices” horários por sistemas

PREÇO	GERAÇÃO [%]		TRANSMISSÃO [%]		COMPOSTO [%]
	$\lambda(t)$	$\gamma_{QS}(t)$	$\eta_{QS,18}(t)$	$\eta_{L,18}(t)$	$\xi_{QS}(t)$
$\rho_1(t)$	56,12	20,83	10,59	1,38	11,08
$\rho_2(t)$	56,18	19,32	11,2	1,68	11,62

A maior parcela dos “Spot Prices” horários do sistema RTS-IEEE, segundo mostrado na tabela 5.6, corresponde aos custos marginais do sistema de geração, $\lambda(t)$.

A parcela que corresponde aos custos do programa de manutenção das unidades geradoras não existe para o mês de estudo, dado que não foi programada manutenção de nenhuma unidade. Segundo o programa apresentado pela tabela C.2.1 (Apêndice C) para os outros meses, aplicou-se este custo e foi observado que sua inclusão é importante para a avaliação econômica do sistema.

A parcela dos preços do sistema de transmissão indicada na tabela 5.6 representa um valor muito importante na avaliação econômica do sistema RTS-IEEE. Verifica-se, através da equação 2.5.4, que os custos das perdas dependem da parcela de geração comentada acima. A variação dos preços nos diferentes pontos de consumo, avaliados através do multiplicador $\mu_{QS,\eta,i}(t)$, representa o componente principal desta parcela, o que torna a escolha adequada da função resposta importante e sua aplicação é sugerida pela simplicidade e rapidez na eliminação (solução) das sobrecargas nas linhas.

A parcela dos preços do sistema composto, indicada na tabela 5.6, está relacionada com a probabilidade de risco do sistema composto e representa um valor muito importante na avaliação econômica do sistema RTS-IEEE. A seção 4.6.3 avalia este efeito através do custo

⁵ Os diferentes parâmetros e índices de confiabilidade, utilizados nestas parcelas, se encontram determinados segundo aos valores sugeridos em BOHN et al. (1988) e VILLARROEL (1991).

da qualidade do sistema composto. Portanto, conclui-se que estes custos têm que ser incorporados aos sistemas que apresentem valores representativos da confiabilidade composta⁶.

Por último, os “Spot Prices” horários do sistema RTS-IEEE, calculados de forma global e por barra, assim como os valores por parcelas ilustrados pela tabela 5.6, se encontram dentro das variações de preços determinados por outras metodologias e especificações gerais de diversos sistemas, indicadas em BAUGHMAN e LEE (1992), BOHN et al. (1988) e EMCO (1996).

5.6 Conclusões

Este capítulo apresentou os principais resultados do modelo proposto de cálculo dos “Spot Prices” horários da eletricidade. Foram calculados os custos marginais do sistema de geração, através do GAMS, e detectaram-se problemas de descontinuidade da derivada da função custo e a existência de vários pontos de ótimos locais em razão das características não lineares e “pontos válvula”. Estas dificuldades foram eliminadas ao aplicar o Algoritmo Genético Proposto. Além disso, os custos marginais do sistema de geração foram calculados de uma forma mais exata e rápida.

Aplicou-se ainda a variação dos custos em relação à demanda, uma análise de regressão, segundo as quatro funções de resposta, e assumiu-se a função escolhida como aquela que apresentou o melhor coeficiente de determinação. Verificou-se, também, que a incorporação das características não lineares e “pontos válvula” na função custo modificam a escolha da função de resposta.

Foi determinado, ainda, através da função de resposta, o custo associado às sobrecargas (escolhida também mediante a análise de regressão). Na prática, foram ajustados os parâmetros da função de resposta de acordo com os custos calculados pelo redespacho. Compararam-se estas técnicas (função de resposta e redespacho) e concluiu-se que a função

⁶ Segundo a tabela C.4.1 (Apêndice C), pode-se verificar que a consideração deste efeito, no sistema aplicado, é muito importante.

de resposta é mais fácil de aplicar e que a convergência da solução ocorre de forma mais rápida.

Além disso, o efeito das falhas compostas foi aplicado através do custo da qualidade de suprimento do sistema composto e verificou-se que é importante considerá-lo em sistemas, que apresentem valores representativos deste efeito.

Por último, a avaliação dos “Spot Prices” horários mediante o modelo proposto considerou os custos descritos anteriormente. Por outro lado, quando for implementado no modelo um conjunto apropriado de transações concessionário/usuário, produtores independentes, intercâmbio entre concessionários e contratos bilaterais, poderão também ser considerados os custos de penalidades contratuais, à economia (atividades perdidas), de incremento da capacidade de intercâmbio etc.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

6.1 Conclusões

Esta tese apresentou um modelo matemático e computacional, baseado em Algoritmos Genéticos e no Método de Simulação Monte Carlo, o qual contribui com o aperfeiçoamento do cálculo dos “Spot Prices” horários da eletricidade na medida em que permite a incorporação das características não lineares e “pontos válvula” na função custo das unidades geradoras. Neste sentido, observou-se, inicialmente, um aumento importante dos custos marginais do sistema de geração que consideram “pontos válvula” em relação aos que não os consideram. Verificou-se, também, como outra importante contribuição, que as dificuldades inerentes à descontinuidade da derivada da função custo e a existência de vários pontos de ótimos locais (quando se usa o GAMS) podem ser superadas satisfatoriamente através do Algoritmo Genético Proposto (AGP).

Por outro lado, os custos marginais do sistema de geração, calculados apropriadamente mediante o AGP, tiveram implicações na escolha adequada da função de resposta e na eliminação das sobrecargas através desta função, dado que se observou um incremento importante dos “Spot Prices” (globais e por barra) que consideraram “pontos válvula”, relativamente aos que não os consideraram. Portanto, conclui-se, de uma forma geral, que a incorporação das características não lineares e “pontos válvula” na função custo das unidades geradoras representam um fator determinante na melhor avaliação dos “Spot Prices” horários.

Além dessas contribuições outros resultados merecem ser destacados:

◆ a otimização da função custo das unidades geradoras através de métodos matemáticos, baseados em derivadas, têm obstáculos significativos em convergir (ex. GAMS) e aqueles baseados em técnicas recursivas (ex. Programação Dinâmica) têm um elevado tempo de CPU. Além disso, as dificuldades, associadas à otimização global tornam ainda mais difícil a aplicação destes métodos. A opção, aqui, consistiu em aplicar, satisfatoriamente, o Algoritmo Genético Proposto (AGP) para contornar as dificuldades apresentadas e, ao mesmo tempo, atender a condição necessária para a existência de um custo marginal mínimo;

◆ o Algoritmo Genético Proposto (AGP) contribuiu também para a melhora dos tempos de execução do programa (CPU) e para a convergência da solução dos custos marginais do sistema de geração. A incorporação dos critérios práticos (redução do domínio de soluções viável através de cálculos aproximados, estatísticas, históricos ou experiências) e de características gerais dos custos (unidades operando com capacidades máximas ou mínimas não precisam ser consideradas no processo de otimização) reduziu o comprimento e o número de populações dos cromossomos e, o que foi decisivo para tornar o AGP mais rápido e mais fácil de ser implantado em sistemas com funções custo mais complexas e de grande porte. Do mesmo modo, as informações detalhadas apresentadas podem ser de muita utilidade em estudos de planejamento e operação do sistema;

◆ foi desenvolvido um procedimento de escolha da função de resposta mais adequada, através do cálculo apropriado do custo marginal do sistema de geração e da função matemática que apresente um melhor ajuste ou maior coeficiente de determinação na relação da variação dos custos marginais em relação à demanda. A diferença dos “Spot Prices” calculados, incorporando a função de resposta escolhida em relação as outras funções foi considerável. Portanto, conclui-se que este procedimento é um fator determinante na avaliação mais exata dos “Spot Prices” horários;

◆ o custo associado à qualidade de suprimento do sistema composto mostrou-se importante para a avaliação econômica de sistemas que apresentem valores de confiabilidade (do sistema composto) representativos ou um alto grau de acoplamento entre os sistemas de geração e transmissão. Esta consideração (inédita) foi feita de forma análoga aos procedimentos para determinação dos custos penalidade dos sistemas de geração e

transmissão. Os “Spot Prices” horários foram aumentados por causa deste efeito nas horas de maior demanda, dada a maior probabilidade de ocorrerem falhas compostas;

◆ os custos associados às sobrecargas das linhas de transmissão foram avaliados mediante o redespacho das unidades geradoras (baseado em um algoritmo de programação linear) e da função de resposta. Com a função de resposta obteve-se o custo mais rapidamente, apesar do uso de procedimentos muito mais simples (controle da demanda através dos preços) que aqueles empregados pelo redespacho (envolve procedimentos de otimização complexos devido a existência de muitas variáveis e restrições). Outra importante diferença é a facilidade de se incorporar políticas ou regulamentação do mercado, através da função de resposta; e

◆ o modelo proposto, aplicado ao sistema RTS-IEEE, calculou de forma satisfatória os “Spot Prices” do sistema global e por barra (variações no tempo e espaço), dado que o Método de Simulação Monte Carlo teve um bom desempenho computacional na convergência dos preços. Convém acrescentar que este método forneceu soluções detalhadas e facilitou a incorporação de diferentes efeitos, difíceis de serem modelados pelas metodologias analíticas (ex. falhas simples e de modo comum nas linhas, falhas compostas do sistema, políticas do mercado etc.). Portanto, através do modelo, é possível conciliar diferentes aspectos técnicos e econômicos dos sistemas de potência com o objetivo de melhorar o seu desempenho.

6.2 Recomendações

Os “Spot Prices” da eletricidade estão normalmente baseados em um mercado livre para a comercialização da energia e são direcionados pelas condições “instantâneas” de atendimento da demanda, o que implica a utilização do custo marginal a curto prazo como base da construção da tarifa. É importante enfatizar que uma parte das recomendações sugeridas para os modelos que calculam estes preços têm como objetivo aprimorar os custos marginais de “curtíssimo” prazo de um sistema.

