

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELETRICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE SISTEMAS

PLANEJAMENTO DA OPERACAO DO SISTEMA
HIDROTERMICO DE MANAUS

Jose Alves de Hello Franco

Prof.Dr. Secundino Soares Filho

Orientador

Este exemplar corresponde a
redação final da tese de-
pendida por José Alves de
Hello Franco e aprovada
pela comissão julgadora
em 16.06.89.

Tese apresentada à Faculdade de
Engenharia Eletrica - Unicamp
como parte dos requisitos
necessarios para a obtenção do
título MESTRE EM ENGENHARIA
ELETRICA

25 de Maio de 1989

Campinas, 05 de julho de 1989

Secundino Soares Jr.

Agradecimentos às Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A, que através do Departamento de Operação nos forneceu todo apoio para o desenvolvimento deste trabalho, em especial a Enga. Teresa e a Márcia, que muito colaboraram na impressão desta tese.

ÍNDICE

CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO

I - OBJETIVO 1

II - SISTEMA HIDROTÉRMICO DE MANAUS 5

CAPÍTULO II - METODOLOGIA PROPOSTA 14

CAPÍTULO III - APLICAÇÃO

I - IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL 36

II - RESULTADOS 42

CAPÍTULO IV - CONCLUSÕES 50

C A P Í T U L O I

I N T R O D U Ç Ã O

ITEM I - OBJETIVO

A entrada em operação da UHE Balbina em janeiro de 1989, nas proximidades de Manaus, constitui marco importante para o atendimento do mercado de energia desta cidade e faz com que seja necessário a implementação de metodologia e programas computacionais visando a utilização otimizada dos recursos de geração hidráulica e térmica disponíveis. A complexidade deste problema de planejamento da operação e os diferentes horizontes de tempo que o influenciam sugerem a necessidade do desenvolvimento de uma cadeia de modelos para sua resolução.

Nos Sistemas Interligados no Brasil, que abrangem as regiões Sul/Sudeste e a região Nordeste/Estados do Pará e Tocantins, a estrutura utilizada no Planejamento da Operação Energética é dividida temporalmente em Longo Prazo (5 anos), Médio Prazo (mês) e Curto Prazo (semanal) [1]. No longo prazo o sistema é

representado de forma agregada [2] e utiliza-se o algoritmo da Programação Dinâmica Estocástica na determinação das estratégias de operação [3,4].

No médio e curto prazo o sistema é representado detalhadamente utilizando-se um modelo de simulação à usinas individualizadas que procura incorporar regras operativas determinadas pela experiência na operação destes sistemas, obtendo-se como resultado a geração hidráulica e térmica por usina [3].

O objetivo desta tese é a determinação de uma metodologia que seja aplicada ao sistema hidrotérmico de Manaus levando-se em consideração as características peculiares deste sistema e a apresentação detalhada da cadeia de planejamento da operação proposta, abrangendo desde estudos estratégicos de horizonte mais longo até a determinação do programa de geração horário. Deve-se ressaltar que a grande diferença entre este sistema e os sistemas interligados no Brasil é a complementação térmica que no caso de Manaus está na faixa de 50% do mercado, provocando a necessidade de uma abordagem do problema de planejamento da operação de maneira diferenciada da utilizada atualmente nos sistemas interligados, cuja participação térmica é inferior a 10%.

Esta tese está organizada da seguinte maneira:

CAPÍTULO I - é apresentado o Sistema Hidrotérmico de Manaus mostrando-se as suas principais características e as perspectivas

futuras de desenvolvimento do mercado de energia da região.

CAPÍTULO II - é mostrada a cadeia de planejamento proposta e discutidos detalhadamente os problemas nos diversos horizontes de tempo sendo apresentadas as respectivas técnicas de resolução.

CAPÍTULO III - são apresentados de forma simplificada os diagramas dos programas computacionais desenvolvidos e as considerações de implementação destes programas, bem como os resultados de testes efetuados e análises da metodologia proposta.

CAPÍTULO IV - os resultados obtidos são comentados e as necessidades de desenvolvimentos e estudos futuros, para uma melhoria da metodologia proposta, são também apresentadas.

A metodologia proposta e os programas computacionais desenvolvidos serão utilizados pela Divisão de Planejamento da Operação das Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A - ELETRONORTE, subsidiária da ELETROBRAS, responsável pelo atendimento a Região Norte, os Estados do Maranhão, Mato Grosso e Tocantins.

O modelo de despacho econômico de unidades térmicas está em utilização desde 1986, proporcionando quando de sua implantação uma redução de 13% no consumo de derivados de petróleo.

As ferramentas descritas neste trabalho se constituem em

apoio importante a operação do sistema de Manaus e servirão de base para estudos a serem desenvolvidos para o Sistema Hidrotérmico de Samuel, contribuindo para a melhor utilização dos recursos hídricos e térmicos dos Sistemas Isolados da Amazônia.

ITEM II - SISTEMA HIDROTÉRMICO DE MANAUS

1. CARACTERIZAÇÃO E ÁREA DE INFLUÊNCIA

Situada no Médio Vale do Amazonas, Manaus pertence a micro-região economicamente mais importante do Estado. Em Manaus concentraram-se no início da década de 80 os empreendimentos mais significativos para a sustentação da economia regional, como a Refinaria de Petróleo, a Siderúrgica da Amazônia e o Distrito Industrial da Zona Franca, com centenas e modernas indústrias de montagem de aparelhos elétricos, eletrônicos e mecânicos. A criação da Zona Franca trouxe importantes repercussões econômicas e sociais, proporcionando a Manaus a concentração de 95% da economia do Estado e 15% da produção eletro-eletrônica do País.

As perspectivas de crescimento futuro são promissoras devido a manutenção dos cronogramas de investimentos das indústrias de grande porte e implantação de novos empreendimentos. De 1970 a 1980 a taxa média de crescimento do consumo de energia elétrica atingiu 18,8%. Em 1986 este crescimento foi de 19,6%, em decorrência da reativação da economia após o advento do plano cruzado, sendo que para os próximos anos os crescimentos estão previstos a taxas superiores a 10%.

Até 1988 Manaus era atendida por um sistema puramente térmico que consumia anualmente 88 milhões de litros de óleo

diesel e 324 mil toneladas de óleo combustível, equivalente a um consumo médio de 3 milhões de barris de petróleo por ano. O custo destes combustíveis era da ordem de 64 milhões de dólares por ano, para uma geração de 140 MW médios.

Com a entrada em operação da UHE Balbina, a partir de janeiro de 1989, o consumo anual de derivados de petróleo será sensivelmente reduzido, proporcionando uma economia em 1990 de 50% desta importação, o que representará uma economia média de 32 milhões de dólares por ano. Em 1996 com a entrada em operação da UHE Cachoeira Porteira, no Rio Trombetas, com potência instalada de 700 MW, ocorrerá a substituição total da geração térmica deste sistema.

2. MERCADO DE ENERGIA

A estrutura do consumo de energia na cidade de Manaus se caracteriza pelo aumento da participação da classe industrial, hoje responsável por aproximadamente 33% do consumo total. Aliada a forte presença de consumidores industriais, o consumo residencial situa-se em 210 kWh/consumidor, índice dos mais elevados do Brasil. Estes dois fatores fazem com que o sistema tenha um elevado fator de carga e possua uma curva de carga bastante atípica quando comparada com as demais regiões do País (FIGURA 1).

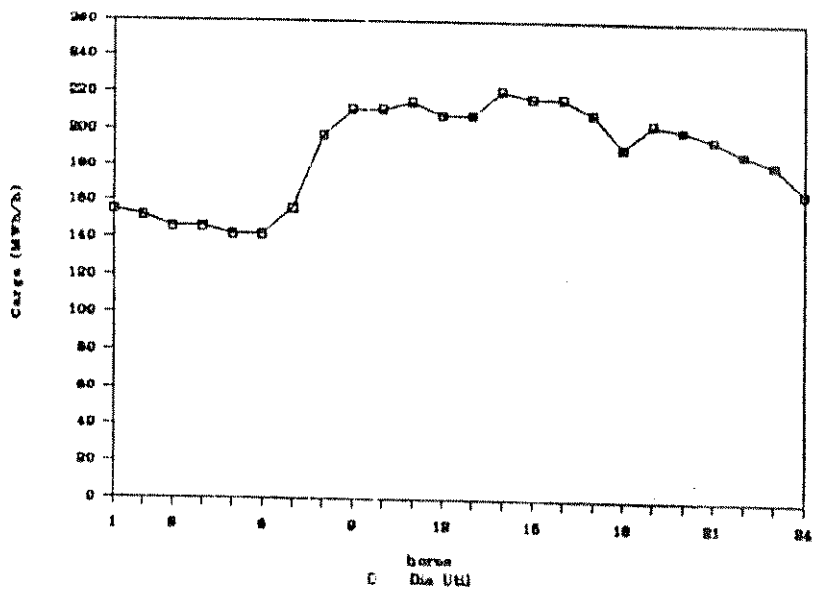
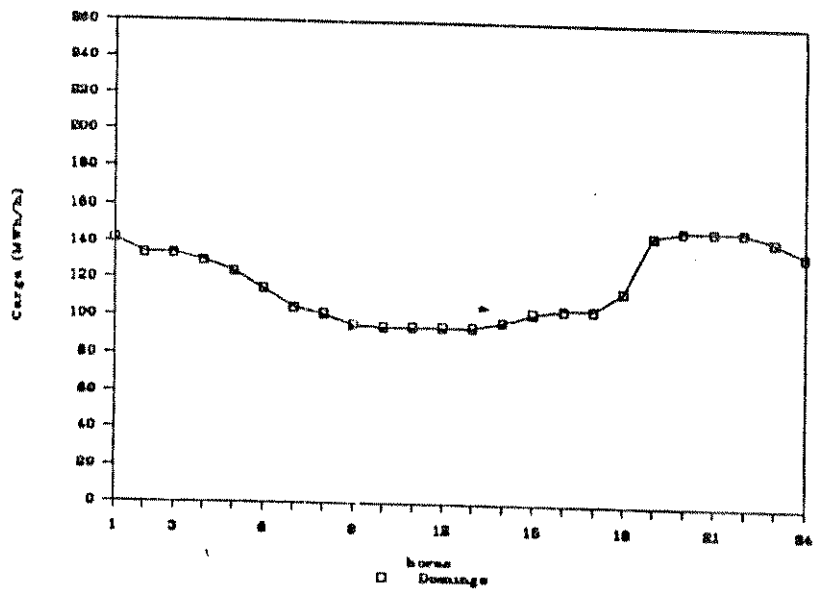
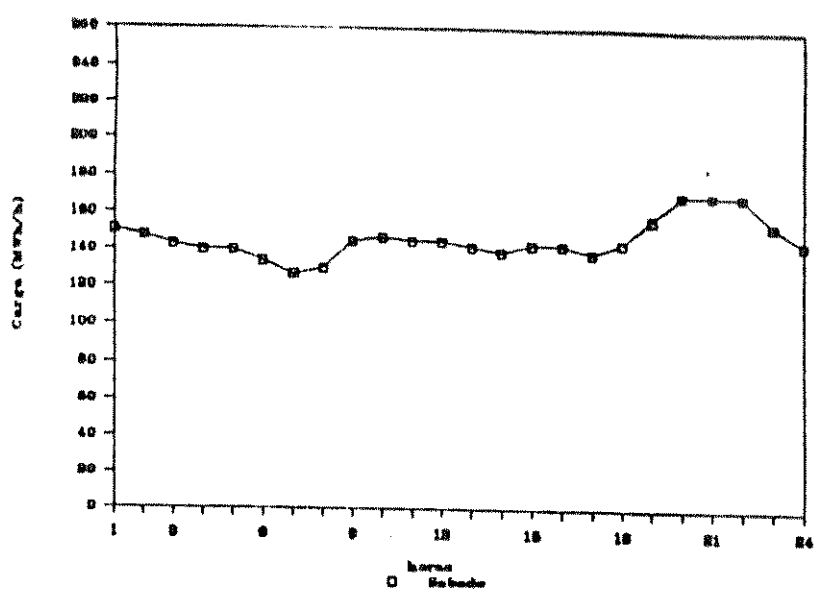


