

**PROPOSTAS METODOLÓGICAS PARA O TRATAMENTO DA CURVA DE
AVERSÃO A RISCO NO MODELO DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO A
MÉDIO PRAZO**

Renata Nogueira Francisco

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRA ELETRICISTA.

Aprovada por:

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph. D.

(Orientador)

Eng^a. Maria Elvira Piñeiro Maceira, D. Sc.

(Co-orientadora)

Prof^a. Carmen Lucia Tancredo Borges, D. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

DEZEMBRO DE 2006

*À minha mãe Tânia, pai Gustavo,
irmão Luís Gustavo e
ao meu noivo Renato.*

Agradecimentos

A Maria Elvira pelas oportunidades de estagiar no CEPEL e de participar de estudos na área de planejamento da operação, que deram origem a este trabalho.

Ao meu orientador Djalma por acreditar na realização deste trabalho.

Aos meus pais, Tânia e Gustavo, que sempre estiveram ao meu lado me apoiando, incentivando e oferecendo a sua ajuda incondicional.

Ao meu noivo, Renato, pelo apoio e pela compreensão nos momentos difíceis.

Aos colegas integrantes do projeto Newave, Débora Jardim, Leonardo Moraes e Vitor Duarte, pelo incentivo, paciência, ajuda e por tudo que me ensinaram.

Aos colegas do DEA/CEPEL pela amizade e pelos momentos de descontração.

Resumo do Projeto Final em Engenharia Elétrica apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica – UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheira Eletricista:

PROPOSTAS METODOLÓGICAS PARA O TRATAMENTO DA CURVA DE AVERSÃO A RISCO NO MODELO DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO A MÉDIO PRAZO

Renata Nogueira Francisco

Dezembro de 2006

Orientadores: Djalma Mosqueira Falcão

Maria Elvira Piñeiro Maceira

O NEWAVE, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, é o modelo utilizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para o planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional a médio prazo. A preocupação com a segurança e confiabilidade da operação do sistema levou à introdução de um processo de aversão a risco neste modelo, representado pela consideração de metas de energia armazenável mínima para os subsistemas – a Curva de Aversão a Risco (CAR). Contudo, durante a modelagem e posterior utilização da CAR, foram verificadas inconsistências matemáticas no tratamento deste processo de aversão a risco no modelo.

O objetivo do presente trabalho é a obtenção de uma melhor modelagem para a consideração da CAR, de maneira que não cause impactos significativos nos resultados da operação ótima indicada pelo modelo e que mantenha a coerência matemática. Desta forma, são apresentadas cinco novas propostas de metodologias de aversão a risco, suas principais características, além de resultados comparativos entre elas.

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO.....	10
1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	10
1.2. OBJETIVO DO TRABALHO	11
1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO	12
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	14
2.1. DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO	14
2.2. PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA	15
2.2.1. <i>Objetivo</i>	15
2.2.2. <i>Formulação do Problema</i>	16
2.2.2.1. Sistemas Térmicos.....	16
2.2.2.2. Sistemas Hidrotérmicos.....	18
2.2.3. <i>Planejamento da Operação do Sistema Elétrico Brasileiro</i>	22
2.2.3.1. Planejamento a Médio Prazo	23
2.2.3.2. Planejamento a Curto Prazo	23
2.2.3.3. Programação da Operação	24
3. PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO A MÉDIO PRAZO.....	26
3.1. INTRODUÇÃO	26
3.2. MODELO NEWAVE.....	27
3.2.1. <i>Módulo de Cálculo do Sistema Equivalente</i>	28
3.2.2. <i>Módulo de Cálculo da Política de Operação</i>	31
3.2.2.1. Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação Hidrotérmica.....	31
3.2.2.2. Despacho de Operação Hidrotérmica em Sistemas Equivalentes de Energia	37
3.2.3. <i>Módulo de Simulação da Operação</i>	42
4. CURVA DE AVERSÃO A RISCO – CAR.....	43
4.1. INTRODUÇÃO	43
4.2. METODOLOGIA	44
4.3. CONSTRUÇÃO DA CAR.....	45
4.4. EVOLUÇÃO DA IMPLEMENTAÇÃO DA CAR NO MODELO DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO A MÉDIO PRAZO.....	51
4.4.1. <i>Metodologia Atual Implementada</i>	53
5. PROPOSTAS PARA A IMPLEMENTAÇÃO DA CAR.....	57
5.1. VERSÃO 1	58

5.1.1. Corte Ativo.....	59
5.1.2. Adição do Corte Artificial.....	60
5.1.3. Impactos no Modelo.....	62
5.1.4. Análise do Critério de Parada do Modelo para a Versão 1	63
5.1.4.1. Técnicas de Solução	65
5.1.4.2. Atribuição de Valores às Variáveis	66
5.1.4.3. Construção da Função de Custo Futuro.....	68
5.1.4.4. Construção do Corte Artificial	71
5.1.4.5. Resultados	71
5.1.5. Exemplo de Problema Provocado pela Adição de Cortes Univariados à Função de Custo Futuro ..	73
5.1.5.1. Resultados	76
5.2. VERSÃO 2.....	79
5.3. VERSÃO 3.....	81
5.3.1. Impactos.....	82
5.4. VERSÃO 4.....	83
5.5. VERSÃO 5.....	84
6. ANÁLISE E COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS	87
6.1. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO FINAL.....	87
6.2. CONVERGÊNCIA DA VERSÃO 1	89
6.3. SÉRIES COM NÍVEL DE ARMAZENAMENTO INFERIOR AO DEFINIDO PELA CAR	91
6.4. EVOLUÇÃO DA ENERGIA ARMAZENADA FINAL E DOS RISCOS DE DÉFICIT	93
7. CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS.....	97
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	99
APÊNDICE A	102

Lista de Símbolos

$\overline{g_T}$	Geração térmica máxima;
$\overline{earmf_t}$	Energia armazenável máxima no final do estágio t ;
$\underline{earmf_t}$	Energia armazenável mínima no final do estágio t ;
$\overline{GH}(EARMf_{t-1})$	Geração hidráulica máxima;
$CTERMAX$	Custo de geração da térmica mais cara;
def	Déficit;
$DEMLIQ$	Demanda líquida, igual à demanda bruta abatida da geração de pequenas usinas, geração térmica mínima e submotorização;
EAF_t	Energia natural afluyente no estágio t ;
$earmf_t$	Energia armazenada no final do estágio t ;
EC	Energia controlável;
$EFIO$	Energia a fio d'água;
$EAMINOP$	Energia armazenada mínima de operação;
$EMORTO$	Perda energética por enchimento de volume morto;
$EVAP(EARMf_{t-1})$	Energia evaporada;
$evert$	Energia de vertimento em reservatórios;
$evmin$	Energia de vazão mínima;
exc	Variável de folga que representa o excesso de energia de vazão mínima, submotorização e geração térmica mínima;
$FC(EARMf_{t-1})$	Fator de correção da energia controlável;
$FPENG$	Duração de um patamar de carga;
g_H	Geração hidráulica controlável;
g_T	Geração térmica de uma determinada classe térmica;

$i_{j,k}$	Intercâmbio de energia do sistema j para o sistema k ;
$M_{EVMIN}(EARMf_{t-1})$	Meta de geração de vazão mínima;
$NCOR$	Número de Cortes de Benders;
$NPDF$	Número de patamares de déficit;
$NPMC$	Número total de patamares de carga própria;
$NSIS$	Número total de subsistemas;
$PREF$	Fator de penalização de referência;
p	Ordem do modelo Par(p);
$TCLISIS$	Número de classes térmicas de um dado subsistema;
V_i	Volume armazenado no reservatório i ;
z_t	Custo esperado de operação no estágio t ;
α_{t+1}	Custo futuro;
β	Taxa de desconto;
γ	Parcela de $EAFt$ correspondente à energia controlável;
η_{BH}	Multiplicador simplex associado à equação de balanço hídrico;
η_{AD}	Multiplicador simplex associado à equação de atendimento à demanda;
η_{COR}	Multiplicador simplex associado à cada equação de corte de Benders;
η_{EH}	Multiplicador simplex associado à equação de geração hidráulica controlável máxima;
π_{Ak}	Coeficiente do corte de Benders associado ao estado energia afluyente passada do estágio $t-k$, onde $k = 1,p$;
π_v	Coeficiente do corte de Benders associado ao estado armazenamento inicial do estágio t ;
ψ_D	Custo do déficit para um dado corte de carga;
ψ_T	Custo de operação associado à classe térmica;
Δ	Invasão do nível de armazenamento mínimo.

As variáveis associadas à solução de problemas de programação linear são expressas neste trabalho em letras minúsculas, enquanto as variáveis que tem seu valor conhecido são expressas em letras maiúsculas.

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O problema de planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro, predominantemente hidrelétrico, é caracterizado por apresentar acoplamento temporal, uma vez que a decisão operativa de geração de energia tomada em um estágio presente afeta a decisão a ser tomada nos estágios futuros; aleatoriedade das vazões afluentes aos reservatórios, que variam sazonalmente e regionalmente tornando o problema estocástico; e acoplamento espacial, já que a energia defluente de uma usina a montante afeta a operação de outra a jusante. Além disso, os objetivos de economia de operação e confiabilidade são contrários, já que uma excessiva utilização de energia hidrelétrica, apesar de reduzir os custos de operação no presente, aumentam os riscos de déficit no futuro. Por outro lado, evitando-se o uso da água no presente, reduzindo assim os riscos de déficit, pode-se gerar desperdício de energia futura, caso ocorram períodos de afluência elevada.

O planejamento da operação em sistemas de geração deste tipo pode ser executado em etapas, a saber: planejamento de médio prazo, para estudos com horizonte de até cinco anos, responsável pela minimização das conseqüências de uma decisão presente no futuro frente às incertezas das afluências futuras; planejamento de curto prazo, com horizonte de um ano e responsável pelo atendimento das metas semanais; programação diária da operação, responsável pela programação da operação do próximo dia.

O principal objetivo do planejamento da operação de um sistema hidrotérmico é determinar, a cada etapa, metas de geração para cada usina do sistema e de intercâmbio de energia, que

atendam à demanda e minimizem o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento. Este custo é composto pelo custo variável de combustível das usinas térmicas e pelo custo atribuído às interrupções de fornecimento de energia, que pode ser representado por uma função de penalização dos déficits de energia (custo do déficit). Além disso, os modelos usados no planejamento da operação podem ser utilizados também para diversos estudos, por exemplo, estudos de políticas comerciais, de política tarifária, de política de racionamento, realimentação ao planejamento da expansão, entre outros.

A política de operação ótima gerada por estes modelos energéticos depende de uma série de fatores, dentre eles: cenários hidrológicos, carga própria, custo de geração térmica, entrada de novos projetos, disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão. Devido à complexidade da previsão destes parâmetros e das incertezas a que eles estão sujeitos, estas podem ser representadas de forma explícita, onde sua distribuição de probabilidades é representada diretamente no cálculo da política, ou implícita, onde a distribuição de probabilidades é representada através de análise de sensibilidades ou valores esperados.

O modelo NEWAVE [1], desenvolvido no CEPEL, apresenta uma metodologia para determinação das estratégias da operação hidrotérmica a médio prazo, com representação agregada do parque hidrelétrico e cálculo da política ótima baseado em Programação Dinâmica Dual Estocástica. Esse modelo apresenta como características principais a interligação de múltiplos subsistemas, configuração estática ou dinâmica, modelo equivalente com produtividade variável e energias afluentes modeladas por um processo auto-regressivo periódico de ordem p , $PAR(p)$ [2].

1.2. OBJETIVO DO TRABALHO

Em 2001, observou-se uma deterioração da situação energética do sistema elétrico brasileiro, onde o nível de armazenamento neste período atingiu índices bastante alarmantes, levando o Operador Nacional do Sistema – ONS – a solicitar um racionamento de 20% da demanda ao longo de dois meses. Com isso, iniciaram-se inúmeras discussões acerca dos possíveis

motivos que levaram a este severo racionamento, e a busca de soluções capazes de evitar a repetição de situações críticas como esta [3].

Embora o objetivo do modelo Newave seja minimizar o custo de operação, a preocupação com a segurança do sistema, ou seja, com o não esgotamento das reservas de água é crescente. Desta forma, surge a necessidade de estabelecer níveis mínimos operativos de armazenamento, definidos por uma “curva de alerta”. A incorporação desta curva ao processo de cálculo da política ótima operativa do modelo de despacho hidrotérmico, para a energia armazenada em cada subsistema, levou ao início de um processo de introdução de metodologias de aversão a risco.

Busca-se, neste trabalho, uma melhor modelagem para a consideração da curva de aversão a risco que não cause impactos significativos nos resultados da operação ótima indicada pelo modelo, como um indesejável aumento dos custos, e mantenha a consistência matemática do modelo. A motivação deste trabalho se deve a não conciliação destas duas características nas propostas implementadas até o momento. A primeira destas, apesar de matematicamente consistente, provocava elevações acentuadas nos custos marginais de operação dos subsistemas, sendo abandonada. Já a metodologia utilizada atualmente faz uso de recursos que podem levar a incoerências no mesmo, como a não convergência do algoritmo de programação [4].

Desta forma, são apresentadas neste trabalho cinco novas propostas de metodologias de aversão a risco, suas principais características, além de resultados comparativos entre elas.

1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho está dividido em 7 capítulos, além de um Apêndice, que são sucintamente descritos a seguir.

No presente capítulo é feita uma descrição do objetivo do trabalho e, ainda, uma apresentação dos principais conceitos utilizados ao longo deste.

No capítulo 2 é apresentada uma revisão bibliográfica, com explicações sobre o sistema elétrico brasileiro, as etapas do planejamento da operação e os modelos desenvolvidos para cada uma delas.

No capítulo 3 é feita uma revisão sobre o planejamento da operação de médio prazo e uma apresentação mais detalhada do modelo proposto pelo CEPEL.

No capítulo 4 é realizada uma descrição da construção da Curva de Aversão a Risco utilizada pelo modelo NEWAVE, bem como a evolução de sua metodologia de implementação.

No capítulo 5 são propostas cinco metodologias consistentes matematicamente para um melhor tratamento da Curva de Aversão a Risco.

No capítulo 6 são apresentados os resultados obtidos com as formulações proposta, comparações com a formulação atualmente usada, todas devidamente analisadas.

O capítulo 7 traz as conclusões e sugestões para futuros aperfeiçoamentos ao que foi proposto.

O apêndice A é uma extensão do capítulo 6, onde é apresentada uma análise mais detalhada de alguns resultados.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

O sistema elétrico brasileiro apresenta uma porcentagem substancial de geração hidrelétrica, com mais de 90% do total da capacidade instalada no país, e é caracterizado por grandes reservatórios, que possuem uma capacidade de regularização plurianual, formando complexas cascatas sobre diversas bacias hidrográficas. As usinas hidrelétricas podem utilizar a água armazenada nos seus reservatórios para produzir energia no futuro, substituindo os custos de combustível das unidades térmicas, apresentando-se assim economicamente competitivas [5].

Todavia, a afluência futura aos reservatórios tem comportamento estocástico, dependendo das precipitações futuras, que não podem ser previstas com muita exatidão. Além disto, o montante de afluência possui uma grande variação em diferentes estações dos anos, e até mesmo de ano para ano. Outra característica do sistema é que os registros históricos de afluências possuem períodos de grandes secas, alguns maiores que um ano.

As usinas hidrelétricas, dependendo de sua capacidade de regularização, podem ser classificadas em: usinas a fio d'água e usinas com reservatórios. Usinas a fio d'água são aquelas cujo volume é suficiente apenas para regularização de descargas semanais ou diárias. Já as usinas com reservatórios são usinas com regularização de vazões de um mês, de um ano ou até mesmo vários anos.

Visando aproveitar as precipitações, os desníveis dos rios e os relevos da região, para um armazenamento mais eficiente, as usinas hidrelétricas são construídas em locais distantes dos centros de consumo. Desta forma, se fez necessário um extenso sistema de transmissão, formando assim o Sistema Interligado Nacional - SIN - que interliga os sistemas de energia: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. A existência de um sistema interligado permite a redução dos custos de operação, através das trocas de energia entre as regiões, aproveitando as diversidades do comportamento hidrológico entre as diferentes bacias hidrológicas e um aumento da confiabilidade e eficiência de fornecimento.

O parque termelétrico brasileiro tem como principais objetivos, complementar os recursos hidrelétricos e aumentar a confiabilidade do sistema, já que não está sujeito a incertezas, como a estocasticidade das afluências, no caso das hidrelétricas. Além disso, este parque, ainda se destina ao abastecimento de sistemas isolados (como alguns encontrados na região Norte) e ao atendimento localizado no caso de ocorrências de restrições elétricas e/ou energéticas.

É esperado que a hidroeletricidade permaneça como a fonte dominante na geração de energia devido à grande disponibilidade de potencial a ser explorado. Não obstante, a participação de usinas térmicas no sistema deve crescer, devido também ao avanço na tecnologia das turbinas a gás e ao fato do comportamento crescente dos custos relacionados à exploração hidráulica de novos locais.

2.2. PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA

2.2.1. Objetivo

O sistema elétrico brasileiro é hidrotérmico, composto predominantemente por usinas hidrelétricas, além de usinas termelétricas convencionais e nucleares. Estas usinas são ligadas aos centros de carga, basicamente, através de um sistema de transmissão [6].

O objetivo do planejamento da operação é determinar, a cada estágio, uma política de operação para cada usina, visando atender à demanda de energia com o menor custo operacional possível. Este custo é formado, basicamente, pelos custos dos combustíveis utilizados nas termelétricas e os custos associados ao não atendimento à demanda, ou seja, o custo do déficit.

Para o cálculo da política ótima de operação são usados modelos energéticos, que também podem ser utilizados em diversos estudos, tais como:

- (i) *informações sobre consumo de combustível*: através da simulação da operação do sistema para diversos cenários hidrológicos e de demanda, podem ser estimadas média e variância do consumo de combustível e valores de pico deste consumo.
- (ii) *estudo de políticas tarifárias*: um dos resultados dos modelos de planejamento é o custo marginal de operação, que mede a variação do custo esperado de operação com relação a incrementos de demanda. Este índice é fundamental para a determinação de preços de intercâmbio e de tarifas de pedágio pelo uso do sistema de transmissão.
- (iii) *estudos de política de racionamento*: os modelos de planejamento da operação representam o efeito de diferentes políticas de racionamento de energia, em termos de duração, profundidade e impactos econômicos e financeiros.
- (iv) *estudos de expansão da geração e transmissão do sistema*.

2.2.2. Formulação do Problema

2.2.2.1. Sistemas Térmicos

Sistemas termelétricos são aqueles formados unicamente por usinas térmicas [7], como as usinas nucleares, usinas com combustíveis fósseis, usinas a gás, além de usinas de cogeração. De forma simplificada, pode-se dizer que essas usinas usam a queima da matéria-prima para a

obtenção de vapor, que aciona as turbinas acopladas ao gerador. As usinas nucleares trabalham de forma semelhante, porém obtém calor a partir de reações nucleares.

Em estudos de planejamento, as usinas termelétricas são representadas através de características físicas e operativas, tais como potência máxima, tipo de combustível, taxa de tomada de carga, geração mínima operativa, dentre outros índices.

Em sistemas de geração puramente térmicos, o custo variável do combustível é o responsável pela definição do custo de cada usina. De forma simplificada, o problema de planejamento da operação resume-se em classificar as usinas em ordem crescente de custo de combustível e despachar cada MWh incremental para a usina com o menor custo, até que a demanda seja suprida. Este processo utilizado para a resolução deste problema de operação é chamado de despacho por ordem de mérito. A última usina a ser despachada será o gerador marginal e o custo marginal de operação será igual ao seu custo de combustível.

Na prática, este problema de otimização é um pouco mais complexo, já que devem ser levados em conta: a taxa de tomada de carga, tempos mínimos e máximos em operação, além de tempos de resfriamento [8].

As principais características dos sistemas puramente térmicos são:

- *Desacoplados no tempo*: uma decisão tomada em um período não tem impactos sobre o custo de operação de períodos posteriores, já que depende apenas da disponibilidade de combustível;
- *Custo direto de operação*: o custo de operação de cada usina térmica independe do nível de geração ou da disponibilidade de outras usinas;
- *Confiabilidade de fornecimento*: não apresentam restrições de armazenamento, dependendo apenas da capacidade total de atendimento das usinas.

2.2.2.2. Sistemas Hidrotérmicos

Os sistemas hidrotérmicos caracterizam-se pela presença de usinas hidrelétricas, adicionalmente às térmicas. Diferentemente do sistema visto no item anterior, esses sistemas contam com a energia armazenada nos reservatórios de água, de custo teoricamente zero, em substituição às dispendiosas usinas térmicas.

Entretanto, o volume limitado dos reservatórios aliado à variabilidade das futuras afluências produz uma relação entre a decisão operativa em um determinado estágio e as conseqüências futuras desta decisão, conforme ilustrado na figura 2.1. Desta forma, por exemplo, se for tomada uma decisão de utilizar a energia hidrelétrica para atender a carga própria presente e baixas afluências ocorrerem no futuro, as usinas hidrelétricas podem não ter água suficiente para suprir a demanda no futuro. Como conseqüência, poderá ser necessária a utilização de recursos térmicos extremamente caros ou, até mesmo, a interrupção do fornecimento de energia. Se, por outro lado, a opção for de atender a carga própria presente com geração térmica, e altos valores de afluências ocorrerem no futuro, já estando elevados os níveis dos reservatórios, poderá haver vertimento no sistema, caracterizando um desperdício de energia e aumento desnecessário do custo de operação.

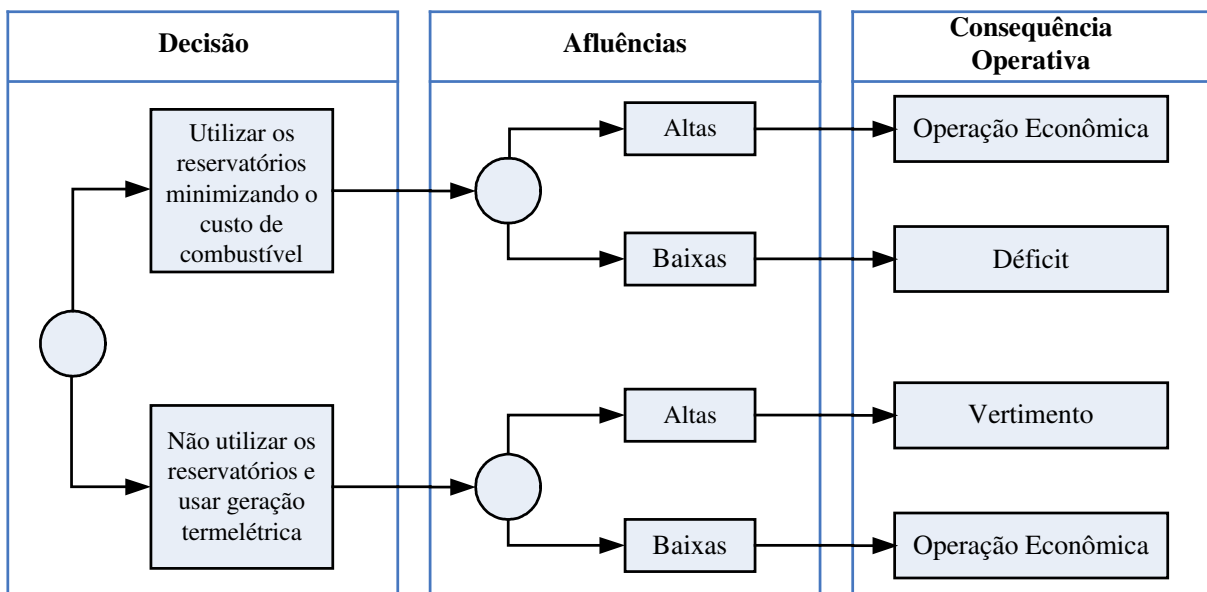


Figura 2.1: Processo de decisão para sistemas hidrelétricos.

O problema do planejamento da operação para sistemas hidrotérmicos possui as seguintes características:

- *Acoplamento temporal*: como visto no exemplo anterior, as decisões tomadas no presente tem conseqüências no futuro. A solução ótima é obtida minimizando-se o benefício presente do uso da água mais o benefício futuro de seu armazenamento;
- *Natureza estocástica*: há incerteza a respeito das aflúncias futuras no momento em que a decisão operativa é tomada, pois há imprevisões em relação às precipitações;
- *Acoplamento espacial*: como as usinas podem estar dispostas em cascata, a decisão de deplecionamento de uma usina a montante afeta a aflúncia total à usina a jusante;
- *Custos não-diretos associados à geração de uma hidrelétrica*: o custo da geração hidrelétrica pode ser medido em termos da economia resultante do custo de combustível das térmicas não despachadas ou déficits evitados devido a sua utilização;
- *Competição entre os objetivos do problema*: a máxima utilização da energia hidrelétrica disponível a cada etapa é a política mais econômica, pois minimiza os custos de combustível. Entretanto, esta política resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível. Entretanto, isto leva a uma maior utilização de geração térmica, implicando em maiores riscos de vertimentos futuros, e, portanto, aumento nos custos de operação [2].

Como visto no item anterior, na tomada de decisão da operação de um sistema hidrotérmico deve-se comparar o benefício imediato do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento. O benefício do uso imediato da água pode ser representado através de uma função chamada Função de Custo Imediato (FCI), enquanto que o benefício de armazená-la no presente para o seu uso futuro pode ser representado através de uma Função de Custo Futuro (FCF). Estas duas funções estão ilustradas na figura 2.2. O eixo x, das abscissas, do gráfico representa o volume final armazenado nos reservatórios das usinas hidrelétricas do

sistema, e o eixo y, das ordenadas, representa o valor da FCF ou FCI expresso em unidades monetárias.

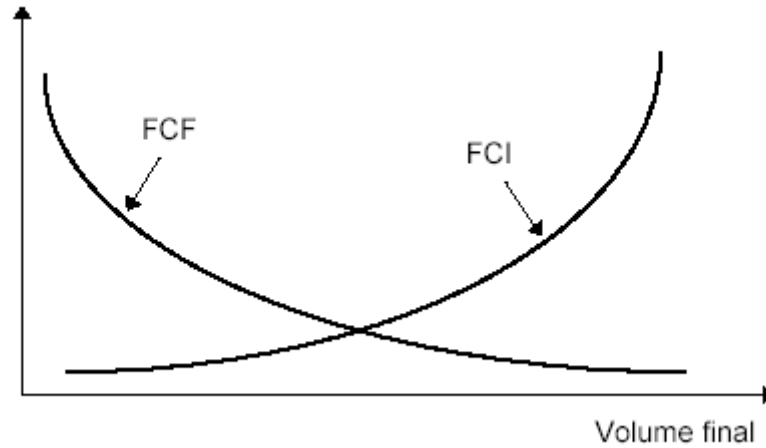


Figura 2.2: Custos Imediato e Futuro X Armazenamento

Como é de se esperar, a FCI aumenta com o volume final armazenado nos reservatórios. Isto ocorre porque a decisão de economizar água no presente está relacionada a um maior gasto com geração térmica no estágio atual para o atendimento à carga. Por outro lado, a FCF diminui com o volume final armazenado nos reservatórios, porque a decisão de economizar água no presente está relacionada a um menor uso de geração térmica no futuro.