A seguir, são listados alguns tópicos que, a partir das contribuições já alcançadas, poderão ser objeto de pesquisas futuras:

- ◆ para avaliar de forma mais detalhada a robustez dos Algoritmos Genéticos frente a diferentes situações é importante estudar e incorporar um conjunto apropriado de transações concessionário/usuário, produtores independentes, intercâmbio entre companhias concessionárias e contratos bilaterais, baseados nos “Spot Prices” horários;
- ◆ com o mesmo propósito, é relevante implementar, no modelo proposto, o parque gerador com base hidráulica, estudando as características próprias do parque (operação das usinas hidráulicas, hidrologia, custos marginais de expansão, investimentos etc.) e levar em consideração um balanço entre os objetivos técnico/econômicos do sistema a ser aplicado;
- ◆ com o objetivo de aprimorar o modelo proposto, recomenda-se, também, incorporar um modelo de pré-despacho ou “unit commitment”, que representa uma etapa fundamental na programação da operação das unidades geradoras. Isto consiste, basicamente, em selecionar um conjunto de unidades geradoras, entre aquelas disponíveis, para operar num intervalo de tempo, garantindo a demanda prevista, cumprindo as restrições existentes, e minimizando os custos totais de produção;
- ◆ para dar um sentido prático e atual ao modelo, sugere-se implementar variações do mercado livre de energia a cada instante, ou seja, avaliar os “Spot Prices”, por exemplo, a cada 10 minutos. Os modelos que avaliam estes preços levam em conta os efeitos dos sistemas elétricos de potência em tempo real (ex. pré-despacho, despacho considerando produtores independentes, fluxo de potência não linear, análise de contingências, energia reativa etc.) que podem ser incorporados gradativamente. Como resultado os “Spot Prices” representariam um sinal de preços para os centros de operação e controle do sistema; e
- ◆ um dos pré-requisitos para maximização dos resultados dos “Spot Prices” consiste na implementação de um centro de controle de operação do sistema que controle a demanda através das variações dos preços em tempo real. Recomenda-se estudar, a partir do modelo proposto, um projeto de desenvolvimento de um centro de controle, que incorpore uma arquitetura computacional aberta e facilidade de incorporação dos avanços tecnológicos em hardware e software. Nesta concepção, destacam-se o uso intensivo de sistemas distribuídos e processamento paralelo (no que diz respeito aos meios computacionais e o uso de modelos matemáticos eficientes e inteligência artificial) na parte de modelagem. Esta abordagem

permite a incorporação de funções mais complexas e cada vez mais necessárias à operação e controle de carga dos sistemas de energia.

APÊNDICE A

FORMULAÇÃO E SOLUÇÃO DOS "SPOT PRICES" HORÁRIOS DA ELETRICIDADE

A.1 Formulação do problema

A minimização do custo total é usada para derivar os "Spot Prices" horários e este procedimento de otimização equivale a uma maximização dos benefícios do concessionário e consumidores, sujeito a várias restrições de operação. As restrições dependem da capacidade das unidades geradoras e das linhas de transmissão, como também de variáveis exógenas e estocásticas do sistema. Assim, os preços ótimos e decisões de operação no tempo t são determinados através da otimização do custo total, que, no caso, pode também chamar-se de custo social.

O custo social é definido como a diferença entre o custo total, associado ao combustível e programa de manutenção das unidades geradoras e o benefício total recebido pelos consumidores, durante a hora t .

Este problema pode ser escrito como um problema de otimização restrita, da seguinte forma:

$$\text{Minimize} \quad \left(\sum_{i=1}^n \lambda_i g_i - \sum_{j=1}^m B_j(d_j) \right) \quad (\text{A.1.1})$$

Sujeito a:

$$g_i^{\min} \leq g_i \leq g_i^{\max} \quad [\text{Restrições de geração}]$$

$$\sum_{i=1}^n g_i = \sum_{j=1}^m d_j + L \quad [\text{Restrição de energia}]$$

$$z_k^{\min} \leq z_k \leq z_k^{\max} \quad [\text{Restrições de fluxo das linhas}]$$

onde:

$B_j(d_j)$ = Benefício do consumidor j pelo uso de d_j ;

λ_i = Custo marginal do gerador i ;

$g_i, g_i^{\max}, g_i^{\min}$ = Geração da unidade i , capacidades máxima e mínima;

d_j = Demanda do consumidor j ;

L = Perdas totais da rede de transmissão;

$z_k, z_k^{\max}, z_k^{\min}$ = Fluxo de potência, capacidades máxima e mínima na linha k .

Todas as variáveis são consideradas para uma particular hora t . O problema restrito, expresso na equação A.1.1, é transformado em um problema irrestrito através da função de Lagrange, da seguinte forma (BOHN et al., 1988):

$$\begin{aligned} \Omega = & G[\underline{g}] && [\text{Custos total do sistema de geração}] \\ & + N[\underline{z}] && [\text{Custo total do sistema de transmissão}] \\ & - B[\underline{d}] && [\text{Benefício total dos consumidores}] \\ & + \mu_e \left(\sum_{j=1}^m d_j + L - \sum_{i=1}^n g_i \right) && [\text{Restrição de energia ou de igualdade}] \end{aligned} \quad (\text{A.1.2})$$

cada componente é definido como:

$$\begin{aligned} G[\underline{g}] = & G_{FM}[\underline{g}] && [\text{Custo do combustível e manutenção das unidades}] \\ & + G_{QS}[\underline{g}] && [\text{Função custo penalidade de geração}] \\ & + \mu_{QS,\gamma} [\underline{g} - g_{crit,\gamma}] && [\text{Ajuste da restrição de geração total}] \end{aligned}$$

$$N[\underline{z}] = \sum_k N_{QS,k}[z_k] \quad [\text{Função penalidade de transmissão}]$$

$$+ \sum_k \mu_{QS,\eta,k} [z_k - z_k^{\max}] \quad [\text{Ajuste da restrição da capacidade da linha } i]$$

$$B[\underline{d}_j] = \sum_j B_j[d_j] \quad [\text{Benefício total dos consumidores } j]$$

também define-se:

- \underline{g} : Vetor geração das unidades
- \underline{d} : Vetor demanda
- \underline{z} : Vetor fluxo de potência nas linhas
- μ_e : Multiplicador de Lagrange da restrição de energia
- $\mu_{QS,\gamma}$: Multiplicador de Lagrange da restrição de geração
- $\mu_{QS,\eta,i}$: Multiplicador de Lagrange da restrição de transmissão
- $g_{\text{crit},\gamma}$: Geração crítica disponível

As restrições de desigualdade do sistema de geração são introduzidas na função de Lagrange como restrições de igualdade, considerando-se os limites das capacidades críticas. As restrições de desigualdade do sistema de transmissão são consideradas na função de Lagrange, analogamente às restrições de geração.

A.2 Solução do problema

Assume-se que o benefício do k-ésimo consumidor comporta-se de maneira ótima, i.e., a demanda d_k está em função do preço $\rho_k(t)$, o qual é definido por:

$$\frac{\partial B_k[d_k]}{\partial d_k} = \rho_k(t) \quad (\text{A.2.1})$$

A função de Lagrange, expressa na equação A.1.2, é otimizada derivando-se todos os seus componentes com respeito às variações de geração ou demanda. Neste caso, por

exemplo, deriva-se a equação A.1.2 em relação à demanda d_k e iguala-se a zero. Esta expressão, é substituída a equação A.2.1 o que resulta em:

$$\rho_k(t) = \mu_e \left[1 + \frac{\partial L}{\partial d_k} \right] + \frac{\partial N}{\partial d_k} \quad (\text{A.2.2})$$

O multiplicador de Lagrange da restrição de energia μ_e , é definido na equação A.2.3 e uma explicação mais detalhada da determinação desta pode ser encontrada em BOHN et al. (1988).

$$\mu_e = \lambda(t) + \gamma_{QS}(t) \quad (\text{A.2.3})$$

Substituindo-se a equação A.2.3 em A.2.2, o preço ótimo $\rho_k(t)$, para o consumidor k , a cada instante, é determinado como:

$$\begin{aligned} \rho_k(t) = & \lambda(t) + \gamma_{QS}(t) && [\text{Custo total do sistema de geração}] \\ & + \left[\lambda(t) + \gamma_{QS}(t) \right] \left(\frac{\partial L}{\partial d_k} \right) && [\text{Custo relativo às perdas da rede}] \\ & + \left(\frac{\partial N}{\partial d_k} \right) && [\text{Custo da qualidade de suprimento da rede de transmissão}] \end{aligned} \quad (\text{A.2.4})$$

também

$$\rho_k(t) = \gamma(t) \left[1 + \left(\frac{\partial L}{\partial d_k} \right) \right] + \left(\frac{\partial N}{\partial d_k} \right) \quad (\text{A.2.5})$$

ou, finalmente,

$$\rho_k(t) = \gamma(t) + \eta_{L,K}(t) + \eta_{QS,K}(t) \quad (\text{A.2.6})$$

onde:

$$\gamma(t) = \lambda(t) + \gamma_{QS}(t) \quad [\text{Preço sombra}]$$

$$\lambda(t) = \frac{\partial G_{FM}(g(t))}{\partial g(t)} \quad [\text{Custo marginal do sistema de geração}]$$

$$\gamma_{QS}(t) = \frac{\partial G_{QS}(g(t))}{\partial g(t)} + \mu_{QS,\gamma}(t) \quad [\text{Custo da qualidade de suprimento da geração}]$$

$$\eta_{L,k}(t) = [\lambda(t) + \gamma_{QS}(t)] \frac{\partial L}{\partial d_k} \quad [\text{Custo das perdas da rede de transmissão}]$$

$$\eta_{QS,k}(t) = \sum_i \left[\frac{\partial N_{QS,i}(z_i)}{\partial z_i} + \mu_{QS,\eta,i} \right] \left(\frac{\partial z_i}{\partial d_k} \right) \quad [\text{Custo da qualidade de suprimento da rede}]$$

O custo associado à qualidade de suprimento do sistema de geração, $\gamma_{QS}(t)$ é aproximadamente igual a zero na maioria do tempo t . Entretanto, cresce significativamente quando o conjunto das unidades opera perto do limite da capacidade máxima do sistema de geração.

O multiplicador de Lagrange da restrição de geração, $\mu_{QS,\gamma}(t)$, é também denominado ajuste do mercado e surge como uma decorrência da restrição de geração crítica disponível.

Por sua vez, o custo penalidade de geração, $\frac{\partial G_{QS}(g(t))}{\partial g(t)}$, é registrado a partir da violação da geração máxima total disponível. A somatória de ambos os custos representa o custo associado à qualidade de suprimento do sistema de geração, $\gamma_{QS}(t)$.

O ajuste do mercado, $\mu_{QS,\gamma}(t)$, controla a demanda, através de um procedimento baseado na lei de mercado (“se maior é o preço, então, menor é a demanda”). Portanto, o ajuste é determinado através de uma função que representa a resposta da demanda em relação à variação dos preços (função de resposta), instrumento utilizado quando a demanda se aproxima do nível crítico $g_{crit,\gamma}(t)$.

A equação A.2.7 define o componente custo relativo às perdas da rede de transmissão, para o consumidor k , $\eta_{L,k}(t)$, da seguinte forma:

$$\begin{aligned}\eta_{L,k}(t) &= [\lambda(t) + \gamma_{QS}(t)] \left(\frac{\partial L}{\partial d_k} \right) \\ &= [\lambda(t) + \gamma_{QS}(t)] \sum_i \left(\frac{\partial L}{\partial z_i} \right) \left(\frac{\partial z_i}{\partial d_k} \right)\end{aligned}\quad (A.2.7)$$

Se um consumidor contribui com as perdas na linha de transmissão que supre energia (ex. consumo no horário de ponta), então, o $\eta_{L,k}(t)$ seria maior e, por consequência, este efeito estaria refletido no "Spot Price" horário calculado neste instante.