FIG. 1 - CURVA DE CARGA DE MANAUS

Conforme já mencionado a previsão de crescimento do consumo de energia para os próximos anos, ocorrerá a taxas superiores a 10% ao ano, devido ainda à expansões do parque industrial existente e implantação de novos projetos. A FIGURA 2 mostra a evolução do mercado de energia e demanda até 1996.

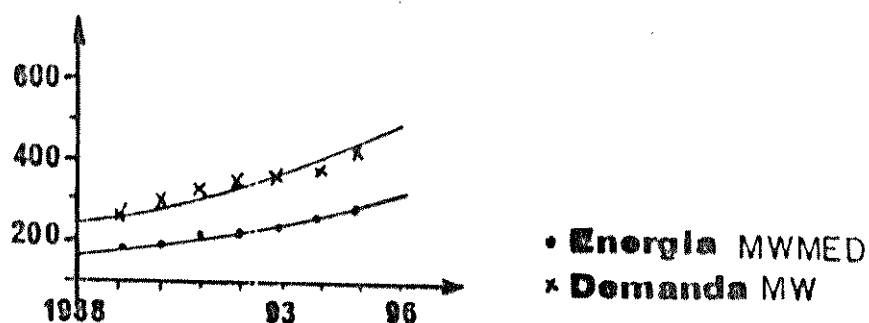


FIG. 2 - EVOLUÇÃO DA ENERGIA E DEMANDA DE MANAUS

3. PARQUE TÉRMICO

O parque térmico é composto de dois tipos de unidades: turbinas a vapor e turbinas a gás, que estão divididas em três usinas, conforme mostra a TABELA 1. Estas unidades do parque térmico são bastante antigas exigindo, portanto, manutenções preventivas mais prolongadas e frequentes. Devido a dificuldades de importação de peças sobressalentes e as condições severas de operação que estão submetidas estas unidades, ocorriam no Sistema de Manaus racionamentos eventuais no horário de ponta, que serão minimizados com a entrada em operação da UHE Balbina.

TAB. 1 - CARACTERÍSTICAS DO PARQUE TERMICO

USINA	TIPO	NUMERO	POTENCIA (MW)		
			NOMINAL	MINIMA	MAXIMA
1	TV	4	7.5	4.0	7.5
	TG	4	26.0	16.0	22.0
2	TV	2	16.0	10.0	12.0
	TV	2	50.0	25.0	50.0
	TV	2	25.0	10.0	25.0
3	TG	6	18.0	5.0	15.0

As condições operativas e de manutenção precária afetam o desempenho das unidades, principalmente das turbinas a gás, no que se refere ao consumo de combustíveis, sendo que as unidades mais antigas da Usina 3 têm consumo específico de 0,50 litros/kWh. A FIGURA 3 mostra as curvas de consumo x potência das unidades deste parque.

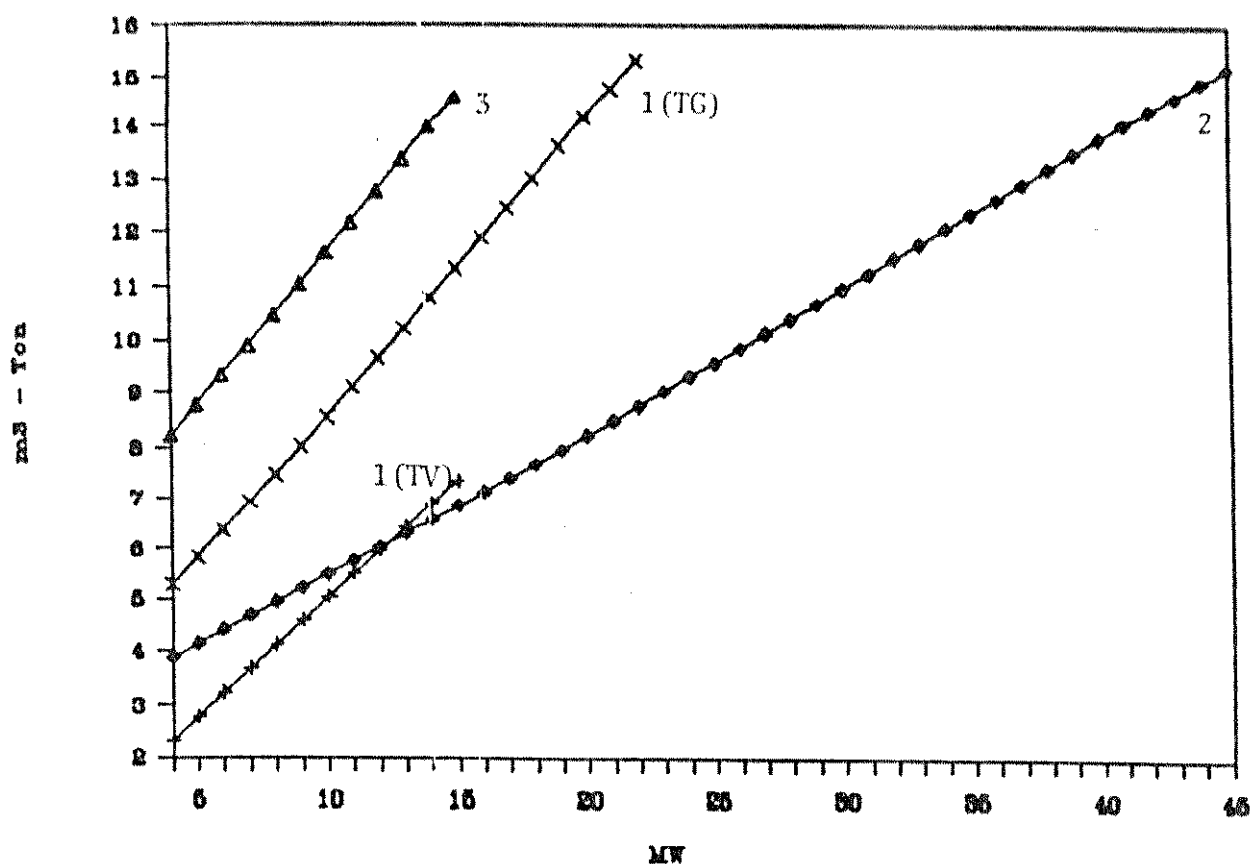


FIG. 3 - CURVAS CONSUMO x POTENCIA

4. UHE BALBINA

O aproveitamento hidrelétrico de Balbina situa-se no Rio Uatumã, afluente da margem esquerda do Rio Amazonas, no município Presidente Figueiredo, no Estado do Amazonas, estando aproximadamente 146 Km de Manaus em linha reta e 177 Km por via rodoviária.

As estruturas que compõe a UHE Balbina estão distribuídas ao longo de um eixo com extensão de 3264 metros, sendo 334 metros correspondentes as estruturas de concreto e 2940 metros as barragens de terra e de enrocamento, segundo um arranjo convencional, adaptado as características geomorfológicas locais e ao esquema básico de desvio e controle do rio durante a

construção, que aproveita a existência de uma ilha dividindo o Rio Uatumã em dois braços.

O nível d'água máximo normal do reservatório foi estabelecido na cota 50 metros acima do nível do mar, inundando uma área de aproximadamente 2360 Km², e o nível mínimo normal na cota de 46 metros. Para o controle das vazões afluentes, foi projetado um vertedouro de superfície, controlado por quatro comportas de segmento, associado a uma bacia de dissipação. A capacidade máxima deste vertedouro é de 6800 m³/s correspondente a uma descarga com tempo de recorrência de 10.000 anos.

A casa de força é do tipo abrigada, com potência unitária de 50 MW. As turbinas são Kaplan, de eixo vertical, e os geradores do tipo Umbrella. Alguns dados desta usina são mostrados na TABELA 2.

TAB. 2 - CARACTERÍSTICAS DA UHE BALBINA

UHE BALBINA					
Nº UNID (m ³)	POTENCIA (MW)	TIPO DE TURB	VOL UTIL (Hm ³)	QUEDA BRUTA (m)	PROD. MED. (MW/m ³ /s)
5	50.00	KAPLAN	8.000	25.00	0.195

O histórico de vazões do Rio Uatumã possui um comportamento bastante disperso, como podemos verificar na TABELA 3, característico dos rios da margem esquerda do Amazonas.

TAB. 3 - CARACTERÍSTICAS DO HISTÓRICO DE VAZÕES

VAZÃO (m ³ /s)		
MINIMA	MEDIA	MAXIMA
19.70	570.20	2689.90

Outra característica dos rios da margem esquerda do Amazonas é a perfeita definição da estação chuvosa (mar/jul) e da recessão (ago/fev). A FIGURA 4 mostra o comportamento da vazão média do histórico (MLT), devendo-se salientar que o histórico possui apenas 15 anos de observações sendo outros anos gerados através de modelo chuva-vazão.