O uso ótimo da água armazenada corresponde ao ponto que minimiza a soma dos custos imediato e futuro. Como é mostrado na figura 2.3, o ponto de mínimo custo global também corresponde ao ponto onde as derivadas da FCI e da FCF com relação ao armazenamento se igualam em módulo (equação 2.1). Estas derivadas são conhecidas como valores da água.

$$\frac{\partial(FCI + FCF)}{\partial V} = \frac{\partial FCI}{\partial V} + \frac{\partial FCF}{\partial V} = 0 \Rightarrow \frac{\partial FCI}{\partial V} = -\frac{\partial FCF}{\partial V} \quad (2.1)$$

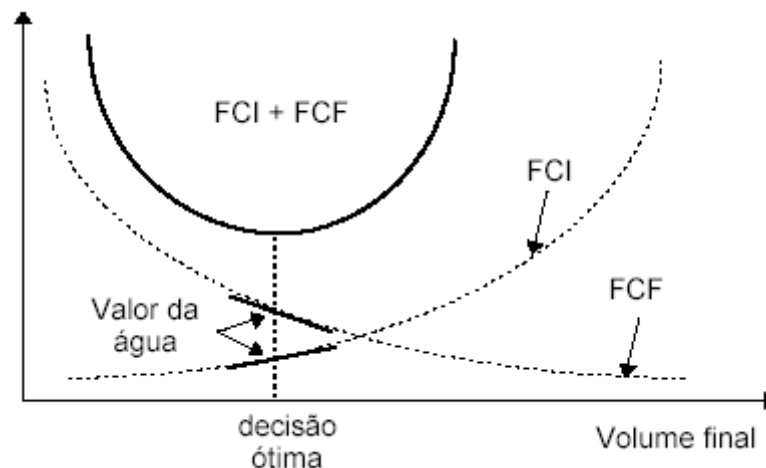


Figura 2.3: Uso Ótimo da Água.

Vale ressaltar ainda, que a existência de interligações com os sistemas vizinhos permite uma redução dos custos de operação, através do intercâmbio de energia e um aumento da confiabilidade de fornecimento, através da repartição das reservas. Por exemplo, quando sistemas interligados possuem regimes hidrológicos complementares, a transferência de energia em um determinado período se dará do sistema em regime de cheias para o sistema que está em período seco.

O valor da energia hidrelétrica é o valor da geração térmica mais déficit que se poderia substituir hoje ou no futuro. Este valor é resultante do processo de determinação da política ótima de operação. Com este conceito, pode-se representar uma hidrelétrica como sendo uma "térmica" cujo "custo marginal de operação" é o valor da água. Entretanto, é importante observar que este valor não se mede de maneira isolada em cada usina, pois depende da operação conjunta do sistema. Em outras palavras, se a política ótima de operação hidrotérmica de cada usina hidrelétrica for calculada de maneira isolada, os intercâmbios de energia futuros, mesmo baseados nos valores da água de cada usina hidrelétrica, não resultam na operação mais econômica possível.

Dessa forma, para obter os ganhos operativos máximos de um sistema hidrotérmico interligado, é necessário calcular a política de operação e operar o sistema de maneira

integrada, isto é, otimizando conjuntamente a operação de todos os subsistemas, com o objetivo de minimizar o custo total de operação.

2.2.3. Planejamento da Operação do Sistema Elétrico Brasileiro

A tarefa de operar o sistema elétrico brasileiro não é trivial, frente à sua complexidade e inúmeras incertezas. Deste modo, opta-se por dividir o planejamento da operação do sistema em três etapas: médio prazo, curto prazo e programação da operação, conforme ilustrado na figura 2.4.

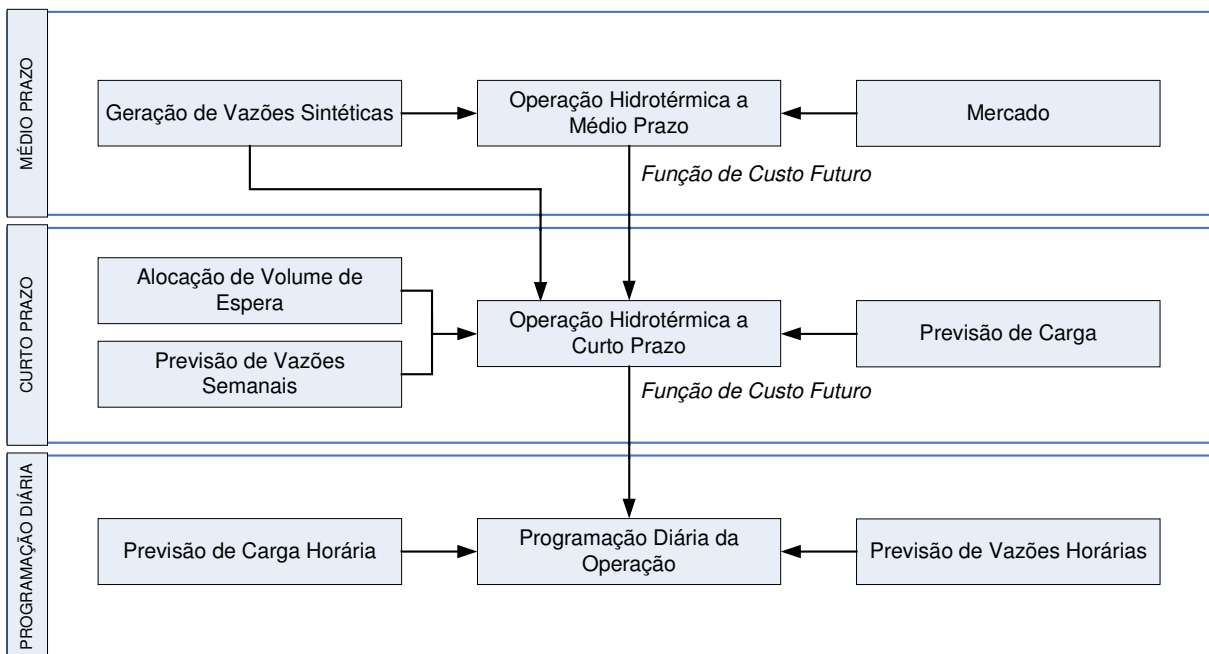


Figura 2.4: Processo de Planejamento da Operação.

Em cada etapa do planejamento da operação, é utilizado um modelo matemático com diferentes graus de detalhamento para a representação do sistema que contemplam os distintos horizontes de estudo.

É feita, a seguir, uma breve descrição dos modelos computacionais utilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico para o planejamento da operação energética de médio prazo,

curto prazo e para a programação da operação. Estes modelos computacionais são o NEWAVE [5, 9], o DECOMP [5, 10] e o DESSEM [5, 11, 12], todos desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL.

2.2.3.1. Planejamento a Médio Prazo

Para esta etapa do planejamento energético da operação, foi desenvolvido o modelo NEWAVE, caracterizando-se por ser o primeiro da cadeia. Ele define para cada mês do horizonte de planejamento da operação, que é de cinco anos, a alocação ótima dos recursos hídricos e térmicos de forma a minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo de todo o horizonte de planejamento. Visando reduzir a dimensão do problema, o parque hidrelétrico é representado de forma agregada, agrupando-se costumeiramente as usinas hidrelétricas em quatro reservatórios equivalentes – Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro. O modelo NEWAVE leva em consideração a capacidade de regularização plurianual do sistema e a aleatoriedade das afluições aos reservatórios através da simulação de um grande número de cenários hidrológicos, calculando assim, índices probabilísticos de desempenho do sistema para cada mês da simulação. Dentre os resultados obtidos nos estudos desta etapa estão os totais mensais médios de geração térmica e hidráulica.

2.2.3.2. Planejamento a Curto Prazo

O modelo DECOMP é o próximo da cadeia, e foi desenvolvido para aplicação no horizonte de curto prazo. Nesta etapa, há um acoplamento com a etapa anterior através da função de custo futuro gerada (que representa a política ótima do médio prazo) num estágio que seja coincidente com o final do horizonte do modelo de curto prazo. Desta forma, é gerada uma função que retrata o valor econômico da água armazenada nos reservatórios em função dos níveis de armazenamento dos mesmos.

O objetivo do planejamento a curto prazo é minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento de um ano, com discretização semanal para o primeiro

mês e mensal para os demais¹. Para isto, é determinada a trajetória ótima de evolução dos armazenamentos dos reservatórios e, para cada patamar de carga, as metas de geração de cada usina de um sistema hidrotérmico, os intercâmbios entre os subsistemas e os custos marginais de operação. Também são consideradas nesta etapa as diversas restrições de geração e algumas restrições elétricas. A incerteza das afluências aos diversos aproveitamentos do sistema é consideravelmente menor que a presente no planejamento a médio prazo, e é representada através de cenários hidrológicos. Estes cenários podem ser representados através de uma árvore de afluências com probabilidades de ocorrência associadas a cada ramo.

2.2.3.3. Programação da Operação

Atualmente, a elaboração da programação da operação ocorre de forma participativa e interativa entre os Agentes e o ONS, cabendo a este a aprovação e o estabelecimento do Programa Diário de Produção final, decorrente do processo de compatibilização com as restrições locais.

Nesta etapa utiliza-se o modelo DESSEM, que trabalha com horizonte de uma a duas semanas, sendo os dois primeiros dias discretizados de trinta minutos em trinta minutos, e os demais dias com discretização horária. A fim de que o despacho fornecido pelo DESSEM esteja bastante próximo do despacho que efetivamente será colocado em prática, o modelo considera em sua formulação a dinâmica das unidades termelétricas, bem como uma representação detalhada das funções de produção das unidades hidrelétricas. A rede de transmissão é representada por um fluxo de potência DC (corrente contínua). A função de custo futuro gerada pelo modelo de curto prazo no estágio que coincide com o último estágio do modelo de programação diária é utilizada para definir-se a meta de geração de cada unidade geradora.

¹ Na prática o ONS tem rodado o DECOMP com horizonte de apenas dois meses, sendo o primeiro mês determinístico, e o segundo mês estocástico.

Este trabalho tem o enfoque voltado para a primeira etapa do problema de planejamento: o planejamento da operação a médio prazo. No capítulo seguinte, são apresentados os aspectos técnicos do modelo usado no desenvolvimento deste trabalho.

3. PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO A MÉDIO PRAZO

3.1. INTRODUÇÃO

A abordagem tradicional para resolução do problema de planejamento da operação de médio prazo é a Programação Dinâmica Estocástica. Esta técnica necessita da discretização do espaço de estados, representado pelos níveis de armazenamento iniciais e as energias afluentes dos meses passados, o que torna o problema da determinação da operação ótima do sistema rapidamente inviável do ponto de vista computacional. Esta limitação pode impor simplificações do tipo: não representação explícita do intercâmbio entre subsistemas e a necessidade de modelar as energias afluentes por um modelo auto-regressivo mensal de ordem baixa, como um modelo de ordem 1 [13], ou seja, a afluência de um período é dada em função apenas da afluência do período anterior. As séries de afluências do Brasil apresentam secas de longa duração, de três a cinco anos. Modelos estocásticos, como o AR(1), auto-regressivo de ordem um, não conseguem reproduzir tais secas e a política de operação resultante mostra-se muito otimista, onde as secas de longa duração são eventos de baixa probabilidade [14].

Pereira [15] desenvolveu a técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), que alivia os problemas de dimensionalidade associados à discretização do espaço de estados, viabilizando a obtenção da estratégia ótima de operação para sistemas hidrotérmicos interligados. O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, CEPTEL, desenvolveu um modelo para o planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro, baseado em PDDE: o modelo NEWAVE, que será descrito a seguir.

3.2. MODELO NEWAVE

Baseado na técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica e considerando uma representação agregada do parque hidrelétrico, o modelo NEWAVE pode considerar vários subsistemas interligados, permite a representação estática ou dinâmica da configuração do sistema, discretização da carga própria em até três patamares (por exemplo, pesada, média e leve), representação dos cortes no suprimento do mercado de energia elétrica em até quatro patamares de déficit, além da consideração de diversos cenários de energias afluentes, obtidos através de um modelo auto-regressivo periódico de ordem p , PAR(p) [16], que modela a afluência de um mês como sendo função das afluências dos p meses anteriores. Através do uso do PAR(p), secas de longa persistência são capazes de serem reproduzidas.

Basicamente, o NEWAVE é composto pelos seguintes módulos:

- I. *módulo de cálculo do sistema equivalente* – Calcula os subsistemas equivalentes de energia a partir de uma configuração definida nos dados de entrada. Cada subsistema é definido por: energias armazenáveis máximas, séries históricas de energias controláveis e energias fio d'água, parábolas de energia de vazão mínima, energia evaporada, capacidade de turbinamento, correção da energia controlável em função do armazenamento, perdas por limite de turbinamento nas usinas fio d'água, dentre outras.
- II. *módulo de energias afluentes* - Estima os parâmetros do modelo estocástico, PAR(p), e gera séries sintéticas de energias naturais afluentes que são utilizadas no módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica e para geração de séries sintéticas de energias afluentes para análise de desempenho no módulo de simulação da operação.
- III. *módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica* - Determina a política de operação mais econômica para os subsistemas equivalentes, baseado em PDDE,

levando em conta as incertezas nas afluições futuras e os patamares de carga própria e déficit; e calcula a Função de Custo Futuro.

- IV. *módulo de simulação da operação* - Simula a operação do sistema ao longo do período de planejamento, para distintos cenários de seqüências hidrológicas. Calcula índices de desempenho, tais como o custo esperado de operação, o risco e profundidade de déficit, a distribuição de freqüências dos custos marginais, intercâmbios de energia, gerações hidráulicas e térmicas.

3.2.1. Módulo de Cálculo do Sistema Equivalente

Mesmo com a utilização da PDDE, a estratégia ótima de operação deve ser calculada para diversos cenários hidrológicos. A dimensão do espaço de estados é dado pelo número de reservatórios somado à ordem máxima do modelo PAR(p). No caso do sistema elétrico brasileiro, com mais de 50 reservatórios, faz-se necessário reduzir o número de variáveis de estado através da agregação dos diversos reservatórios de uma mesma região em um reservatório equivalente de energia, cujos principais parâmetros são descritos a seguir [17]:

1) Energia Armazenável Máxima

A energia armazenável máxima, \overline{EARMf} , representa a capacidade de armazenamento do conjunto de reservatórios do sistema e é estimada pela energia produzida pelo esvaziamento completo dos reservatórios do sistema de acordo com uma política de operação estabelecida. Adota-se a hipótese de operação em paralelo, isto é, os armazenamentos e deplecionamentos são feitos paralelamente em volume. Sendo assim, a energia armazenada entre dois estados de armazenamento do sistema é definida como sendo a energia gerada ao se deplecionar paralelamente os reservatórios entre os estados inicial e final, sem considerar novas afluições.

2) Energia Controlável

A energia controlável, EC , pode ser obtida a cada mês, a partir da soma da vazão natural a cada reservatório multiplicada pela sua produtibilidade equivalente somada às produtibilidades das usinas a fio d'água a jusante até o próximo reservatório exclusive ou, alternativamente, pode também ser obtida pela soma das vazões incrementais a cada reservatório valorizadas pela produtibilidade equivalente em todas as usinas a jusante do mesmo.

3) Energia a Fio D'Água

A energia a fio d'água, $EFIO$, corresponde às vazões incrementais às usinas a fio d'água e conseqüentemente não são passíveis de armazenamento. A determinação da vazão incremental é feita em cada usina a partir da afluência natural, da qual são descontadas as vazões naturais às usinas de reservatório imediatamente a montante. O máximo de vazão incremental que pode ser transformado pela usina em energia é limitado pelo engolimento máximo das turbinas.

4) Separação da Energia Controlável da Energia Natural Afluente

As séries sintéticas geradas correspondem ao valor total de energia afluente, isto é, energia controlável mais energia fio d'água bruta, $EFIOB$. Para obter-se a energia controlável a partir da energia afluente total é necessário ter-se calculado previamente, a partir do histórico, a participação média da energia controlável na energia afluente total.

5) Correção da Energia Controlável

A energia controlável é calculada supondo que os reservatórios do sistema em estudo estejam com seus níveis de armazenamento correspondentes às alturas equivalentes, H_{eq} . Tendo em vista que durante a simulação da operação os níveis de armazenamento se modificam, o valor da energia controlável inicialmente calculado deve ser corrigido em

função dessas variações, uma vez que estas implicam em mudanças no valor do coeficiente de produção utilizado [18], e conseqüentemente, no valor da disponibilidade total de energia controlável ao sistema. Essas variações de altura de queda podem ser traduzidas através de um fator de correção, FC [19].

6) Energia de Vazão Mínima

A energia de vazão mínima, $EVMIN$, independe da série hidrológica considerada, dependendo tão somente da configuração do sistema. Seu valor máximo é calculado multiplicando-se a descarga mínima obrigatória de cada usina com reservatório pela soma da produtibilidade associada à altura equivalente, e as de todas as usinas fio d'água existentes entre o reservatório e o próximo reservatório a jusante.

7) Energia Evaporada

O valor máximo da energia evaporada, $EVAP$, é calculado multiplicando-se o coeficiente de evaporação de cada reservatório pela área correspondente à altura equivalente e pelo produto da produtibilidade, associado também à altura equivalente, de todas as usinas existentes (com reservatório e fio d'água) entre o reservatório e a última usina da cascata.

8) Geração Hidráulica Máxima

A capacidade de geração hidráulica deve levar em conta que, durante a simulação da operação, os níveis de armazenamento se modificam, e, conseqüentemente, implicam em mudanças no valor da disponibilidade de geração hidráulica do sistema. A geração hidráulica máxima, \overline{GH} , independe da série hidrológica considerada, dependendo tão somente da configuração e do nível de armazenamento.

Assim, para cada mês do horizonte de estudo, são calculados três valores de geração hidráulica máxima, correspondentes à queda líquida considerando o reservatório no volume mínimo, no volume correspondente a 65% do volume útil e no volume máximo. A

partir destes três pontos, ajusta-se uma parábola de segundo grau, a partir da qual obtém-se a geração hidráulica máxima em função da energia armazenada no mês.

3.2.2. Módulo de Cálculo da Política de Operação

O planejamento da operação visa calcular estratégias de operação para as usinas hidrelétricas e termelétricas de forma a minimizar o custo de operação no horizonte de planejamento.

Assim, o problema de operação ótima de um sistema hidrotérmico consiste em determinar uma estratégia de operação que, a cada estágio do período de planejamento, conhecido o estado do sistema no início do estágio, forneça as metas de geração de cada unidade geradora e intercâmbio de energia entre elas. Desta forma, para cada estágio, deseja-se minimizar o custo presente mais o custo futuro de operação. O primeiro é representado pelos custos dos combustíveis das usinas termelétricas mais o custo associado à interrupção do fornecimento de energia. O segundo representa o impacto futuro de uma decisão presente, ou seja, o custo de operação desde o estágio seguinte até o final do horizonte de estudo.

O estado do sistema é composto por variáveis que podem influir no resultado da operação. No caso do planejamento energético, o nível de armazenamento no início do estágio e as energias afluentes aos estágios anteriores são as variáveis componentes do estado.

O problema de operação hidrotérmica pode ser resolvido por Programação Dinâmica Estocástica, PDE. Contudo, para aplicações envolvendo múltiplos reservatórios, tem-se recorrido à Programação Dinâmica Dual Estocástica, PDDE, apresentada na próxima seção.

3.2.2.1. Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação Hidrotérmica

Com o objetivo principal de evitar a explosão combinatória decorrente de um algoritmo baseado em Programação Dinâmica Estocástica, a Programação Dinâmica Dual Estocástica se

apresenta como uma alternativa viável para resolver o problema, com um esforço computacional moderado. Na PDDE, a função de custo futuro é construída analiticamente através do “Princípio de Decomposição de Benders” [21].

Para demonstrar o processo de construção da função de custo futuro, inicialmente apresenta-se uma versão determinística da PDDE, aqui denominada de Programação Dinâmica Dual Determinística (PDDD). Em seguida é feita a extensão para o caso estocástico [8] [20].

➤ **Programação Dinâmica Dual Determinística**

Considere o seguinte problema de programação linear de dois estágios:

$$\text{Min } (f) = c_1x_1 + c_2x_2 \tag{3.1}$$

sujeito a:

$$\begin{aligned} A_1x_1 &\geq b_1 \\ E_1x_1 + A_2x_2 &\geq b_2 \end{aligned} \tag{3.2}$$

O problema apresentado pelas equações 3.1 e 3.2 pode ser interpretado como um processo de tomada de decisão seqüencial de dois estágios:

- 1º estágio: escolhe-se uma decisão viável, x_1^* , tal que $A_1x_1^* \geq b_1$;
- 2º estágio: com x_1^* fixado, resolve-se o problema de otimização do 2º estágio, dado pelas equações 3.3 e 3.4.

$$\text{Min } c_2x_2 \tag{3.3}$$

sujeito a:

$$A_2x_2 \geq b_2 - E_1x_1^* \tag{3.4}$$

Como x_1^* é conhecido, passa para o lado direito do conjunto de restrições do problema do 2º estágio.

Os vetores x_1 e x_2 , do primeiro e do segundo estágio, respectivamente, são compostos pelas variáveis hidráulicas e térmicas: volumes armazenados ao final do período, volumes turbinados e vertidos, e níveis de geração térmica. Os custos do primeiro estágio são representados por c_1x_1 e as restrições de operação do sistema (balanço hídrico, limites superior e inferior de volumes) são representadas por $A_1x_1 \geq b_1$. Analogamente, c_2x_2 representa o custo de operação do segundo estágio e $A_2x_2 \geq b_2 - E_1x_1^*$, as respectivas restrições operativas. O objetivo do problema consiste em minimizar o custo total de operação composto por $c_1x_1 + c_2x_2$.

Desta forma, o problema de decisões seqüenciais (equações 3.1 e 3.2) pode ser resolvido por Programação Dinâmica. As expressões recursivas ficam:

2º estágio:

$$\begin{aligned} \alpha_2(x_1) &= \min c_2x_2 \\ \text{s.a.} \\ A_2x_2 &\geq b_2 - E_1x_1 \end{aligned} \tag{3.5}$$

1º estágio:

$$\begin{aligned} \alpha_1(x_0) &= \min c_1x_1 + \alpha_2(x_1) \\ \text{s.a.} \\ A_1x_1 &\geq b_1 \end{aligned} \tag{3.6}$$

O valor de x_0 pode ser interpretado como um estado inicial do sistema. A função $\alpha_2(x_1)$ fornece informações sobre as conseqüências nos estágios futuros da decisão x_1 . Caso esta função esteja disponível, o problema dado pela equação 3.1 pode ser resolvido sem a representação explícita das restrições do 2º estágio.

De um modo geral, entretanto, a função de custo futuro, generalizada para qualquer estágio t , $\alpha_{t+1}(x_t)$, não é conhecida. Na recursão usual da Programação Dinâmica esta função é calculada para valores discretos de x_t . A figura 3.1 ilustra o cálculo para $\alpha_2(x_1)$. O eixo horizontal x_1 , é discretizado em N pontos $(x_1^j, j = 1, \dots, N)$ e $\alpha_2(x_1)$, sendo caracterizada pelo conjunto $\{\alpha_2(x_1^j), j = 1, \dots, N\}$.

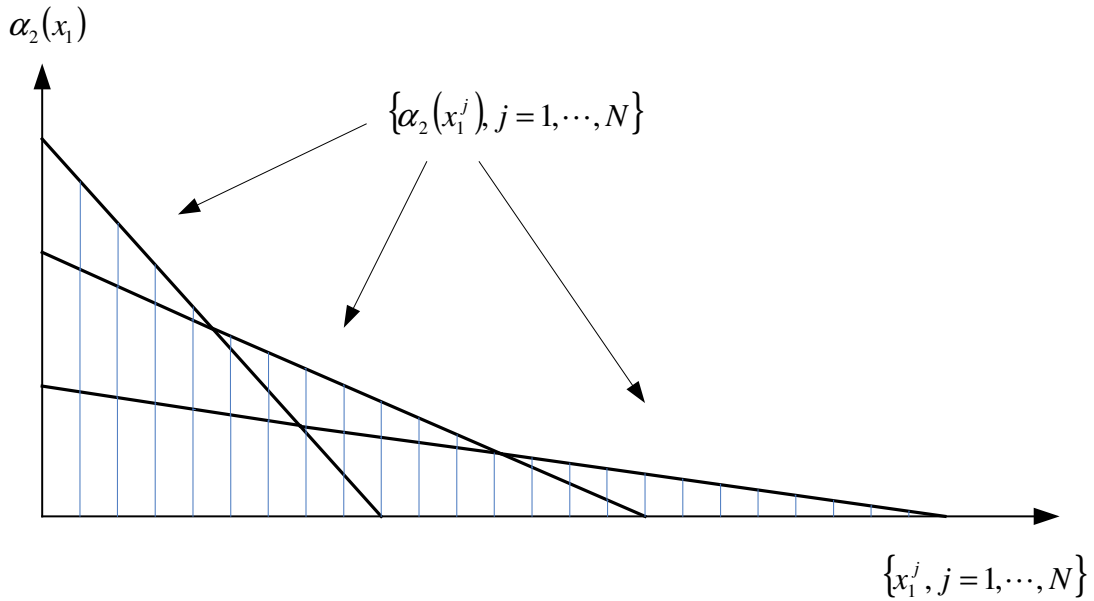


Figura 3.1: Cálculo da Função de Custo Futuro através da Programação Dinâmica.

O princípio de “Decomposição de Benders” é uma técnica que permite construir, iterativamente, aproximações para a função $\alpha_2(x_1)$ do problema dado pela equação 3.5, baseada na solução do problema do primeiro estágio (equação 3.6).

Considerando que há um problema dual associado a qualquer problema de Programação Linear, tem-se que o dual do problema 3.5 pode ser representado por:

$$\begin{aligned} \alpha_2(x_1) = & \text{Max } \pi_2(b_2 - E_1 x_1) \\ \text{s.a.} & \\ A_2 \pi_2 \leq & c_2 \end{aligned} \tag{3.7}$$

onde

π_2 é o vetor com as variáveis duais associadas ao problema do 2º estágio.

Assim, através da análise dual do problema do segundo estágio, dada pelo conjunto de equações 3.7, a restrição transferida ao problema do 1º estágio pode ser escrita da forma:

$$\alpha_2(x_1) + \pi_2^* E_1 x_1 \geq \omega_2^* + \pi_2^* E_1 x_1^* \quad (3.8)$$

A vantagem deste processo é que não há necessidade da discretização do espaço de estados. A cada iteração, uma nova aproximação da função de custo futuro é gerada em torno do ponto obtido a partir da solução do problema do 1º estágio, x_1^* .

Quanto a escola dos pontos x_1^* , tem-se um processo baseado em iterações que consistem na seleção de uma série de recursões diretas, denominada *forward*, e inversas, *backward*, para todo o período de estudo.