O custo da qualidade de suprimento do sistema de transmissão para o consumidor k , $\eta_{QS,k}(t)$ é aproximadamente igual a zero durante a maioria do tempo t , porém, cresce significativamente quando a capacidade máxima de transmissão está sendo violada (sobrecarga). Este custo pode ser determinado da seguinte maneira¹:

$$\begin{aligned}\eta_{QS,k}(t) &= \frac{\partial}{\partial d_k} \left[\sum_i N_{QS,i}(z_i) + \sum_i \mu_{QS,\eta,i} z_i \right] \\ &= \sum_i \left[\frac{\partial N_{QS,i}(z_i)}{\partial z_i} + \mu_{QS,\eta,i} \right] \frac{\partial z_i}{\partial d_k}\end{aligned}\quad (A.2.8)$$

O multiplicador de Lagrange da restrição de transmissão, $\mu_{QS,\eta,i}(t)$, é denominado multiplicador de ajuste das sobrecargas e surge a partir da eliminação das sobrecargas, o que é realizado através do redespacho das unidades geradoras ou da função de resposta. O custo penalidade de transmissão, $\frac{\partial N_{QS,i}(z_i)}{\partial z_i}$, é registrado a partir de uma falha de transmissão que leva a problemas de suprimento de energia elétrica. A somatória de ambos representa o custo associado à qualidade de suprimento do sistema de transmissão, $\eta_{QS,\eta,i}(t)$.

¹ Todas as variáveis já foram definidas anteriormente.

Na equação A.2.8, falta definir o termo $\frac{\partial z_i}{\partial d_k}$, o qual pode ser dado por:

$$\frac{\partial z_i}{\partial d_k} = -\frac{\partial z_i}{\partial y'_k} = -H_{i,k} \quad (\text{A.2.9})$$

onde $H_{i,k}$ é um elemento da matriz de admitância de transferência H , que depende dos parâmetros e da configuração da rede. Denomina-se, também, fator de distribuição da transferência de potência (PTDF).

Na realidade a equação A.2.9 descreve o fluxo z_i na linha i devido a um incremento da demanda d_k , do consumidor k . O termo y'_k representa a injeção de potência na barra do consumidor k . Sabe-se que $y'_k = g_k - d_k$; se $g_k = 0$, então, $\partial d_k = -\partial y'_k$. Portanto, o sinal negativo é determinado dessa forma.

APÊNDICE B

TEOREMA FUNDAMENTAL DOS ALGORITMOS GENÉTICOS (AG)

O Teorema Fundamental dos Algoritmos Genéticos (AG) representa, em termos simples, uma combinação direta entre cadeias de caracteres que melhor representam as propriedades de uma população. Através da troca de blocos de esquemas, objetiva-se a construção de novas populações nas quais, por intermédio de mecanismos de cruzamento, reprodução e mutação, as características desejadas vão sendo sucessivamente melhor representadas.

As cadeias de caracteres representam uma coleção de objetos binários e podem ser representadas da seguinte forma:

$$A = 0111000 \text{ ou } A = a_1a_2a_3a_4a_5a_6a_7$$

Os genes estão formados pelos elementos a_i das cadeias de caracteres. Agora considera-se o esquema H, construído sobre o alfabeto $\{0,1,*\}$:

$$H = *11*0**$$

o caráter (*) significa qualquer valor binário $\{0,1\}$.

As propriedades básicas dos esquemas estão indicadas a seguir e são úteis no processo de discussão e de classificação de similaridades na análise de conjuntos de cadeias de caracteres. Através delas, é possível avaliar os efeitos do uso dos operadores genéticos em blocos pré-construídos dentro de uma população.

i) Ordem ($O(H)$): Representa o número de posições fixadas do esquema. Por exemplo, no esquema H, $O(H) = 3$, corresponde aos dois "1" e ao "0".

ii) Comprimento de definição $\delta(H)$: Distância entre a primeira e a última posição especificadas para uma cadeia de caracteres. Por exemplo, no esquema H, $\delta(H) = 5-2 = 3$, porque temos o primeiro "1" ocupando a posição dois e o último "0" ocupando a posição cinco.

Seja $m = m(H,t)$ a representação de um exemplo de esquema particular H, contido em uma população $A(t)$, no tempo t. Durante o processo reprodutivo, uma cadeia de caracteres é copiada de acordo com sua aptidão ou, mais especificamente, uma cadeia de caracteres $A_j(t)$ é selecionada com probabilidade:

$$p_i = \frac{f_i}{\sum_j f_j} \quad (\text{B.1.1})$$

onde f_i representa o valor da função avaliação para a cadeia de caracteres i.

Após um processo de geração de uma nova população, o número esperado de indivíduos representativos de um esquema H, no tempo (t+1), é dado por:

$$m(H, t + 1) = \frac{f(H)}{\hat{f}} m(H, t) \quad (\text{B.1.2})$$

onde $f(H)$ e \hat{f} representam a aptidão das cadeias de caracteres representativos do esquema H e a aptidão média das cadeias de caracteres existentes na população no tempo t, respectivamente.

Assumindo que um esquema apresenta uma aptidão acima da média em $c\hat{f}$ unidades, então, a equação B.1.2 pode ser reescrita:

$$\begin{aligned}
 m(H, t + 1) &= \frac{(\hat{f} + c \hat{f})}{\hat{f}} m(H, t) \\
 &= (1 + c)m(H, t)
 \end{aligned}
 \tag{B.1.3}$$

Partindo de $t = 0$ e supondo c um valor constante, tem-se:

$$\begin{aligned}
 m(H, 1) &= (1 + c)m(H, 0) \\
 m(H, 2) &= (1 + c)^2 m(H, 0) \\
 &\vdots \\
 &\vdots \\
 m(H, t) &= (1 + c)^t m(H, 0)
 \end{aligned}
 \tag{B.1.4}$$

Assim, um esquema acima da média deverá crescer exponencialmente com o tempo (em contrapartida, aqueles que se situam abaixo da média tenderão a desaparecer). Vale dizer que o valor de “ c ” é a taxa de crescimento para o esquema considerado.

O cruzamento representa, na realidade, uma troca de informação aleatória entre cadeias de caracteres, proporcionando a criação de novas estruturas sem que ocorra uma ruptura na estratégia de alocação fornecida pela reprodução. Paralelamente, o cruzamento tem o efeito de aumentar exponencialmente a proporção de alguns esquemas verificados em uma dada população. Assim, por exemplo, consideramos:

$$\begin{aligned}
 A &= 0 \ 1 \ 1 \ | \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \\
 H_1 &= * \ 1 \ * \ | \ * \ * \ * \ 0 \\
 H_2 &= * \ * \ * \ | \ 1 \ 0 \ * \ *
 \end{aligned}$$

H_1 e H_2 são representados na cadeia de caracteres A . Considerando um cruzamento efetuado entre a terceira e a quarta posição ($()$), o esquema H_2 vai sobreviver. Entretanto, nada se pode afirmar sobre o esquema H_1 . Para uma cadeia de caracteres de tamanho L , existem $(L-1)$ pontos de cortes possíveis. A probabilidade (P_a) de um esquema H_j ser destruído é:

$$p_d = \frac{\delta(H_j)}{L-1} \quad (\text{B.1.5})$$

Considere-se, agora, a probabilidade de um esquema sobreviver. Essa probabilidade poderá ser obtida a partir de análises realizadas sobre um processo de destruição de um esquema: se o cruzamento é realizado através de processos aleatórios, então, P_c é a probabilidade de um esquema ser escolhido para um dado cruzamento. A probabilidade de um esquema escolhido ser destruído é conhecida e é menor ou igual a $\frac{\delta(H_j)}{L-1}$. Logo, a probabilidade de o esquema a ser escolhido e destruído será menor ou igual a $p_c \frac{\delta(H_j)}{L-1}$, onde obtém-se a probabilidade de sobrevivência para um esquema:

$$p_s \geq 1 - p_c \frac{\delta(H_j)}{L-1} \quad (\text{B.1.6})$$

O número esperado de elementos de um esquema particular na próxima geração considerando o efeito combinado de reprodução e de cruzamento e assumindo independência entre as operações de reprodução e cruzamento, é dado por:

$$m(H, t+1) \geq m(H, t) \frac{f(H)}{\hat{f}} \left[1 - p_c \frac{\delta(H)}{L-1} \right] \quad (\text{B.1.7})$$

Considera-se mutação como sendo uma alteração aleatória de uma única posição e admite-se que a sua ocorrência se dá com probabilidade p_m . Assim, para uma única posição, a probabilidade de sobrevivência é igual a $1 - p_m$. Se um dado esquema sobrevive, isso implica que cada uma de suas posições fixas, $(O(H))$, também, sobrevive. Então, para um esquema com $O(H) = n$, obtém-se a seguinte probabilidade de sobrevivência:

$$p'_s = (1 - p_m) \dots (1 - p_m) = (1 - p_m)^n = (1 - p_m)^{O(H)} \quad (\text{B.1.8})$$

Expandindo-se o termo $(1-p_m)^{O(H)}$, através de coeficientes binomiais, para valores de p_m pequenos, pode-se desprezar os termos de grau superior a 1 e obtém-se a seguinte aproximação:

$$p'_s = 1 - O(H)p_m \quad (B.1.9)$$

Assim, combinando-se os efeitos da reprodução, cruzamento e mutação, o valor esperado de cópias que um dado esquema H irá receber na próxima geração é dado por:

$$\begin{aligned} m(H, t+1) &\geq m(H, t) \frac{f(H)}{\hat{f}} \left[1 - p_c \frac{\delta(H)}{L-1}\right] [1 - O(H)p_m] \\ m(H, t+1) &\geq m(H, t) \frac{f(H)}{\hat{f}} \left[1 - O(H)p_m - \frac{\delta(H)}{L-1} p_c + \frac{\delta(H)}{L-1} p_c O(H)p_m\right] \end{aligned} \quad (B.1.10)$$

Ignorando os produtos cruzados (probabilidade desprezível de ocorrência), vem:

$$m(H, t+1) \geq m(H, t) \frac{f(H)}{\hat{f}} \left[1 - \frac{\delta(H)}{L-1} p_c - O(H)p_m\right] \quad (B.1.11)$$

Se a ordem do esquema $O(H)$ for pequena, então, o produto $O(H)p_m$ também o será. Adicionalmente, considerando para um esquema uma probabilidade pequena de ser escolhida e destruída, o efeito conjugado referente à sua presença, em uma geração futura, depende apenas de $\frac{f(H)}{\hat{f}}$. Ou seja, para esquemas de alto grau de ajuste, comprimento pequeno e baixa ordem, o número esperado de indivíduos de esquema nas gerações subsequentes cresce exponencialmente. Tal resultado é conhecido como o Teorema Fundamental dos Algoritmos Genéticos.