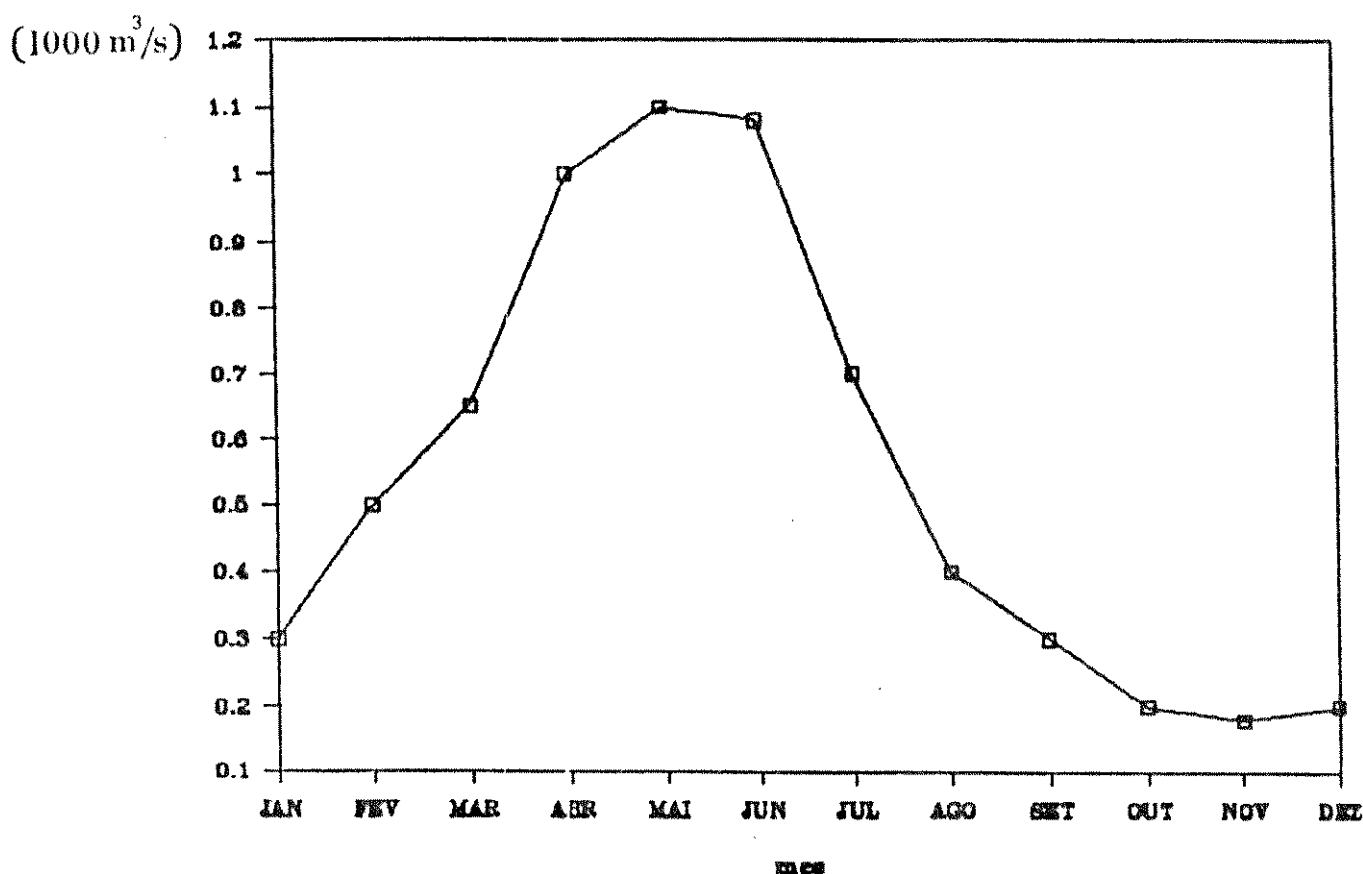


FIG. 4 - VAZÃO MÉDIA DO HISTÓRICO - MLT

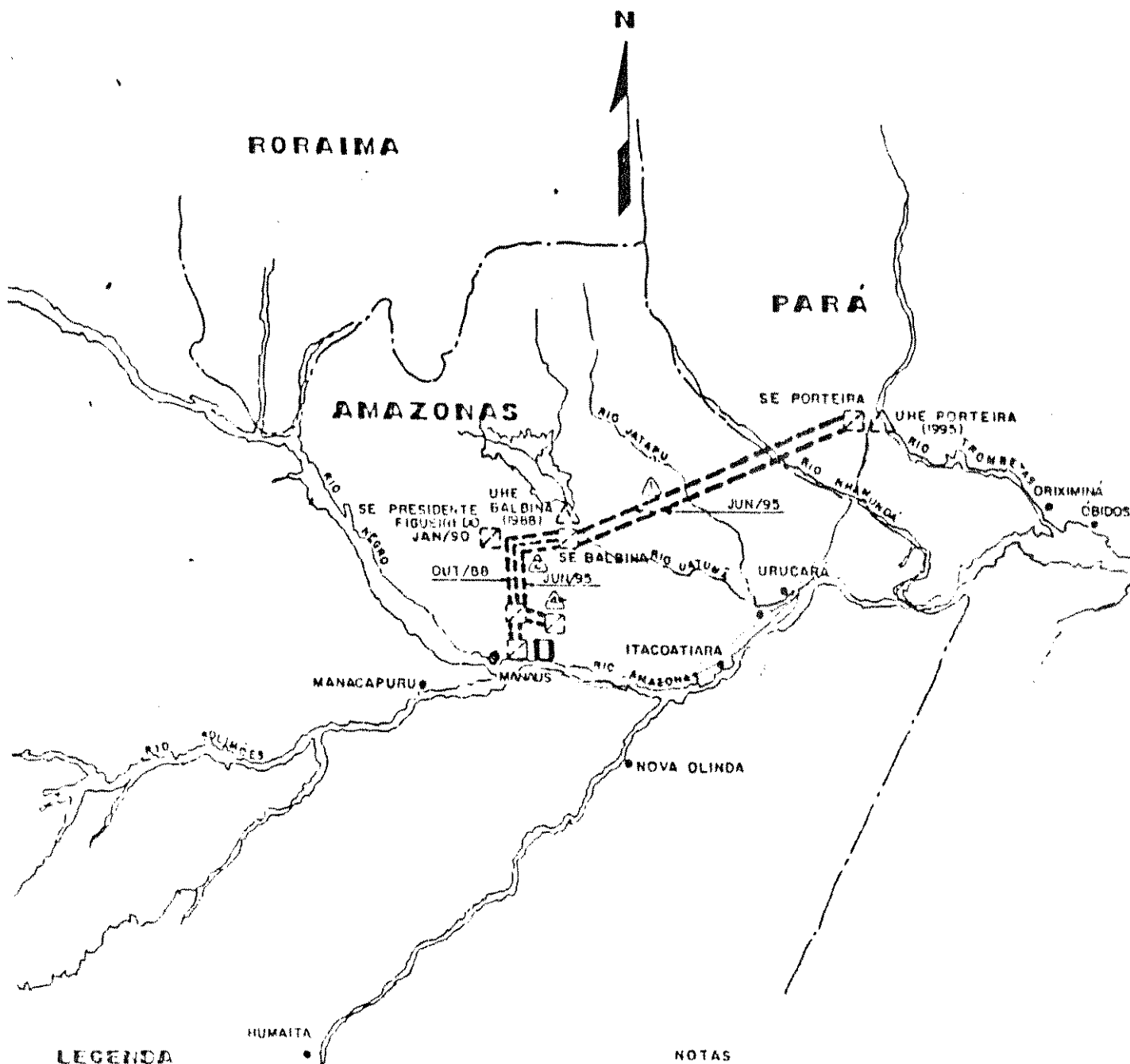
5. SISTEMA DE TRANSMISSÃO ASSOCIADO

O sistema de transmissão associado a Usina Hidroelétrica Balbina foi projetado com uma linha de transmissão de 230 kv, em circuito duplo, com extensão de 178 Km, uma Subestação em Balbina (13,8/230 kv) e outra em Manaus (230/69/13,8kv).

A cidade de Manaus é atendida por um sistema de subtransmissão de 69 kv em anel, com 8 subestações, com grande flexibilidade para atendimento da carga.

Nos anexos 1 e 2 estão os diagramas simplificados do Sistema Elétrico de Manaus.

SISTEMA MANAUS



LEGENDA

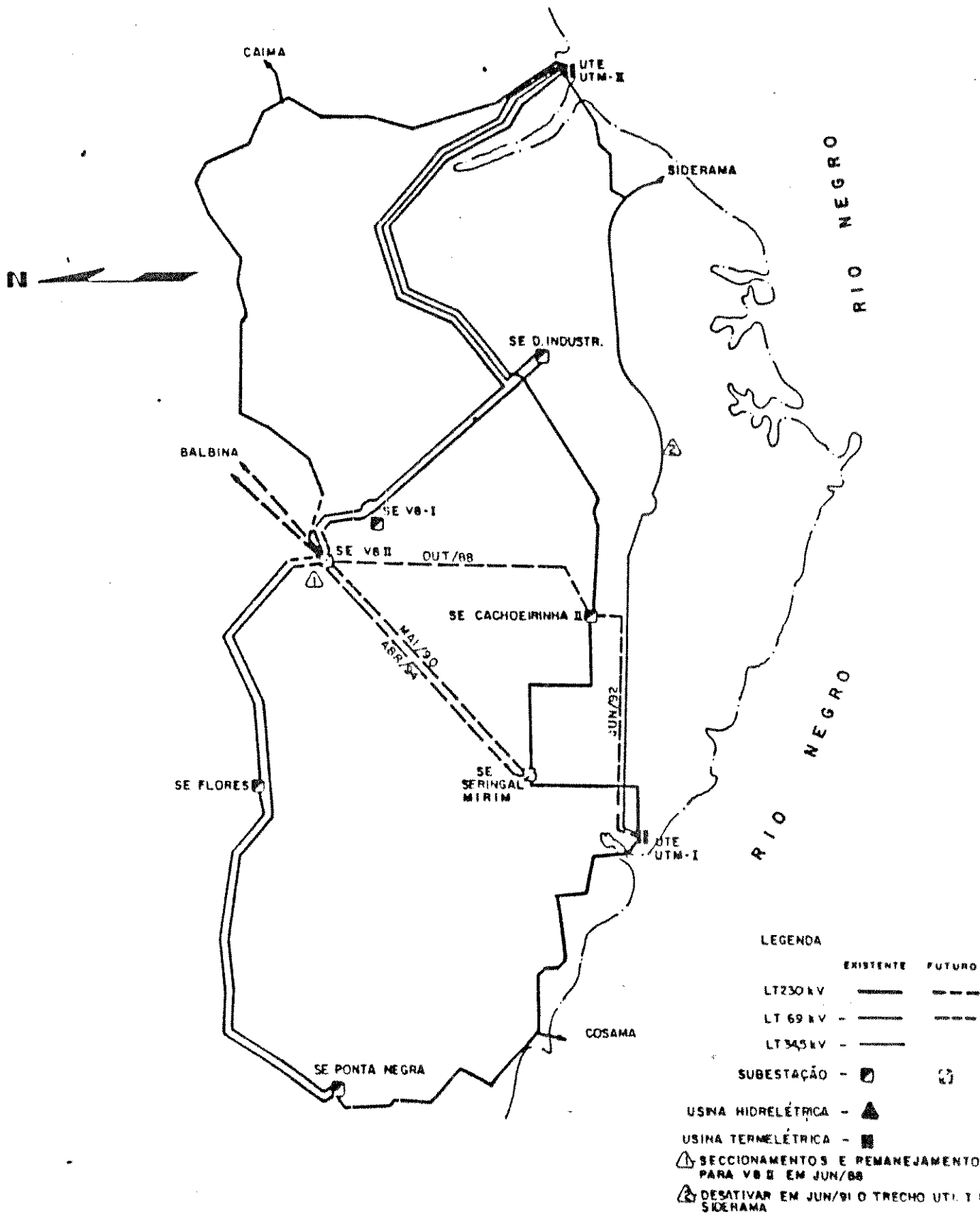
EXISTENTE	FUTURO	
		- LT 230 kV
		- SUBESTAÇÃO
		- USINA TERMELÉTRICA
		- USINA HIDRELÉTRICA