A Programação Dinâmica Dual é facilmente aplicada à problemas multi-estágios. Considerando que um problema possua T estágios, e sendo k o contador de iterações, inicialmente resolve-se uma seqüência de problemas, percorrendo desde o estágio 1 até o estágio $T-1$. De cada problema, obtém-se o valor ótimo das variáveis, x_t^{*k} , e o custo imediato associado a cada estágio, $c_t x_t^{*k}$. Esta etapa do algoritmo é denominada de processo *forward*.

Ao chegar no último estágio, começa-se a recursão inversa, denominada processo *backward*, do estágio T até o 2º estágio. Para cada estágio t , obtém-se os valores de ω_t^{*k} e π_t^{*k} , que em conjunção com o vetor x_{t-1}^{*k} , calculados no processo *forward*, monta-se a seguinte restrição, generalizada para qualquer estágio t :

$$\alpha_t(x_{t-1}) + \pi_t^{*k} E_{t-1} x_{t-1} \geq \omega_t^{*k} + \pi_t^{*k} E_{t-1} x_{t-1}^{*k} \quad (3.9)$$

Essa restrição (“Cortes de Benders”) é então passada para o estágio anterior.

O processo iterativo termina quando, a cada estágio t , o custo previsto no estágio $t-1$ para o estágio t , iguala-se ao custo efetivo do estágio t , ω_t^{*k} . Com isso, tem-se que o custo total do 1º estágio, ω_1^* , iguala-se ao valor da soma composta por $c_1x_1^* + c_2x_2^* + \dots + c_Tx_T^*$. Ou seja, a soma dos custos efetivos de todos os estágios em uma iteração define o limite superior do problema, sendo que o limite inferior é obtido no 1º estágio, ω_1^* . Desta forma, o problema converge quando a diferença entre o limite inferior e o superior é menor do que uma tolerância especificada.

➤ **Programação Dinâmica Dual Estocástica**

A extensão do algoritmo de Programação Dinâmica Dual para problemas estocásticos com multi-estágios segue o mesmo princípio descrito anteriormente, onde $\alpha_{t+1}(x_t)$ é agora expresso como o valor esperado das derivadas dos custos futuros da decisão x_t tomada sobre todos os m possíveis cenários dos estágios subsequentes. Assim, a nova expressão para o Corte de Benders relativo ao caso estocástico, em um estágio t qualquer, fica da seguinte forma:

$$\overline{\alpha}_t(x_{t-1}) + \overline{\pi}_t^* E_{t-1} x_{t-1} \geq \overline{\omega}_t^* + \overline{\pi}_t^* E_{t-1} x_{t-1}^* \quad , \quad (3.10)$$

onde

$\overline{\alpha}_t(x_{t-1})$: valor esperado das aproximações da função de custo futuro relacionadas com os m cenários;

$\overline{\omega}_t^*$: valor esperado dos custos de operação para todos os m cenários utilizados;

$\overline{\pi}_t^*$: valor esperado dos multiplicadores simplex pra todos os m cenários utilizados.

A cada iteração é possível obter um limite superior para o valor esperado do custo futuro dado pela equação 3.11:

$$\bar{z} = E \left\{ \sum_{i=1}^T c_i x_i \right\} , \quad (3.11)$$

e um limite inferior, dado pelo custo esperado total aproximado do 1º estágio $\alpha_1(x_0)$.

3.2.2.2 Despacho de Operação Hidrotérmica em Sistemas Equivalentes de Energia

O problema de minimização de um estágio que descreve o cálculo da política ótima de operação hidrotérmica em sistemas equivalentes de energia é dado por :

a) Função Objetivo:

$$z_t = \min \left[\sum_{NSIS} \sum_{NPMC} \left[\sum_{TCLISIS} \psi_T g_T + \sum_{NPDF} \psi_D def \right] + \frac{1}{1+\beta} \alpha_{t+1} \right] \quad (3.12)$$

sujeito a:

b) Equações de Balanço Hídrico – EBH (uma equação para cada subsistema):

$$\begin{aligned} earmf_t + \sum_{NPMC} g_H + evert = EARMf_{t-1} + FC(EARMf_{t-1}) \cdot \gamma \cdot EAF_t - \\ - M_{EVMIN}(EARMf_{t-1}) - EVAP(EARMf_{t-1}) - EMORTO \end{aligned} \quad (3.13)$$

c) Equações de Atendimento à Carga Própria – EAD (uma equação para cada subsistema e para cada patamar):

$$g_H + \sum^{TCLSIS} g_T + \sum^{NPDF} def + \sum i_{recebido} - \sum i_{exportado} - exc = [DEMLIQ - (1 - \gamma)EAF_t - M_{EVMIN}(EARMf_{t-1})]FPENG \quad (3.14)$$

d) Restrições que representam a Função de Custo Futuro – ECOR (tantos quantos forem o número de Cortes de Benders [21]):

$$\alpha_{t+1} \geq z_t + \sum_{isis=1}^{NSIS} \left(\begin{array}{l} \pi_V^{isis} (earmf_t^{isis} - EARMf_t^{* isis}) + \\ + \pi_{A1}^{isis} (EAF_{t-1}^{isis} - EAF_{t-1}^{* isis}) + \pi_{A2}^{isis} (EAF_{t-2}^{isis} - EAF_{t-2}^{* isis}) + \\ + \dots + \\ + \pi_{Ap}^{isis} (EAF_{t-p}^{isis} - EAF_{t-p}^{* isis}) \end{array} \right), \quad (3.15)$$

onde

(*): estado da série em questão no período t .

Seja

$$W = z_t - \sum_{isis=1}^{NSIS} (\pi_V^{isis} EARMf_t^{* isis} + \pi_{A1}^{isis} EAF_{t-1}^{* isis} + \pi_{A2}^{isis} EAF_{t-2}^{* isis} + \dots + \pi_{Ap}^{isis} EAF_{t-p}^{* isis}), \quad (3.16)$$

então a equação do corte construído no período t pode ser escrita da forma:

$$\alpha_{t+1} \geq W + \sum_{isis=1}^{NSIS} (\pi_V^{isis} earmf_t^{isis} + \pi_{A1}^{isis} EAF_{t-1}^{isis} + \pi_{A2}^{isis} EAF_{t-2}^{isis} + \dots + \pi_{Ap}^{isis} EAF_{t-p}^{isis}) \quad (3.17)$$

e) Restrições de Geração Hidráulica Máxima Controlável – EEH (para cada subsistema e para cada patamar):

$$g_H \leq [\overline{GH}(EARMf_{t-1}) - (1 - \gamma)EAF_t - M_{EVMIN}(EARMf_{t-1})]FPENG \quad (3.18)$$

f) Equações de Nó – EFIC (para cada nó fictício, para cada patamar de carga):

$$\sum_{\forall j \neq k} i_{j,k} - \sum_{\forall j \neq k} i_{k,j} = 0 \quad (3.19)$$

g) Limites:

$$0 \leq i_{i,k} \leq \overline{i_{i,k}} \quad (3.20)$$

$$0 \leq g_T \leq \overline{g_T} \quad (3.21)$$

$$\underline{earmf}_t \leq earmf_t \leq \overline{earmf}_t \quad (3.22)$$

Na equação 3.19, chama-se de nó fictício aquele nó que não tem carga, armazenamento ou geração.

Na função objetivo, equação 3.12, α_{t+1} é o valor esperado do custo de operação do estágio $(t+1)$ até o final do horizonte de estudo.

A energia afluenta, EAF_t , presente nas equações 3.13 e 3.14 é composta da energia controlável, afluenta às usinas hidrelétricas com reservatório, e da energia a fio d'água, afluenta às usinas a fio d'água.

Na equação 3.13, o fator de separação, γ , é aplicado à energia afluenta para a obtenção da energia controlável. De acordo com o modelo PAR(p), a energia afluenta de um estágio t é função de p energias afluentes passadas, onde p é a ordem do modelo, mais uma parte aleatória:

$$EAF_t = \phi_1^t EAF_{t-1} + \phi_2^t EAF_{t-2} + \dots + \phi_p^t EAF_{t-p} + a_t \quad (3.12)$$

Como, na parcela da energia afluenta correspondente à energia controlável está contabilizada a energia de vazão mínima, na equação 3.13, esta parcela é abatida na equação do balanço hídrico.

Como a energia de vazão mínima é uma geração hidráulica da qual não se tem controle, ela é abatida diretamente da demanda, na equação 3.14, assim como a geração a fio d'água.

O conjunto de equações 3.17 representa a função de custo futuro, que no caso da programação dinâmica dual estocástica, PDDE, é representada por uma função linear por partes e construída iterativamente pelos cortes de Benders [21].

Em cada estágio t e para cada estado, os coeficientes do corte de Benders associados à energia armazenada no início do estágio, π_V , e às energias afluentes passadas, $\pi_{A_i}, i = 1, \dots, p$, são obtidos pelas equações 3.24 e 3.25, durante as recursões *backward* do algoritmo de PDDE.

$$\begin{aligned} \pi_V^{isis} = & \eta_{BH} \frac{\partial}{\partial EARMf_{t-1}} EBH + \sum^{NPMC} \eta_{AD} \frac{\partial}{\partial EARMf_{t-1}} EAD + \\ & + \sum^{NPMC} \eta_{EH} \frac{\partial}{\partial EARMf_{t-1}} EEH \end{aligned} \quad (3.24)$$

$$\begin{aligned} \pi_{A_i}^{isis} = & \eta_{BH} \frac{\partial}{\partial EAF_{t-i}} EBH + \sum^{NPMC} \eta_{AD} \frac{\partial}{\partial EAF_{t-i}} EAD + \\ & + \sum^{NCOR} \eta_{COR} \frac{\partial}{\partial EAF_{t-i}} ECOR + \sum^{NPMC} \eta_{EH} \frac{\partial}{\partial EAF_{t-i}} EEH \end{aligned} \quad (3.25)$$

Sejam as equações abaixo que representam as parábolas do fator de correção da energia controlável, da meta de energia de vazão mínima, energia evaporada e geração hidráulica máxima, em função da energia armazenada inicial no estágio t ($EARMf_{t-1}$):

$$FC(EARMf_{t-1}) = a_{EC} EARMf_{t-1}^2 + b_{EC} EARMf_{t-1} + c_{EC} \quad (3.26)$$

$$M_{EVMIN}(EARMf_{t-1}) = a_{EZ} EARMf_{t-1}^2 + b_{EZ} EARMf_{t-1} + c_{EZ} \quad (3.27)$$

$$EVAP(EARMf_{t-1}) = a_{EV} EARMf_{t-1}^2 + b_{EV} EARMf_{t-1} + c_{EV} \quad (3.28)$$

$$\overline{GH}(EARMf_{t-1}) = a_{EH} EARMf_{t-1}^2 + b_{EH} EARMf_{t-1} + c_{EH} \quad (3.18)$$

Das equações 3.24 e 3.25, os coeficientes dos cortes de Benders [2] associados ao armazenamento inicial e às p energias afluentes passadas no estágio t são dados pelas equações 3.30 e 3.31, respectivamente:

$$\begin{aligned} \pi_V^{isis} = & \eta_{BH} \left[(1 + \gamma) EAF_t (2a_{EC} EARMf_{t-1} + b_{EC}) - (2a_{EV} EARMf_{t-1} + b_{EV}) \right] - \\ & - (2a_{EZ} EARMf_{t-1} + b_{EZ}) \\ & - \eta_{AD} (2a_{EZ} EARMf_{t-1} + b_{EZ}) + \\ & + \eta_{EH} [(2a_{EH} EARMf_{t-1} + b_{EH}) - (2a_{EZ} EARMf_{t-1} + b_{EZ})] \end{aligned} \quad (3.30)$$

$$\begin{aligned} \pi_{Ai}^{isis, t} = & \eta_{BH} [(a_{EC} EARMf_{t-1}^2 + b_{EC} EARMf_{t-1} + c_{EC}) \gamma \phi_i^t] - \\ & - \eta_{AD} [(1 - \gamma) \phi_i^t] + \\ & + \eta_{COR} \left(\sum^{NCOR} \pi_{Ai}^{isis, t-1} \right) - \\ & - \eta_{EH} [(1 - \gamma) \phi_i^t] \end{aligned} \quad (3.31)$$

Dessa forma, o módulo de cálculo da política de operação é responsável pela construção iterativa da função de custo futuro através do algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica.

O critério de convergência do modelo Newave, descrito na seção 3.2.2.1, é a boa aproximação da real função de custo esperado futuro através da função linear por partes definida pelos “Cortes de Benders”.

Dado que o processo de otimização da política convergiu, podem ser obtidos indicadores estatísticos da operação futura do sistema através do módulo de simulação da operação descrito na próxima seção.

3.2.3. Módulo de Simulação da Operação

Neste módulo é realizada a simulação da operação do sistema para diversos cenários de energias naturais afluentes, gerados pelo modelo PAR(p), ou para a série histórica. Nesta simulação são usadas as funções de custo futuro que foram calculadas previamente no módulo de cálculo da política de operação. Com as soluções obtidas para cada cenário e período do horizonte de estudo, é possível calcular os riscos de não atendimento à carga própria, valor esperado do custo de operação, gerações hidráulicas e térmicas de cada subsistema, armazenamentos, intercâmbios, vertimentos, entre outros parâmetros.

A modelagem do programa Newave, descrita neste capítulo, não leva em consideração critérios de segurança do sistema hidrotérmico brasileiro, que impeçam o esgotamento das reservas de água. Desta forma, no capítulo 4, é apresentado o processo de construção da Curva de Aversão a Risco e a incorporação desta curva ao módulo de cálculo da política de operação e de simulação da operação, implementada atualmente.

4. CURVA DE AVERSÃO A RISCO – CAR

4.1. INTRODUÇÃO

Pelo fato do sistema energético brasileiro ser predominantemente hidrelétrico e de se ter como objetivo a minimização do valor esperado dos custos operativos, o fator predominante na formação do preço da energia é o risco de racionamento futuro.

Tipicamente, um agente avesso a risco toma precauções no caso do reservatório esvaziar, dando um maior peso para o nível de armazenamento e menor para informações hidrológicas “otimistas”. Evita-se assim, que um mês de hidrologia elevada influencie demasiadamente a afluência esperada, levando a um esvaziamento não desejado dos reservatórios.

A cada Programa Mensal de Operação (PMO), e suas revisões semanais, os armazenamentos de cada subsistema previstos para o final do mês do PMO, obtidos com o uso de modelos computacionais, serão comparados aos valores mínimos desejados, que representam de alguma forma uma operação segura. Se o armazenamento previsto for inferior a este valor mínimo, deverão ser despachadas todas as unidades térmicas disponíveis, por ordem de mérito, necessárias para a recuperação do nível de armazenamento até o valor indicado. Caso isso não seja possível pelo esgotamento dos recursos disponíveis, outras medidas poderão ser tomadas para recompor o nível mínimo de garantia do sistema.

Estes valores mínimos de armazenamento definem a Curva de Aversão a Risco (CAR). A seguir, são apresentados os procedimentos adotados e os conceitos necessários para a construção da CAR.

4.2. METODOLOGIA

A seguir, descrevem-se os parâmetros e as variáveis necessárias ao estabelecimento da metodologia de cálculo da Curva de Aversão a Risco [22].

Geralmente, a CAR é definida para um período de dois anos consecutivos para os quais se deseja obter condições que garantam a segurança do atendimento do sistema. Os valores dessa curva no primeiro ano estão condicionados ao atendimento do mercado no segundo ano, sob condições de segurança definidas.

Considerando a característica de segurança da curva de aversão a risco, a afluência passada utilizada no seu processo de construção deve corresponder a uma condição hidrológica crítica, para o biênio considerado, segundo critérios escolhidos, isto é, ela pode estar associada ao biênio mais crítico do histórico de afluências, ou corresponder a uma frequência de ocorrências pré-definida.

Estabelecidos todos os parâmetros e variáveis, a curva de aversão a risco será determinada segundo a seguinte metodologia:

- definem-se, para cada um dos anos, as premissas de carga, oferta e intercâmbios entre regiões;
- define-se o biênio cujas afluências serão simuladas;
- define-se o nível mínimo de segurança ao final do período seco (NSPS) do 2º ano do biênio;
- determinam-se os requisitos de armazenamento, a cada mês, a partir do NSPS, no sentido inverso do tempo, através de um balanço energético mensal com os recursos e requisitos definidos.

A figura 4.1 ilustra, de forma simplificada, o processo de obtenção da curva de segurança de aversão a risco, onde o nível mínimo de segurança ao final do período seco (NSPS) representa o nível de armazenamento de energia do subsistema para o qual valores inferiores ao mesmo resultam na operação a fio d'água em alguns aproveitamentos. Este fato se apresenta em decorrência da diversidade hidrológica entre as bacias, não visualizada na representação do sistema equivalente.

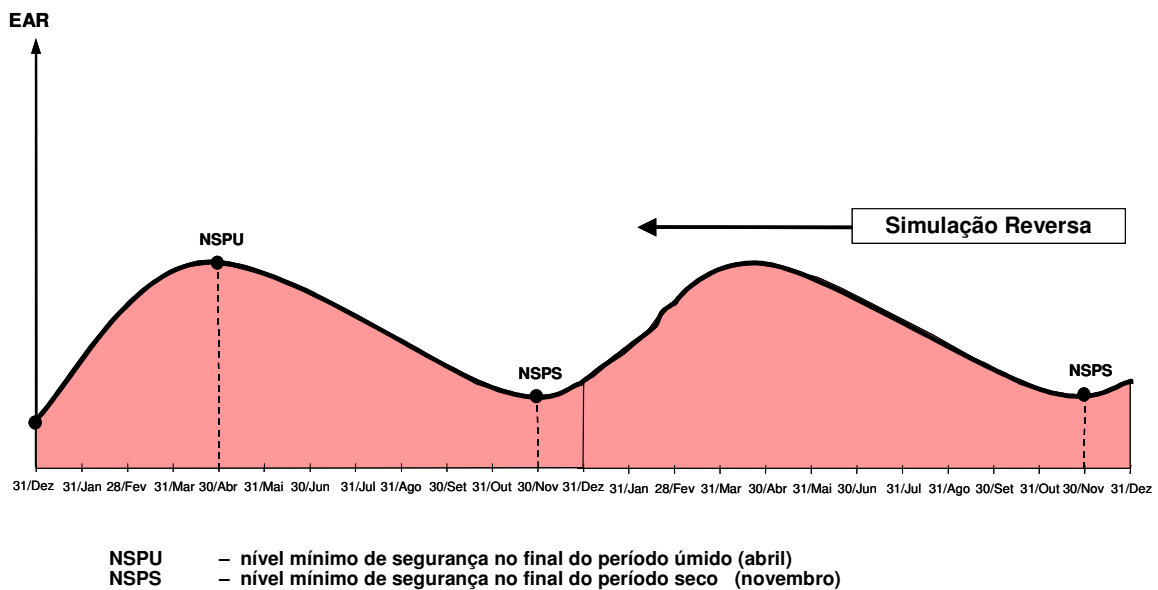


Figura 4.1: Processo de obtenção da Curva de Segurança..

São apresentados na próxima seção os procedimentos utilizados para a obtenção da CAR, de maneira mais detalhada, aprofundando-se nas etapas de construção da curva.

4.3. CONSTRUÇÃO DA CAR

Diversos critérios de segurança podem ser usados para a construção da CAR. Serão apresentados a seguir três métodos distintos, representados por três curvas guias de segurança [23], onde a primeira é a curva utilizada atualmente no modelo NEWAVE.

As curvas guias de segurança se baseiam em metodologias simplificadas, tendo em vista as atuais condições do Sistema Interligado Nacional, ou seja, levando em consideração que o Sistema perdeu sua característica de regularização plurianual.

Para um melhor entendimento, será mostrado um exemplo de elaboração das curvas guias.

a) Curva 1 – Curva Guia de Segurança

Define o Nível de Partida que seria Necessário (NPN), ao final de dez/2001, bem como os requisitos de armazenamento, a cada mês, que garantem o atendimento a 100% da carga, durante 2002, mesmo com a ocorrência do ano crítico (1955) - 61% MLT durante o ano.

Esta curva foi determinada para dois níveis de segurança em função de diferentes hipóteses de despacho de geração térmica:

- Curva 1 Verde (Referência Superior) - Considera apenas o despacho das térmicas existentes;
- Curva 1 Laranja (Referência Inferior) - Considera o despacho de todas as térmicas, inclusive as do PPT (Programa Prioritário de Termoeletricidade) e as Emergenciais.

b) Curva 2

Define, através de uma simulação recursiva, a evolução do nível de armazenamento necessário, no período jan/abr de 2002, para atingir o Nível de Segurança ao final do Período Úmido (NSPU) em 30/abr/2002, o que garante o atendimento à 100% da carga no período Seco - mai/dez de 2002, mesmo com a ocorrência do ano crítico (1955) - 64% MLT nesse período.

Esta curva foi determinada para dois níveis de segurança em função de diferentes hipóteses de despacho de geração térmica:

- Curva 2 Verde (Referência Superior) - Considera apenas o despacho das térmicas existentes;
- Curva 2 Laranja (Referência Inferior) - Considera o despacho de todas as térmicas, inclusive as do PPT e as Emergenciais.

c) Curva 3

Define para cada mês do período úmido - jan/abr, a afluência necessária para se atingir os requisitos de armazenamento a partir do qual se garante o atendimento a 100% da carga, durante 2002, mesmo na ocorrência do ano crítico (1955) - 61% MLT durante o ano.

Esta curva é determinada considerando o despacho de todas as térmicas, inclusive as do PPT e as Emergenciais.

Com essas curvas, identificam-se três cenários correspondentes às áreas nos gráficos 4.2 e 4.3, que representam as curvas guias 1 e 2, respectivamente.

- ❖ **Cenário Verde:** região acima da curva verde, que garante o atendimento a 100% da carga, mesmo na ocorrência do período crítico, utilizando apenas a geração térmica existente;
- ❖ **Cenário Amarelo:** região entre as curvas verde e laranja, que garante o atendimento a 100% da carga, mesmo na ocorrência do período crítico, utilizando o despacho de todas as térmicas, inclusive as do PPT e as Emergenciais;
- ❖ **Cenário Laranja:** região abaixo da curva laranja, em que além da necessidade de se despachar todas as térmicas, inclusive as do PPT e as Emergenciais, há necessidade de se reduzir o consumo.

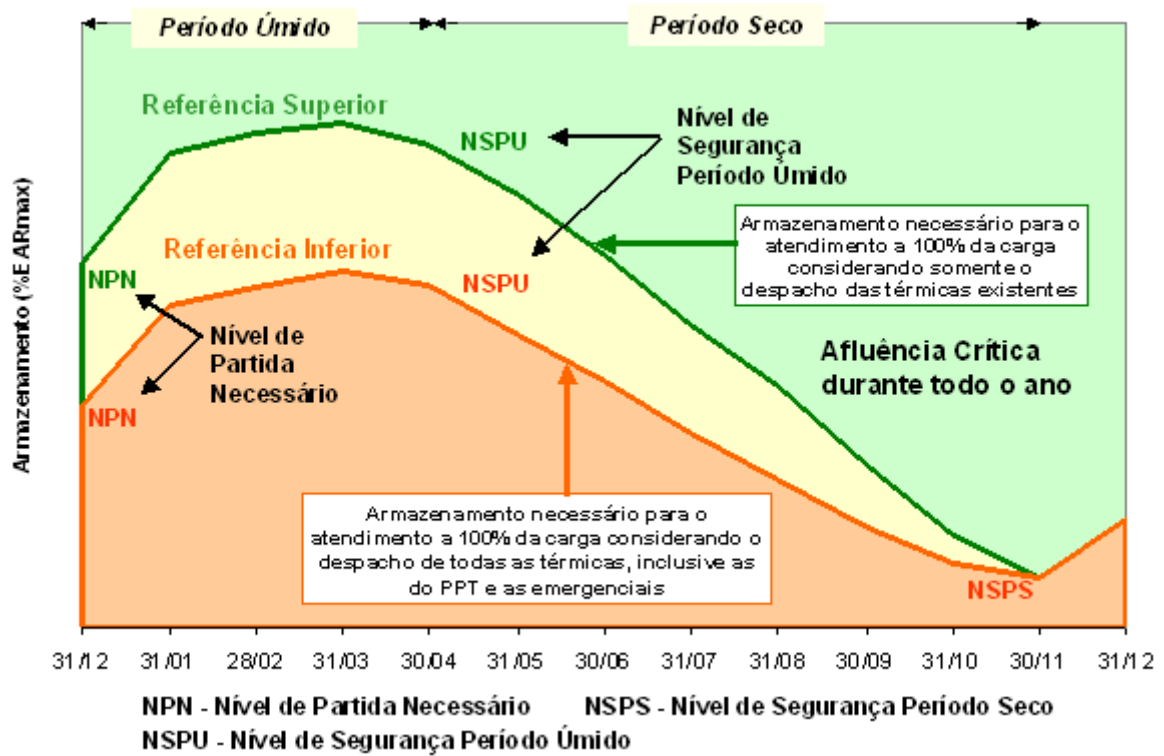


Figura 4.2: Cenários correspondentes à Curva 1 – Curva Guia de Segurança.

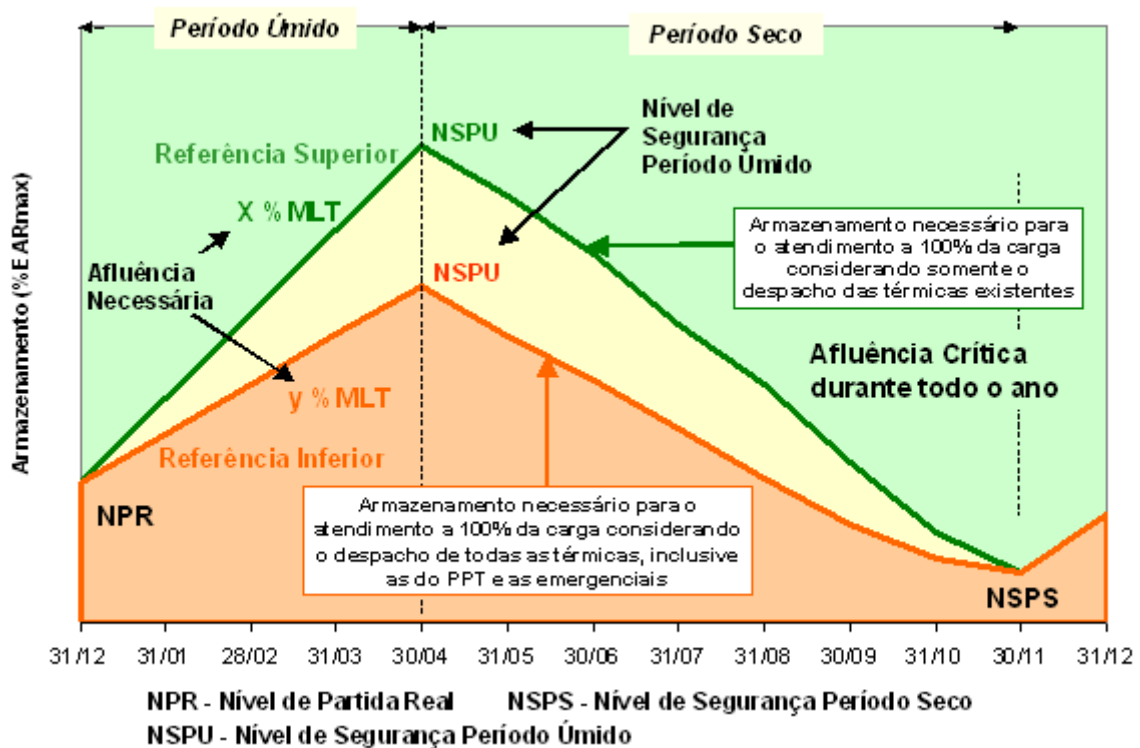


Figura 4.3: Cenários correspondentes à Curva 2.