O quadro do desempenho do Algoritmo Genético (AG) fica muito mais claro com a perspectiva fornecida pelos esquemas. Esquemas curtos, de baixa ordem e de alta aptidão são amostrados, reconhecidos e reamostrados para formar cadeias de caracteres de ajustes potencialmente mais elevados. Esse procedimento torna a busca de uma solução ótima, mais eficiente, diminuindo a quantidade de processamento.

APÊNDICE C

SISTEMA TESTE RTS-IEEE

O modelo proposto que calcula os "Spot Prices" horários da eletricidade será testado para a configuração do SISTEMA TESTE DE CONFIABILIDADE DO IEEE (RTS-IEEE) (ALBRECHT et al., 1979). Complementou-se o sistema teste original com dados gerais dos índices de confiabilidade dos sistemas de geração, transmissão e composto (geração e transmissão) e os custos associados a estes sistemas (BOHN et al., 1988; VILLARROEL, 1991).

C.1 Modelo de carga

A tabela C.1.1 apresenta os valores da curva de carga anual, em percentual da ponta anual, cujo valor é 2.850 MW.

Tabela C.1.1 Valores da curva de carga anual

Estação do ano	Mês	Carga ponta [%]	Carga ponta [MW]
Inverno	Janeiro	86,85	2.475,22
	Fevereiro	83,95	2.392,57
	Março	72,6	2.065,11
Primavera	Abril	75,62	2.155,31
	Maio	86,07	2.453,13
	Junho	81,30	2.317,05
Verão	Julho	87,10	2.482,35
	Agosto	75,67	2.156,73
	Setembro	72,60	2.069,10
Outono	Outubro	74,77	2.131,08
	Novembro	90,37	2.575,68
	Dezembro	100,00	2.850,00

A tabela C.1.2 apresenta os valores da curva de duração de carga mensal, em percentual da ponta mensal, dividida em 24 patamares. Representa-se a variação da demanda

horária desde às 0 horas até às 24 horas. Também considera-se implicitamente o componente autônomo da demanda.

Tabela C.1.2 Valores da curva de carga mensal

Inverno [%]	Prim./Out. [%]	Verão [%]
67	63	64
63	62	60
60	60	58
59	58	56
59	59	56
60	65	58
74	72	64
86	85	76
95	95	87
96	99	95
96	100	99
95	99	100
95	93	99
95	92	100
93	90	100
94	88	97
99	90	96
100	92	96
100	96	93
96	98	92
91	96	92
83	90	93
73	80	87
63	70	72

Combinando as tabelas C.1.1 e C.1.2, obtém-se as curvas de duração de carga mensal do sistema e considera-se implicitamente o fator de sazonalidade.

A figura C.1.1 apresenta a curva de duração de carga ou demanda mais crítica do sistema e corresponde a uma terça-feira do mês de dezembro.

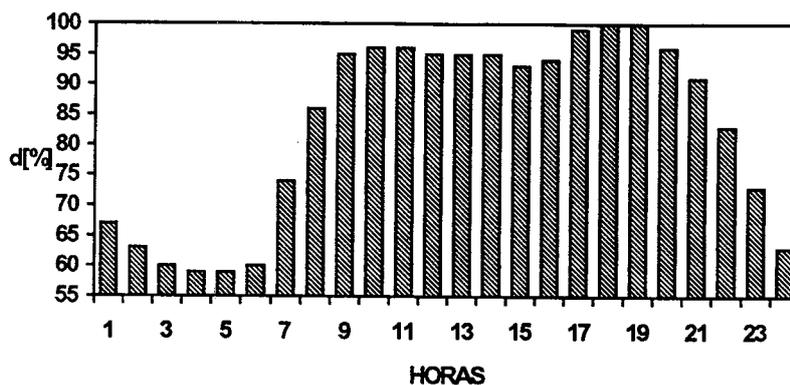


Figura C.1.1 Curva de duração de carga crítica

A tabela C.1.3 apresenta dados sobre os fatores de distribuição de carga nas barras do sistema elétrico de potência.

Tabela C.1.3 Fatores de distribuição de carga

Barra	Carga [MW]	Fator de distribuição [%]
1	108	3,8
2	97	3,4
3	180	6,3
4	74	2,6
5	71	2,5
6	136	4,8
7	125	4,4
8	171	6,0
9	175	6,1
10	195	6,8
13	265	9,3
14	194	6,8
15	317	11,1
16	100	3,5
18	333	11,7
19	181	6,4
20	128	4,5
TOTAL	2.850	100,0

Combinando a tabela C.1.3 com C.1.1 e C.1.2, obtém-se as curvas de duração de carga mensal de cada barra.

C.2 Sistema de geração

A tabela C.2.1 apresenta a programação da manutenção das unidades geradoras do sistema RTS-IEEE e a taxa de saída forçada destes.

Tabela C.2.1 Programação da manutenção das unidades

Mês	Manutenção da unidade	Número de unidades	Potência não disponível [MW]	Taxa de saída forçada FOR
Janeiro	155	1	155	0,02
Fevereiro	155	1	281	0,02
	76	1		0,02
	50	1		0,01
Março	350	1	635	0,12
	197	1		0,05
	76	1		0,02
	12	1		0,02
Abril	100	1	208	0,12
	76	1		0,02
	20	1		0,01
	12	1		0,02
Maio	197	1	323	0,05
	76	1		0,02
	50	2		0,01
	20	1		0,01
	12	1		0,02
Junho	155	1	155	0,02
Julho	100	1	112	0,12
	12	1		0,02
Agosto	400	1	450	0,04
	50	1		0,01
Setembro	197	1	434	0,05
	155	1		0,02
	50	1		0,01
	20	1		0,01
	12	1		0,02
Outubro	400	1	570	0,04
	100	1		0,12
	50	1		0,01
	20	1		0,01
Novembro	---	---	---	---
Dezembro	---	---	---	---

A programação da manutenção das unidades geradoras do sistema RTS-IEEE foi feita utilizando-se o Programa Computacional de Programação da Manutenção de Geradores, baseado num algoritmo de programação dinâmica por aproximações sucessivas (ZÜRN, 1976).

A função custo não linear das unidades geradoras é considerado como:

$$F(g_i) = a_i g_i^2 + b_i g_i + c_i + \left| e_i \operatorname{sen} \left(f_i \left(g_i^{\min} - g_i \right) \right) \right| \quad (\text{C.2.1})$$

O termo em valor absoluto representá o efeito dos "pontos válvula" (SHEBLE' e WALTERS, 1993; WOLLENBERG e WOOD, 1984). Os parâmetros aproximados das unidades estão definidos na tabela C.2.2.

Tabela C.2.2 Parâmetros da função custo

Unidade	a_i	b_i	c_i	d_i	e_i
Óleo #6 5*12 [MW]	0,8303	10,58	84,64	-----	-----
Óleo #2 4*20 [MW]	0,2499	28,50	200,00	-----	-----
Hidro 6*50 [MW]	-----	-----	-----	-----	-----
Carvão 4*76 [MW]	0,1032	1,55	380,29	-----	-----
Óleo #6 3*100[MW]	0,0306	16,56	146,70	-----	-----
Carvão 4*155 [MW]	0,0368	2,668	560,194	-----	-----
Óleo #6 3*197 [MW]	0,0341	7,765	1494,96	250,00	0,0093
Carvão 350 [MW]	0,00734	6,774	719,72	600,00	0,0065
Nuclear 2*450 [MW]	0,000131	5,4970	180,07	450,00	0,0023

C.3 Sistema de transmissão

A rede de transmissão é composta de 24 barras conectadas por 38 linhas e 2 transformadores. O diagrama unifilar do sistema RTS-IEEE é mostrado na figura C.3.1.

A tabela C.3.1 apresenta a localização das unidades geradoras do sistema.

Tabela C.3.1 Localização das unidades geradoras

Barra	Unidade 1 [MW]	Unidade 2 [MW]	Unidade 3 [MW]	Unidade 4 [MW]	Unidade 5 [MW]	Unidade 6 [MW]
1	20	20	76	76		
2	20	20	76	76		
7	100	100	100			
13	197	197	197			
15	12	12	12	12	12	155
16	155					
18	400					
21	400					
22	50	50	50	50	50	50
23	155	155	350			

Consideram-se, na tabela C.3.2, as taxas de falha e reparo dos circuitos duplos. Através destes, podem ser consideradas as falhas de modo comum do sistema.

Tabela C.3.2 Taxas de falha e reparo

Da barra	Até a barra	Circuitos	Taxa de falha [1/ano]	Taxa de reparo [1/ano]
15	21	2	0,06	1650
18	21	2	0,09	1750
19	20	2	0,07	1850
20	23	2	0,08	2000

A tabela C.3.3 apresenta os dados gerais das linhas de transmissão.

Tabela C.3.3 Dados gerais das linhas de transmissão

Da barra	Até a barra	Taxa de falha [1/ano]	Taxa de Reparo [1/ano]	FOR [%]	Reatância [p.u.]	Limite de potência [MVA]	Tensão [KV]
1	2	0,14	647,5	0,0216	1,39	90	138
1	3	0,31	976,0	0,0317	21,12	90	138
1	5	0,23	976,0	0,0235	8,75	90	138
2	4	0,29	976,0	0,0297	12,67	90	138
2	6	0,28	976,0	0,0286	19,2	90	138
3	9	0,28	976,0	0,0286	11,90	90	138
3	24	0,02	21,4	0,0933	8,39	200	138/220
4	9	0,26	976,0	0,0266	10,37	90	138
5	10	0,24	976,0	0,0245	8,83	90	138
6	10	0,23	350,2	0,0656	6,05	90	138
7	8	0,20	976,0	0,0204	6,14	90	138
8	9	0,34	976,0	0,0348	16,51	75	138
8	10	0,34	976,0	0,0348	16,51	90	138
9	11	0,02	21,4	0,0933	8,39	200	138/220
9	12	0,02	21,4	0,0933	8,39	200	138/220
10	11	0,02	21,4	0,0933	8,39	200	138/220
10	12	0,02	21,4	0,0933	8,39	200	138/220
11	13	0,03	876,9	0,0342	4,76	200	230
11	14	0,39	876,9	0,0444	4,18	250	230
12	13	0,30	876,9	0,0342	4,76	250	230
12	23	0,32	876,9	0,0365	9,66	250	230
13	23	0,29	876,9	0,0330	8,65	250	230
14	16	0,28	876,9	0,0319	3,89	250	230
15	16	0,23	876,9	0,0262	1,73	250	230
15	21	0,31	876,9	0,0363	4,90	250	230
15	21	0,31	876,9	0,0353	4,90	250	230
15	24	0,31	876,9	0,0353	5,19	250	230
16	17	0,25	876,9	0,0285	2,59	250	230
16	19	0,24	876,9	0,0273	2,31	250	230
17	18	0,22	876,9	0,0250	1,44	250	230
17	22	0,34	876,9	0,0387	10,54	250	230
18	21	0,25	876,9	0,0285	2,59	250	230
18	21	0,25	876,9	0,0285	2,59	250	230
19	20	0,38	876,9	0,0433	3,93	250	230
19	20	0,28	876,9	0,0919	3,93	250	230
20	23	0,24	876,9	0,0273	2,16	250	230
20	23	0,24	876,9	0,0273	2,16	250	230
21	22	0,25	876,9	0,0285	6,78	250	230