	- CAPITAL
	- CIDADE
	- DIVISA DE ESTADO

NOTAS

- ① - LINHA DE 230 kV, CIRCUITO DUPLO CONVERSÍVEL PARA CIRCUITO SIMPLES 500 kV.
- ② - UM CIRCUITO 500 kV, OPERANDO INICIALMENTE EM 230 kV.
- ③ - ESTA SE RECONDIÇÃO À LT BALBINA/VRIEM JUN/95. ELA SERVIRÁ COMO DISTRIBUIDORA DA ENERGIA VINDA DE BALBINA E PORTEIRA PARA VRIE E A NOVA SE REBAIXADORA 230/69 kV.
- ④ - NOVA SUBESTAÇÃO REBAIXADORA 230/69 kV, PREVISTA PARA JUN/95. LOCALIZAÇÃO EM DEFINIÇÃO.

SISTEMA MANAUS SUBTRANSMISSÃO



C A P Í T U L O I I

M E T O D O L O G I A P R O P O S T A

1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo uma cadeia de planejamento é proposta para o sistema hidrotérmico de Manaus que inclui desde o planejamento energético de longo prazo até o despacho horário de geração. Nesta concepção a estrutura de planejamento da operação, devido a sua complexidade e a necessidade de se efetuar análises em diferentes escalas de tempo e com diferentes graus de representação das variáveis envolvidas, é dividida em : longo prazo, médio prazo e curto prazo.

A determinação dos horizontes de longo, médio e curto prazo é obtida analisando-se a aleatoriedade das vazões futuras [5],

que cresce com o tempo segundo uma função como a da FIGURA 5.

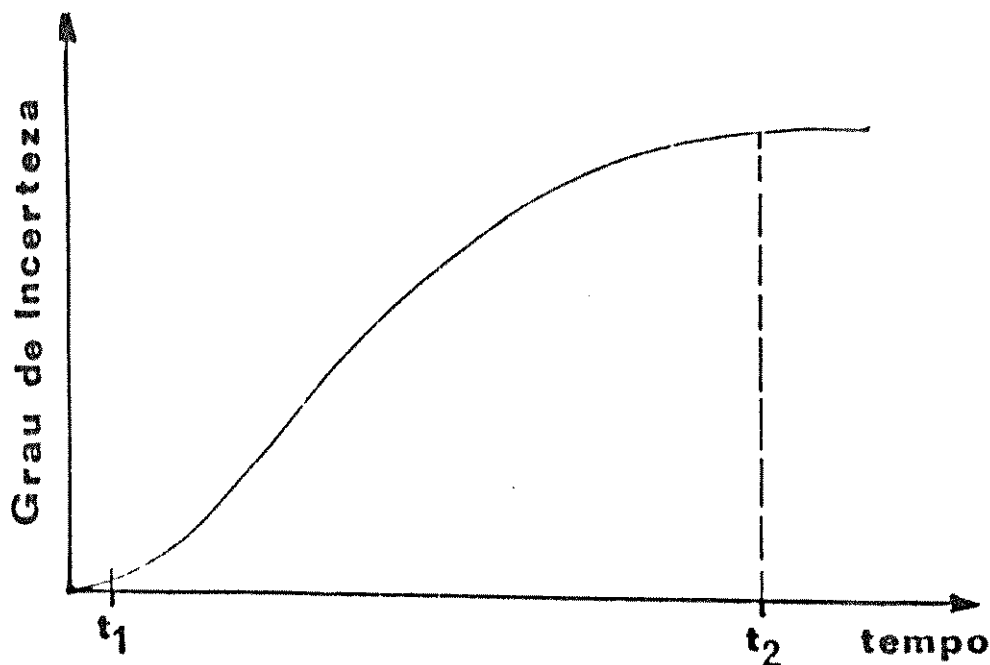


FIG. 5 - HORIZONTES DE PLANEJAMENTO

O horizonte de curto prazo é aquele no qual o grau de incerteza nas vazões é muito pequeno (até t_1), geralmente definido pela capacidade de previsão dos modelos físicos (de propagação) das bacias. A medida que se avança no tempo este grau de incerteza vai aumentando até atingir uma saturação (t_2), que representa a independência entre a vazão futura e a conjuntura presente, sendo este o horizonte de médio prazo. O horizonte t_2 está associado a capacidade de previsão dos modelos estatísticos e varia sazonalmente durante o ano, sendo menor na estação chuvosa e maior na recessão. Quanto ao longo prazo o horizonte deve ser estendido até que a influência do custo terminal seja

eliminada.

Algumas cadeias de planejamento têm sido propostas levando em consideração os aspectos de decomposição no tempo e as peculiaridades dos sistemas em que são aplicadas [1, 6]. Com base nestes aspectos foi concebida a seguinte cadeia de planejamento para o sistema hidrotérmico de Manaus (FIGURA 6):

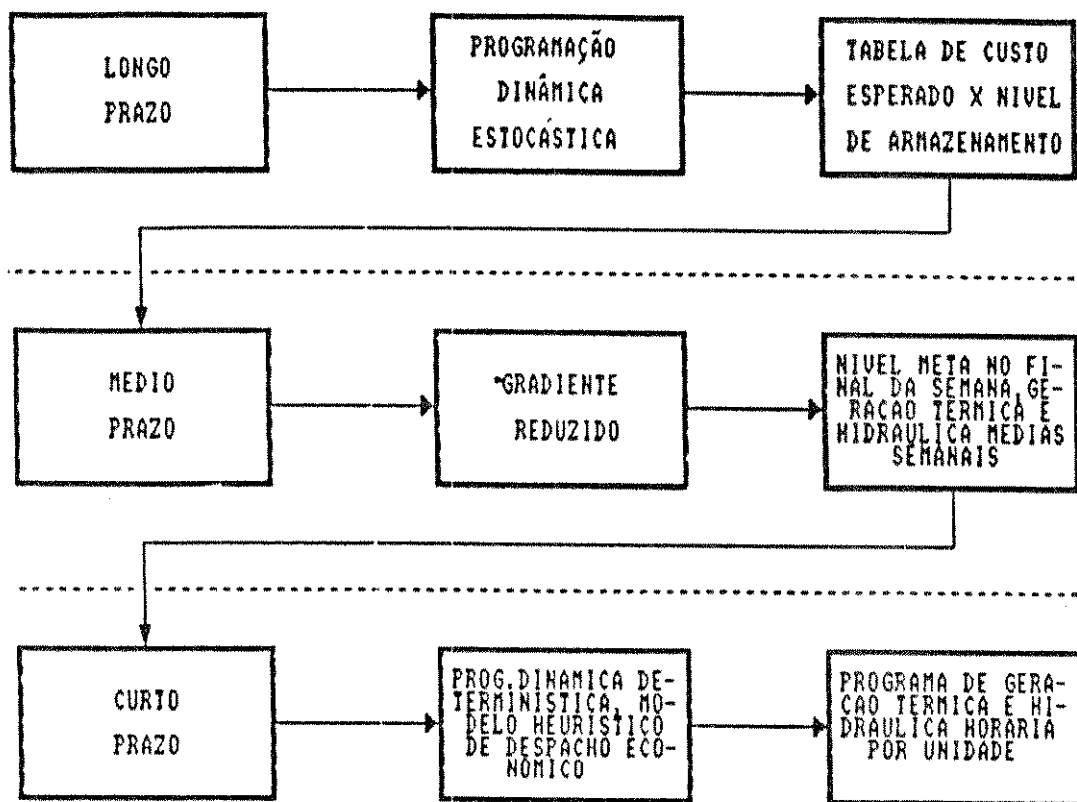


FIG. 6 - CADEIA DE PLANEJAMENTO

a) LONGO PRAZO

Os estudos de longo prazo englobam uma análise plurianual, com um horizonte de cinco anos e discretização mensal. O resultado desta análise plurianual é a determinação da estratégia ótima de operação para o período considerado. Para determinação

desta estratégia utiliza-se um modelo de programação dinâmica estocástica que considera a natureza estocástica das afluências ao reservatório. Como resultado destes estudos obtem-se as tabelas de custo x nível de armazenamento para as diversas tendências hidrológicas, que representam o custo futuro da operação utilizado nos estudos de médio prazo.

b) MÉDIO PRAZO

Os estudos de médio prazo englobam uma análise sazonal com um horizonte t_2 e discretização semanal. Nesta etapa as afluências são consideradas deterministicamente, fornecidas por modelos de previsão baseados em análise de séries temporais. O horizonte t_2 , conforme discutimos anteriormente, é função da capacidade de previsão desses modelos que durante a estação chuvosa tem desempenho satisfatório para o horizonte de algumas semanas e na recessão de alguns meses. O resultado dessa análise são os níveis metas do reservatório no fim das próximas semanas e a geração hidráulica e térmica semanal que minimizam o custo de geração térmica no período, mais o custo associado ao nível de armazenamento no final do período (t_2), proveniente do estudo de longo prazo. A solução deste problema é obtida através de um modelo baseado no método do gradiente reduzido.

c) CURTO PRAZO

Com a determinação das políticas ótimas de longo e médio

prazo a etapa seguinte da cadeia de planejamento, o curto prazo, tem por objetivo a desagregação horária da geração hidráulica e térmica com grande grau de detalhamento. Para determinação do montante de geração hidráulica e térmica horária utiliza-se um modelo de programação dinâmica determinística que obedece a restrição da meta semanal, definida pelo médio prazo, e todas restrições de geração do sistema. Após a definição do montante horário de geração térmica, é feita uma desagregação deste montante na geração por unidade, através de um modelo heurístico de despacho econômico baseado na Teoria de Lagrange.

2. PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO - DETERMINAÇÃO DAS ESTRATÉGIAS ÓTIMAS

Conforme já mencionado anteriormente, o objetivo do planejamento de longo prazo é a determinação da estratégia ótima de operação para o período considerado. Para determinação desta estratégia utiliza-se um modelo de programação dinâmica estocástica, de forma similar a utilizada pelo sistema elétrico brasileiro desde 1979 [3, 4 e 7].

O Sistema Hidrotérmico de Manaus possui uma necessidade de complementação térmica bastante significativa sendo necessário a utilização de uma função de custo de geração térmica, levantada através do modelo de despacho econômico (item 4), ao invés da consideração de classes de usinas térmicas com prioridades de geração conforme é suposto no planejamento do Sistema Interligado

Brasileiro. Além da complementariedade térmica, outro aspecto que diferencia este sistema do Sistema Interligado Brasileiro é ter risco de déficit nulo por ser o parque térmico suficiente para atender a demanda de energia de forma isolada.

A formulação do problema de longo prazo, que visa minimizar o custo esperado de operação é a seguinte:

$$\text{Min}_{u(t) \in U} E \left\{ \sum_{t=1}^T \beta^{-(t-1)} \psi(g(t)) \right\}$$

s.a.

$$x(t+1) = x(t) + [y(t) - u(t)] * p$$

$$g(t) = d(t) - \phi[x(t), u(t)]$$

$$U = \{0 \leq u(t) \leq \bar{u}\}$$

$$X = \{\underline{x} \leq x(t) \leq \bar{x}\}$$

onde:

t estágio (mês)

p fator de conversão ($p=2.592 \text{ (m}^3/\text{s)} / (\text{Hm}^3/\text{mês})$)

x volume armazenado

y vazão afluente média mensal (var. aleatória)

g geração térmica

d	carga prevista
u	variável de decisão (turbinagem)
ψ_t	função custo de geração térmica no mês t
ϕ	geração hidráulica
$E_{y(t)}$	valor esperado da vazão afluente no estágio t , condicionada a vazão no estágio $t-1$
$\beta^{-(t-1)}$	fator de desconto (valor futuro/presente)

A resolução do problema por Programação Dinâmica Estocástica considera como variáveis de estado o armazenamento do reservatório no início de cada estágio e a tendência hidrológica do sistema, representada pela vazão afluente do estágio anterior. A última variável de estado é necessária devido a alta correlação existente entre as vazões afluentes de estágios sucessivos. A variável de decisão em cada estado é a turbinagem da usina hidroelétrica. Assim podemos escrever a equação recursiva como:

$$f_t(x(t), y(t-1)) = \min_{u(t)} \{ \psi_t(g(t)) + E_{y(t)} [\beta^{-(t-1)} f_{t+1}(x(t+1), y(t))] \}$$

sujeito a:

$$x(t+1) = x(t) + [y(t) - u(t)] \times p$$

$$g(t) = d(t) - \phi(x(t), u(t))$$

onde:

$$f_t(x(t), y(t-1)) \quad \text{custo esperado presente de operação do estágio } t$$

até o final do período

Para um dado estado do sistema no estágio t , $(x(t), y(t-1))$, cada decisão de geração hidráulica $(u(t))$ é testada pelo algoritmo de programação dinâmica estocástica. Sendo conhecida a distribuição de probabilidade das vazões afluentes no estágio t condicionadas as afluições do estágio anterior, é possível determinar os valores esperados de $y(t)$ e portanto os estados finais $x(t+1)$, através da equação de transição de estado. Se o custo esperado de operação de cada um destes estados do estágio $t+1$ até o final do período de planejamento são conhecidos e correspondem a operação ótima de $t+1$ até o final, então a decisão térmica que resulta no mínimo custo de operação será a decisão ótima para o estado $(x(t), y(t-1))$, de acordo com o Princípio de Otimilidade de Bellman. Este processo é repetido para cada estado e estágio do período de planejamento, resultando nas tabelas de decisão da dinâmica, ou seja, as tabelas de custo esperado futuro de operação para cada estado e estágios considerados. Deve-se observar que é necessário estender o horizonte de estudo de tal forma que não haja influência do custo terminal, com que se inicia a recursão, sobre a solução obtida.

3. PLANEJAMENTO DE MÉDIO PRAZO - DETERMINAÇÃO DA TÁTICA ÓTIMA

Definida a tabela de custo esperado futuro de operação para cada nível de armazenamento no fim do horizonte t_2 pelo estudo de longo prazo, e conhecidos o nível de armazenamento no início do período e a vazão afluente prevista para o período, o problema de

médio prazo é determinar a geração hidráulica e térmica médias semanais que minimizem o custo de operação no período mais o custo associado ao nível de armazenamento no final do horizonte (custo esperado futuro).

A formulação do problema de médio prazo é a seguinte:

$$\text{Min } F(x, u) = \sum_{t=0}^{t_2} \psi_t(g(t)) + V(t_2)$$

s.a.

$$x(t+1) = x(t) + [y(t) - u(t)] * p$$

$$g(t) = d(t) - \phi(x(t), u(t))$$

$$u \in U$$

$$x \in X$$

$$x(0) \text{ conhecido}$$

onde:

t - estágio (semana)

p - fator de conversão ($p = 0.6048 \text{ (m}^3/\text{s)} / (\text{Hm}^3/\text{semana})$)

ψ_t - função custo de geração térmica na semana t

V - função custo futuro associada ao nível de armazenamento no final do período

d - carga média semanal

ϕ - função de geração da usina hidroelétrica

g - geração térmica média semanal

y - vazão afluente média semanal (prevista)

u - vazão turbinada média semanal

x - volume armazenado no reservatório

Na expressão acima, a função custo futuro $V(x(t_2))$ é definida como:

$$V(x(t_2)) = f_{t_2}(x(t_2), y(t_3))$$

onde $y(t_3)$ é a vazão prevista no estágio $t_3 = t_2 - 1$, calculada por um modelo baseado em séries temporais, auto regressivo e média móvel de ordem 1.

Pela formulação anterior, podemos observar que o problema de médio prazo é um problema não linear sujeito a restrições lineares de igualdade e canalização das variáveis, podendo-se utilizar para sua solução procedimento semelhante ao adotado por Hicks [8]. Como técnica de resolução é, portanto, adequado o método do gradiente reduzido [9, 10]. Sendo o reservatório da UHE Balbina de regulação plurianual, as variações de cota montante durante a semana serão pequenas, o que torna as restrições de limites do reservatório normalmente não ativas. Adotamos, então, as turbinagens U como variáveis independentes e os volumes X do reservatório como variáveis dependentes e sem limitação.

Podemos, portanto, reescrever o problema de forma particionada e já pivoteado em relação à base :

$$\text{Min } F(x,u)$$

s.a.

$$\begin{bmatrix} 1 & & & & & & & & \\ & 1 & & & & & & & \\ & & \ddots & & & & & & \\ & & & \ddots & & & & & \\ & & & & 1 & & & & \\ & & & & & P & & & \\ & & & & & P & & & \\ & & & & & & \ddots & & \\ & & & & & & & P & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x(1) \\ x(2) \\ \vdots \\ x(t_2) \\ \hline u(0) \\ u(1) \\ \vdots \\ u(t_3) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x(0)+y(0)*P \\ x(0)+(y(0)+y(1))*P \\ \vdots \\ x(0)+(y(0)+\dots+y(t_3))*P \end{bmatrix}$$

(I)
(B N)
b

$$u \in U$$

A expressão de uma componente do gradiente reduzido será, neste caso:

$$\Gamma_u(t) = \frac{-d\psi(.)}{dg(t)} * \frac{\partial \phi(.)}{\partial u(t)} + \sum_{i=t}^{t_3} \frac{d\psi(.)}{dg(i)} * \frac{\partial \phi(.)}{\partial x(i)} * p - \frac{dv(.)}{dx(t_2)} * p$$

Para se evitar as trocas de base que deveriam ocorrer quando as variáveis básicas (volumes) atingissem seus limites, optou-se por ignorar essas restrições de forma direta [6]. Mantém-se,

então, somente a factibilidade com relação as variáveis turbinadas, não básicas, que é garantida pela projecção da direcção de melhoria no plano das restrições de limitação que ficaram ativas. Assim sendo a direcção de melhoria é definida como:

$$du(t) = \begin{cases} 0 & \text{se } \{u(t) = 0 \text{ e } Pu(t) > 0\} \text{ ou } \{u(t) = \bar{u} \text{ e } Pu(t) < 0\} \\ -Pu(t) & \text{caso contrário} \end{cases}$$

$$d_{(x)}(t) = - \sum_{i=0}^{t-1} du(i) * p$$

Determinada a direcção de caminhada é necessário a resolução de um problema de optimização unidimensional para a determinação do passo óptimo, que é formulado como se segue:

$$\text{Min } F(x(t) + \alpha dx(t), u(t) + \alpha du(t))$$

s.a.

$$0 \leq \alpha \leq \alpha_{\text{máx}}$$

onde:

$$\alpha_{\text{máx}} = \text{Máx } \{ \alpha / u(t) + \alpha du(t) \in U \}$$

Devemos observar que a consideração da capacidade ilimitada do reservatório pode acarretar resultados práticos infactíveis e afim de considerarmos estas restrições de armazenamento, caso a solução final apresente níveis de armazenamento fora dos

limites, temos que acrescentar a função objetivo, uma função de penalidade, tal que nesta formulação, no ponto ótimo solução do problema, sejam respeitadas as limitações de armazenamento do reservatório. Assim sendo a nova função objetivo é da seguinte forma:

$$\text{Min } F(x,u) = \sum_{t=1}^{t3} \gamma [d(t) - \phi(x(t), u(t))] + V(x(t2)) + \sum_{t=1}^{t3} (w1(t) * \\ * (\bar{x} - x(t))^2 + w2(t) * (x(t) - \underline{x})^2)$$

sendo $w1(t) = 0$ se $x(t) < \bar{x}$ e $w2(t) = 0$ se $x(t) > \underline{x}$

Com a inclusão da penalidade acima, obtemos como solução os níveis metas semanais e a turbinagem média semanal que são os valores ótimos do problema de médio prazo. Deve-se observar ainda que o valor de vertimento é uma variável de folga e o seu valor será diferente de zero somente caso as vazões turbinadas estejam no máximo e o nível de armazenamento seja maior que o limite máximo. Neste caso calcula-se a geração hidráulica e térmica levando-se em consideração a influência do vertimento no canal de fuga.

4. PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO - PRÉ-DESPACHO

4.1. PROGRAMAÇÃO DE GERAÇÃO HORÁRIA - HORIZONTE SEMANAL

Definido os níveis metas semanais, pelo estudo de médio prazo, o problema de curto prazo é determinar a geração horária hidráulica e térmica que respeite todas as limitações operativas

do sistema e cumpra a meta semanal.

A formulação do problema é a seguinte:

Função Objetivo: minimizar o somatório do custo da geração térmica:

$$\text{Min } \sum_{t=1}^{168} \Psi(g(t))$$

A curva de custo de geração térmica é levantada tendo-se por base a configuração prevista do parque térmico para a semana, levando-se em consideração o cronograma de manutenção programada e utilizando-se o modelo de despacho econômico do Parque Térmico de Manaus.

Restrições:

1. Meta Semanal

$$\sum_{t=1}^{168} u(t) = US \times 168$$

u - vazão turbinada horária

US - vazão média turbinada semanal (meta)

2. Limitação de Turbinagem

$$u(t) \leq U$$

3. Geração Hidráulica

$$h(t) = 0.0089 (cm - cf(t)) * u(t)$$

h - geração hidráulica

cm - cota montante semanal

cf - nível do canal de fuga horário

4. Limitação de Geração Térmica

$$0 \leq g(t) \leq \bar{g}$$

g - geração térmica horária

$\bar{g}$ - limite máximo de geração térmica na semana

5. Balanço de Potência

$$h(t) + g(t) = d(t)$$

d - carga horária prevista

Na solução deste problema utilizou-se o algoritmo de programação dinâmica determinística (sentido forward) [11] considerando a formulação clássica do problema de investimento (FIGURA 7). Este modelo é composto dos seguintes elementos:

- Estágios: horas

- Nr. de Estágios: 168 (horas da semana)

- Variável de Estado: a quantidade de água que falta para atingir a disponibilidade da semana determinada no estudo de médio prazo (meta semanal).

- Variável de decisão: vazão turbinada horária

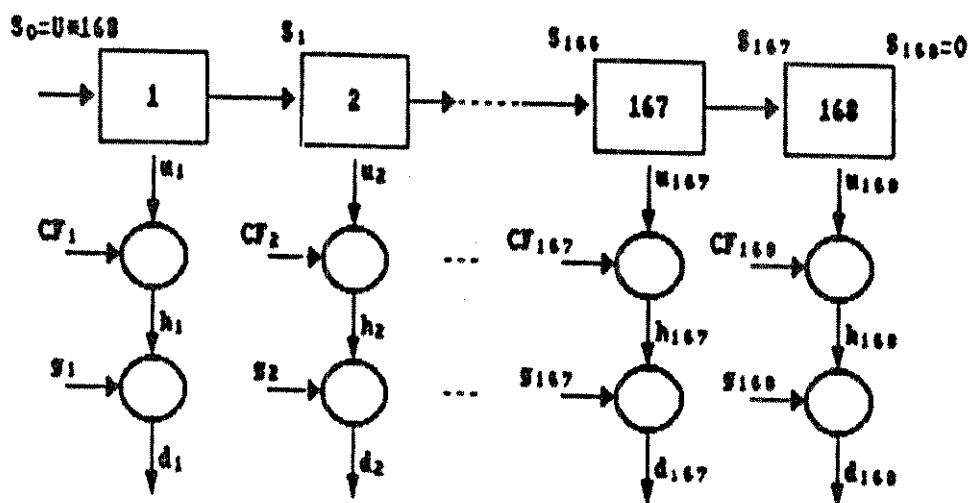


FIG 7 - PROBLEMA DE PRÉ-DESPACHO

Assim podemos escrever a equação recursiva como:

$$F(t, s(t)) = \min_{u(t) \in U} [\Psi(g(t)) + F(t-1, s(t-1))]$$

s.a.

$$F(0, s(0)) = 0$$

$$S(t) = S(t-1) - u(t)$$

$$S(0) = US \times 168$$

S - sobra em relação a meta semanal (variável de estado)

Para um dado estado S, no estágio t, cada valor possível, de vazão turbinada (decisão) é testado pelo modelo. A decisão ótima para este estado neste estágio é a decisão que proporciona o menor custo de geração térmica, desde o instante original até o

estágio t . Os demais estados possíveis são simulados determinando-se as trajetórias ótimas até o estágio t , para cada estado. Aplicando-se o Princípio de Otimalidade de Bellman e considerando-se que a variável de estado tem valor final nulo, ou seja, a meta semanal é cumprida; podemos determinar a trajetória ótima e as decisões ótimas, com isso determinando a geração térmica e hidráulica horária para esta semana.

Deve-se observar que o problema de otimização do despacho de geração horária ao longo da semana, se corretamente formulado, deve levar em consideração a determinação da configuração ótima do parque térmico, ou seja, o problema de partida e parada de unidades (UNIT COMMITMENT). A solução deste problema pode ser obtida através de algoritmos baseados em programação inteira ou programação dinâmica [12, 13].

Devido as restrições de partida das unidades térmicas a vapor do Parque de Manaus e as características operativas deste sistema, optou-se por uma abordagem simplificada do problema. A configuração ótima é calculada, através de uma heurística, que utiliza o modelo de despacho econômico determinando os custos de geração primeiramente com todas as unidades disponíveis no sistema e retirando a de maior custo relativo (custo/potência gerada) sucessivamente até que o custo de geração de uma iteração para a próxima aumente (FIGURA B). Tal procedimento é feito para a geração térmica horária máxima prevista com o intuito de determinar as unidades a vapor ligadas durante toda a semana. As

unidades a gás são de partida rápida e não possuem restrições de partida e parada devendo-se apenas evitar o liga-desliga em horários próximos. A FIGURA 9 mostra o procedimento utilizado para determinação das configurações horárias.

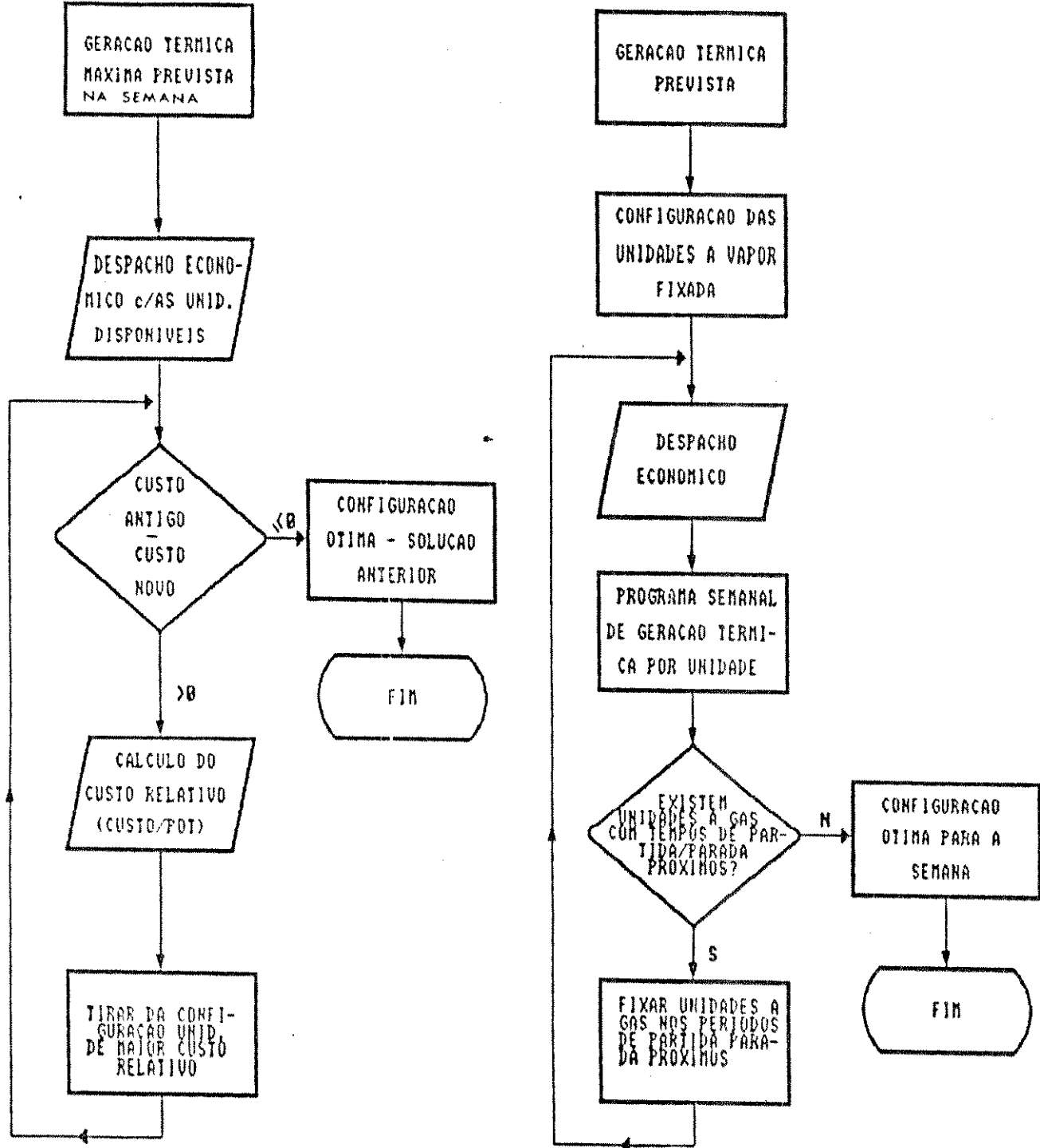


FIG. 8 e 9-DETERMINAÇÃO DA CONFIGURAÇÃO ÓTIMA DO PARQUE TÉRMICO

4.2. DESPACHO ECONOMICO DE UNIDADES TÉRMICAS

Conforme foi visto no item anterior é necessário a utilização de um modelo de despacho econômico para determinar-se a configuração horária das unidades térmicas para a semana e o respectivo programa horário de geração.

A formulação do problema é a seguinte:

Função Objetivo: minimizar o somatório do custo de geração térmica das unidades

$$\text{Min } \sum_{i=1}^n C_i(g_i)$$

C_i - função custo da unidade i

g_i - geração térmica da unidade i

n - número de unidades térmicas

As curvas de custo das unidades do parque térmico foram levantadas a partir de dados obtidos através de testes nas unidades que são refeitos a cada manutenção de longa duração. Com os pontos obtidos, através dos testes, foram ajustados polinômios de segundo grau.