Terminado o período úmido (30/abr/2002), com o nível de armazenamento atingido, determina-se nova curva de segurança para o período seco.

De maneira informativa, as figuras 4.4, 4.5 e 4.6 ilustram os históricos dos valores de energia armazenada mínima de operação (EAMINOP) atribuídos à CAR, determinados pelo ONS, e dos valores de energia armazenada verificadas ao final de cada período (EARMf), para os subsistemas Sudeste, Sul e Nordeste, respectivamente. Não é definida uma CAR para o Norte, por ser um subsistema de pequeno porte. Os valores referentes a EARMf são resultados gerados pelo programa Newave, a partir dos planos mensais de operação (PMO's) elaborados pelo ONS.

Os dados referentes a EAMINOP são fornecidos a partir de janeiro de 2004 até dezembro de 2007, onde os valores referentes ao ano de 2007 foram estimados, porém ainda não revisados. Já os dados correspondentes a EARMf são mostrados até o mês de outubro de 2006, posto que foram verificados até esta data.

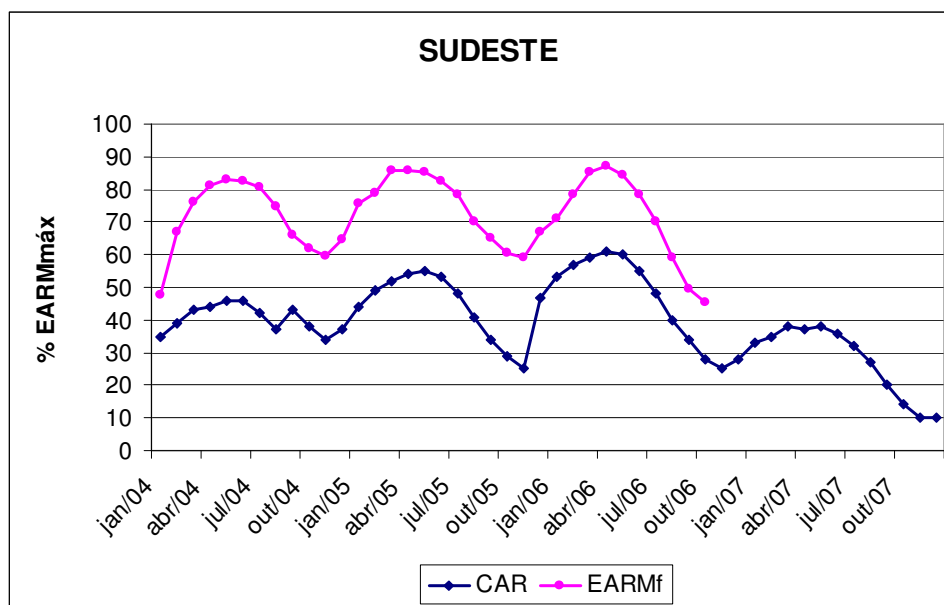


Figura 4.4: Evolução da EAMINOP definida pela CAR e da EARMf verificada – Sudeste.

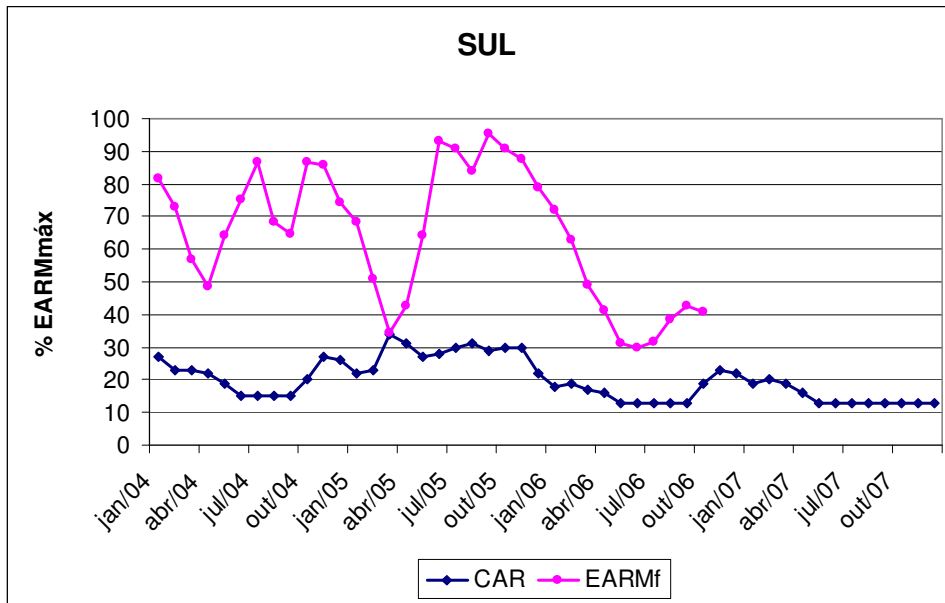


Figura 4.5: Evolução da EAMINOP definida pela CAR e da EARMf verificada – Sul.

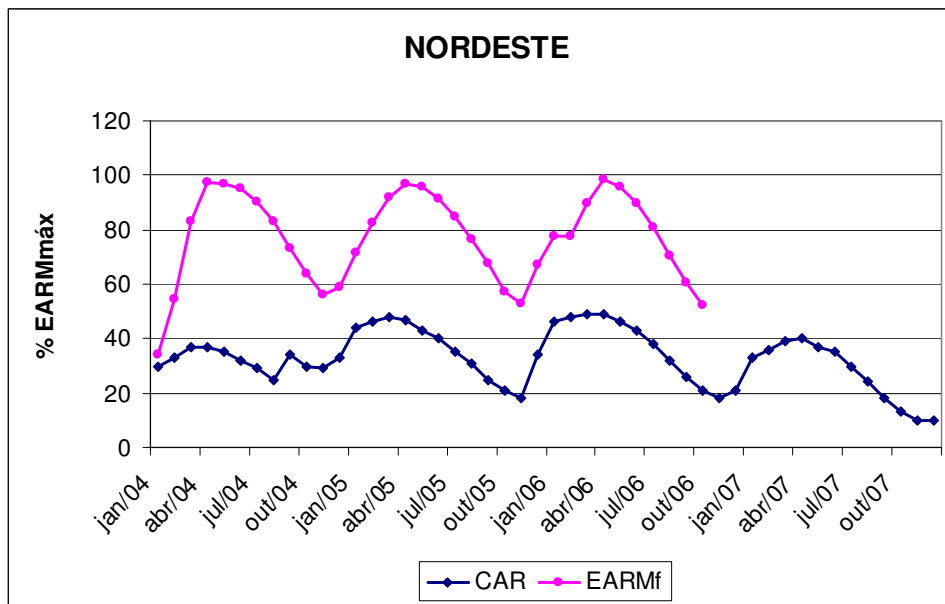


Figura 4.6: Evolução da EAMINOP definida pela CAR e da EARMf verificada – Nordeste.

4.4. EVOLUÇÃO DA IMPLEMENTAÇÃO DA CAR NO MODELO DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO A MÉDIO PRAZO

Depois de construída de maneira a tentar minimizar o risco de um futuro racionamento, a curva de aversão a risco, ainda precisa ser introduzida no modelo de planejamento da operação a médio prazo - NEWAVE - desenvolvido pelo CEPTEL [3].

Como premissa básica, quando o nível de armazenamento dos reservatórios for superior à restrição dada pela CAR, esta não deve influenciar o processo de cálculo da política de operação. Já para um nível de armazenamento inferior, deve ser sinalizada uma situação de alerta, levando à aplicação de medidas como o despacho das térmicas do sistema.

Numa primeira fase, em dezembro de 2001, foi proposta a superposição da curva de alerta ao resultado do modelo de despacho e formação de preços. Se o nível de armazenamento resultante do despacho fosse inferior ao da curva, os preços seriam ajustados para o máximo entre o preço calculado pelo modelo e o preço da curva de alerta (a título de exemplo, 150 R\$/MWh). Com isso, unidades térmicas com custo de geração mais elevados, porém inferiores ao custo da água sinalizado pela curva, agora 150 R\$/MWh, seriam despachadas. A figura 4.8 ilustra de maneira qualitativa o efeito desta curva de alerta nos preços da figura 4.7.

Numa segunda fase, a curva de alerta foi incorporada ao processo de cálculo da política operativa do modelo de despacho hidrotérmico. A razão para a existência de duas fases foi a necessidade de implementar e validar qualquer modificação no modelo de despacho junto aos grupos de trabalho do ONS e MAE (atual CCEE).

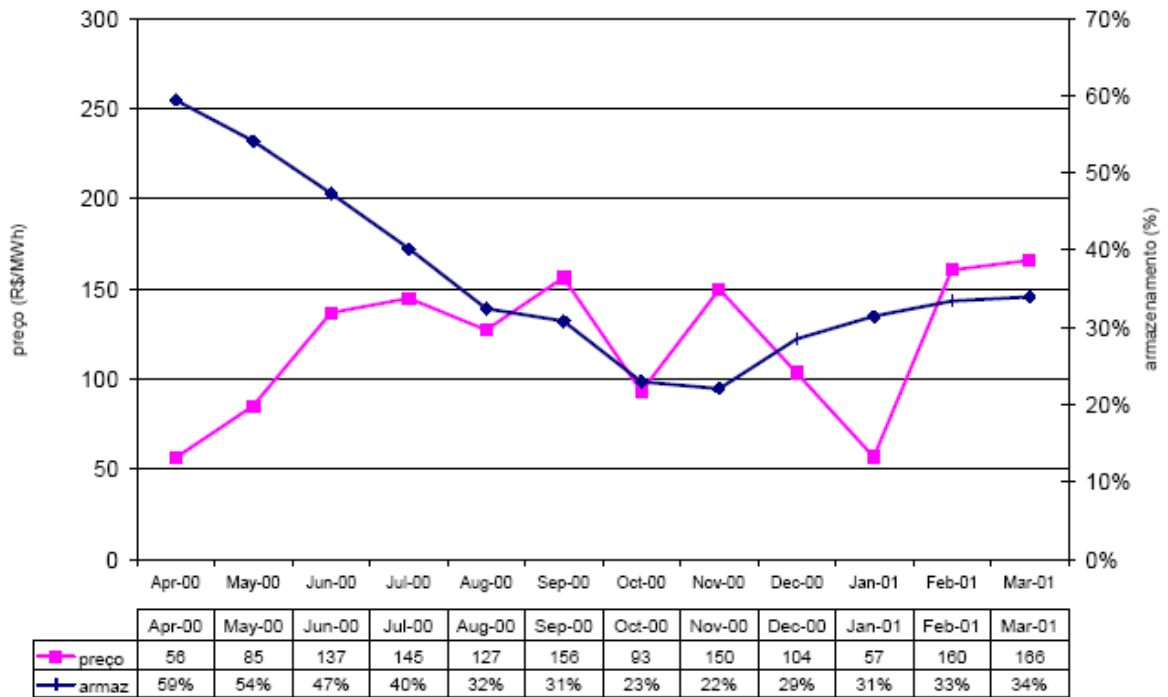


Figura 4.7: Região Sudeste – Nível de Armazenamento e CMO – Abr/00-Mar/01.

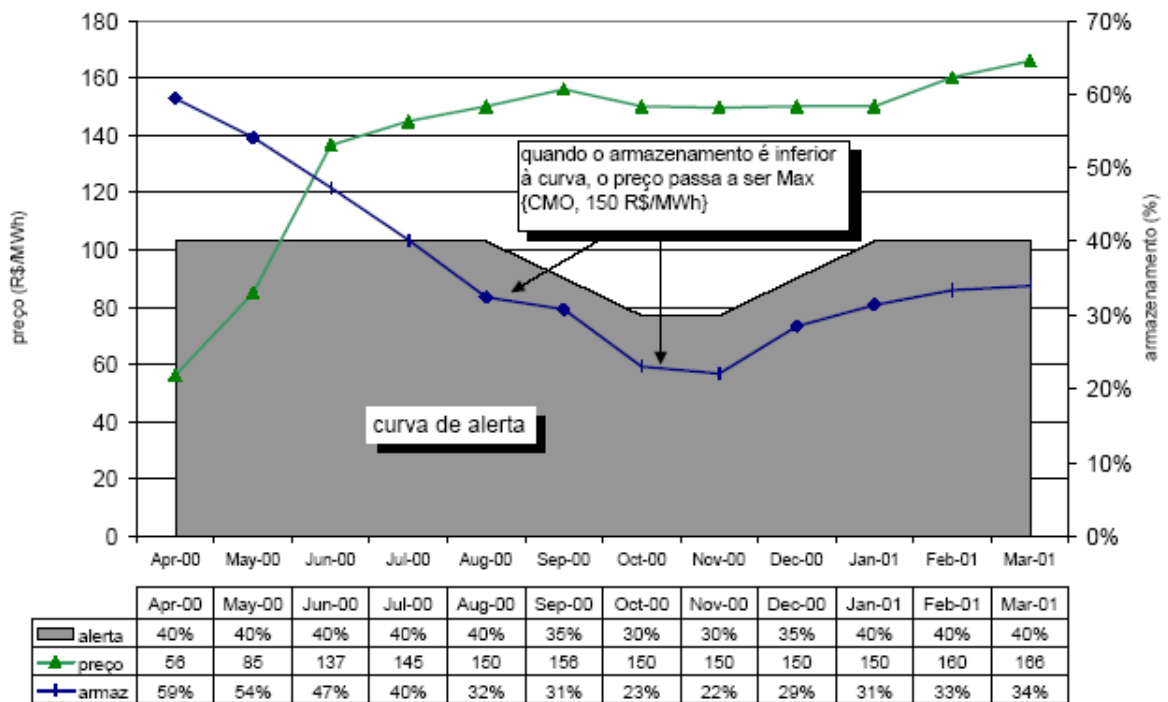


Figura 4.8: Região Sudeste – Nível de Armazenamento e CMO com Curva de Alerta – Abr/00-Mar/01.

4.4.1. Metodologia Atual Implementada

A metodologia implementada hoje no modelo NEWAVE [4] não representa uma solução “matematicamente correta”, uma vez que o problema de otimização pode não convergir, como será exposto a seguir.

Inicialmente, o problema de despacho hidrotérmico original é resolvido penalizando-se o não cumprimento da meta de nível mínimo de armazenamento dado pela Curva de Aversão a Risco (Δ), utilizando-se como penalidade um custo unitário informado pelo usuário do modelo (Penalidade de Referência – PREF). Desta forma, o problema original adicionado das restrições de aversão a risco, pode ser detalhado pelas equações 4.1, 4.2 e 4.3.

$$z_t = \min \left[\sum_{NSIS} \sum_{NPMC} \left[\sum_{TCL SIS} \psi_T g_T + \sum_{NPDF} \psi_D def + \boxed{PREF \cdot \Delta} \right] + \frac{1}{1 + \beta} \alpha_{t+1} \right] \quad (4.1)$$

sujeito a:

Equações de Balanço Hídrico (uma equação para cada subsistema):

$$\begin{aligned} earmf_t + \sum_{NPMC} g_H + evert = & EARMf_{t-1} + FC(EARMf_{t-1}) \cdot \gamma \cdot EAF_t - \\ & - M_{EVMIN}(EARMf_{t-1}) - EVAP(EARMf_{t-1}) - EMORTO \end{aligned} \quad (4.2)$$

⋮

Invasão do Armazenamento Mínimo Operativo - EAMINOP (uma equação para cada subsistema):

$$\begin{aligned} \Delta & \geq 0 \\ earmf_t + \Delta & \geq EAMINOP_t \end{aligned} \quad (4.3)$$

Neste problema, a escolha das térmicas a serem despachadas é feita de acordo com os seus respectivos custos. Caso haja alguma usina térmica com o custo de geração inferior ao valor de utilização da água, a mesma é despachada. Se o nível mínimo de armazenamento não for respeitado, o valor da água poderá não ser mais igual ao módulo do multiplicador de Lagrange das restrições de balanço hídrico, como ocorria no caso em que a CAR não era considerada. Neste caso, o valor da água deve ser acrescido da penalidade de não cumprimento da restrição (PREF), podendo assim, atingir valores bastante altos, superiores até ao custo associado ao primeiro patamar de déficit, de modo a provocar o despacho de um número elevado de usinas térmicas.

Desta forma, é agora atribuído um valor máximo para esta penalidade, tal que o valor da água seja o suficiente para despachar as térmicas desejadas. Com isso, há um processo iterativo, a cada problema, para definição desta penalidade.

A partir das considerações acima, são apresentados a seguir os passos para a solução do problema.

Passo 1: Resolver o problema de cada estágio, representando-se as restrições operativas no estágio e a aproximação linear por partes da função de custo futuro;

Passo 2: Após a solução deste problema, caso algum subsistema tenha acionado o mecanismo de aversão a risco, um fator de penalização reduzido (PREF_red) é obtido pelo máximo entre zero e a diferença entre o fator de penalização de referência (PREF) e o coeficiente do corte de Benders ativo na solução deste problema:

$$PREF_red = \max\{0, PREF - CorteAtivoAtual\} \quad (4.4)$$

Passo 3: O problema é resolvido novamente utilizando-se o fator de penalização reduzido. A solução deste problema pode indicar um outro ponto de operação. Este problema será chamado de *problema 2*;

Passo 4: Após a solução do *problema 2*, caso algum subsistema tenha acionado o mecanismo de aversão a risco, e o critério de convergência para este subsistema não tenha sido satisfeito, então um novo fator de penalização reduzido é obtido pelo máximo entre zero e a diferença entre o fator de penalização (PREF) e o coeficiente do corte de Benders ativo na solução deste problema;

Passo 5: O *problema 2* é resolvido novamente utilizando-se o novo fator de penalização reduzido. Caso o número máximo de iterações do processo iterativo para o problema da Etapa 2 não tenha sido atingido, volte ao passo 4.

O processo descrito pelos passos 1 e 2 caracteriza a primeira etapa da metodologia de aversão a risco implementada atualmente, já o processo descrito ao longo dos passos 3, 4 e 5 representa a segunda etapa, conforme ilustrado na figura 4.9.

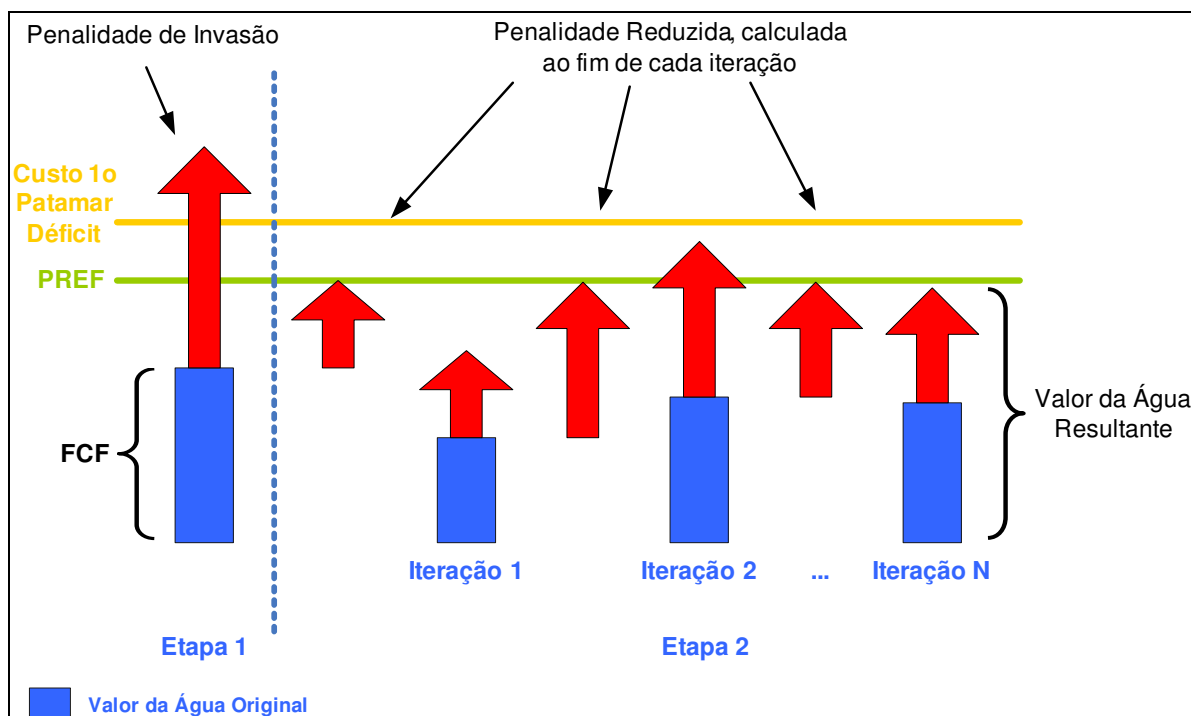


Figura 4.9: Metodologia Atual da Curva de Aversão a Risco.

Embora este método apresente resultados considerados satisfatórios pelo Operador do Sistema, não há garantias que o valor calculado para a penalidade irá convergir. Este fato que pode levar o modelo a despachos inconsistentes com a metodologia: caso a soma da

penalidade reduzida com o valor da água seja inferior à penalidade de referência, o despacho de todas as térmicas desejadas pode não ocorrer; caso a soma seja superior, haverá parcelas indesejadas, que causam o aumento do custo de operação. Além disso, a utilização de diferentes valores para a penalidade de não cumprimento da meta de armazenamento mínimo, para problemas do mesmo período, leva a incorreções matemáticas no cálculo dos hiperplanos suportes da função de custo futuro.

No próximo capítulo são abordadas novas propostas metodológicas para a consideração da curva de aversão a risco, visando oferecer uma solução que não apresente inconsistências matemáticas no modelo.

5. PROPOSTAS PARA A IMPLEMENTAÇÃO DA CAR

O NEWAVE é o modelo utilizado pelo Operador Nacional do Sistema para o planejamento da operação de médio prazo. Atualmente, a versão oficial usada pelo ONS é a 12, cujo processo de aversão a risco leva em consideração uma curva de metas de energia armazenável mínima para os subsistemas – a curva de aversão a risco – e é implementado conforme descrito na seção 4.4.1, caracterizando-se por ser matematicamente inconsistente.

Visando solucionar este problema, cinco novas propostas metodológicas para o tratamento da CAR foram implementadas no modelo NEWAVE, objetivando-se uma possível substituição da metodologia atual. São elas:

❖ Versão 1

- Para todos os subsistemas que possuem restrição de nível mínimo operativo de armazenamento definido pela CAR, são adicionados cortes diretamente à função de custo futuro, cuja inclinação é ligeiramente superior, em módulo, ao maior custo de geração das térmicas. Os cortes adicionados para cada período e série somente são válidos para a iteração em questão.

❖ Versão 2

- Baseada na versão 1, diferencia-se pela adição de cortes multivariados, onde há coeficientes não nulos para os termos de energia armazenada final, para todos os subsistemas.

❖ Versão 3

- Adiciona cortes à FCF somente no processo de simulação final, usando a mesma metodologia descrita para a versão 1. Durante o processo iterativo, a

invasão do nível mínimo de armazenamento é penalizada de maneira similar ao processo descrito na seção 4.4.1, no entanto a penalidade não é recalculada.

❖ **Versão 4**

- Baseada na versão 3, porém com um limite superior para o maior custo de geração das térmicas utilizado na construção dos cortes, igual ao custo referente ao primeiro patamar de déficit;

❖ **Versão 5**

- Baseada na versão 3. Um único corte é adicionado diretamente à função de custo futuro, somente na simulação final. Este corte considera todos os subsistemas com restrição de nível mínimo operativo de armazenamento definido pela CAR.

Todas as implementações propostas têm o objetivo de utilizar todos os recursos térmicos disponíveis prioritariamente ao não cumprimento do nível mínimo de armazenamento dado pela CAR. Desta forma, não é mais necessária a informação por parte do usuário de uma penalidade extra para a relaxação da restrição imposta pela CAR.

5.1. VERSÃO 1

O despacho de uma térmica está condicionado ao fato do seu custo de geração ser inferior ao valor da água, para um determinado nível de armazenamento no momento da decisão operativa.

Assim, como primeira abordagem, busca-se adicionar cortes diretamente à função de custo futuro, de modo que sua inclinação fosse superior, em módulo, ao maior custo de geração das térmicas. Este procedimento visa garantir o atendimento à demanda através de recursos térmicos até sua exaustão, se necessário, evitando o não cumprimento da restrição operativa, sempre que houver condições.

Nesta implementação, são adicionados cortes para todos os subsistemas que possuem restrição de nível mínimo operativo de armazenamento definida pela CAR. Supondo que isto

ocorra para um subsistema X, o valor das variáveis de estado no momento da construção deste corte (restrição CAR) é descrito na equação 5.1:

$$\begin{aligned}
 earmf_t^X &= EAMINOP_t^X \\
 earmf_t^{isis \neq X} &= 0 \\
 eaf_t &= EAF_{t,i} \\
 eaf_{t-1} &= EAF_{t-1,i} \\
 &\vdots
 \end{aligned} \tag{5.1}$$

Para construção destas restrições é necessário que se conheça o corte ativo em cada um destes estados.

5.1.1. Corte Ativo

Os cortes que definem a função de custo futuro são mostrados pela equação 3.17. Reagrupando os termos:

$$\alpha_{t+1} \geq W + \sum_{isis=1}^{NSIS} \pi_V^{isis} earmf_t^{isis} + \sum_{isis=1}^{NSIS} \left(\pi_{A1}^{isis} EAF_{t-1}^{isis} + \pi_{A2}^{isis} EAF_{t-2}^{isis} + \dots + \pi_{Ap}^{isis} EAF_{t-p}^{isis} \right) \tag{5.2}$$

O corte ativo em um estado é aquele para o qual tem-se o maior valor para o lado direito da inequação 5.2, para os dados valores de armazenamento e afluições passadas. Seja α_{CA} o valor de α_{t+1} no estado definido em 5.1. Como este estado é o limiar entre a utilização ou não do corte artificial, é importante que o corte artificial e o corte ativo coincidam neste ponto de operação, ou seja, que ambos valham α_{CA} .

Vale ressaltar que, como os estados acessados para a construção do corte adicional em cada subsistema são diferentes, o corte ativo da função de custo futuro pode não ser o mesmo para os subsistemas. Assim, para um determinado subsistema X, tem-se um valor para o corte ativo no estado correspondente ao nível mínimo de armazenamento, $\alpha_{CA,X}$.

Seja uma função de custo futuro que dependa unicamente de uma variável de estado – no caso, o armazenamento do final do estado; aproximada por três cortes, como ilustrado na figura 5.1. O corte ativo e seu valor correspondente ($\alpha_{CA,X}$) quando o subsistema X opera no seu nível mínimo de operação ($EAMINOP_X$) são destacados na mesma figura.