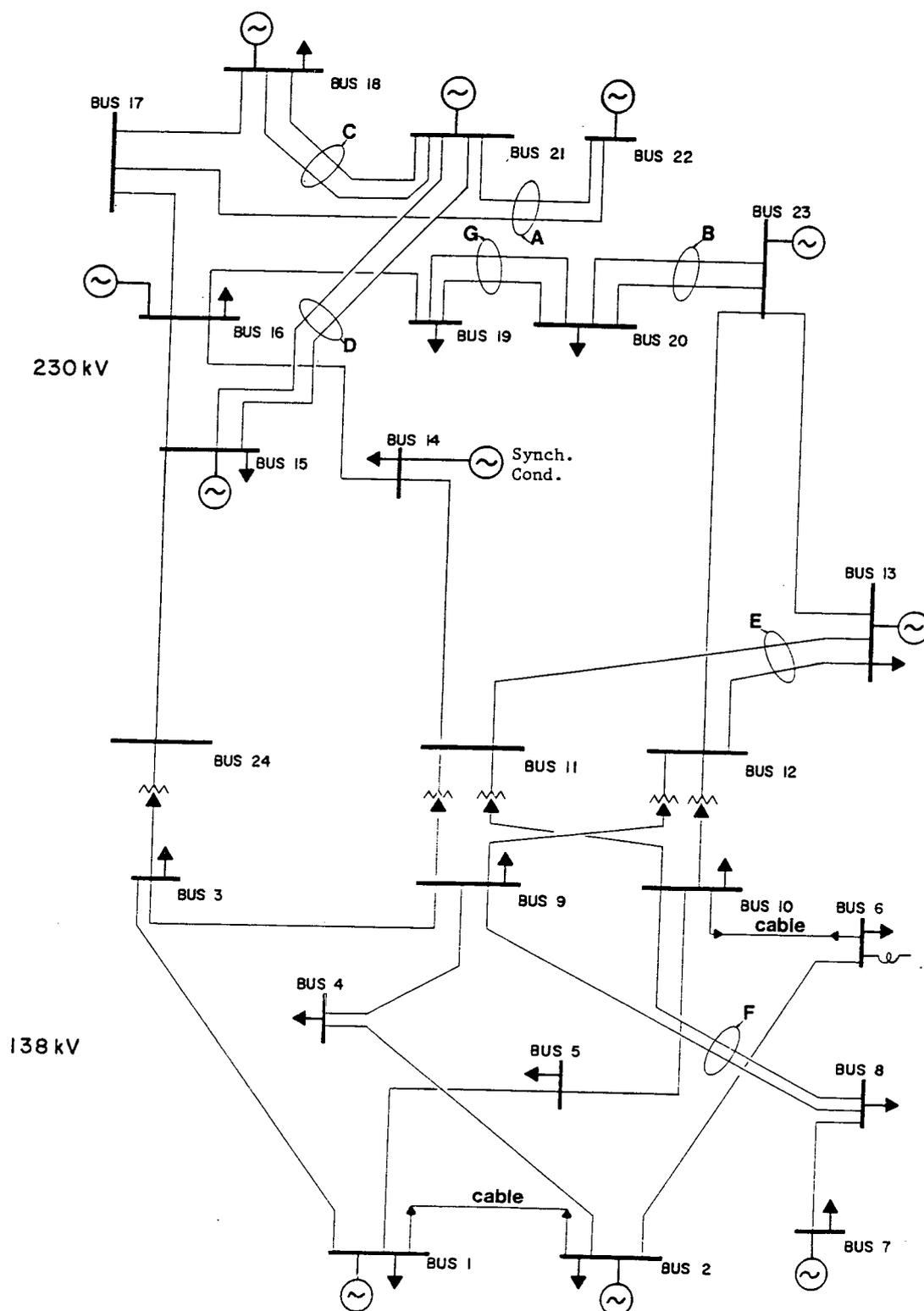


Figura C.3.1 Rede de transmissão do sistema RTS-IEEE

C.4 Custos penalidade

A função básica dos sistemas elétricos de potência é suprir os consumidores com energia elétrica da forma mais econômica e confiável possível. Esses objetivos, no entanto, são em geral conflitantes, pois um melhor desempenho (maior confiabilidade) requer maiores investimentos, implicando em maiores custos e, conseqüentemente, em preços mais elevados.

Os índices de confiabilidade dos sistemas de geração, transmissão e composta (geração e transmissão) são calculados através do modelo baseado no Método de Simulação Monte Carlo, explicado, detalhadamente em VILLARROEL (1991).

Calculou-se a “probabilidade de perda de carga” total do sistema (LOLP), através do número de estados críticos detectados numa amostra de 20000 simulações. Assim, determinou-se o número de estados críticos para cada nível de demanda e selecionando-os segundo o tipo de falha. A tabela C.4.1 mostra a variação horária das $LOLP$, $LOLP_{\gamma}$, $LOLP_{\eta}$, $LOLP_{\xi}$ e o número de estados críticos associados.

Os valores da variação da $LOLP$, ilustrados na tabela C.4.1, estão expressos em horas para o dia mais crítico do sistema RTS-IEEE (que corresponde a uma terça-feira do mês de dezembro), sendo determinado, então, o risco em horas do sistema não atender à demanda. Uma melhora na confiabilidade do sistema é feita através de estudos de planejamento, estabelecendo quando e onde deverão ser instalados novos equipamentos, de forma a garantir uma qualidade de suprimento de energia ao consumidor.

Tabela C.4.1 Índices de confiabilidade do sistema RTS-IEEE

Demanda [%]	Geração		Transmissão		Composta		Total	
	LOLP _{γ} *10 ⁻⁴	Estados Críticos	LOLP _{η} *10 ⁻⁴	Estados Críticos	LOLP _{ξ} *10 ⁻⁴	Estados Críticos	LOLP *10 ⁻⁴	Estados Críticos
100	3,59	7	1,42	3	2,08	4	7,09	14
100	3,59	7	1,42	3	2,08	4	7,09	14
99	3,08	6	1,06	2	2,08	4	6,22	12
96	2,05	4	0,55	1	1,56	3	4,16	8
96	2,05	4	0,55	1	1,56	3	4,16	8
96	2,05	4	0,55	1	1,02	2	3,62	7
95	1,54	3	0,36	1	1,02	2	2,92	6
95	1,54	3	0,36	1	0,52	1	2,42	5
95	1,54	3	0,36	1	0,52	1	2,42	5
95	1,54	3	0,36	1	0,52	1	2,42	5
94	1,02	2	0	0	0,52	1	1,54	3
93	1,02	2	0	0	0	0	1,02	2
91	1,02	2	0	0	0	0	1,02	2
86	1,02	2	0	0	0	0	1,02	2
83	0,513	1	0	0	0	0	0,513	1
74	0,513	1	0	0	0	0	0,513	1
73	0,513	1	0	0	0	0	0,513	1
67	0	0	0	0	0	0	0	0
63	0	0	0	0	0	0	0	0
63	0	0	0	0	0	0	0	0
60	0	0	0	0	0	0	0	0
60	0	0	0	0	0	0	0	0
59	0	0	0	0	0	0	0	0
59	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	28,19	55	7,00	15	13,48	26	48,67	96
[%]	57,92	-----	14,38	-----	27,69	-----	100,00	-----

Um atendimento econômico e confiável, em geral reflete no custo penalidade dos sistemas de geração e transmissão, assim como no custo qualidade de suprimento do sistema composto. A tabela C.4.2 apresenta o custo associado ao risco e foi calculado segundo a equação 2.4.6. O valor da LOLP anual ou LOLH foi estimado em $7,80 \cdot 10^{-3}$ ou 61,32 [horas/ano]. Os custos anuais da capacidade da geração, do incremento da rede e dos requerimentos da confiabilidade composta ($A_{QS,\gamma}$, $A_{QS,\eta}$, $A_{QS,\xi}$) foram assumidos como 65,5; 15 e 26 [US\$/kWh], respectivamente, (BOHN et al., 1988; VILLARROEL, 1991).

Tabela C.4.2 Custos penalidade do sistema RTS-IEEE

Demanda [%]	Geração		Transmissão		Composta	
	LOLP _γ *10 ⁻³ [h/dia]	[c/KWh]	LOLP _η *10 ⁻³ [h/dia]	[c/KWh]	LOLP _ξ *10 ⁻³ [h/dia]	[c/KWh]
100	8,62	1,29	3,40	0,47	4,90	0,88
100	8,62	1,29	3,40	0,47	4,90	0,88
99	7,39	1,11	2,57	0,36	4,90	0,88
96	4,93	0,74	1,34	0,19	3,69	0,67
96	4,93	0,74	1,34	0,19	3,69	0,67
96	4,93	0,74	1,34	0,19	2,45	0,43
95	3,69	0,55	0,88	0,12	2,45	0,43
95	3,69	0,55	0,88	0,12	1,25	0,25
95	3,69	0,55	0,88	0,12	1,25	0,25
95	3,69	0,55	0,88	0,12	1,25	0,25
94	2,46	0,37	0	0	1,25	0,25
93	2,46	0,37	0	0	0	0
91	2,46	0,37	0	0	0	0
86	2,46	0,37	0	0	0	0
83	1,23	0,18	0	0	0	0
74	1,23	0,18	0	0	0	0
73	1,23	0,18	0	0	0	0
67	0	0	0	0	0	0
63	0	0	0	0	0	0
63	0	0	0	0	0	0
60	0	0	0	0	0	0
60	0	0	0	0	0	0
59	0	0	0	0	0	0
59	0	0	0	0	0	0
TOTAL	67,71	10,13	16,81	2,36	32,15	5,82
[%]	57,92	----	14,38	----	27,55	----

A variação dos custos penalidade dos sistemas de geração e transmissão assim como os custos da qualidade de suprimento do sistema composto se encontram ilustrados nas figuras C.4.1, C.4.2 e C.4.3, respectivamente.