Restrições:

1. Limitações das Unidades Térmicas

$$0 \leq g_i \leq \bar{g}_i$$

$\bar{g}_i$ - geração máxima da unidade i

2. Balanço de Potência

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

g - geração térmica horária prevista

Considera-se, inicialmente, as unidades sem limitação de potência, desta forma a Função Lagrangeano associada ao problema relaxado, pode ser escrita como:

$$L(\lambda, g_i) = \sum_{i=1}^n C(g_i) - \lambda \left(\sum_{i=1}^n g_i - g \right) \quad \text{onde } C(.) = a_i g_i^2 + b_i g_i + c_i$$

O ponto ótimo solução deste problema pode ser determinado com a aplicação das condições de primeira ordem (Estacionaridade do Lagrangeano) [6, 7], como se segue:

$$\frac{\partial L(.)}{\partial g_i} = 0 \quad 2a_i g_i + b_i - \lambda = 0$$

$$\frac{\partial L(.)}{\partial \lambda} = 0 \quad \sum_{i=1}^n g_i = g$$

cuja solução é:

$$g_i^* = \frac{\lambda^* - b_i}{2a_i} \quad \lambda^* = \frac{2g + \sum_{i=1}^n a_i + \sum_{i=1}^n (b_i - a_i)}{\sum_{i=1}^n a_i}$$

Esta primeira solução pode não atender as limitações de geração das unidades, procura-se então as unidades que estão fora dos limites colocando-se as mesmas no limite mínimo ou máximo de acordo com a restrição violada, efetuando-se um redespacho até se obter a solução ótima do problema restrito (FIGURA 10).

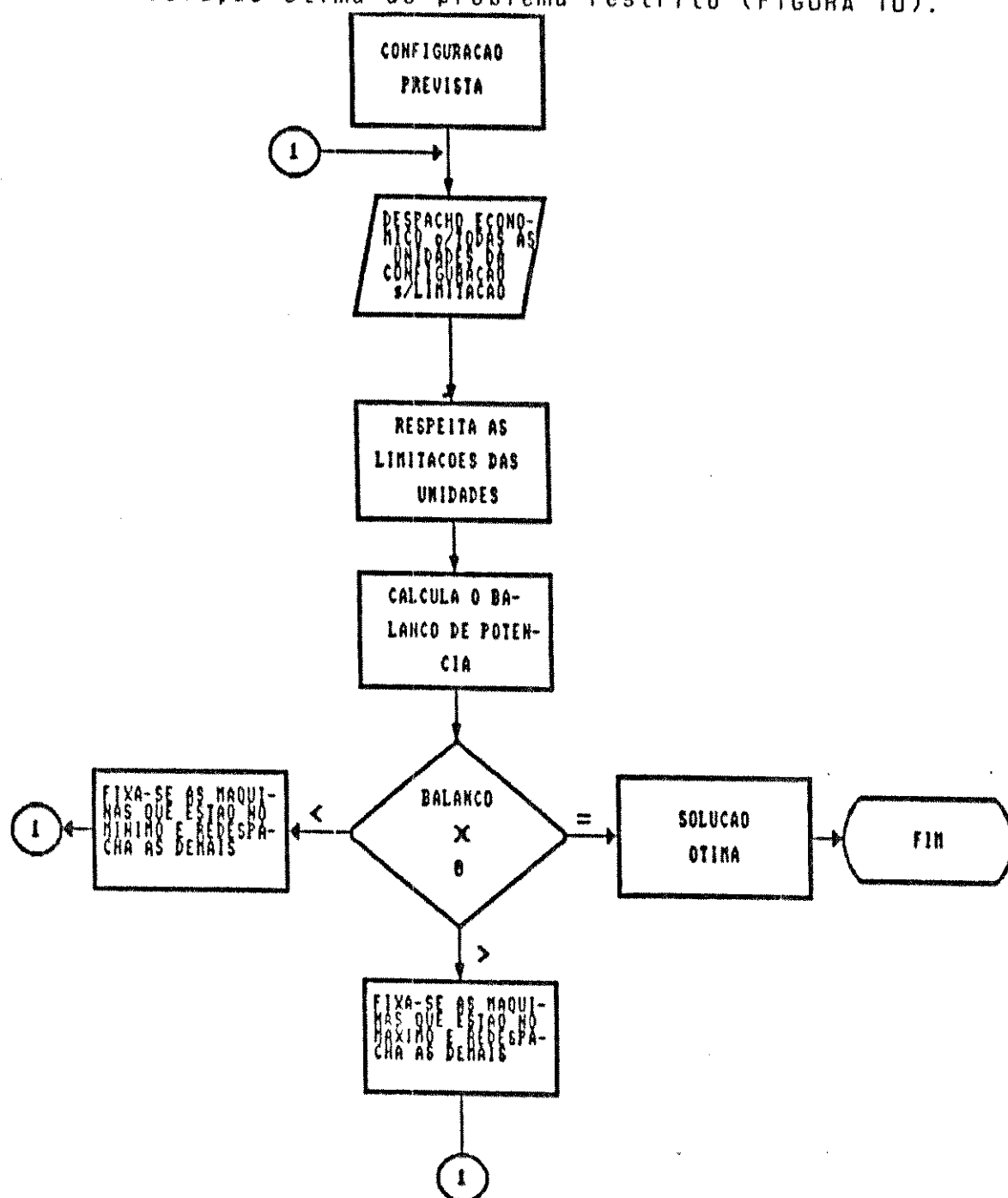


FIG. 10 - PROGRAMAÇÃO DE GERAÇÃO TÉRMICA POR UNIDADE

Restrições elétricas do sistema de subtransmissão não são levadas em consideração pois são de caráter eventual ocorrendo apenas durante contingências no sistema, que serão bastante minimizadas com a entrada em operação das obras previstas no Sistema Manaus no ano de 1989. Eventuais restrições não previstas no parque gerador, poderão ser levadas em consideração pelo centro de operação regional, utilizando-se este modelo para efetuar reprogramações ao longo do dia.

C A P Í T U L O I I I

A P L I C A Ç Ã O

ITEM I - IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

Neste capítulo apresenta-se, de forma simplificada, os programas computacionais, que foram desenvolvidos baseados na metodologia proposta no capítulo anterior, bem como os procedimentos utilizados para aplicação destes programas no Sistema Hidrotérmico de Manaus e os resultados obtidos.

1. LONGO PRAZO

Nos estudos de longo prazo utiliza-se programas que diferem daqueles em uso no setor elétrico pela consideração de uma função de geração térmica e por não haver necessidade de uma representação a sistema equivalente. A FIGURA 11 mostra os programas utilizados nesta etapa.

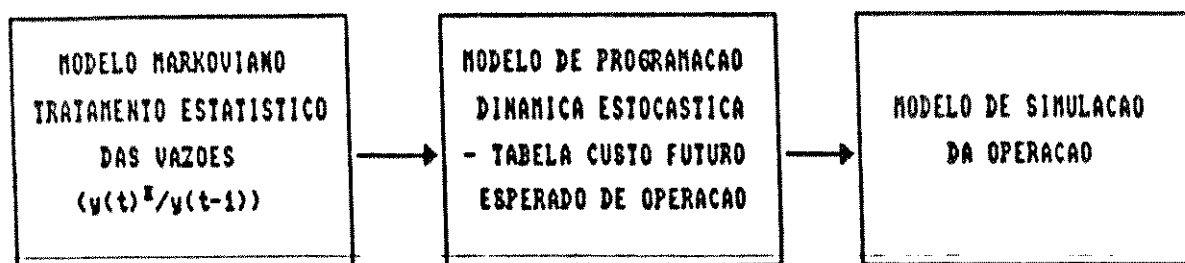


FIG. 11 - MODELOS UTILIZADOS NO LONGO PRAZO

Conforme citado anteriormente a complementação térmica deste sistema é bastante significativa, sendo necessário um melhor detalhamento na função de custo de geração térmica. Utiliza-se para levantamento desta função o modelo de despacho econômico do Sistema Manaus, ajustando-se aos pontos obtidos um polinômio de segundo grau. Nos estudos de longo prazo não leva-se em consideração mudanças de configuração do parque Térmico devido a manutenções preventivas, sendo portanto, apenas consideradas entrada de novas unidades. A FIGURA 12 mostra a curva de custo de geração térmica utilizada até 1993.

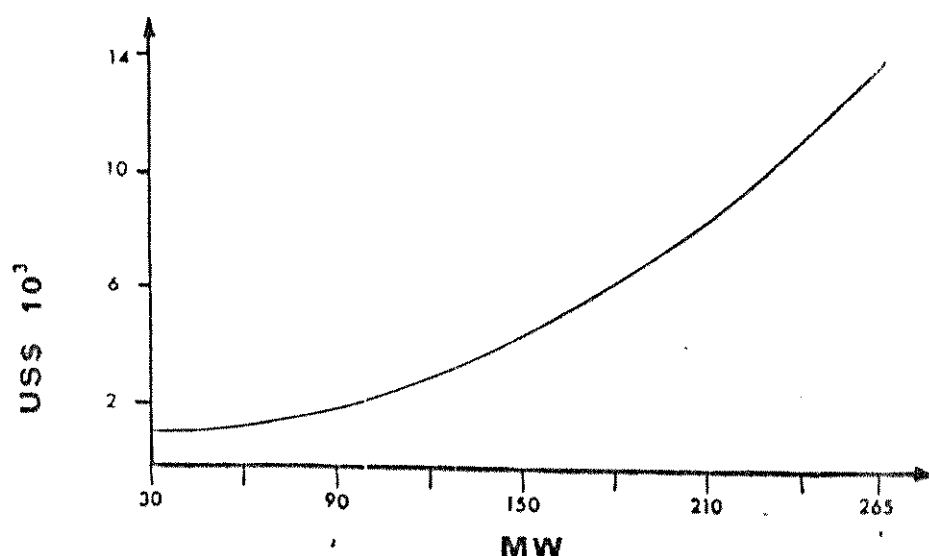


FIG. 12 - CURVA DE CUSTO DO PARQUE TÉRMICO DE MANAUS

2. MÉDIO PRAZO

A FIGURA 13 mostra um diagrama de blocos simplificado do programa de planejamento de médio prazo, baseado na metodologia anteriormente descrita.