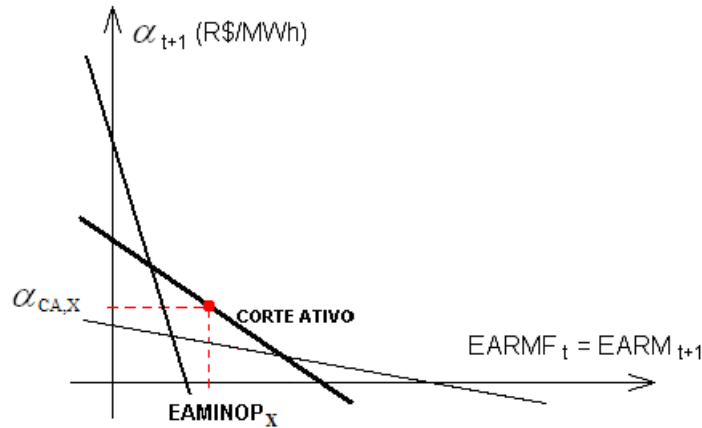


Figura 5.1: Representação do Corte Ativo da Função de Custo Futuro.

5.1.2. Adição do Corte Artificial

Para cada subsistema com nível de armazenamento mínimo definido pela CAR, são adicionados cortes em cada série, abertura e período, construídos no estado apresentado na equação 5.1.

A equação 3.15 mostra como o estado utilizado para a construção do corte e o estado consultado durante a resolução do problema, afetam o termo independente original (RHS) dos cortes da função de custo futuro. Como o corte artificial só é utilizado nesta série, abertura e período, as parcelas referentes às afluências passadas são nulas, já que os valores de EAF_{t-i}^{isis} e $EAF_{t-i}^{* isis}$ são iguais para todo $i = 1, \dots, p$.

A equação simplificada do corte artificial, univariado (já que o corte é construído separadamente para cada subsistema com CAR definida), é representada da seguinte forma:

$$\alpha - \pi_{V_{Adic}}^X V_t^X \geq RHS, \quad (5.3)$$

onde

$$V_t^X = earmf_t^X \quad (5.4)$$

A inclinação do corte artificial, $\pi_{V_{Adic}}^X$ (R\$/MWh), deve ter um valor ligeiramente maior que o custo da térmica com geração mais cara (CTERMAX) no período em questão, como mostra a equação 5.5. Desta forma, para níveis de armazenamento inferiores ao definido pela CAR, a água será usada somente após a utilização de todos os recursos térmicos disponíveis. Assim, em determinado período, busca-se garantir que todas as térmicas serão despachadas antes que sejam ultrapassados os níveis de volume mínimo operativo dados pela CAR.

$$\pi_{V_{Adic}}^X = -(CTERMAX_t^X + \varepsilon) \quad (5.5)$$

O termo independente original (RHS) deste corte adicional é calculado conforme mostrado na equação 5.6, podendo ser facilmente deduzido a partir do gráfico ilustrado na figura 5.2. O valor de ε (positivo) garante que o valor da água seja ligeiramente superior ao custo da térmica mais cara disponível no período em questão. Adota-se $\varepsilon = 1$.

$$RHS = \alpha_{CA,X} - \pi_{V_{Adic}}^X EAMINOP_t^X \quad (5.6)$$

Substituindo-se as equações 5.4, 5.5 e 5.6 na equação 5.3:

$$\alpha + (CTERMAX_t^X + \varepsilon) earmf_t^X \geq \alpha_{CA,X} + (CTERMAX_t^X + \varepsilon) EAMINOP_t^X \quad (5.7)$$

Na figura 5.2 é representado o corte ativo, quando a energia armazenada final do período t atinge o nível de armazenamento definido pela CAR e o corte artificial adicionado à função de custo futuro do problema de minimização de custo de operação.

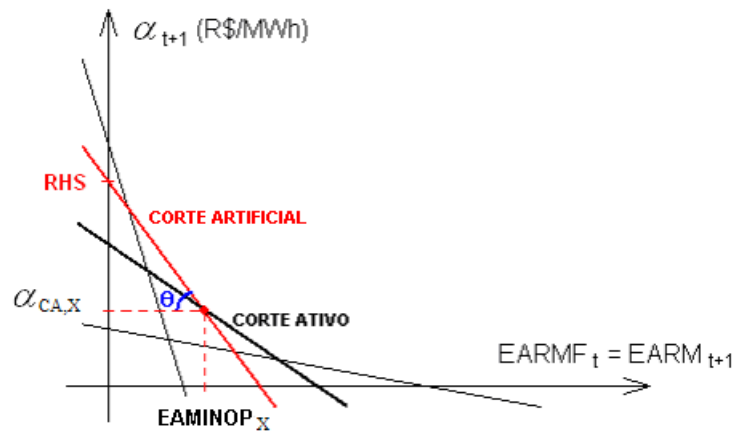


Figura 5.2: Representação do Corte Artificial adicionado à FCF.

5.1.3. Impactos no Modelo

Durante o processo de implementação, foram verificados alguns problemas na formulação desta proposta metodológica, que podem causar impactos não desejados nos resultados gerados pelo modelo de otimização, NEWAVE.

Primeiramente, verifica-se um fato que torna o critério de convergência do modelo inconsistente: o corte artificial é inserido na função de custo futuro sem levar em consideração o comportamento da operação para os períodos futuros. Para que o modelo convirja, a soma dos custos reais de operação de cada período (ZSUP) deve ser igual, dentro de um determinado intervalo de confiança, à soma do custo presente e do custo futuro do primeiro período (ZINF). Logo, como a função de custo futuro não reflete o real custo de operação dos períodos futuros, não há garantias de que o custo futuro indicado no primeiro período de estudo (influenciado pelo corte adicionado) seja refletido na operação dos períodos adjacentes.

Para um melhor entendimento do problema referente à não-validade do critério de convergência do Newave, este é exemplificado de forma didática, na seção 5.1.4.

Ao se adicionar cortes univariados para cada subsistema com CAR definida e, em um determinado intervalo, apenas um desses cortes ficar sempre ativo, surge um outro problema: supondo um corte univariado ativo, para a variação do armazenamento de um outro subsistema, diferente daquele cujo corte é o ativo, o valor do corte ativo se mantém inalterado. Isto ocorre, pois o hiperplano – corte – ativo não depende do armazenamento dos outros subsistemas, conforme mostra a metodologia descrita anteriormente. Assim, para estes subsistemas, as térmicas não são despachadas em sua totalidade, como o desejado, posto que a geração hidráulica será sempre mais econômica, já que a alteração do armazenamento final destes subsistemas não implica em aumento do custo de operação. Com isso, o nível de armazenamento pode ser inferior àquele definido pela CAR para estes subsistemas.

O problema encontrado, explicado no parágrafo acima, pode ser mais bem compreendido através da visualização gráfica dos cortes que compõe a função de custo futuro do problema de minimização. Para tal, é apresentado na seção 5.1.5 um exemplo, onde os cortes são facilmente identificados.

Conhecidos os problemas provocados no modelo pela implementação da Versão 1, novas metodologias são propostas nas versões descritas nas próximas seções, de modo a tentar resolvê-los.

5.1.4. Análise do Critério de Parada do Modelo para a Versão 1

Nesta seção, é apresentado um exemplo simplificado de operação de um sistema energético em dois períodos, de maneira a se verificar a incoerência do critério de parada atualmente implementado no modelo Newave ao se utilizar a metodologia aplicada à versão 1. Este fato sugere o desenvolvimento de um outro critério de convergência.

Supondo um problema de minimização de custo de operação, cujas principais características são:

- 2 períodos;

- 1 subsistema;
- 2 usinas térmicas;
- afluência determinística.

É possível se escrever este problema, simplificado, na forma de um problema de programação linear, como mostrado a seguir, no sistema 5.8:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min} \sum_{i=1}^2 c_{T_{i,t}} g_{T_{i,t}} + \frac{1}{1+\beta} \sum_{i=1}^2 c_{T_{i,t}} g_{T_{i,t}} + \text{PEN}(evert_1 + evert_2) \\
 & \text{S.a.} \left\{ \begin{array}{ll}
 earmf_1 + gh_1 + evert_1 & = \text{EARMI} + \text{EAF}_1 \\
 earmf_2 + gh_2 + evert_2 - earmf_1 & = \text{EAF}_2 \\
 gh_1 + g_{T_{1,1}} + g_{T_{2,1}} & = \text{MERC}_1 \\
 gh_2 + g_{T_{1,2}} + g_{T_{2,2}} & = \text{MERC}_2 \\
 earmf_1, earmf_2, evert_1, evert_2 & \geq 0 \\
 gh_1, gh_2 & \geq 0 \\
 gh_1, gh_2 & \leq \overline{GH} \\
 g_{T_{1,1}}, g_{T_{2,1}}, g_{T_{1,2}}, g_{T_{2,2}} & \geq 0 \\
 g_{T_{1,1}}, g_{T_{1,2}} & \leq \overline{GT}_1 \\
 g_{T_{2,1}}, g_{T_{2,2}} & \leq \overline{GT}_2 \\
 earmf_1, earmf_2 & \leq \overline{\text{EARMf}}
 \end{array} \right. , \tag{5.8}
 \end{aligned}$$

onde

- $c_{T_{i,t}}$, é o custo da térmica i , no período t , por unidade de geração;
- $g_{T_{i,t}}$, é a energia gerada pela térmica i , no período t ;
- $1/(1+\beta)$, taxa de desconto mensal;
- PEN , penalidade referente ao vertimento de energia;
- $evert_t$, energia vertida no período t ;
- $earmf_t$, energia armazenada final do período t ;
- gh_t , geração hidráulica no período t ;
- EARMI energia armazenada inicial do período de estudo;
- EAF_t , energia natural afluyente no período t ;

$MERC_t$,	mercado no período t ;
\overline{GH} ,	geração hidráulica máxima;
\overline{GT}_i ,	geração térmica máxima da térmica i ;
\overline{EARM}_{f_t} ,	energia armazenada máxima no final do período t .

5.1.4.1. Técnicas de Solução

O problema pode ser resolvido, basicamente, de dois modos:

- através da solução direta de todo o problema de programação linear;
- através da divisão do problema em subproblemas, utilizando-se técnicas de decomposição.

a) Solução Direta

Esta técnica de solução é atrativa em termos computacionais, quando o número de variáveis e restrições é pequeno. Como o problema real a ser resolvido é composto de um horizonte de cinco anos (Planejamento Mensal da Operação) ou dez anos (Planos Decenais de Expansão) e diversos cenários hidrológicos são considerados, não é viável computacionalmente que esta técnica seja aplicada.

b) Decomposição

A técnica de decomposição é caracterizada pela divisão do problema em diversos subproblemas. Cada um deles é resolvido de maneira separada, no entanto como há uma dependência temporal, são criados relacionamentos entre eles através da funcionalidade conhecida como função valor, chamada no Newave de “Função de Custo Futuro”.

Assim, ao retirar-se o segundo período do problema descrito acima e se introduzir a “Função de Custo Futuro” (α), cuja função é representar a influência da operação do primeiro período na otimização do segundo, tem-se um novo problema de minimização:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min} \sum_{i=1}^2 c_{Ti,1} g_{Ti,1} + \frac{1}{1+\beta} \alpha(\text{earmf}_1) + \text{PEN}(\text{evert}_1) \\
 & \text{S.a.} \left\{ \begin{array}{l}
 \text{earmf}_1 + gh_1 + \text{evert}_1 = \text{EARM}I + \text{EAF}_1 \\
 gh_1 + g_{T1,1} + g_{T2,1} = \text{MERC}_1 \\
 \text{earmf}_1, \text{evert}_1 \geq 0 \\
 gh_1 \geq 0 \\
 gh_1 \leq \overline{GH} \\
 g_{T1,1}, g_{T2,1} \geq 0 \\
 g_{T1,1} \leq \overline{GT}_1 \\
 g_{T2,1} \leq \overline{GT}_2 \\
 \text{earmf}_1 \leq \overline{\text{EARM}f} \\
 \alpha + \pi_k \text{earmf}_1 \geq \text{RHS}_k, \quad k = 1, \dots, n_{cor}
 \end{array} \right. , \tag{5.9}
 \end{aligned}$$

onde $\alpha(\text{earmf}_1)$ significa que o custo de operação do segundo período é influenciado pelo “estado final” de armazenamento do primeiro período – variável earmf_1 .

5.1.4.2. Atribuição de Valores às Variáveis

A escolha dos valores numéricos das variáveis do problema de minimização descrito acima é feita de maneira a tornar mais visível graficamente o problema analisado.

A tabela 5.1 fornece o custo, por unidade de energia, das térmicas 1 e 2 para cada período.

Tabela 5.1: Custo das térmicas, por unidade de energia (\$/MWh).

	Térmica 1	Térmica 2
Período 1	300	50
Período 2	310	60

As variáveis de decisão são as variáveis de saída do PL: $earmf_1$, $earmf_2$, gh_1 , gh_2 , $evert_1$, $evert_2$, $g_{T1,1}$, $g_{T1,2}$, $g_{T2,1}$ e $g_{T2,2}$.

Os valores atribuídos às variáveis de entrada do PL, bem como aqueles que representam os limites máximos de armazenamento, geração hidráulica e térmica estão listados na tabela 5.2. Os limites inferiores das variáveis de decisão não são apresentados na tabela, posto que são considerados sempre nulos.

Tabela 5.2: Valores para as variáveis de entrada e limites superiores das variáveis de decisão.

Variáveis de Entrada		Limites Superiores	
$EARM1$	25	\overline{EARMf}	40
EAF_1	50	\overline{GH}	60
EAF_2	40	$\overline{GT_1}$	40
$MERC_1$	80	$\overline{GT_2}$	25
$MERC_2$	80		

Para o cálculo da taxa de desconto, supõe-se um índice de desconto anual de 10% *a.a.*, que equivale a um índice mensal (β) de aproximadamente 0,7974% *a.m.*. Assim, a taxa de desconto mensal do problema, dada pela equação 5.10, é:

$$\frac{1}{1 + \beta} = 0,992 \tag{5.10}$$

A penalidade (PEN) atribuída ao vertimento das usinas hidráulicas é de 0,05 unidades financeiras por unidade de energia (R\$/MWh). A adoção deste valor reduzido, em relação ao

custo de geração das térmicas tem como objetivo priorizar a geração e o armazenamento de energia ao vertimento, sem causar impactos irreais ao custo final ótimo de operação.

O valor estabelecido para a energia armazenada mínima de operação (EAMINOP) corresponde a 55% do volume máximo do reservatório.

5.1.4.3. Construção da Função de Custo Futuro

a) Programação Dinâmica Tradicional

Anteriormente à adoção de técnicas duais para a aproximação da função de custo futuro utilizada pelo modelo Newave, a mesma era construída através de Programação Dinâmica Estocástica (PDE) tradicional, ou seja, era avaliada em diversos intervalos de níveis de armazenamento. No exemplo desta seção, para realizar-se tal avaliação, deve ser calculado o custo da operação ótima do segundo período para cada valor de armazenamento final de primeiro período resultante da discretização imposta. O problema de minimização do segundo período a ser resolvido é apresentado na equação 5.11.

$$\begin{aligned}
 & \text{Min} \sum_{i=1}^2 c_{Ti,2} g_{Ti,2} + PEN \cdot evert_2 \\
 & \text{S.a.} \left\{ \begin{array}{l}
 earmf_2 + gh_2 + evert_2 = EARMf_1 + EAF_2 \\
 gh_2 + g_{T1,2} + g_{T2,2} = MERC_2 \\
 earmf_2, evert_2 \geq 0 \\
 gh_2 \geq 0 \\
 gh_2 \leq \overline{GH} \\
 g_{T1,2}, g_{T2,2} \geq 0 \\
 g_{T1,2} \leq \overline{GT_1} \\
 g_{T2,2} \leq \overline{GT_2} \\
 earmf_2 \leq \overline{EARMf}
 \end{array} \right. , \tag{5.11}
 \end{aligned}$$

Assim, a operação do segundo período é otimizada diversas vezes, cada qual para valores diferentes de níveis de armazenamento final de primeiro período, onde cada um destes valores

é substituído por valores percentuais do volume máximo do reservatório, resultantes da discretização comentada anteriormente. Com isso, para cada intervalo de armazenamento considerado, o valor da função de custo futuro corresponde ao custo desta operação, descontado pela taxa mensal.

O algoritmo tradicional da Programação Dinâmica é aplicável a problemas multi-estágios e de natureza estocástica, permitindo modelar adequadamente as possíveis não-linearidades existentes. No entanto, a grande desvantagem deste algoritmo reside na necessidade de se discretizar o espaço de estados de armazenamento e afluições. Como a estratégia de operação deve ser calculada para todas as combinações possíveis dos níveis dos reservatórios e afluições do estágio anterior, o esforço computacional cresce de forma exponencial com o número de variáveis de estado, tornando-se computacionalmente inviável, mesmo para sistemas com poucas usinas hidrelétricas. Esta característica é conhecida, na literatura, como maldição da dimensionalidade. Como exemplo, para um problema determinístico, constituído de apenas 4 usinas hidrelétricas, discretizando-se seus armazenamentos em 20 intervalos, o que é um número muito baixo, tem-se 4^{20} problemas a serem resolvidos, para cada período. Esta inviabilidade computacional levou ao desenvolvimento da Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE).

b) Programação Dinâmica Dual Estocástica

Como já descrito na seção 3.2.2.1, em um algoritmo baseado em Programação Dinâmica Dual Estocástica, a construção da função de custo futuro é realizada através do “Princípio de Decomposição de Benders”.

Assim, para estes algoritmos, apesar de não ser necessária a discretização do espaço de estados, a função de custo futuro é representada através de aproximações lineares calculadas em um número finito de pontos. Em analogia à aproximação de uma curva no espaço Euclidiano R^2 , seria necessário que se conhecesse a derivada (ou gradiente) da curva nos pontos utilizados para a construção da mesma – no caso do planejamento energético, nos armazenamentos e afluições que definem o estado desejado.

Como o segundo estágio é definido por um problema de minimização e não uma função analítica explícita, não é possível se ter uma expressão para o seu gradiente, logo se utiliza um subgradiente, advindo da teoria matemática da programação não-diferenciável. Este subgradiente representa a tangente dos hiperplanos suporte denominados “Cortes de Benders” em torno deste ponto da FCF.

Os coeficientes das energias armazenadas finais nos cortes de Benders correspondem aos valores da água esperados, para cada subsistema, e são obtidos a partir dos multiplicadores de Lagrange das equações que levam em consideração estas variáveis – no caso da modelagem atualmente implantada, apenas a equação de balanço hídrico. O cálculo do custo operativo e das tangentes da superfície de custo futuro é repetido para cada estado de armazenamento no segundo período. O resultado de todo este processo é uma superfície linear por partes, que representa a $FCF - \alpha(earmf_1)$ – para o primeiro período.

São ilustradas na figura 5.3, uma aproximação para a função de custo futuro real (ALFA) calculada com o uso da programação dinâmica tradicional e uma típica representação desta função através de três “Cortes de Benders”. Vale ressaltar que, para a PDDE, a função de custo futuro é aproximada pela envoltória convexa dos cortes de Benders, ou seja, pelo valor máximo dos cortes em cada ponto do espaço de estados de armazenamentos e afluências.

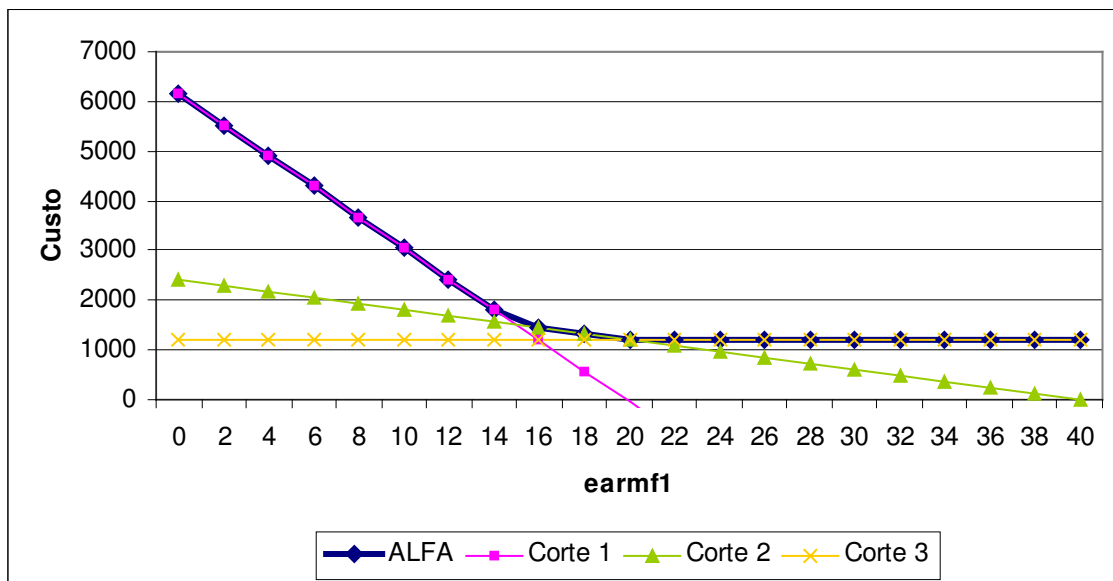


Figura 5.3: Representações da Função de Custo Futuro

5.1.4.4. Construção do Corte Artificial

De modo a se representar o processo de aversão a risco segundo a metodologia da versão 1, no primeiro período do problema exemplo, é inserido um corte artificial à função de custo futuro. Como visto na equação 5.7, para a construção deste corte é preciso conhecer o maior valor de custo de geração das térmicas para os subsistemas com CAR definida, e a energia armazenada mínima de operação para o primeiro período, além do valor do corte ativo no estado de armazenamento correspondente ao nível mínimo operativo.

Como se pode observar na figura 5.3, o corte ativo da função de custo futuro, para o volume mínimo de operação ($E_{AMINOP} = 22$), é representado pelo “Corte 3”, sendo seu valor, α_{CA} , facilmente descoberto.

5.1.4.5. Resultados

Como já citado na seção 5.1.3, ZSUP é a soma do custo real da operação ótima do primeiro período com os custos reais das operações ótimas dos demais períodos. Neste caso, como existem somente dois períodos, a função de custo futuro real do primeiro período reflete exatamente o custo da operação do segundo período, descontada a taxa mensal.

Já ZINF é a soma do custo real da operação ótima do primeiro período com uma aproximação do custo futuro de operação a partir do segundo período, dada, neste exemplo, pela aproximação da função de custo futuro influenciada pelo corte artificial.

A figura 5.4 representa graficamente o critério de convergência atual utilizado pelo modelo Newave. Como a estratégia ótima de operação é calculada para diversos cenários de energias afluentes, é calculada a média de ZSUP para estes cenários, bem como o seu intervalo de confiança correspondente [LINF, LSUP]. Desta forma, para o problema de despacho

hidrotérmico ser considerado convergido, o valor de ZINF deve estar contido no intervalo de confiança de ZSUP.

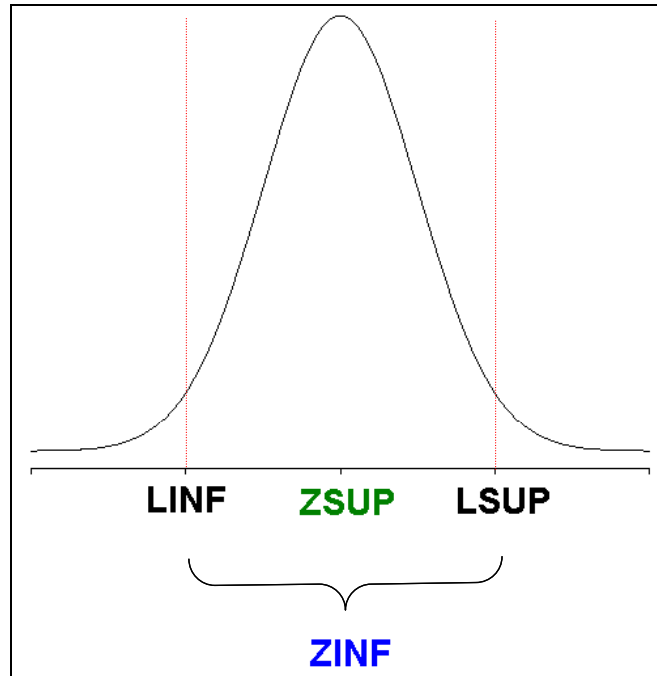


Figura 5.4: Critério de Convergência do modelo Newave.

Como se pode observar na figura 5.5, o corte artificial superpõe a função de custo futuro real para um conjunto significativo de estados do sistema, quando o nível de armazenagem final do primeiro período é inferior à energia armazenada mínima de operação. Com isso, não é mais possível se dizer que a função de custo futuro (influenciada pelo corte artificial) representa uma aproximação para o custo de operação do segundo período. No intervalo onde o corte artificial é superior ao real custo de operação do segundo período, a aproximação dada pela função de custo futuro (influenciada por este corte) seria maior do que o real valor de operação ($ZINF > ZSUP$).

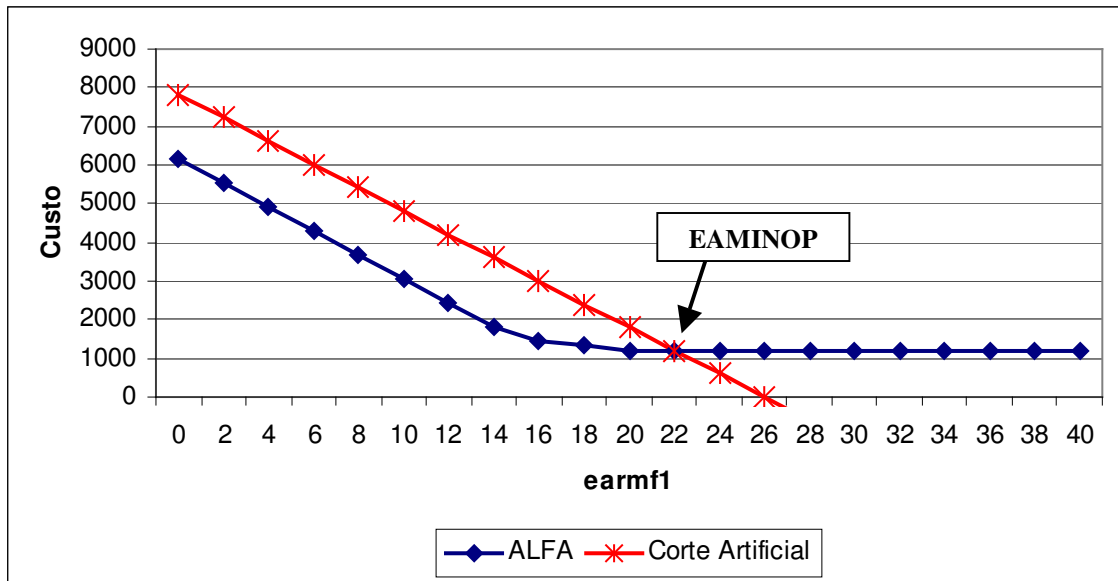


Figura 5.5: Corte Artificial adicionado à Função de Custo Futuro.