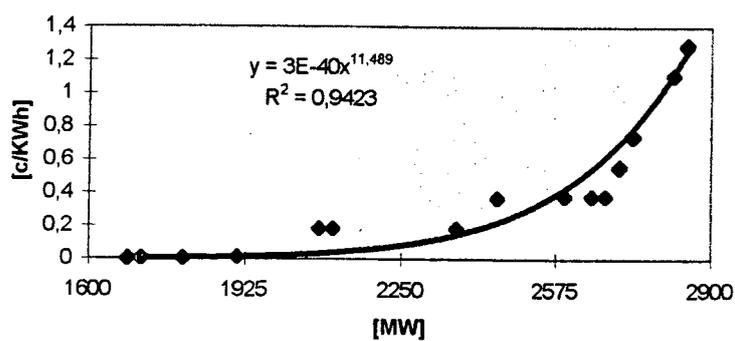


Figura C.4.1 Custo penalidade de geração

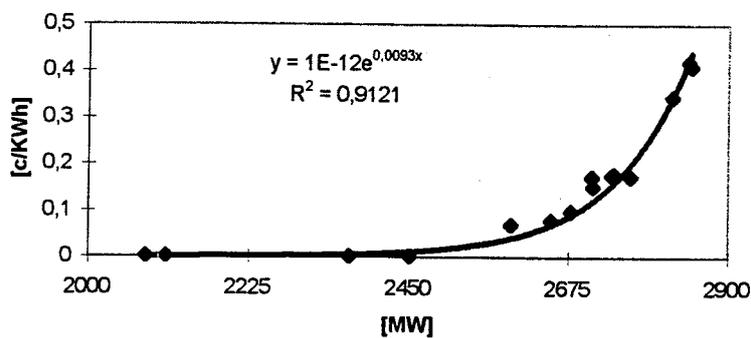


Figura C.4.2 Custo penalidade de transmissão

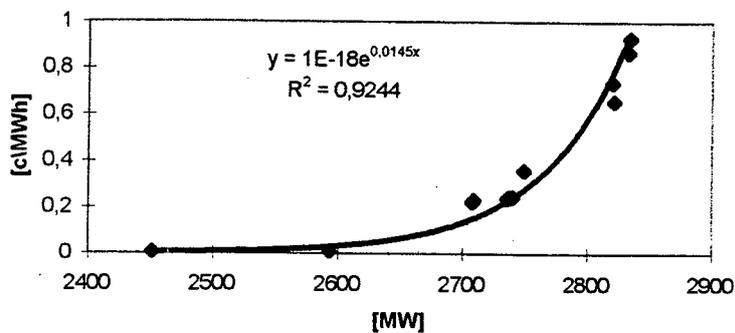


Figura C.4.3 Custo qualidade de suprimento do sistema composto

Os custos penalidade de geração e transmissão, ilustrados nas figura C.4.1 e C.4.2, encontram-se dentro dos valores sugeridos pela literatura. Nota-se, que os custos, podem ser representados com boa precisão pelas funções indicadas nestas figuras.

Os custos da qualidade de suprimento do sistema composto, ilustrados na figura C.4.1, encontram-se entre os custos penalidade determinados para os sistemas de geração e transmissão. Estes custos também podem ser representados com boa precisão, através da função indicada na figura C.4.3. O custo do requerimento da confiabilidade composta, $A_{QS,\xi}$, foi assumido como um valor intermediário entre os apresentados pela literatura.

C.5 Parâmetros aplicados no cálculo dos “Spot Prices”

Esta seção descreve os parâmetros gerais usados na aplicação da função de resposta para o cálculo do “Spot Prices” horários da eletricidade. Também, descreve os valores usados no ajuste do mercado $\mu_{QS,\gamma}(t)$ e o multiplicador de ajuste das sobrecargas $\mu_{QS,n,i}(t)$, aplicados ao sistema RTS-IEEE.

C.5.1 Função de resposta

Conforme definido na seção 2.4.3, o principal objetivo da função de resposta é mostrar como a demanda pode ser controlada através de variações nos preços da eletricidade. Assim, por exemplo, se a diferença dos preços atual e anterior (no processo de simulação, explicado na seção 4.2) encontra-se dentro da tolerância especificada (ex. 0,001), então, assume-se este último como o “Spot Price” horário do sistema referente em um dado estado. Se isso não acontecer, é avaliada a demanda através da função de resposta, e inicia-se novamente o processo de simulação, até que haja convergência.

A tabela C.5.1 ilustra os parâmetros gerais utilizados na aplicação da função de resposta para o cálculo dos “Spot Prices” horários do sistema RTS-IEEE, considerando características não lineares e “pontos válvula”.

Tabela C.5.1 Parâmetros da função de resposta

FUNÇÃO DE RESPOSTA	$\beta_2(t)$	$\rho_o(t)$ [c/KWh]	$d_o(t)$ [MW]
LINEAR	0,026	$\lambda(t)$	d(t)
POTÊNCIA	0,015	$\lambda(t)$	d(t)
EXPONENCIAL	0,024	$\lambda(t)$	d(t)
LOGARÍTMICA	0,0257	$\lambda(t)$	d(t)

Os coeficientes de elasticidade $\beta_2(t)$ aplicados às diferentes funções de resposta foram assumidos como aqueles que causam variações mínimas no ajuste do mercado. Os $\rho_o(t)$ e $d_o(t)$ foram assumidos de acordo com os valores praticados em sistemas elétricos típicos.

C.5.2 Ajuste do mercado

O ajuste do mercado $\mu_{QS,\gamma}(t)$ está baseado na lei básica do mercado “quanto maior o preço de um bem ou serviço, menor tende a ser a quantidade demandada”. Portanto, quando a demanda ultrapassa os limites de geração crítica $g_{crit,\gamma}(t)$, é aplicado o ajuste do mercado com o objetivo de diminuir tal demanda. O ajuste é feito segundo as funções de resposta, indicadas na seção 2.4.3.

A tabela C.5.2 ilustra os dados gerais utilizados no ajuste do mercado do sistema RTS-IEEE.

Tabela C.5.2 Parâmetros do ajuste do mercado

$\mu_{QS,\gamma}(t)$	$\beta_1(t)$	$\lambda_{crit}(t)$ [c/KWh]	$g_{crit,\gamma}(t)$ [MW]
LINEAR	0,140	3,360	2707,5
POTÊNCIA	0,200	3,360	2707,5
EXPONENCIAL	0,160	3,360	2707,5
LOGARÍTMICA	0,156	3,360	2707,5

Conforme a avaliação dos custos penalidade, baseados na confiabilidade do sistema RTS-IEEE, ilustrados na tabela C.4.1, pode-se determinar o nível de geração crítico, $g_{crit,\gamma}(t)$, que, no caso, estaria entorno de 80,5% da geração máxima instalada, o que representaria 96,1% da demanda de ponta. Portanto, para este patamar, o $\lambda_{crit}(t)$ foi calculado como 3,36 [c/kWh], tal como mostrado na seção 5.2.2. O nível de geração crítico pode ser especificado, tecnicamente, como um critério de operação do sistema ou também através de uma política de preços.

C.5.3 Multiplicador de ajuste das sobrecargas

Toda vez que existe uma violação da capacidade máxima de uma linha de transmissão, o multiplicador de ajuste das sobrecargas $\mu_{QS,\eta_i}(t)$ é calculado de forma análoga ao custo $\mu_{QS,\gamma}(t)$. Portanto, quando a sobrecarga ultrapassa os limites de capacidade máxima, $Z_{i,j}^{max}$ é considerado no multiplicador, o qual tem como objetivo elevar o preço dos consumidores até diminuir a sobrecarga. O ajuste é feito segundo as funções de resposta indicadas na seção 2.4.3.

A tabela C.5.3 ilustra alguns dos dados utilizados na aplicação do multiplicador de ajuste das sobrecargas aplicado ao sistema RTS-IEEE.

Tabela C.5.3 Parâmetros do multiplicador

$\eta_{QS,\eta_i}(t)$	$\beta_3(t)$	$Z_{i,j}^{max}$ [MW]	$\eta_{crit,i}(t)$ [c/KWh]
LINEAR	0,365	$Z_{7,8}^{max} = 90$	0,7122
POTÊNCIA	0,350	$Z_{8,9}^{max} = 75$	0,6913
EXPONENCIAL	0,355	$Z_{17,18}^{max} = 250$	0,5812
LOGARÍTMICA	0,3150	$Z_{18,21}^{max} = 250$	0,5673

Segundo a seção 4.7, o custo crítico da linha de transmissão i ($\eta_{crit,i}(t)$), foi assumido como o custo marginal da linha sobrecarregada ($\pi_i^b(t)$), calculado através do redespacho das unidades geradoras (baseado em um algoritmo de programação linear). O custo crítico da linha de transmissão i , pode também ser especificado tecnicamente como um critério de operação do sistema ou através de uma política de preços.

Os coeficientes de elasticidade do multiplicador de ajuste das sobrecargas $\beta_3(t)$, indicados na tabela C.5.3, também foram assumidos como aqueles que causam variações mínimas no ajuste do mercado nos pontos de consumo de energia que são atingidos pela sobrecarga.

BIBLIOGRAFIA

- ALBRECHT, P. F. et al. IEEE reliability test system. IEEE trans. on Pas., Vol. Pas-98, No. 6, nov./dec.1979, p. 2047-2054.
- ALLAN, R. N.; BILLINTON, R. Reliability evaluation of power systems. Boston, USA, Pitman Advanced Publishing Program, 1984, 432 p.
- ANANDALINGAM, G.; WHITE, C. C. A penalty function approach to alternative pairwise compararisons in ISMAUT. IEEE Trans. on Systems, Man, and Cybernetics, Vol. 23, No. 3, january/february 1993, p. 330-333.
- ARGILE, A. Distributed processing in decision support systems. december 1996. Endereço Eletrônico: <http://www.doc.ntu.ac.uk/RTTS/Projects/arg/project.html>.
- ARCELUZ, J.; MARÍN, J.; PÉREZ-ARRIAGA, I. J.; PUERTA, J. F.; RUBIO, F. J. Marginal pricing of transmission services: an analysis of cost recovery. IEEE Trans. on PS., Vol. 10, No. 1, february 1995, p. 546-553.
- BAI, X.; LEE, K. Y.; PARK, Y. M. Optimization method for reactive power planning by using a modified simple genetic algorithm. IEEE Trans. on PS., Vol. 10, No. 4, november 1995, p. 1843-1850.
- BAKIRTZIS, A. G.; KAZARLIS, S.; PETRIDIS, V. A genetic algorithm solution to the unit commitment problem. IEEE Trans. on PS., Vol. 11, No. 1, february 1996, p. 83-91.
- BALÉRIAUX, H.; GUERTECHIN, F.; JAMOULLE, E. Simulation de l'exploitation d'un parc de machines thermiques de production d'électricité couplé à des stations de pompage. Revue E, Vol. 5, No. 7, 1967, p. 225-245.