Desta forma, o critério de convergência, caracterizado pela aproximação entre o custo real de operação futura e seu valor esperado no presente, não pode ser considerado válido. Um algoritmo converge sempre que se tem ZINF menor ou igual a ZSUP para qualquer aproximação convexa. Como ZINF é maior que ZSUP, neste exemplo, e a tendência da reta representativa do corte artificial é se afastar cada vez mais do eixo das coordenadas (aumento da penalidade de não atendimento aos níveis definidos pela CAR), pode-se afirmar que este algoritmo nunca irá convergir.

5.1.5. Exemplo de Problema Provocado pela Adição de Cortes Univariados à Função de Custo Futuro

Seja um caso constituído de dois subsistemas, ambos com curva de aversão a risco definidas. Os valores do custo máximo de geração das térmicas e dos volumes mínimos operativos dados pela CAR para os dois subsistemas são dados na tabela 5.3:

Tabela 5.3: Energia Armazenável Mínima de Operação e Custo Máximo das Térmicas.

	EAMINOP	CTERMAX
Subsistema 1	20	15
Subsistema 2	30	25

A função de custo futuro real deste problema é aproximada, em um dado momento, por dois “Cortes de Benders” e são adicionados a esta função dois cortes, um para cada subsistema com CAR definida. Com o objetivo de facilitar a análise do problema, para uma melhor visualização destes cortes é desconsiderada a parcela referente às energias afluentes passadas (EAF).

A tabela 5.4 fornece os valores dos termos independentes (RHS) e dos multiplicadores π_{v_1} e π_{v_2} dos cortes que representam a função de custo futuro.

Tabela 5.4: Termo Independente Original – RHS - e Multiplicadores - π_{v_1} e π_{v_2} .

	RHS	π_{v_1}	π_{v_2}
Corte FCF – Sist 1	1000	20	10
Corte FCF – Sist 2	1200	10	20

Logo, as equações dos cortes que representam a função de custo futuro são:

$$\begin{aligned} FCF_1 &\Rightarrow \alpha + 20EARMf_1 + 10EARMf_2 \geq 1000 \\ FCF_2 &\Rightarrow \alpha + 10EARMf_1 + 20EARMf_2 \geq 1200 \end{aligned} \tag{5.13}$$

Para o subsistema 1, o estado em que o corte artificial deve ser inserido é dado pela equação 5.14. No entanto, para a sua construção, é necessário que se conheça o corte ativo e seu valor neste estado, cujo cálculo encontra-se na equação 5.15.

$$\begin{aligned} earmf_1 &= EAMINOP_1 \\ earmf_2 &= 0 \end{aligned} \tag{5.14}$$

$$\begin{aligned} FCF_1 &\Rightarrow \alpha \geq 1000 - 400 - 0 = 600 \\ FCF_2 &\Rightarrow \alpha \geq 1200 - 200 - 0 = 1000 \end{aligned} \quad (5.15)$$

Logo, o segundo corte (FCF_2) é o ativo. Já para o subsistema 2, o estado em que os cortes artificiais devem ser construídos e o valor do corte ativo neste estado são mostrados nas equações 5.16 e 5.17, respectivamente.

$$\begin{aligned} earmf_1 &= 0 \\ earmf_2 &= EAMINOP_2 \end{aligned} \quad (5.16)$$

$$\begin{aligned} FCF_1 &\Rightarrow \alpha \geq 1000 - 0 - 300 = 700 \\ FCF_2 &\Rightarrow \alpha \geq 1200 - 0 - 600 = 600 \end{aligned} \quad (5.17)$$

Assim, o primeiro corte (FCF_1) é o ativo para o estado em que o corte artificial deste sistema será construído.

Conforme descrito na seção 5.1.2, são apresentadas abaixo as equações dos cortes a serem adicionados à FCF para os dois subsistemas.

•Corte adicionado para o subsistema 1:

$$\alpha + (CTERMAX_1 + \varepsilon) earmf_1 \geq \alpha_{CA,1} + (CTERMAX_1 + \varepsilon) EAMINOP_1; \quad (5.18)$$

•Corte adicionado para o subsistema 2:

$$\alpha + (CTERMAX_2 + \varepsilon) earmf_2 \geq \alpha_{CA,2} + (CTERMAX_2 + \varepsilon) EAMINOP_2; \quad (5.19)$$

onde $\alpha_{CA,i}$ representa o valor do corte ativo da função de custo futuro para o subsistema i , no estado de construção do seu corte artificial.

Substituindo-se os valores de CTERMAX e EAMINOP dados na tabela 5.3, nas equações 5.18 e 5.19 acima, são obtidos os cortes adicionais univariados construídos para os subsistemas 1 e 2, mostrados na equações 5.20 e 5.21, respectivamente:

$$\alpha + 16e_{armf_1} \geq 1320 \quad (5.20)$$

$$\alpha + 26e_{armf_2} \geq 1480 \quad (5.21)$$

5.1.5.1. Resultados

A representação dos cortes da função de custo futuro – FCF_1 e FCF_2 – antes da adição dos cortes artificiais é ilustrada na figura 5.6.

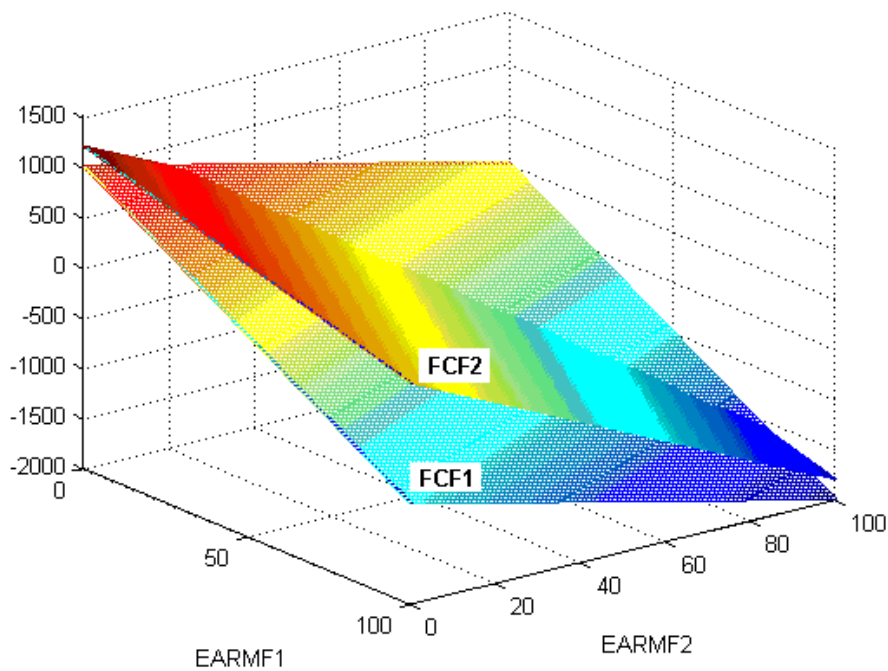


Figura 5.6:

Representação dos cortes da Função de Custo Futuro – FCF_1 e FCF_2 .

Na figura 5.7, além dos cortes da função de custo futuro, é ilustrado o corte adicional que representa a restrição operativa definida pela CAR para o subsistema 1. Pode-se observar que os hiperplanos correspondentes ao corte adicional e ao corte ativo da função de custo futuro (FCF_2) no estado determinado para o subsistema 1 se interceptam - ponto referente à energia

armazenada mínima operativa deste subsistema. A linha vermelha mostra que o valor do custo de operação não se altera para variações do estado de armazenamento do subsistema 2.

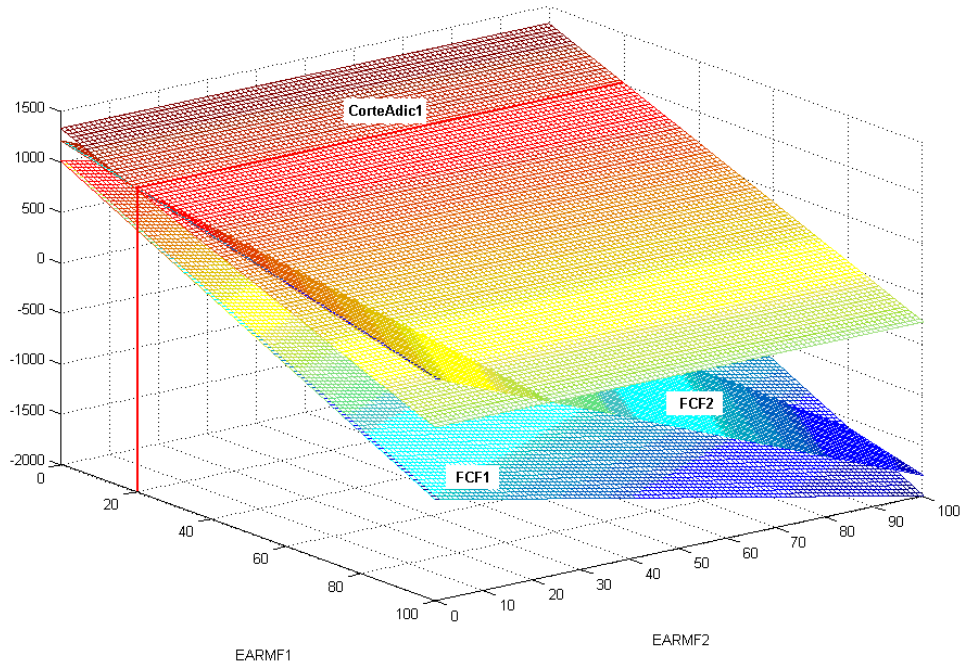


Figura 5.7: Representação dos cortes da FCF e do corte adicional para o subsistema 1.

A figura 5.8 ilustra os cortes da função de custo futuro e o corte artificial adicionado para o subsistema 2. De maneira análoga à explicação dada para a figura anterior, há a interseção dos hiperplanos correspondentes ao corte adicional e ao corte ativo da função de custo futuro (FCF_1) no ponto referente à meta de nível mínimo operativo de armazenamento deste subsistema. A linha vermelha mostra que o valor do custo de operação não se altera para variações do estado de armazenamento do subsistema 1.

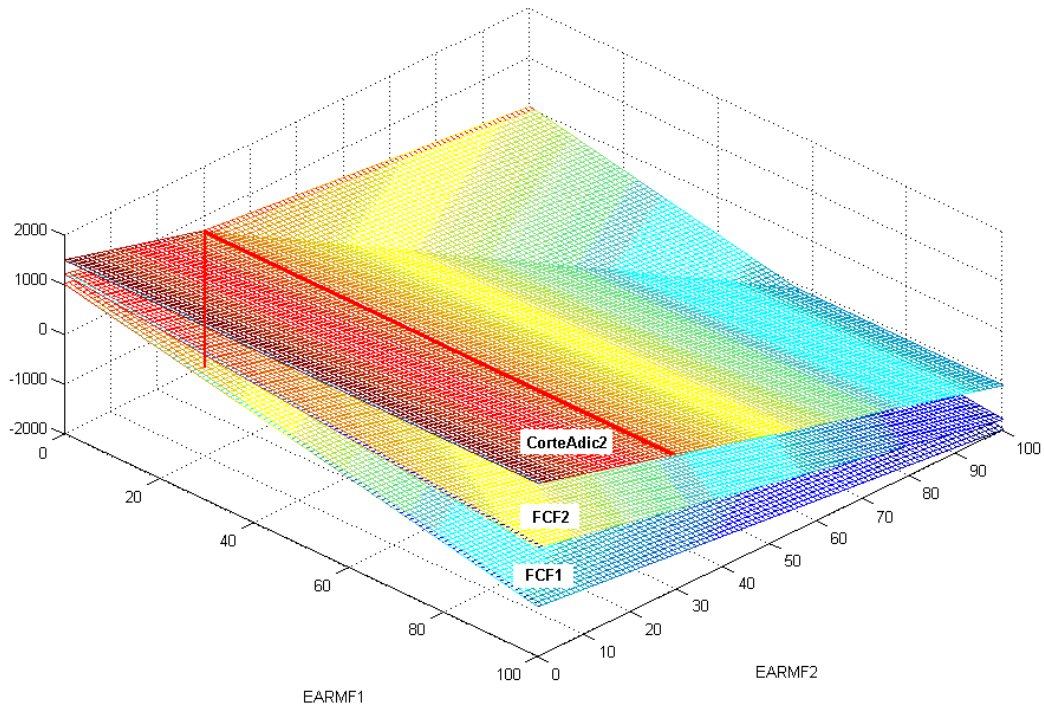


Figura 5.8: Representação dos cortes da FCF e do corte adicionado para o subsistema 2.

Para concluir esta análise, pode-se notar através da observação de todos os cortes – cortes que representam a função de custo futuro real e os cortes adicionais – ilustrados na figura 5.9, que os cortes artificiais superpõem a FCF real em praticamente sua totalidade. Com isso, o corte ativo da “nova” FCF será univariado em grande parte do espaço de estados considerado. Desta forma, para a variação do nível de armazenamento de um subsistema, diferente daquele para o qual o corte ativo é construído, o valor do custo de operação se mantém inalterado (valor da água é zero), pois o hiperplano – corte – ativo não depende do estado de armazenamento do outro subsistema.

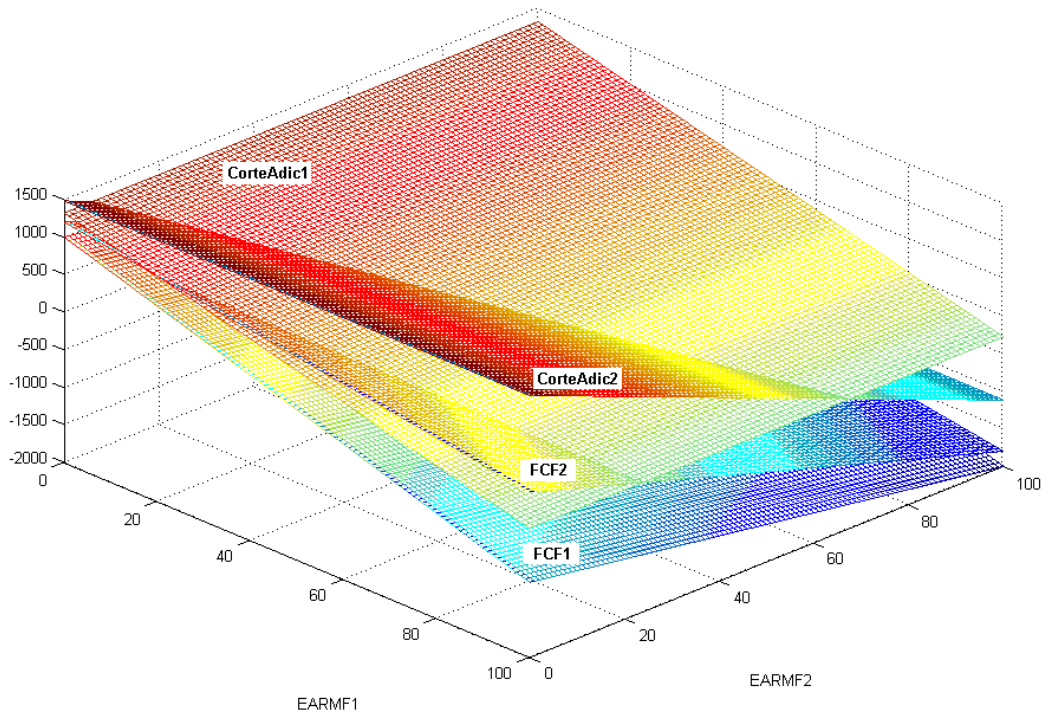


Figura 5.9: Representação dos cortes da FCF e dos cortes adicionados para os subsistemas 1 e 2.

Como a geração hidráulica será sempre mais econômica para estes subsistemas, não serão despachadas as térmicas para os subsistemas distintos daquele ao qual o hiperplano se refere, como se desejava nesta implementação. Com isso, o volume final do reservatório destes subsistemas pode ficar abaixo do nível mínimo definido pela CAR.

5.2. VERSÃO 2

O problema descrito na seção 5.1.5 caracteriza-se pelo fato dos cortes artificiais adicionados à função de custo futuro, apresentarem valores nulos para os coeficientes associados às variáveis de estado de armazenamento diferentes daquela cuja restrição é construída. Visando resolver este problema, na metodologia proposta para a versão aqui descrita, são adicionados cortes multivariados, onde há coeficientes não nulos associados às variáveis de estado de armazenamento de todos os subsistemas.

Da maneira semelhante à metodologia da versão 1, são adicionados cortes para todos os subsistemas que possuem restrição de nível mínimo operativo de armazenamento definida pela CAR. Supondo que isto ocorra para um subsistema X, a equação 5.1 fornece o valor das variáveis de estado no momento da construção deste corte.

A equação simplificada do corte artificial, agora multivariado, é representada da seguinte forma:

$$\alpha - \pi_{V_{Adic}}^X V_t^X - \sum_{\substack{isis=1 \\ isis \neq X}}^{NSIS} \pi_V^{isis} V_t^{isis} \geq RHS, \quad (5.22)$$

onde

$$V_t^{isis} = earmf_t^{isis}, \quad \forall isis = 1, \dots, NSIS \quad (5.23)$$

Como apresentado na seção 5.1.1, o valor do corte ativo calculado, $\alpha_{CA,X}$, corresponde ao valor do termo independente da equação que representa o corte artificial.

A inclinação do corte artificial, associada à variável de estado de armazenamento que corresponde ao subsistema X, $\pi_{V_{Adic}}^X$ (R\$/MWh), deve ter um valor ligeiramente maior, em módulo, que o custo da térmica com geração mais cara no período em questão (equação 5.24). Já as inclinações associadas às demais variáveis de estado de armazenamento, correspondem às inclinações dos cortes ativos nos estados de construção do corte artificial (equação 5.25).

$$\pi_{V_{Adic}}^X = -(CTERMAX_t^X + \varepsilon) \quad (5.24)$$

$$\pi_V^{isis} = \pi_{V_{CA}}^{isis}, \quad \forall isis \neq X \quad (5.25)$$

O cálculo do termo independente original (RHS) deste corte adicional é feito da mesma forma da versão1 (equação 5.6), já que o estado no qual a restrição é construída não se altera.

Substituindo-se as equações 5.23, 5.24, 5.25 e 5.6 na equação 5.22:

$$\alpha + (CTERMAX_t^X + \varepsilon)earmf_t^X - \sum_{\substack{isis=1 \\ isis \neq X}}^{NSIS} \pi_{V_{CA}}^{isis} earmf_t^{isis} \geq \alpha_{CA,X} + \\ + (CTERMAX_t^X + \varepsilon)EAMINOP_t^X \quad (5.26)$$

Os cortes artificiais construídos nesta versão dificilmente influenciam a função de custo futuro, já que estes, geralmente, não são o corte ativo em um estado de armazenamento diferente daquele para o qual a restrição operativa da CAR é construída. Com isso, a metodologia proposta pela versão 2, não produz o efeito desejado.

5.3. VERSÃO 3

É proposta nesta versão uma alternativa para o problema de convergência do modelo de otimização, onde o tratamento da curva de aversão a risco é dividido em duas etapas independentes.

Na primeira etapa, durante o processo iterativo do cálculo da política de operação, é atribuída uma penalidade ligeiramente maior que o custo de geração mais elevado das térmicas ($CTERMAX + \varepsilon$) à variável de folga da equação de armazenamento mínimo (Δ), conforme a primeira implementação da processo de aversão a risco no modelo Newave [4].

Esta formulação do problema de minimização difere da usada na versão oficial pelo fato do custo, referente à penalidade de não cumprimento dos níveis mínimos operativos definidos pela CAR, não ser mais oferecido pelo usuário do modelo, como mostram as equações 5.27 e 5.28, mas ser decorrente da configuração dos sistemas.

$$z_t = \min \left[\sum_{NSIS} \sum_{NPMC} \left[\sum^{TCLISIS} \psi_T g_T + \sum^{NPDF} \psi_D def + (CTERMAX + \varepsilon)\Delta \right] + \frac{1}{1 + \beta} \alpha_{t+1} \right] \quad (5.27)$$

sujeito a:

$$\begin{array}{l}
 \vdots \\
 \Delta \geq 0 \\
 earmf_i + \Delta \geq EAMINOP_i \quad , \\
 \vdots
 \end{array} \tag{5.28}$$

existindo uma restrição como a detalhada acima, para cada subsistema com CAR definida.

Na segunda etapa do processo, que corresponde à simulação de diversos cenários hidrológicos, após a convergência do processo iterativo, a restrição operativa dada pela CAR não é mais representada através da relaxação Lagrangeana apresentada anteriormente, mas sim por meio de um corte artificial adicionado à função de custo futuro conforme metodologia descrita na seção 5.1.

5.3.1. Impactos

Como explicado acima, são elaborados dois problemas diferentes: um no cálculo da política de operação, quando é usada a variável de folga, e outro na simulação final, quando é adicionado um corte artificial à função de custo futuro. Desta forma, os resultados estatísticos encontrados na simulação final, como os valores esperados de custo de operação e risco de déficit, diferem dos valores ótimos, já que a função de custo futuro representa a política ótima de operação para um problema ligeiramente diferente daquele utilizado na simulação final.

Contudo, como não são inseridos à função de custo futuro cortes exógenos, que não representam os custos reais da operação futura, o critério de convergência utilizado na versão atual do Newave permanece válido. Durante o processo da simulação final, que tem como um de seus objetivos o cálculo do valor médio esperado do custo marginal da operação, o valor da água é representado unicamente pela inclinação dos cortes da Função de Custo Futuro. O

custo da penalidade atribuída à variável de folga não contribui para a formação do valor da água. Com isso, é retirada a influência da penalidade de não cumprimento da meta de nível mínimo de armazenamento no valor da água e, conseqüentemente, no custo marginal de operação, tornando estes valores mais realistas.

Além disso, surge um problema associado aos elevados custos de geração das térmicas, que podem ser superiores aos custos do primeiro patamar de déficit para um determinado subsistema. Assim, é possível verificar riscos de qualquer déficit bastante elevados, muito superiores a 5%.

5.4. VERSÃO 4

Geralmente, pode-se observar nos dados contidos nos arquivos de entrada do Plano Mensal de Operação elaborado pelo ONS, que o maior custo de geração das térmicas é superior ao custo de déficit do primeiro patamar ($CDEF_1^{isis}$). Assim, como a inclinação do corte artificial inserido à função de custo futuro é ligeiramente superior ao custo de geração térmica mais cara, o modelo opta pelo corte de carga no primeiro patamar preferencialmente à invasão da CAR, conforme a formulação apresentada na seção 5.1.2. Como conseqüência, o risco de qualquer déficit de energia se torna muito elevado. Vale ressaltar que os riscos de déficit superiores ao primeiro patamar não sofrem variações significativas, comparando-se aos valores resultantes da versão oficial, já que o custo de não suprimento da carga para estes patamares é maior do que o custo de geração térmica mais elevado.

Visando reduzir o risco de não atendimento à demanda para o primeiro patamar, é feita uma pequena verificação dos dados durante o processo de construção do corte artificial: o valor da inclinação deste corte será igual ao máximo entre o custo do primeiro patamar de déficit e o valor do custo de geração da térmica mais cara.

Esta alteração na formulação da equação do corte adicional, conforme é mostrado nas equações 5.29 e 5.30, é implementada na versão 4, que é baseada na versão 3.

$$\alpha + CMAX_t^X earmf_t^X \geq \alpha_{CA,X} + CMAX_t^X EAMINOP_t^X, \quad (5.29)$$

onde

$$CMAX_t^X = \begin{cases} CTERMAX_t^X + \varepsilon & ,se \ CTERMAX_t^X \leq CDEF_1^X - \varepsilon \\ CDEF_1^X - \varepsilon & ,se \ CTERMAX_t^X > CDEF_1^X - \varepsilon \end{cases} \quad (5.30)$$

Os impactos sobre o Newave e demais modelos energéticos provocados com a implementação desta versão são os mesmos citados na seção anterior, para a versão 3. No entanto, como a inclinação do corte artificial é limitada pelo custo do primeiro patamar de déficit, há uma significativa redução do risco de qualquer déficit, em comparação aos resultados da versão 3.

5.5. VERSÃO 5

Os cortes univariados descritos na definição do problema da versão 1 (seção 5.1.5), têm como uma de suas características a derivada nula em relação ao armazenamento dos subsistemas diferentes daquele utilizado para a construção destes cortes. Desta maneira, a variação do nível de armazenamento destes subsistemas não altera o valor do corte ativo, se este for o corte artificial. Como consequência, não há garantias que suas térmicas serão despachadas, posto que, neste caso, o atendimento à demanda através das usinas hidráulicas não implica no aumento do custo de operação.

Buscando uma solução para este problema, é adicionado à função de custo futuro apenas um único corte multivariado de forma a tentar representar as restrições de nível mínimo operativo de armazenamento para todos os subsistemas com CAR definida. Baseando-se na versão 3, é alterado o estado em que o corte adicional é construído, de modo que todos os subsistemas com CAR definida estejam com o armazenamento no nível do volume mínimo operativo dado pela curva de aversão a risco, como mostra a equação 5.31.

$$\begin{aligned}
 earmf_t^{isis} &= EAMINOP_t^{isis}, \forall isis = 1, \dots, NSIS \\
 eaf_t &= EAF_{t,i} \\
 eaf_{t-1} &= EAF_{t-1,i} \\
 &\vdots
 \end{aligned}
 \tag{5.31}$$

onde o valor de $EAMINOP^{isis}$ é nulo para subsistemas que não possuem CAR definida.

As equações 5.32, 5.33, 5.34 e 5.35, apresentadas a seguir, representam a nova restrição do problema.

$$\alpha - \sum_{isis=1}^{NSIS} \pi_{V_{Adic}}^{isis} V_t^{isis} \geq RHS,
 \tag{5.32}$$

onde

$$\pi_{V_{Adic}}^{isis} = \begin{cases} -(CTERMAX_t^{isis} + \varepsilon) & , se \quad isis \text{ possui CAR} \\ 0 & , se \quad isis \text{ não possui CAR} \end{cases}
 \tag{5.33}$$

$$V_t^{isis} = earmf_t^{isis}
 \tag{5.34}$$

$$RHS = \alpha_{CA} - \sum_{isis=1}^{NSIS} \pi_{V_{Adic}}^{isis} EAMINOP_t^{isis}
 \tag{5.35}$$

Substituindo-se as equações 5.33, 5.34 e 5.35 na equação 5.32:

$$\begin{aligned}
 \alpha + \sum_{isis=1}^{NSIS} (CTERMAX_t^{isis} + \varepsilon) earmf_t^{isis} &\geq \alpha_{CA} + \\
 &+ \sum_{isis=1}^{NSIS} (CTERMAX_t^{isis} + \varepsilon) EAMINOP_t^{isis}
 \end{aligned}
 \tag{5.36}$$

Como esta versão é baseada na versão 3, não há problema de convergência do processo iterativo. Porém, devido ao fato do estado onde o corte é construído ser pouco provável de ocorrer, e o corte ser multivariado, permitindo compensações entre os subsistemas de acordo

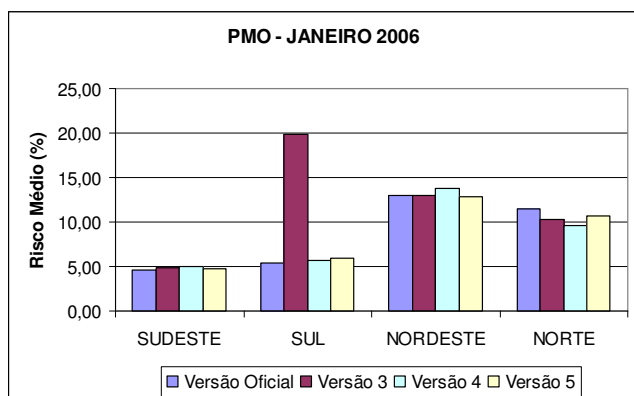
com seus níveis de armazenamento, os resultados não se mostram satisfatórios, não sugerindo a utilização deste método, conforme é visto no capítulo seguinte.

Com esta formulação, para cada subsistema com CAR definida, tem-se valores muito elevados para os multiplicadores de Lagrange do corte artificial construído no estado mencionado na equação 5.31. Assim, para um determinado estado, onde somente um subsistema atinge níveis de armazenamento inferiores ao definido pela CAR, são despachadas as térmicas de todos os subsistemas com energia armazenada mínima de operação definida pela curva. Com isso, verifica-se um aumento do custo de operação, e os subsistemas que operavam com níveis seguros de armazenamento, continuam a utilizar suas térmicas.

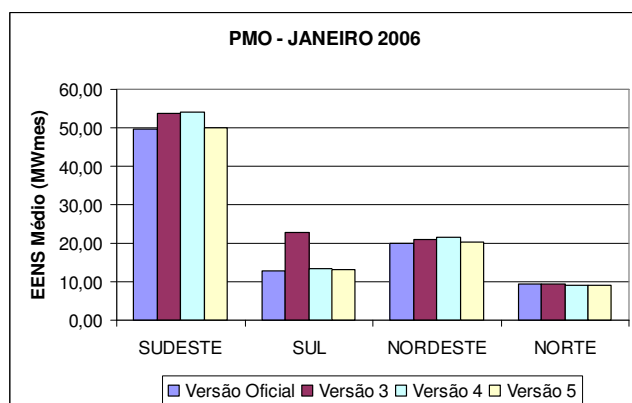
6. ANÁLISE E COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS

6.1. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO FINAL

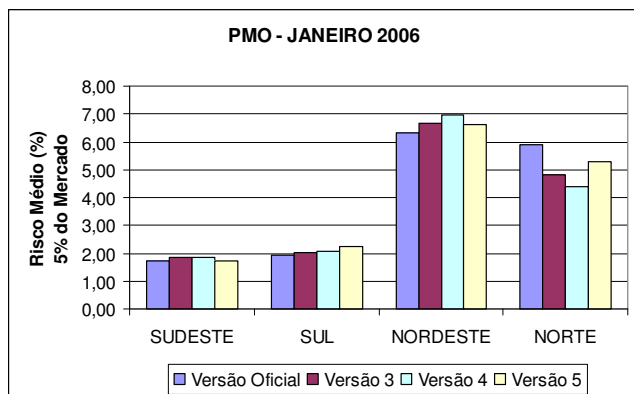
Os gráficos apresentados na figura 6.1 têm como objetivo comparar os resultados da operação do sistema, gerados pelas versões que não apresentaram problemas no processo de convergência. Estas versões são aquelas cujos cortes artificiais são adicionados à função de custo futuro somente na simulação final (versão 3 e versões 4 e 5, baseadas na 3). Desta forma, a partir do plano mensal de operação (PMO) elaborado pelo Operador Nacional do Sistema, para o mês de janeiro do ano 2006, são obtidos para o período de estudo: a média do custo marginal de operação; os valores médios de risco de déficit, do valor esperado da energia não suprida, dos riscos de déficit a 5% do mercado e a 10% do mercado, obtidos na simulação final (2000 séries sintéticas); e o valor esperado do custo de operação durante o horizonte de planejamento.



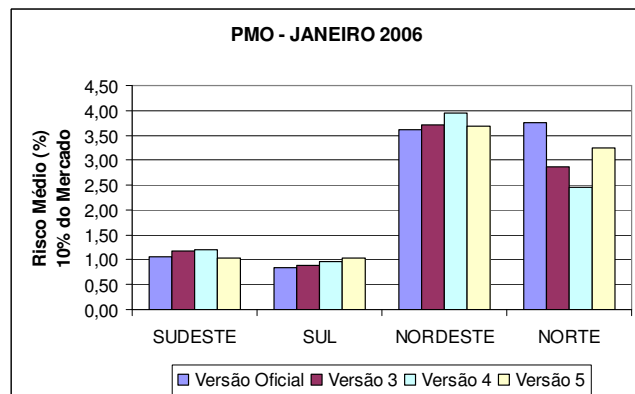
(a)



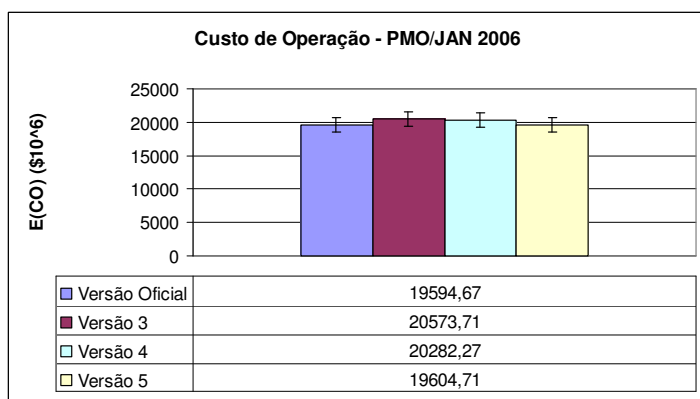
(b)



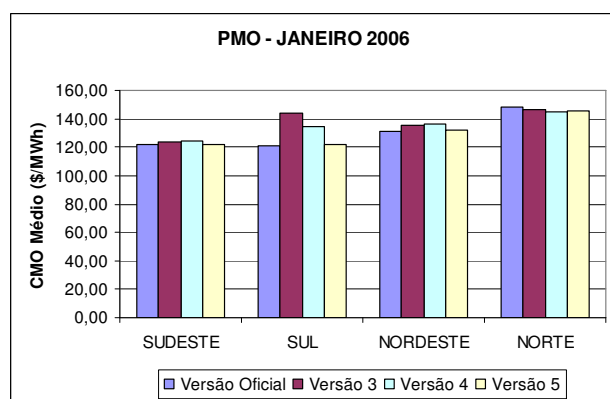
(c)



(d)



(e)



(f)

Figura 6.1: Valores médios de risco de déficit (a), energia não suprida (b), risco de déficit a 5% (c) e a 10% do mercado, custo de operação (e) e CMO médio (f).

O objetivo deste trabalho é desenvolver metodologias para um tratamento consistente da CAR, de modo a diminuir a frequência de situações em que o nível de armazenamento de cada subsistema encontra-se abaixo do nível definido pela CAR. Logo, se a meta desejada é alcançada, sem causar impactos significativos nos resultados estatísticos calculados pelo programa, a proposta metodológica implementada pode ser considerada válida.

Assim, os resultados gerados com o uso das versões 3, 4 e 5 mostram-se satisfatórios, posto que mantiveram-se bem próximos dos obtidos utilizando-se a versão oficial do NEWAVE, como observado nos gráficos da figura 6.1.

A versão 2 não apresenta resultados satisfatórios, já que não atende ao objetivo a que este trabalho se propõe, aumentando a quantidade de séries onde o nível de armazenamento

encontra-se inferior ao nível mínimo definido pela CAR. Com isso, não são apresentados, neste capítulo, os resultados referentes a esta versão.

O Apêndice A traz uma análise mais detalhada dos resultados mostrados nesta seção. São apresentadas tabelas com os valores de risco de déficit, energia não suprida e custo marginal de operação para cada ano do período de estudo, assim como seus valores médios. Além disto, também são apresentados relatórios de convergência contendo a evolução de ZSUP e ZINF ao longo das iterações; e tabelas com o custo de operação das séries simuladas.

6.2. Convergência da Versão 1

Para o mesmo caso base – PMO de janeiro de 2006 – é analisado o comportamento do custo presente (ZSUP) e custo futuro (ZINF) de operação ao longo de todo processo de convergência para a Versão 1. Este estudo visa à determinação de um outro critério de convergência do algoritmo, já que, como apresentado na seção 5.1.4, o critério atual não é válido.

Ao se observar os gráficos ilustrados nas figuras 6.2 e 6.3, é possível verificar que o valor de ZSUP possui um movimento oscilatório nas primeiras iterações, que se reduz até se manter praticamente constante a partir da 9^a iteração, aproximadamente. O valor de ZINF, como era esperado, não se alterou. Este comportamento era esperado devido ao fato dos cortes artificiais sobrescreverem a função de custo futuro para o primeiro período praticamente para sua totalidade. Desta forma, como para todas as iterações tem-se os mesmos valores iniciais de energias armazenadas e afluentes passadas, esperavam-se resultados iguais ao longo do processo iterativo para ZINF.

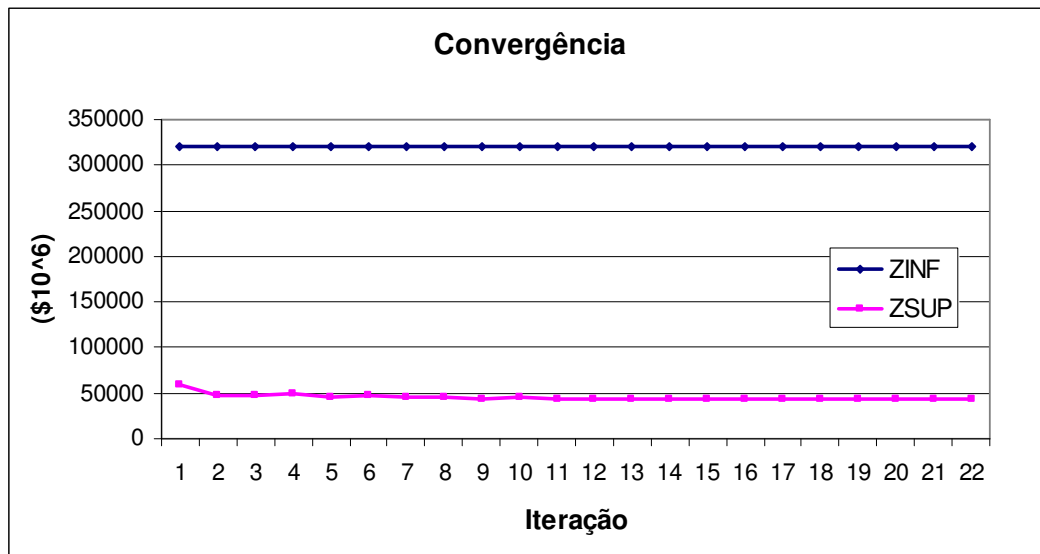


Figura 6.2: Evolução de ZINF e ZSUP ao longo do processo iterativo.

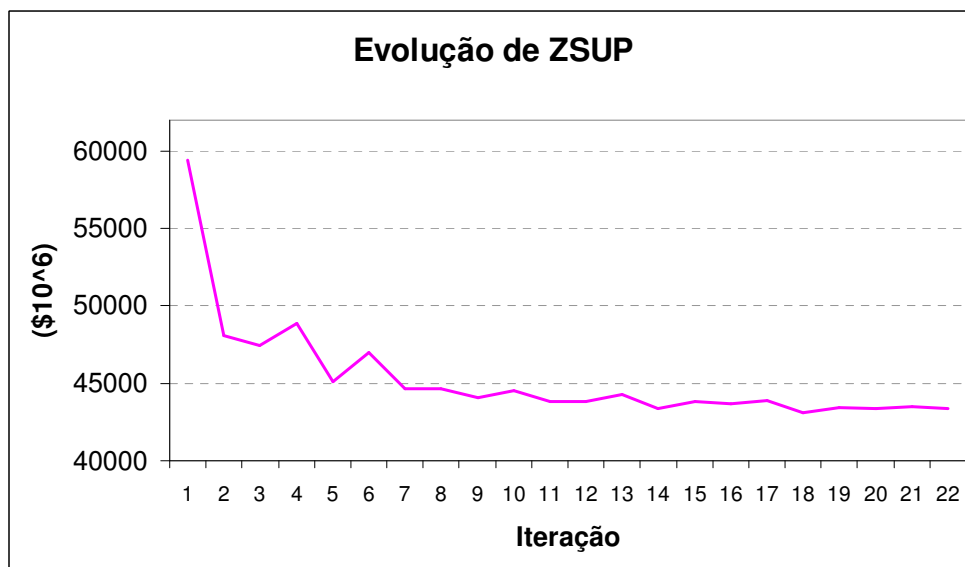


Figura 6.3: Evolução de ZSUP ao longo do processo iterativo.

Assim, como uma alternativa para o problema da convergência do modelo encontrado com a implementação desta nova metodologia, propõe-se a mudança do critério de convergência utilizado pelo NEWAVE. Com esta mudança, o conceito de ZINF não seria mais utilizado, sendo considerado convergido o problema para o qual o valor de ZSUP se mantivesse constante, salvo um intervalo relativo determinado, durante um certo número de iterações consecutivas.

6.3. Séries com Nível de Armazenamento Inferior ao Definido pela CAR

A análise apresentada nesta seção é fundamental para verificar a validade das metodologias propostas neste trabalho. Ao tentar priorizar o despacho das usinas térmicas em relação ao uso da água para o atendimento à demanda de energia, quando o nível de armazenamento encontra-se próximo aos limites definidos pela CAR, tenta-se, implicitamente, reduzir o número de séries operando com níveis de armazenamento inferiores aos níveis definidos pela CAR.

Desta forma, as tabelas 6.1, 6.2 e 6.3, para os subsistemas Sudeste, Sul e Nordeste, respectivamente, apresentam uma estatística comparando, a cada período, o número de séries que têm seus níveis de armazenamento abaixo daqueles dados pela CAR, para todas as versões do modelo NEWAVE implementadas, além da versão oficial. São analisadas as 2000 séries sintéticas geradas, que são utilizadas na simulação final. Como visto na descrição metodológica, todas as versões usam os cortes artificiais na simulação final.

Novamente, é utilizado o PMO de janeiro de 2006 para a obtenção de resultados. Neste caso, a curva de aversão a risco é definida somente para o primeiro ano de estudo, para os meses de janeiro a setembro.

Tabela 6.1: Número de séries com armazenamento inferior ao definido pela CAR – Sudeste.

	Número de Séries com Nível de Armazenamento Inferior a EAMINOP SUDESTE				
	Versão Oficial	Versão 1	Versão 3	Versão 4	Versão 5
jan/06	0	0	0	0	0
fev/06	0	0	0	0	0
mar/06	0	0	0	0	0
abr/06	0	0	0	0	0
mai/06	0	0	0	0	0
jun/06	0	0	0	0	0
jul/06	0	0	1	1	0
ago/06	0	0	2	3	0
set/06	0	4	4	5	0

Tabela 6.2: Número de séries com armazenamento inferior ao definido pela CAR – Sul.

	Número de Séries com Nível de Armazenamento Inferior a EAMINOP SUL				
	Versão Oficial	Versão 1	Versão 3	Versão 4	Versão 5
jan/06	0	0	0	0	0
fev/06	0	0	0	0	5
mar/06	0	0	0	0	27
abr/06	3	5	0	0	66
mai/06	11	21	0	0	75
jun/06	166	16	0	0	162
jul/06	213	36	0	0	170
ago/06	43	63	0	0	110
set/06	13	1	0	0	43

Tabela 6.3: Número de séries com armazenamento inferior ao definido pela CAR – Nordeste.

	Número de Séries com Nível de Armazenamento Inferior a EAMINOP NORDESTE				
	Versão Oficial	Versão 1	Versão 3	Versão 4	Versão 5
jan/06	0	0	0	0	0
fev/06	0	0	0	0	0
mar/06	0	0	0	0	0
abr/06	0	0	0	0	0
mai/06	0	0	0	0	0
jun/06	0	0	0	4	1
jul/06	5	0	0	9	3
ago/06	5	0	1	30	7
set/06	2	1	3	59	15

Pode-se notar que, apesar do número de séries com níveis de armazenamento abaixo do definido pela CAR para as versões 3 e 4 serem maiores que na oficial, nos subsistemas Sudeste e Nordeste, o percentual continua muito baixo (aproximadamente 0,3% no Sudeste e no máximo 3% no Nordeste, para a versão 4). Além disso, estas versões apresentam uma redução significativa no subsistema Sul, já que aproximadamente 10% das séries têm seus níveis de armazenamento inferiores aos dados pela curva na versão oficial e, nas versões 3 e 4, não é verificada nenhuma série com nível inferior à CAR

A versão 1 também se mostra bastante adequada, já que reduz o percentual de séries com níveis de armazenamento abaixo do mínimo operativo nos subsistemas Nordeste e Sul, principalmente, e há um acréscimo de apenas 4 séries no Sudeste, em setembro de 2006.

Contudo, a versão 5 não apresenta melhorias significativas neste aspecto, posto que, na maioria dos períodos, eleva o número de séries cuja energia armazenada final é menor que EAMINOP para o subsistema Sul.

Como complementação a esta análise, é relevante se conhecer a evolução da energia armazenada final (EARMf) de cada subsistema com energia armazenada mínima de operação (EAMINOP) definida pela CAR.

6.4. Evolução da Energia Armazenada Final e dos Riscos de Déficit

No plano mensal de operação do mês de janeiro do ano 2006, níveis mínimos de armazenamento são definidos pela curva de aversão a risco, no período de janeiro a setembro de 2006. Os gráficos ilustrados nas figuras 6.4, 6.5 e 6.6 apresentam a evolução mensal da energia armazenada final média para os subsistemas Sudeste, Sul e Nordeste, respectivamente. Estes valores são resultados da simulação final do caso com o uso das versões 1, 3, 4 e 5.

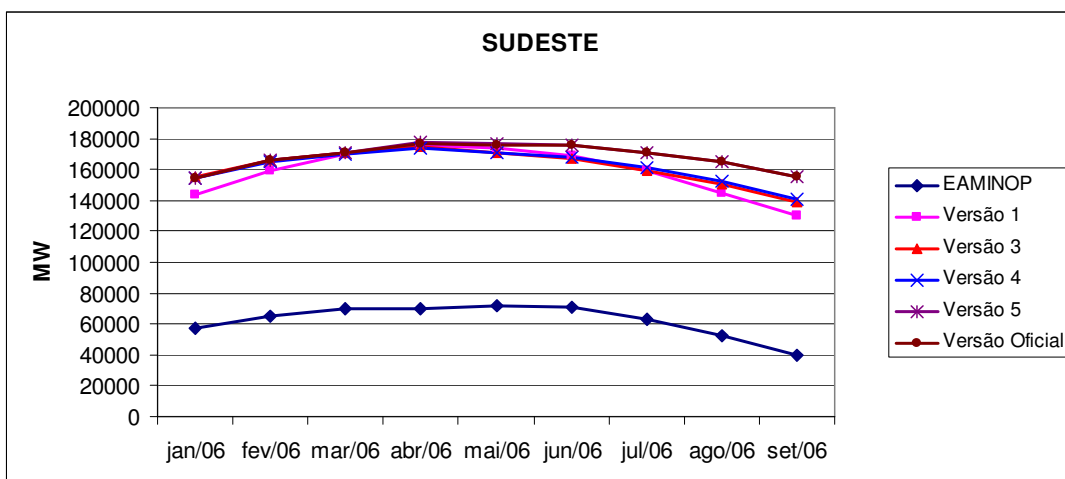


Figura 6.4: EAMINOP e EARMf média – Sudeste.

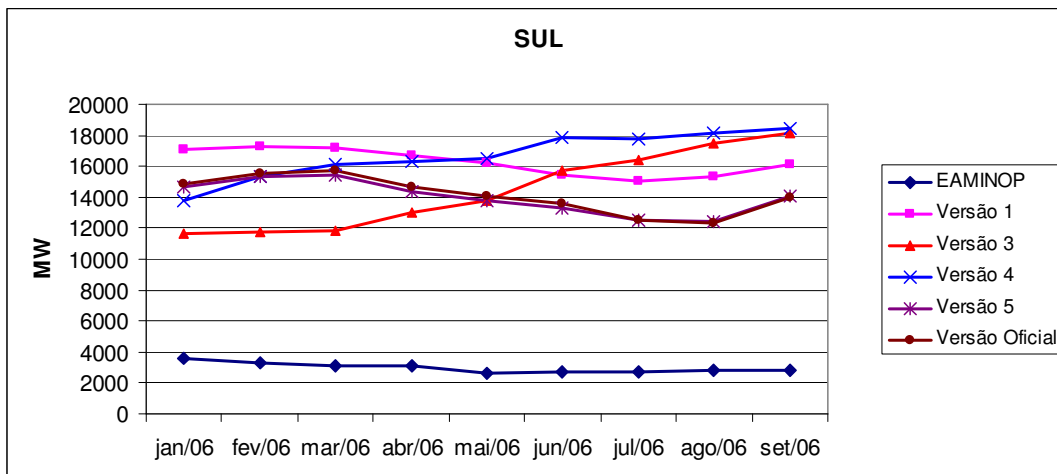


Figura 6.5: EAMINOP e EARMf média – Sul.

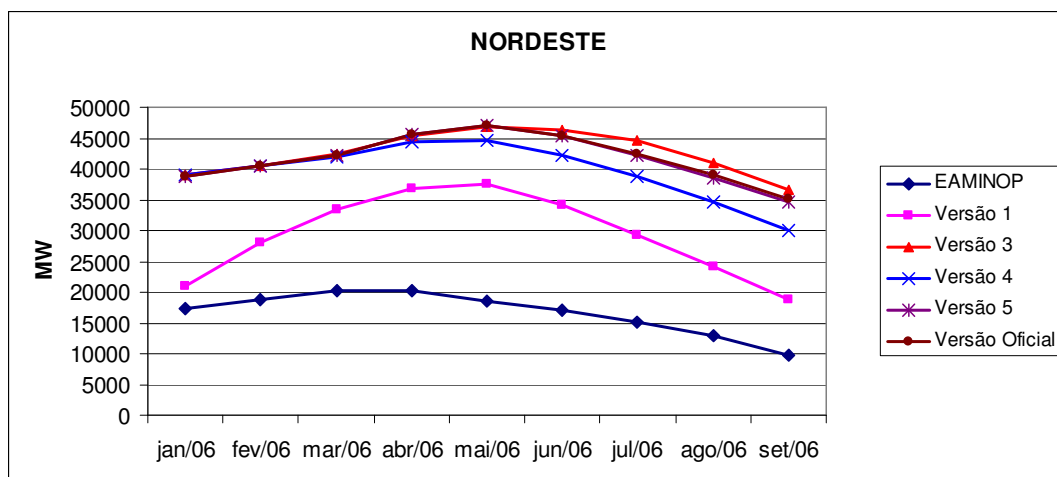
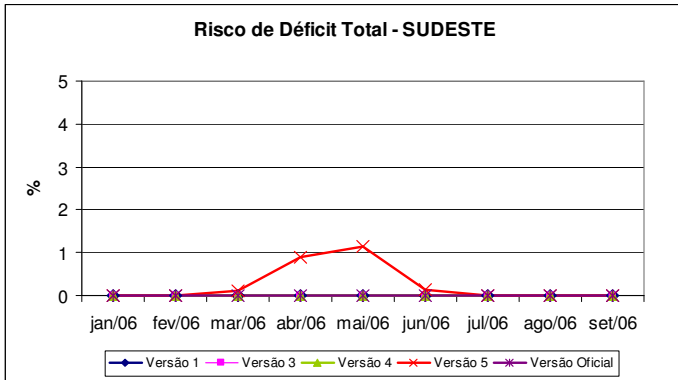


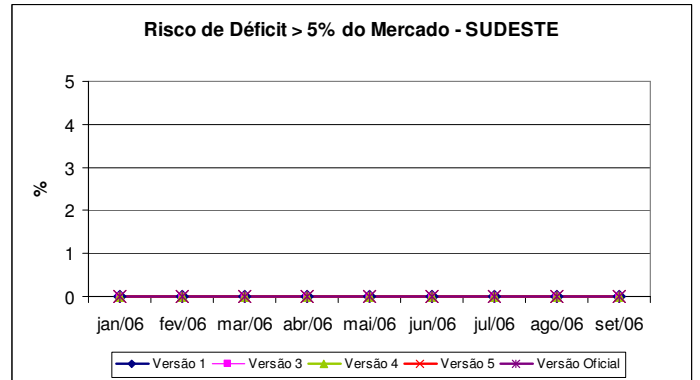
Figura 6.6: EAMINOP e EARMf média – Nordeste.

Espera-se que o tratamento da CAR mais eficiente seja aquele, cujo nível de armazenamento é maior, já que se afasta mais dos valores de energia armazenada mínima de operação. No entanto, esta análise não permite definir uma versão mais adequada no que se refere ao nível de armazenamento final dos subsistemas com curva definida. Isto se deve ao fato de não haver um comportamento constante entre as versões que apresentam níveis de armazenamento mais elevados para cada subsistema. A versão 3, por exemplo, é aquela que apresenta maior energia armazenada final para o subsistema Nordeste e, em alguns meses, menor para o Sudeste.

Buscando complementar a análise acima, as figuras 6.7, 6.8 e 6.9 apresentam a evolução mensal dos riscos de déficit total de energia, e dos riscos de déficit maiores que 5% do mercado, para os subsistemas Sudeste, Sul e Nordeste, respectivamente.

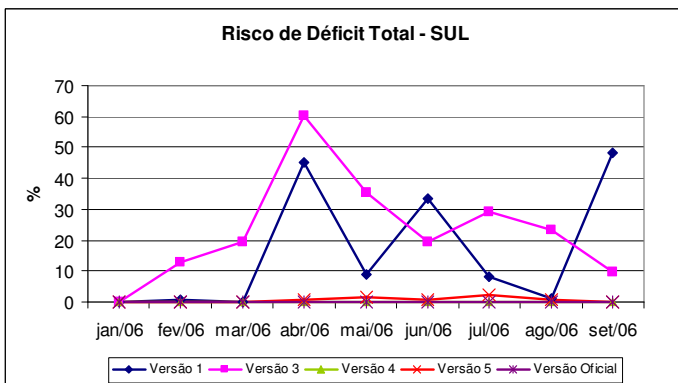


(a)

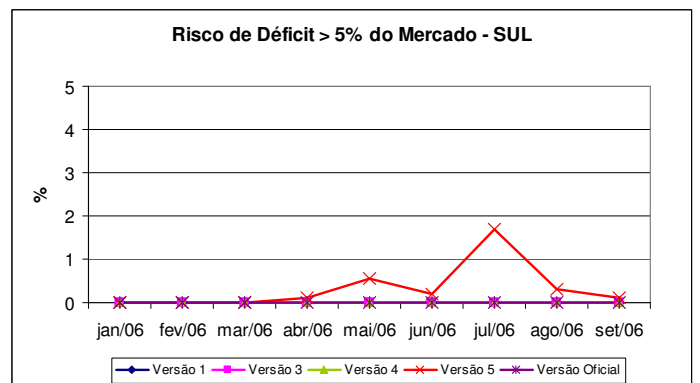


(b)

Figura 6.7: Evolução mensal dos riscos de déficit total (a) e maiores que 5% do mercado (b) – Sudeste.