- BALU, N. J.; LAUBY, M. G.; SANGHVI, P. A. Power system reliability planning practices in North America. IEEE Trans. on PS., Vol. 6, No. 4, november 1991, p. 1485-1492.
- BAUGHMAN, M. L.; LEE, W. W. A Monte Carlo model for calculating Spot Market Prices of electricity. IEEE Trans. on PS., Vol. 7, No. 2, may 1992, p. 584-589.
- BAUGHMAN, M. L.; SIDDIQI, S. N. Real-Time Pricing of reactive power: theory and case study results. IEEE Trans. on PS., Vol. 6, No. 1, february 1991, p. 23-29.
- BAUGHMAN, M. L.; SIDDIQI, S. N. Reliability differentiated Real-Time Pricing of electricity. IEEE Trans. on PS., Vol. 8, No. 2, may 1992, p. 548-554.
- BAUGHMAN, M. L.; SIDDIQI, S. N. Optimal pricing of non-utility generated electric power IEEE Trans. on PS., Vol. 9, No. 1, february 1994, p. 397-403.
- BAZARAA, M. S.; SHETTY, C. M. Non linear Programming-Theory and algorithms. Atlanta, Georgia, John Wiley & Sons, 1979, 560 p.
- BELLONI, M. R.; GEROMEL, J. C. Nonlinear programs with complicating variables: theoretical analysis and numerical experience. IEEE Trans. on Systems, Man, and Cybernetics. Vol. SMC-16, No. 2, march/abril 1986, p. 231-239.
- BERRIE, T. W. Power system planning under electricity Spot Pricing. IEEE Trans. on PS., Vol. PWRS-2, No. 3, August 1987, p. 744-750.
- BHATTACHARYA, K.; CHATTOPADHYAY, D.; PARIKH, J. Optimal reactive power planning and its spot-pricing: an integrated approach. IEEE Trans. on PS., Vol. 10, No. 4, november 1995, p. 2014-2020.
- BILLINTON, R.; GHAJAR, R. Evaluation of the marginal outage costs in interconnected and composite power systems. IEEE Trans. on PS., Vol. 10, No. 2, may 1995, p. 753-759.

- BILLINTON, R.; GHAJAR, R. Evaluation of the marginal outage costs of generating systems for the purposes of spot pricing. IEEE Trans. on PS., Vol. 9, No. 1, february 1994, p. 68-75.
- BITU, R.; BORN, P. Tarifas de energia elétrica-Aspectos conceituais e metodológicos. São Paulo, MM Editora, 1993, 173 p.
- BOHN, R. E.; CARANAMIS, M. C.; SCHWEPPE, F. C. Optimal Spot Pricing: practice and theory. IEEE trans. on Pas., Vol. PAS-101, No. 9, september 1982, p. 3234-3245.
- BOHN, R. E.; CARANAMIS, M. C.; SCHWEPPE, F. C.; TABORS, R. D. Spot pricing of electricity. Kluwer Academic Publishers, USA, 1988, 355 p.
- BOHN, R. E.; DARYANIAN, B. Sizing of electric thermal storage under Real Time Pricing. IEEE trans. on PS., Vol. 8, No. 1, february 1993, p. 3234-3245.
- BRAMONT, B. P. P. Priorização de projetos sob ótica social - Um método robusto envolvendo múltiplos critérios. Florianópolis: UFSC-EPS, setembro 1996, 434 p. (Tese de Doutorado).
- BRASIL. MME, DNEEE, ELETROBRAS. Nova tarifa de energia elétrica: metodologia e aplicação. Brasília-DF, 1985, 440 p.
- BRIGGS, F. A.; HWANG, K. Computer architecture and parallel processing. McGraw-Hill, USA, 1985, 845 p.
- BRITTIG, K.; SHEBLE, G. B. Refined genetic algorithm - economic dispatch example IEEE Trans. on PS., Vol. 10, No. 1, february 1995, p. 117-124.
- BROOKE, A.; KENDRICK, D.; MEERAUS, A. GAMS- A User's. USA, The Scientific Press, 1988, 289 p.

- BROWN, D.; CLARK, E. D.; GLEN, R. C.; JONES, G.; WILLET, P. Searching databases of two-dimensional and three-dimensional chemical structures using Genetic Algorithms. V Conference International on Genetic Algorithms, University of Illinois, july 1993, p.597-602.
- CAMARGO, C. C. B. Confiabilidade aplicada a sistemas de potência elétrica. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 1981, 206 p.
- CAMARGO, C. C. B. Gerenciamento pelo lado da demanda: Metodologia para identificação do potencial de conservação de energia elétrica de consumidores residenciais. Florianópolis: UFSC-EPS, outubro 1996, 197 p. (Tese de Doutorado).
- CAMPBELL, J.; PAINTON, L. Genetic Algorithms in optimization of system reliability. IEEE Trans. on Reliability, Vol. 44, No. 2, june 1995. p. 172-178.
- CARANAMIS, M. C. Investment decisions and long-term planning under electricity Spot Pricing. IEEE Trans. on Pas., Vol. PAS-101, No. 12, december 1982. p. 4640-4648.
- CARANAMIS, M. C.; ROUKOS, N.; SCHWEPPE, F. C. Wrates: A tool for evaluating the Marginal Cost of wheeling. IEEE Trans. on PS., Vol. 4, No. 2, may 1989, p. 594-605.
- CARANAMIS, M. C.; SCHWEPPE, F. C.; TABORS, R. D. Evaluation of Spot Price based electricity rates. IEEE Trans. on Pas., Vol. PAS-104, No. 7, July 1985, p. 1644-1655.
- CHANG, C. S. et al. Multi-objective generation dispatch using bi-criterion global optimisation. IEEE Trans. on Pas., Vol. 10, No. 4, november 1995, p. 1813-1819.
- CHANG, H.; CHEN, P. Large scale economic dispatch by genetic algorithm. IEEE Trans. on Pas., Vol. 10, No. 4, november 1995, p. 1919-1926.
- CHIGANER, L. et al. Modelo de privatização para o parque gerador - caso brasileiro. Proceeding of the first forum on energy - EULAFER, Rio de Janeiro, agosto 1996, p. 45-60.

COOPINGER, S. S.; POST, D. L.; SHEBLE', G. B. Application of auctions as a pricing mechanism for the interchange of electric power. IEEE Trans. on PS., Vol. 10, No. 3, august 1995, p. 1580-1584.

DAVID, A. K.; LI, Y. Z. Effect of inter-temporal factors on the real time pricing of electricity. IEEE Trans. on PS., Vol. 8, No. 1, february 1993, p. 44-52.

DAVIS, L. Handbook of Genetic Algorithms. Van Nostrand Reinhold, USA, 1991, 385 p.

DEB, K.; GOLDBERG, D.; HARIK, G.; KARGUPTA, H. Rapid, accurate optimization of difficult problems using fast messy genetic algorithms. V Conference International on Genetic Algorithms, University of Illinois, july 1993, p. 56-64.

DELSON, J. K.; SHAHIDEHPOUR S. M. Linear Programming applications to power system economics, planning and operations. IEEE Trans. on PS., Vol. 7, No. 3, august 1992, p.1155- 1165.

DIXON, L. C. W. Nonlinear optimisation. The English Universities Press Limited, England, 1972, 213 p.

ELGERD, O. I. Introdução à teoria de sistemas de energia elétrica. Editora McGraw-Hill, São Paulo, 1976, 604 p.

EMCO: Electricity Market Company Limited, Energy, Power, Markets, Utilities, november 1996. Endereço Eletrônico: <http://www.emco.co.nzl>.

ENERGYONLINE: Business and regulatory information on the energy industry. Pool model of England and wales, march 1997. Endereço Eletrônico: <http://www.energyonline.com/Restructuring/models/ukpool.html>.

ENERGYONLINE: Business and regulatory information on the energy industry. Spot trading & competitive central dispatch, november 1995. Endereço Eletrônico: <http://www.energyonline.com/Restructuring/models/2aust5.html>.

- ENERGYONLINE: Business and regulatory information on the energy industry. The Strutura of open access power pool in the province of Alberta Canada, may 1996. Endereço Eletrônico: <http://www.energyonline.com/Restructuring/models/alberta.html>.
- ERTEM, S.; JIANG, A. Economic dispatch with non-monotonically increasing incremental cost units and transmission system losses. IEEE Trans. on PS., Vol. 10, No. 2, may 1995, p. 891-897.
- ERTEM, S.; JIANG, A. Polynomial loss models for economic dispatch and error estimation. IEEE Trans. on PS., Vol. 10, No. 3, august 1995, p. 1546-1552.
- FADIL, S. A new optimal power dispatch technique using spot price of eletricity for multi-area interconnected systems. Washington State University, August 1992, 321 p. (Tese Doutorado).
- FERNÁNDEZ, J. E.; PALMA, R.; RUDNICK, H. Marginal pricing and supplement cost allocation in transmission open access. IEEE Trans. on PS., Vol. 10, No. 2, may 1995, p. 1125-1142.
- FLANNERY, B. P.; PRES, W. H.; TEUTOLSKY, S. A.; VETTERLING, W. T. Numerical Recifes: The art of scientific computing. Cambridge University Press: Library of Congress Cataloging in Publication 1987, p. 818.
- FOX, L. B. Integrating and accelerating tabu search, simulation annealing, and genetic algorithms. Departament of Mathematics - University of Colorado, 1991, 20p.
- GALLEGO, R. A.; MONTICELLI, A.; ROMERO, R. Transmission system expansion planning by simulated annealing. IEEE Trans. on Pas., Vol. 11, No. 1, february 1996, p. 364-369.
- GALLYAS, K.; TSAI, T.D.; WANG, L. Reliability assessment in operational planning for large hydro-thermal generation systems. IEEE Trans. on Pas., Vol. PAS-104, No. 12, december 1985, p. 3382-3387.

- GAUTHIER, O. F. Programação da produção: uma abordagem utilizando algoritmos genéticos. Florianópolis: UFSC-EPS, outubro 1994, 130 p. (Tese de Doutorado).
- GEDRA, W. T.; VARAIYA, P. P. Markets and pricing for interruptible electric power. IEEE Trans. on PS., Vol. 8, No. 1, february 1993, p. 122-128.
- GOLDBERG, D. E. Genetic Algorithms in search, optimization & machine learning. Addison-Wesley Publishing Company, USA, 1989, 486 p.
- GRADY, W. M.; NOYOLA, A. M.; VIVIANI, G. L. An optimized procedure for determining incremental heat rate characteristics. IEEE Trans. on PS., Vol. 5, No. 1, may 1990, p. 376-383.
- GREFENSTETTE, J. J. Optimization of control parameters for Genetics Algorithms. IEEE Trans. on Systems, Man, and Cybernetics, Vol. SMC-16, No. 1, jan./fev. 1986, p. 122-128.
- GOVETT, R. L.; MEIMBAN, J. J.; MORRIS, J. S. The evaluation of wood-fired cogeneration investments using Monte-Carlo Simulation. The Engineering Economist. Vol. 37, No. 2, 1992, p. 115-136.
- HADLEY, G. Programação linear. Rio de Janeiro: Guanabara Dois, 1982, 460 p.
- HASHIER, D.; MUNAKATA, T. A Genetic Algorithm applied to the maximum flow problem. V Conference International on Genetic Algorithms, University of Illinois, july 1993, p. 488-493.
- HAKIMMASHHADI, H.; YAMAYEE, A. Z. Production Simulation for power system studies. IEEE Trans. on Pas., Vol. PAS-104, No. 12, december 1985, p. 3376-3381.
- HOBSON, E.; STOTT, B. Power system security control calculations using linear programming, part I and II. IEEE Trans. on Pas., Vol. PAS 97, No. 5, set./oct. 1978, p. 1713-1731.

- HOLLAND, J. J. Genetic Algorithms. Scientific American, july 1992, p. 44-50.
- HUANG, C. et al. Evolutionary programming based economic dispatch for units with non-smooth fuel cost functions. IEEE Trans. on PS., Vol. 11, No. 1, february 1996, p. 884-890.
- ISHIKIDA, T.; VARAIYA, P. P. Pricing of electric power under uncertainty: information and efficiency. IEEE Trans. on PS., Vol. 10, No. 2, may 1995, p. 884-890.
- IRVING, M. R.; ORERO, S. O. A genetic algorithm for generator scheduling in power systems. Electrical Power & Energy Systems, Vol. 18, No. 1, 1996, p. 19-26.
- KAYE, R. J.; OUTHRED, H. R. A theory of electricity tariff design for optimal operation and investment. IEEE Trans. on PS., Vol. 4, No. 2, may 1989, p. 606-613.
- KAYE, R. J.; MURPHY L.; WU, F. F. Distributed spot pricing in radial distribution systems. IEEE Trans. on PS., Vol. 9, No. 1, february 1994, p. 311-317.
- KAYE, R. J.; VARAIYA, P.; WU, F. F. Pricing for system security. IEEE Trans. on PS., Vol. 10, No. 2, may 1995, p. 575-583.
- KIRTLEY, J. L.; SCHWEPPE, F. C. TABORS, R. D. Homeostatic control for electric power usage. IEEE-Spectrum., july 1982, p. 44-48.
- LAMONT, J. W.; OBESSIS, E. V. Emission dispatch models and algorithms for 1990'S. IEEE Trans. on PS., Vol. 10, No. 2, may 1995, p. 941-947.
- LEE, W. W. A model for calculating the spot price of electricity. The University of Texas at Austin, dezembro 1989, 105 p. (Tese de Mestrado).
- LÓPEZ, V. C. O. Um algoritmo evolutivo para a programação de projetos multi-modos com nivelamento de recursos limitados. Florianópolis: UFSC-EPS, março 1995, 168 p. (Tese de Doutorado).

LUENBERGER, D. G. Introduction to linear and nonlinear programming. Addison-Wesley Publishing Company, USA, 1973, p. 356.

MA, J. T.; WU, Q. H. Power system optimal reactive power dispatch using evolutionary programming. IEEE Trans. on PS., Vol. 10, No. 3, august 1995, p. 1243-1249.

MACGREGOR, R. P.; PÜTTGEN, B. H. The integration of non-utility generation and spot prices within utility generation scheduling. IEEE Trans. on PS., Vol. 9, No. 3, august 1994, p. 1302-1308.

MARINHO, J. L.; STOTT, B. Power system security control calculations using linear programming, part I. IEEE Trans. on Pas., Vol. PAS 97, No. 5, set./oct. 1978, p. 1713-1720.

MELO, A. G. Avaliação de índices de frequência e duração no cálculo da confiabilidade composta de sistemas de geração e transmissão de grande porte. Rio de Janeiro : PUC-RJ, outubro de 1990, 108 p. (Tese de Doutorado).

MICHALEWICZ, Z.; VIGNAUX, G. A. A Genetic Algorithm for the linear transportation problem. IEEE Trans. on System, Man, and Cybernetics, Vol. 21, No. 2, march/abril 1991, p. 445-452.

MIRANDA, V.; RANITO, J. V.; PROENÇA, M. L. Genetic algorithms in optimal multistage distributions network planning. IEEE Trans. on PS., Vol. 9, No. 4, november 1994, p. 1927-1933.

MONTICELLI, A. Fluxo de carga em redes de energia elétrica. Editora Edgar Blücher Ltda, São Paulo, 1983, 164 p.

NEGRI DE MAGALHÃES, C. H.; RAMOS, D. S.; SCHILLING, M. TH. Avaliação integrada de desempenho. Anais do IEEE-INDUSCON 92. São Paulo, 1992.

- OLIVEIRA, C. A.; SANTANA, A. E. de Contestabilidade e custos de transação: Alternativas para estudo de desregulamentação do setor elétrico. Manuscrito UFSC-PEI, junho de 1997, 11 p.
- PAHWA, A.; SUNDHARARAJAN, S. Optimal selection of capacitors for radial distribution systems using a genetic algorithm. IEEE Trans. on PS., Vol. 9, No. 3, august 1994, p. 1499-1507.
- PÉREZ-ARRIAGA, I. J.; RUDNICK, H.; STADLIN, W. O. International power system transmission open access experience. IEEE Trans. on PS., Vol. 10, No. 1, february 1995, p. 554-564.
- RAHMAN, S. Artificial intelligence in electric power systems a survey of the japanese industry. IEEE Trans. on PS., Vol. 8, No. 3, august 1993, p. 1211-1216.
- RAM, B. Tariffs and load management: a post privatisation study of the U. K. electricity supply industry. IEEE Trans. on PS., Vol. 10, No. 2, may 1995, p. 1111-1117.
- RAMANATHAN, R. Fast economic dispatch based on the penalty factors from Newton's Method. IEEE on PAS., Vol. PAS 104, july 1985, p. 1624-1629.
- RIOLO, R. L. Survival of the fittest bits. Scientific American, july 1992, p. 89-91.
- ROSENBERG, A.; SITARAMAN, R. Theory of parallel and distributed processing, september 1996. Endereço Eletrônico: <http://www.cs.umass.edu/~thtml/TPDP.html>.
- ROSS, D. W.; KIM, S. Dynamic economic dispatch of generation. IEEE on PAS., Vol. PAS 99, nov/dec 1980, p. 2060-2068.
- RUBINSTEIN, R. Y. Simulation and the Monte Carlo method. John Wiley & Sons, USA, 1981, 278 p.

- RUDNICK, H. Aspectos técnico económicos de la desregulación del sector eléctrico. Pontificia Universidad Católica de Chile, 1995, 205 p.
- SANTANA, A. E. de O planejamento da geração de energia elétrica através de uma metodologia de análise hierárquica por similaridade com as restrições do sistema. Florianópolis: UFSC-EPS, janeiro 1994, 229 p. (Tese de Doutorado).
- SCHWEPPE, F. C. Power systems '2000': hierarchical control strategies IEEE Spectrum, july 1978, p. 42-47.
- SHEBLE', G. B.; WALTERS, D. C. Genetic algorithm solution of economic dispatch with valve point loading. IEEE Trans. on PS., Vol. 8, No. 3, august 1993, p. 1325-1332.
- SHING, M.; PARKER, G. B. Genetic Algorithms for the development of real-time multi-heuristic search strategies. V Conference International on Genetic Algorithms, University of Illinois, july 1993, p. 565-572.
- SHOENAUER, M.; XANTHAKIS, S. Constrained GA optimization. V Conference International on Genetic Algorithms, University of Illinois, july 1993, p.573-580.
- SHOULTS, R. R. et al. A dynamic programming based method for developing dispatch curves when incremental heat rate curves are non-monotonically increasing. IEEE Trans. on PAS., Vol. PWR-1, february 1986, p. 10-16.
- SKOLNICK, M. M.; POWEL, D. Using Genetic Algorithms in engineering design optimization with non-linear constraints V Conference International on Genetic Algorithms, University of Illinois, july 1993, p. 424-431.
- SMITH, A. E.; TATE, M. D. Genetic optimization using a penalty function. V Conference International on Genetic Algorithms, University of Illinois, july 1993, p. 499-505.
- SPADA, J. A. Liderança pela qualidade. Anais do IEEE-INDUSCON 92. São Paulo, 1992.

- STANGE, P.; VILLARROEL, D. R. Cálculo dos custos marginais da geração considerando características não lineares. VII CLAIO - Latin-Iberian-American Congress on Operations Research and System Engineering - XXVIII SBPO Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, Rio de Janeiro, agosto 1996, p. 1254-1260.
- STANGE, P.; VILLARROEL, D. R. Efeito das características não lineares na avaliação dos custos do combustível de sistemas de geração de energia elétrica. 16^o ENEGEP e 2^o Congresso Internacional de Engenharia Industrial, Piracicaba - SP, outubro 1996 (CD-ROOM).
- STANGE, P.; VILLARROEL, D. R. Uma comparação entre Otimização Global via Algoritmos Genéticos e via Gams. XXVI Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, nov./dez. 1994, p. 696-702.
- STANGE, P.; VILLARROEL, D. R. Variação dos custos marginais do combustível em sistemas de geração de energia elétrica. III Congresso Brasileiro de Gestão Estratégica de Custos, Curitiba - Pr., outubro 1996, p. 93-103.
- SURECK, A. M. Modelo de pré-despacho horário de geração. Florianópolis:UFSC-EPS, maio de 1982, 127 p. (Tese de Mestrado).
- TABORS, D. R. Transmission system management and pricing: New paradigms and international comparisons. IEEE Trans. on PS., Vol. 9, No. 1, february 1994, p. 206-215.
- VIACAVA, C. N. M. Representação analítica de falhas dos equipamentos e variação da demanda no despacho hidrotérmico multi-estágio. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, junho 1997, 89 p. (Tese de Doutorado).
- VILLARROEL, D. R. Modelagem estocástica de sistemas interligados de geração hidrotermoelétrica. Florianópolis: UFSC, dezembro 1991, 131 p. (Tese de Mestrado).

VILLARROEL, D. R.; ZÜRN, H. H. Modelagem estocástica de sistemas interligados de geração hidrotermoelétrica. Anais do IEEE-INDUSCON 92. São Paulo, 1992.

WOLLENBERG, B. F.; WOOD, A. J. Power generation operation & control. John Wiley & Sons, USA, 1984, p. 444.

WONG, K. P.; WONG, Y.; Combined genetic algorithm/simulated annealing/ fuzzy set approach to short-term generation scheduling with take-or-pay fuel contract. IEEE Trans. on PS., Vol. 11, No. 11, february 1996, p. 128-136.

ZÜRN, H. H. Generator maintenance scheduling computer program documentation. Canada: University of Waterloo, March 1976. p. 175. (Tese de Doutorado).