(a)



(b)

Figura 6.8: Evolução mensal dos riscos de déficit total (a) e maiores que 5% do mercado (b) – Sul.

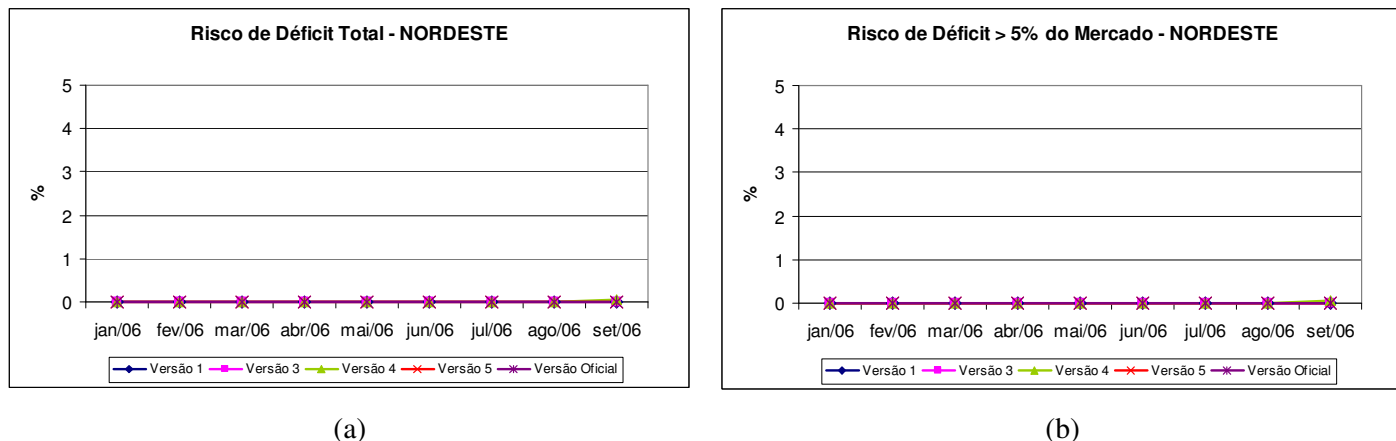


Figura 6.9: Evolução mensal dos riscos de déficit total (a) e maiores que 5% do mercado (b) – Nordeste.

Pode-se notar com a observação dos gráficos apresentados acima, que há diferença entre os riscos de déficit ao longo dos meses em que a CAR é definida. O comportamento obtido com o uso da versão 4 traduz perfeitamente a metodologia usada na sua implementação, já que não permite que os multiplicadores das equações dos cortes artificiais sejam superiores ao custo do primeiro patamar de déficit, como pode ser verificado na versão 3. Desta forma, quando um corte artificial é o ativo, o risco de déficit obtido a partir da versão 4 apresenta-se bem menor que o gerado a partir das outras versões.

Para o PMO de janeiro de 2006, em um determinado conjunto de estados de armazenamento, o corte ativo é o corte artificial construído para o subsistema Sul. Soma-se a isto, o fato do maior custo de geração térmica deste subsistema se apresentar superior ao custo associado ao primeiro patamar de déficit. Logo, a diferença observada entre as versões, no âmbito do risco de déficit total e risco de déficit maior que 5% do mercado, fica evidente para este subsistema, comprovando que a versão 4 resolve o problema de riscos de déficit elevados verificado na versão 3.

7. CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

O objetivo do modelo Newave é minimizar o valor esperado do custo de operação, ao longo do período de planejamento. No entanto, há uma preocupação crescente com a segurança do sistema, ou seja, com o não esgotamento das reservas de água, no sentido de evitar a repetição de situações alarmantes no sistema elétrico brasileiro, como a verificada em 2001, com a solicitação de um racionamento de 20% da demanda ao longo de dois meses.

Desta forma, surge a necessidade de estabelecer níveis mínimos operativos de armazenamento em cada subsistema, levando ao início de um processo de introdução de metodologias de aversão a risco no modelo de planejamento a médio prazo. A metodologia utilizada atualmente faz uso de recursos que podem levar a incoerências no mesmo, como a não convergência do algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica.

Buscando desenvolver metodologias matematicamente consistentes, que não causassem impactos significativos nos resultados da operação ótima indicada pelo modelo, foram propostas, neste trabalho, cinco novas metodologias para a consideração da curva de aversão a risco.

Para tal, foi implementada uma versão do modelo Newave para cada proposta metodológica, onde as versões 2, 3, 4 e 5 surgiram com o objetivo de tentar resolver os problemas encontrados com a implementação da versão 1. Todas as implementações propostas têm o objetivo de utilizar todos os recursos térmicos disponíveis prioritariamente ao não cumprimento do nível mínimo de armazenamento definido pela Curva de Aversão a Risco.

Todas as versões, com exceção da versão 2, atendem ao objetivo proposto, já que, além de apresentarem metodologias consistentes matematicamente, levam à redução da frequência de vezes em que o nível de armazenamento de cada subsistema encontra-se abaixo do nível mínimo de operação definido pela CAR. Contudo, foi observado que a implementação destas metodologias causam impactos no modelo Newave.

O critério de convergência atualmente utilizado no modelo torna-se inconsistente com a metodologia da versão 1. Para as demais versões, este critério permanece válido, já que são adicionados cortes somente na simulação final.

Além disto, devido à inserção de cortes univariados nos problemas de despacho hidrotérmico, são encontradas situações nas quais há um deplecionamento indesejado de subsistemas diferentes daquele ao qual se refere o corte ativo. Com isso, o nível de armazenamento pode ser inferior àquele definido pela CAR para estes subsistemas.

Tendo em vista estes impactos, se faz necessário o desenvolvimento de novas propostas metodológicas, que atendam ao objetivo deste trabalho, sem a ocorrência dos mesmos. Como alternativa, podem ser avaliados novos critérios de convergência que tornem viável a utilização de versões baseadas na versão 1.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MACEIRA, M. E. P., DUARTE, V. S., MARCATO, A. L. M., “Manual do Usuário do Modelo NEWAVE”, *Relatório Técnico CEPEL nº DPP/PEN – 623/2000*, 2000.
- [2] MACEIRA, M. E. P., SUANO, C. M., COSTA, J. P., “Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas – NEWAVE – Especificação Funcional”, *Relatório Técnico CEPEL nº DPP/PEN – 1003/93*, 1993.
- [3] Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico – Relatório de Progresso nº 2 – Documento de Apoio C – Aversão a Risco – Proposta Metodológica, 2002.
- [4] “Status do Processo de Introdução de Metodologias de Aversão a Risco no Modelo NEWAVE – Período Agosto/2003 a Julho/2004”, *Relatório Técnico CEPEL*, 2004.
- [5] MACEIRA, M. E. P., TERRY, L. A., COSTA, F. S., DAMÁZIO, J. M., MELO, A. C. G., “Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price in the Brazilian System”, *14º PSCC*, Sevilla, Espanha, 2002.
- [6] CUNHA, D. M., “Produção, transporte e distribuição de energia elétrica. Centrais hidrelétricas.”, CEUE Editora, Porto Alegre, 1960.
- [7] FORTUNATO, L. A. M., NETO, T. A. A., ALBUQUERQUE, J. C. R., PEREIRA, M. V. F., “Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica”, Editora da Universidade Federal Fluminense, 1990.

- [8] SILVA, E.L., “Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica”, Editora Sagra Luzzatto, 2001.
- [9] MACEIRA, M. E. P., COSTA, A. P. C., MARCATO, A. L. M., “NEWAVE – Especificação Funcional”, *Relatório Técnico CEPEL nº DPP/PEL – 349/99*, 1999.
- [10] COSTA, J. P., PRADO, S., BINATO, S., “Modelo DECOMP – Manual de Metodologia”, *Relatório Técnico CEPEL nº DPP/PEL – 639/99*, 1999.
- [11] BELLONI, A., LIMA, A L. D. S., MACEIRA, M. E. P., SAGASTIZÁBAL, C., “Bundle Relaxation and Primal Recovery in Unit Commitment Problems. The Brazilian Case”, *Annals of Operations Research*, Vol. 120, pp. 21 – 44, 2003.
- [12] DINIZ, A., SOUZA, L. C. F., MACEIRA, M. E. P., COSTA, F. S., TERRY, L. A., “Manual do Usuário Modelo DESSEM v 5.0”, *Relatório Técnico CEPEL nº DPP/PEN – 117/2000*, 2000.
- [13] ELETROBRÁS, BACUS, *Balanço a Equicusto*, DOS/DEOP, 1985.
- [14] KELMAN, J., PEREIRA, M.V.F., "Critérios de Avaliação para Modelos de Séries Hidrológicas", *IV SNPTEE*, 1977.
- [15] PEREIRA, M. V. F., "Optimal Stochastic Operations of Large Hydroelectric Systems", *Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 11, Nº 3, pp. 161-169, July/1989.
- [16] MACEIRA, M. E. P., MERCIO, C. M. V. B., "Stochastic Sreamflow Model for Hydroelectric Systems", *5th International Conference PMAPS – Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, Vancouver, Canada, 1997.
- [17] TERRY, L. A., “Modelo a Sistema Equivalente - Descrição Geral.”, *Relatório Técnico CEPEL nº DPP/PEN – 1705/80*, 1980.

- [18] SUANNO, C.M., MACEIRA, M.E.P., COSTA, J.P. da, "Representação da Variação da Produtibilidade no Algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica", *Relatório Técnico CEPEL n° DPP/PEN – 153/95*, 1995.
- [19] SUANNO, C.M., "Operação Estocástica de Sistemas Hidrotérmicos com Representação da Produtividade Variável", *Tese de Mestrado*, COPPE/UFRJ, Dezembro 1995.
- [20] PEREIRA, M. V. F., PINTO, L. M. V. G., "Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning", *Mathematical Programming* 52, pp. 359-375, *North-Holland*, 1991.
- [21] BENDERS, J. F., "Partitioning Procedures for Solving Mixed Variabels Programming Problems", *Numerische Mathematik*, v. 4, pp. 238-252, 1962.
- [22] "Curva Bianual de Segurança e Aversão a Risco para a região Nordeste para 2002/2003.", *Nota Técnica ONS n° NT 013/2002*, 2002.
- [23] "Curvas Guias de Segurança para 2002 – Regiões Sudeste / Centro-Oeste.", *Nota Técnica ONS n° NT 001/2002*, 2002.

APÊNDICE A

Os resultados apresentados a seguir foram gerados a partir do plano mensal de operação (PMO) elaborado pelo Operador Nacional do Sistema, para o mês de janeiro do ano 2006.

a) Versão Oficial

Tabela 1.1: Custo de Operação, em \$, obtidos nas simulações com o modelo NEWAVE.

CUSTO DE OPERAÇÃO DAS SÉRIES SIMULADAS (\$10 ⁶)	
VALOR ESPERADO TOTAL	19594,67
DESVIO PADRÃO	521,1

Tabela 1.2: Risco Anual de Déficit e ENNS, em %, obtidos nas simulações com o modelo NEWAVE.

RISCO ANUAL DE DEFICIT E E(ENS) (%)								
ANO	SUDESTE RISCO %	EENS MWMES	SUL RISCO %	EENS MWMES	NORDESTE RISCO %	EENS MWMES	NORTE RISCO %	EENS MWMES
2006	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00	18,75	9,10
2007	0,85	5,30	0,90	1,20	5,40	3,30	3,00	1,80
2008	3,05	30,90	3,45	7,50	13,85	12,40	4,20	3,80
2009	7,45	94,00	9,40	24,00	21,70	35,50	13,60	13,80
2010	11,30	118,70	12,95	30,90	23,60	49,20	18,20	19,10
MÉDIA DOS RISCOS ANUAIS DE DEFICIT (%) E E(ENS) - PERÍODO DE PLANEJAMENTO								
	4,53	49,78	5,34	12,72	12,94	20,08	11,55	9,52

Tabela 1.3: Risco de Déficit em 5% e 10% do mercado, em %, obtidos nas simulações com o modelo NEWAVE.

RISCO DE DEFICIT - 5% E 10% DO MERCADO (%)								
ANO	SISTEMA SUDESTE		SISTEMA SUL		SISTEMA NORDESTE		SISTEMA NORTE	
	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%
2006	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00	14,80	11,20
2007	0,50	0,30	0,30	0,20	1,60	0,80	1,40	0,70
2008	1,00	0,60	1,10	0,40	5,20	2,40	1,70	0,40
2009	2,70	1,90	3,30	1,60	12,10	6,50	3,80	2,10
2010	4,30	2,50	5,00	2,00	12,70	8,30	7,70	4,40
MÉDIA DOS RISCOS DE DEFICIT (%) - PERÍODO DE PLANEJAMENTO								
	1,70	1,06	1,94	0,84	6,34	3,60	5,88	3,76

Tabela 1.4: Custos Marginais de Operação (\$/MWh).

CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO (\$/MWh)				
ANO	SUDESTE	SUL	NORDESTE	NORTE
2006	21,04	24,24	15,12	80,49
2007	61,17	60,52	56,06	61,40
2008	113,28	112,04	116,62	114,69
2009	201,08	200,49	219,68	241,84
2010	211,36	209,98	248,00	241,10
MÉDIA DOS CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO				
	121,59	121,45	131,10	147,90

Tabela 1.5: Relatório de Convergência.

RELATÓRIO DE CONVERGÊNCIA				
ITER	LIMITE INFERIOR (\$10^6)	ZINF (\$10^6)	LIMITE SUPERIOR (\$10^6)	ZSUP (\$10^6)
1	50798,42	43598,93	65570,38	58184,40
2	40294,93	44900,73	52769,96	46532,45
3	39398,33	46709,23	52398,21	45898,27

b) Versão 1

Tabela 2.1: Custo de Operação, em \$, obtidos nas simulações com o modelo NEWAVE.

CUSTO DE OPERAÇÃO DAS SÉRIES SIMULADAS (\$10^6)	
VALOR ESPERADO TOTAL	20442,46
DESVIO PADRÃO	551,42

Tabela 2.2: Risco Anual de Déficit e ENNS, em %, obtidos nas simulações com o modelo NEWAVE.

RISCO ANUAL DE DÉFICIT E E(ENS) (%)								
ANO	SUDESTE RISCO %	EENS MWMES	SUL RISCO %	EENS MWMES	NORDESTE RISCO %	EENS MWMES	NORTE RISCO %	EENS MWMES
2006	0,10	0,10	68,00	31,60	0,05	0,10	8,95	8,70
2007	2,15	16,90	2,50	4,00	6,40	5,00	3,90	2,60
2008	3,00	34,60	3,60	8,30	12,10	11,90	4,90	4,50
2009	7,40	96,50	9,90	25,40	20,15	33,60	13,90	14,40
2010	10,80	119,80	13,10	30,60	22,75	50,30	20,95	21,40
MÉDIA DOS RISCOS ANUAIS DE DÉFICIT (%) E E(ENS) - PERÍODO DE PLANEJAMENTO								
	4,69	53,58	19,42	19,98	12,29	20,18	10,52	10,32

Tabela 2.3: Risco de Déficit em 5% e 10% do mercado, em %, obtidos nas simulações com o modelo NEWAVE.

RISCO DE DÉFICIT - 5% E 10% DO MERCADO (%)								
ANO	SISTEMA SUDESTE		SISTEMA SUL		SISTEMA NORDESTE		SISTEMA NORTE	
	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%
2006	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,10	7,00	5,50
2007	0,90	0,70	0,80	0,30	2,40	1,00	1,90	0,60
2008	1,30	0,60	1,50	0,30	4,50	2,30	1,70	0,40
2009	3,20	1,90	3,60	1,60	11,70	6,50	4,50	2,00
2010	4,30	2,50	4,70	2,00	12,40	8,20	10,50	6,50
MÉDIA DOS RISCOS DE DÉFICIT (%) - PERÍODO DE PLANEJAMENTO								
	1,94	1,14	2,12	0,84	6,22	3,62	5,12	3,00

Tabela 2.4: Custos Marginais de Operação (\$/MWh).

CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO (\$/MWh)				
ANO	SUDESTE	SUL	NORDESTE	NORTE
2006	11,83	87,98	21,73	56,65
2007	74,13	72,87	65,01	73,52
2008	117,44	114,83	118,27	122,42
2009	202,70	202,93	215,74	246,06
2010	216,15	213,43	251,34	251,59
MÉDIA DOS CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO				
	124,45	138,41	134,42	150,05

Tabela 2.5: Relatório de Convergência.

RELATÓRIO DE CONVERGÊNCIA				
ITER	LIMITE INFERIOR (\$10^6)	ZINF (\$10^6)	LIMITE SUPERIOR (\$10^6)	ZSUP (\$10^6)
1	51821,93	320459,69	66946,99	59384,46
2	41675,15	320471,00	54442,17	48058,66
3	40696,18	320471,00	54216,22	47456,20

c) Versão 2

Como explicado na seção 5.2 do presente trabalho, a versão 2 não apresenta resultados satisfatórios, já que não atende ao objetivo proposto, aumentando a quantidade de séries onde o nível de armazenamento encontra-se inferior ao nível mínimo definido pela CAR. Com isso, não são apresentados, neste capítulo, os resultados referentes a esta versão.

d) Versão 3

Tabela 4.1: Custo de Operação, em \$, obtidos nas simulações com o modelo NEWAVE.

CUSTO DE OPERAÇÃO DAS SÉRIES SIMULADAS (\$10 ⁶)	
VALOR ESPERADO TOTAL	20573,71
DESVIO PADRÃO	553,18

Tabela 4.2: Risco Anual de Déficit e ENNS, em %, obtidos nas simulações com o modelo NEWAVE.

RISCO ANUAL DE DÉFICIT E E(ENS) (%)								
ANO	SUDESTE RISCO %	EENS MWMES	SUL RISCO %	EENS MWMES	NORDESTE RISCO %	EENS MWMES	NORTE RISCO %	EENS MWMES
2006	0,15	0,50	71,90	46,60	0,15	0,20	8,25	5,20
2007	1,65	13,80	1,65	2,80	5,55	4,50	4,45	3,10
2008	3,35	37,00	3,80	8,50	14,15	13,10	3,95	3,90
2009	7,95	98,50	9,10	24,90	22,15	36,50	14,25	14,40
2010	11,05	118,40	12,70	30,60	23,20	50,50	20,30	20,30
MÉDIA DOS RISCOS ANUAIS DE DÉFICIT (%) E E(ENS) - PERÍODO DE PLANEJAMENTO								
	4,83	53,64	19,83	22,68	13,04	20,96	10,24	9,38

Tabela 4.3: Risco de Déficit em 5% e 10% do mercado, em %, obtidos nas simulações com o modelo NEWAVE.

RISCO DE DÉFICIT - 5% E 10% DO MERCADO (%)								
ANO	SISTEMA SUDESTE		SISTEMA SUL		SISTEMA NORDESTE		SISTEMA NORTE	
	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%
2006	0,10	0,10	0,00	0,00	0,10	0,10	6,30	4,60
2007	0,90	0,70	0,80	0,40	1,70	0,90	1,90	1,00
2008	1,30	0,60	1,40	0,30	5,30	2,40	1,70	0,40
2009	2,70	2,00	3,10	1,80	12,90	6,80	3,90	2,10
2010	4,30	2,50	4,80	2,00	13,30	8,30	10,20	6,20
MÉDIA DOS RISCOS DE DÉFICIT (%) - PERÍODO DE PLANEJAMENTO								
	1,86	1,18	2,02	0,90	6,66	3,70	4,80	2,86

Tabela 4.4: Custos Marginais de Operação (\$/MWh).

CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO (\$/MWh)				
ANO	SUDESTE	SUL	NORDESTE	NORTE
2006	11,29	120,98	19,13	42,27
2007	72,09	69,47	63,17	73,28
2008	117,94	115,37	120,90	119,04
2009	204,28	202,26	223,34	249,17
2010	213,80	211,68	251,69	250,04
MÉDIA DOS CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO				
	123,88	143,95	135,65	146,76

Tabela 4.5: Relatório de Convergência.

RELATÓRIO DE CONVERGÊNCIA				
ITER	LIMITE INFERIOR (\$10^6)	ZINF (\$10^6)	LIMITE SUPERIOR (\$10^6)	ZSUP (\$10^6)
1	50819,28	43596,65	65588,11	58203,69
2	40160,99	44878,50	52621,36	46391,17
3	39335,44	46902,17	52261,99	45798,72

e) Versão 4

Tabela 4.6: Custo de Operação, em \$, obtidos nas simulações com o modelo NEWAVE.

CUSTO DE OPERAÇÃO DAS SÉRIES SIMULADAS (\$10^6)	
VALOR ESPERADO TOTAL	20282,27
DESVIO PADRÃO	551,73

Tabela 4.7: Risco Anual de Déficit e ENNS, em %, obtidos nas simulações com o modelo NEWAVE.

RISCO ANUAL DE DÉFICIT E E(ENS) (%)								
ANO	SUDESTE RISCO %	EENS MWMEs	SUL RISCO %	EENS MWMEs	NORDESTE RISCO %	EENS MWMEs	NORTE RISCO %	EENS MWMEs
2006	0,15	0,60	0,05	0,00	1,50	1,20	2,10	1,00
2007	1,65	13,20	1,85	2,80	8,55	6,10	4,50	3,20
2008	3,45	36,80	3,90	8,40	13,90	13,10	4,10	4,10
2009	7,95	98,20	9,90	25,10	21,60	37,20	14,05	14,60
2010	11,55	121,50	12,90	31,50	23,70	50,00	23,40	23,00
MÉDIA DOS RISCOS ANUAIS DE DÉFICIT (%) E E(ENS) - PERÍODO DE PLANEJAMENTO								
	4,95	54,06	5,72	13,56	13,85	21,52	9,63	9,18

Tabela 4.8: Risco de Déficit em 5% e 10% do mercado, em %, obtidos nas simulações com o modelo NEWAVE.

RISCO DE DÉFICIT - 5% E 10% DO MERCADO (%)								
ANO	SISTEMA SUDESTE		SISTEMA SUL		SISTEMA NORDESTE		SISTEMA NORTE	
	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%
2006	0,10	0,10	0,00	0,00	1,00	0,60	1,40	0,80
2007	0,90	0,70	0,80	0,40	2,50	1,20	2,10	1,00
2008	1,20	0,70	1,40	0,30	5,30	2,20	1,90	0,40
2009	2,90	2,20	3,30	2,00	13,10	7,20	4,50	2,30
2010	4,10	2,30	4,80	2,10	13,00	8,50	12,10	7,80
MÉDIA DOS RISCOS DE DÉFICIT (%) - PERÍODO DE PLANEJAMENTO								
	1,84	1,20	2,06	0,96	6,98	3,94	4,40	2,46

Tabela 4.9: Custos Marginais de Operação (\$/MWh).

CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO (\$/MWh)				
ANO	SUDESTE	SUL	NORDESTE	NORTE
2006	11,28	69,67	13,19	19,05
2007	72,69	70,03	68,65	71,94
2008	119,25	116,22	122,10	121,50
2009	205,24	204,79	228,02	251,80
2010	213,13	212,49	249,44	259,58
MÉDIA DOS CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO				
	124,32	134,64	136,28	144,77

Tabela 4.10: Relatório de Convergência.

RELATÓRIO DE CONVERGÊNCIA				
ITER	LIMITE INFERIOR (\$10^6)	ZINF (\$10^6)	LIMITE SUPERIOR (\$10^6)	ZSUP (\$10^6)
1	50898,65	43809,52	65800,15	58349,40
2	40627,42	45159,53	53147,62	46887,52
3	39381,39	47128,61	52346,69	45864,04

f) Versão 5

Tabela 5.1: Custo de Operação, em \$, obtidos nas simulações com o modelo NEWAVE.

CUSTO DE OPERAÇÃO DAS SÉRIES SIMULADAS (\$10^6)	
VALOR ESPERADO TOTAL	19604,71
DESVIO PADRÃO	516,05

Tabela 5.2: Risco Anual de Déficit e ENNS, em %, obtidos nas simulações com o modelo NEWAVE.

RISCO ANUAL DE DÉFICIT E E(ENS) (%)								
ANO	SUDESTE RISCO %	EENS MWMES	SUL RISCO %	EENS MWMES	NORDESTE RISCO %	EENS MWMES	NORTE RISCO %	EENS MWMES
2006	1,60	2,90	4,20	2,70	0,20	0,20	12,65	5,80
2007	0,70	5,20	0,75	1,20	5,15	3,10	3,00	1,70
2008	3,00	30,70	3,35	7,30	13,90	12,20	3,60	3,60
2009	7,65	94,00	8,85	23,90	21,95	35,80	14,05	13,90
2010	10,90	117,20	12,60	30,10	23,20	50,10	20,05	20,00
MÉDIA DOS RISCOS ANUAIS DE DÉFICIT (%) E E(ENS) - PERÍODO DE PLANEJAMENTO								
	4,77	50,00	5,95	13,04	12,88	20,28	10,67	9,00

Tabela 5.3: Risco de Déficit em 5% e 10% do mercado, em %, obtidos nas simulações com o modelo NEWAVE.

RISCO DE DÉFICIT - 5% E 10% DO MERCADO (%)								
ANO	SISTEMA SUDESTE		SISTEMA SUL		SISTEMA NORDESTE		SISTEMA NORTE	
	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%
2006	0,00	0,00	2,10	1,00	0,20	0,10	9,70	7,20
2007	0,50	0,30	0,40	0,30	1,60	0,80	1,20	0,60
2008	1,00	0,50	0,90	0,30	5,20	2,40	1,70	0,30
2009	2,70	1,90	3,00	1,70	12,80	6,80	3,80	2,00
2010	4,30	2,50	4,80	1,90	13,40	8,30	10,10	6,10
MÉDIA DOS RISCOS DE DÉFICIT (%) - PERÍODO DE PLANEJAMENTO								
	1,70	1,04	2,24	1,04	6,64	3,68	5,30	3,24

Tabela 5.4: Custos Marginais de Operação (\$/MWh).

CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO (\$/MWh)				
ANO	SUDESTE	SUL	NORDESTE	NORTE
2006	22,72	29,15	16,18	59,26
2007	61,31	60,82	55,82	61,03
2008	112,80	110,90	116,94	114,67
2009	200,88	199,09	220,59	245,71
2010	212,66	210,54	250,98	248,75
MÉDIA DOS CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO				
	122,07	122,10	132,10	145,88

Tabela 5.5: Relatório de Convergência.

RELATÓRIO DE CONVERGÊNCIA				
ITER	LIMITE INFERIOR (\$10^6)	ZINF (\$10^6)	LIMITE SUPERIOR (\$10^6)	ZSUP (\$10^6)
1	50819,28	43596,65	65588,11	58203,69
2	40160,99	44878,50	52621,36	46391,17
3	39335,44	46902,17	52261,99	45798,72