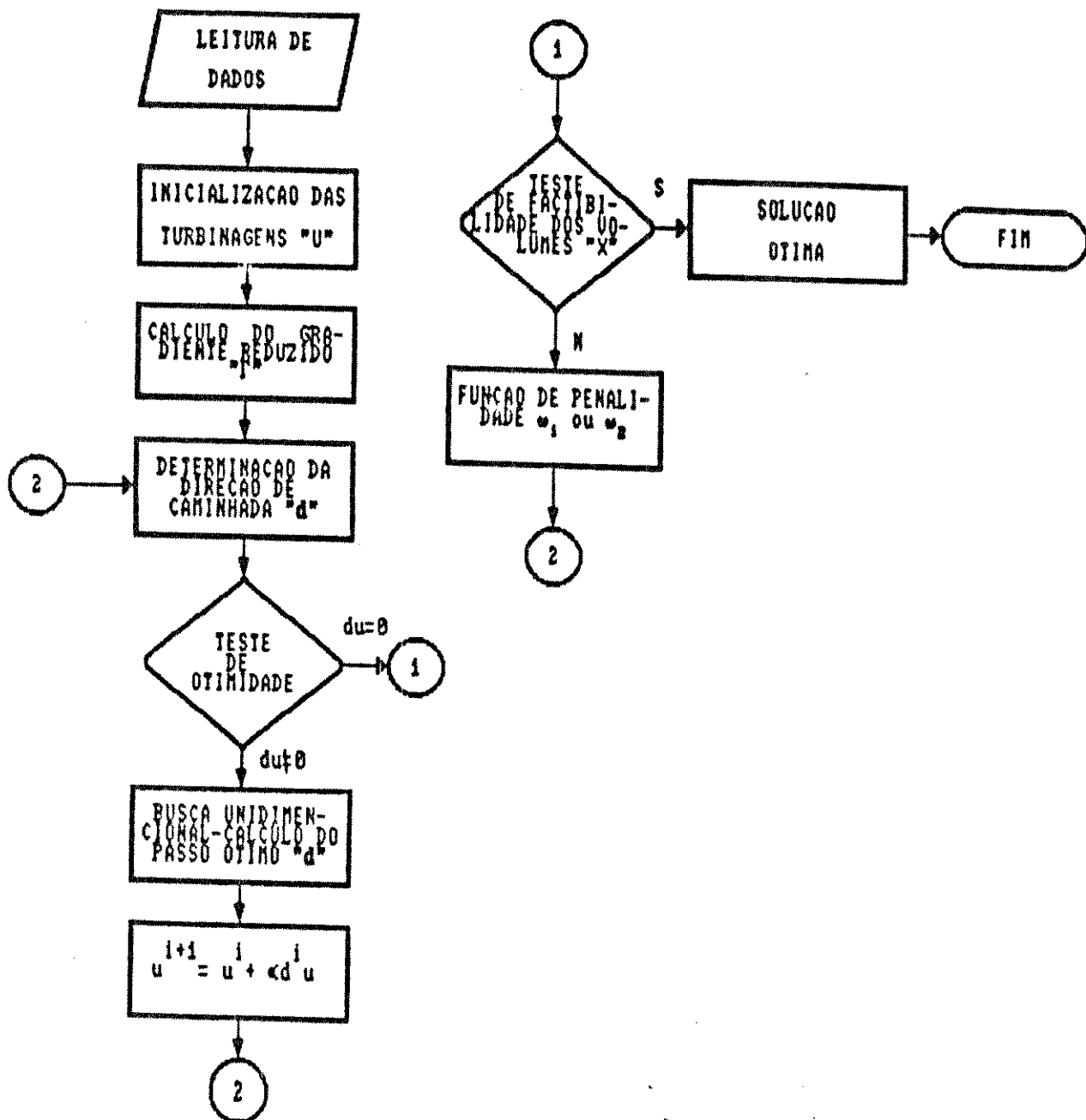


FIG. 13 - DIAGRAMA DE BLOCOS DO PROGRAMA UTILIZADO NO MÉDIO PRAZO

É importante destacar que no planejamento de médio prazo deve-se corrigir distorções, verificadas no curto prazo, decorrentes de desvios nas previsões de vazão e carga bem como em alterações na configuração do sistema gerador. Devido a essa necessidade o planejamento de médio prazo deve ser periodicamente refeito, sendo que a FIGURA 14 mostra o esquema utilizado na correção destes desvios.

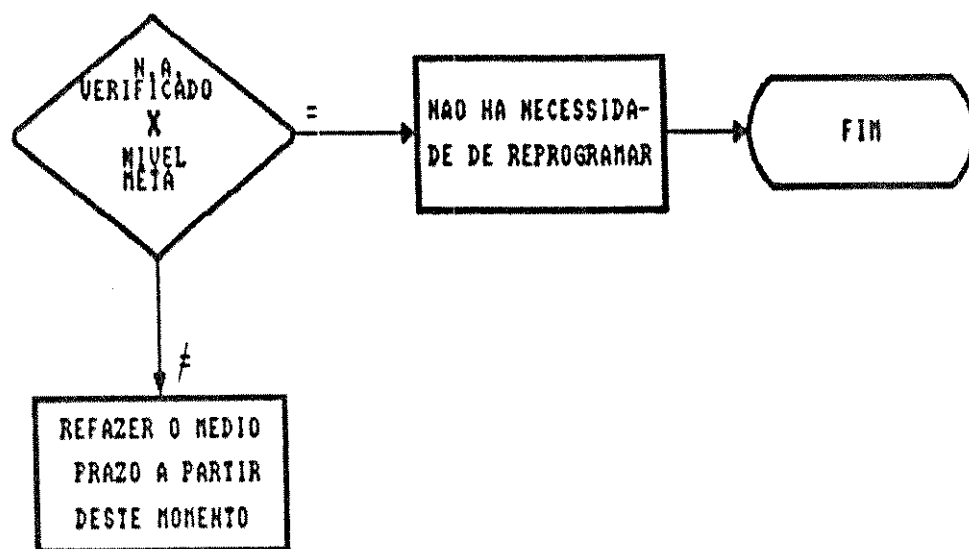


FIG. 14 - CORREÇÃO DE DESVIOS NO MEDIO PRAZO

3. CURTO PRAZO

O planejamento de Curto Prazo é composto de um programa de programação semanal e um de despacho econômico, cujos diagramas de bloco são mostrados na FIGURA 15.

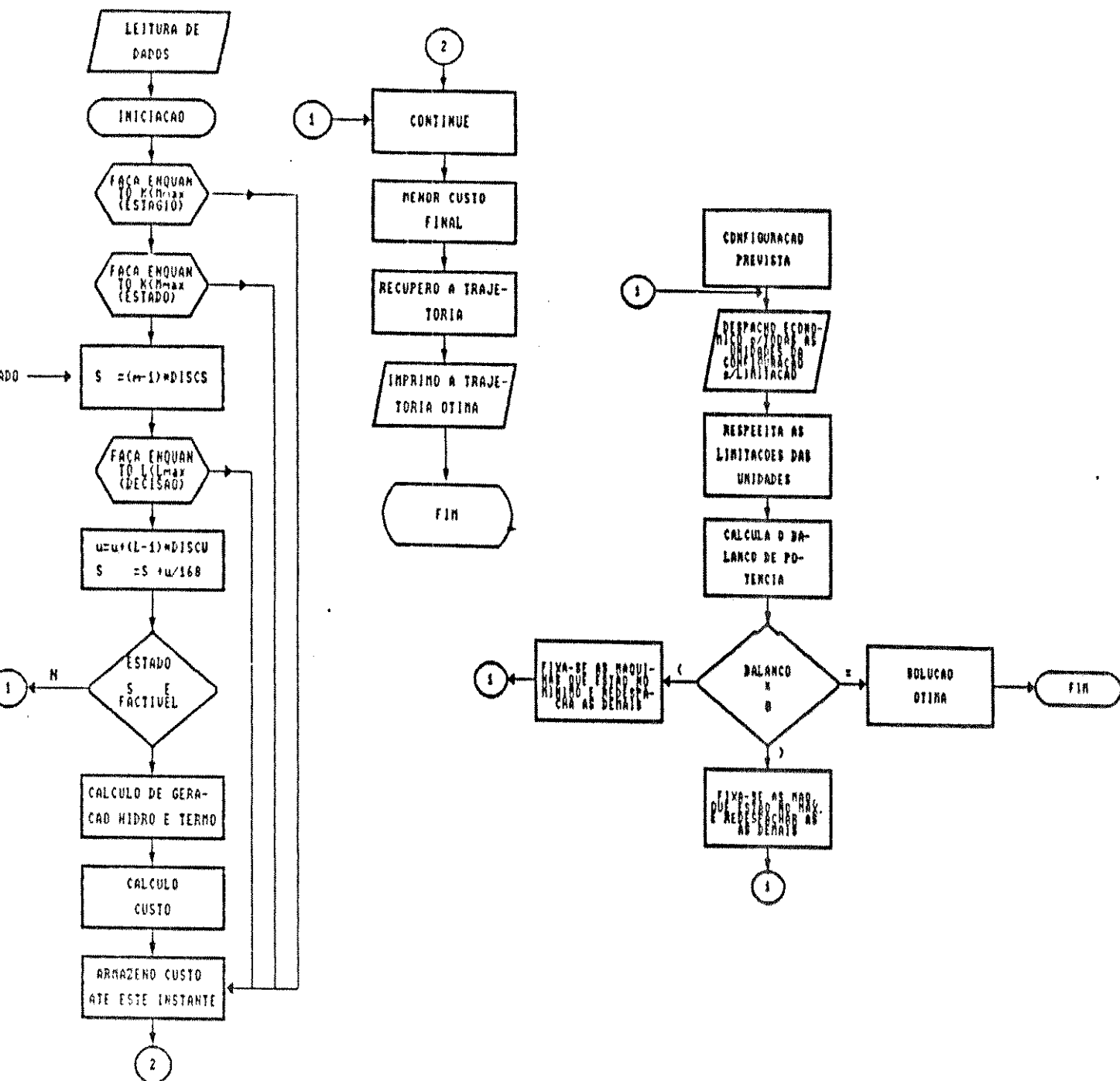


FIG. 15 - DIAGRAMAS DE BLOCOS DOS PROGRAMAS UTILIZADOS NO CURTO PRAZO

O Programa de Pré-Despacho utiliza o Método de Programação Dinâmica Determinística, sendo o número de estágios igual a 168 (número de horas semanais), o que ocasiona um tempo muito grande de processamento para uma discretização das decisões e estados aceitáveis. Afim de se diminuir este tempo de processamento e com a consideração que a meta semanal é cumprida, ou seja, a trajetória ótima se encontra em torno da linha que liga o estado inicial ao final, adotou-se um procedimento como mostra a FIGURA 16.

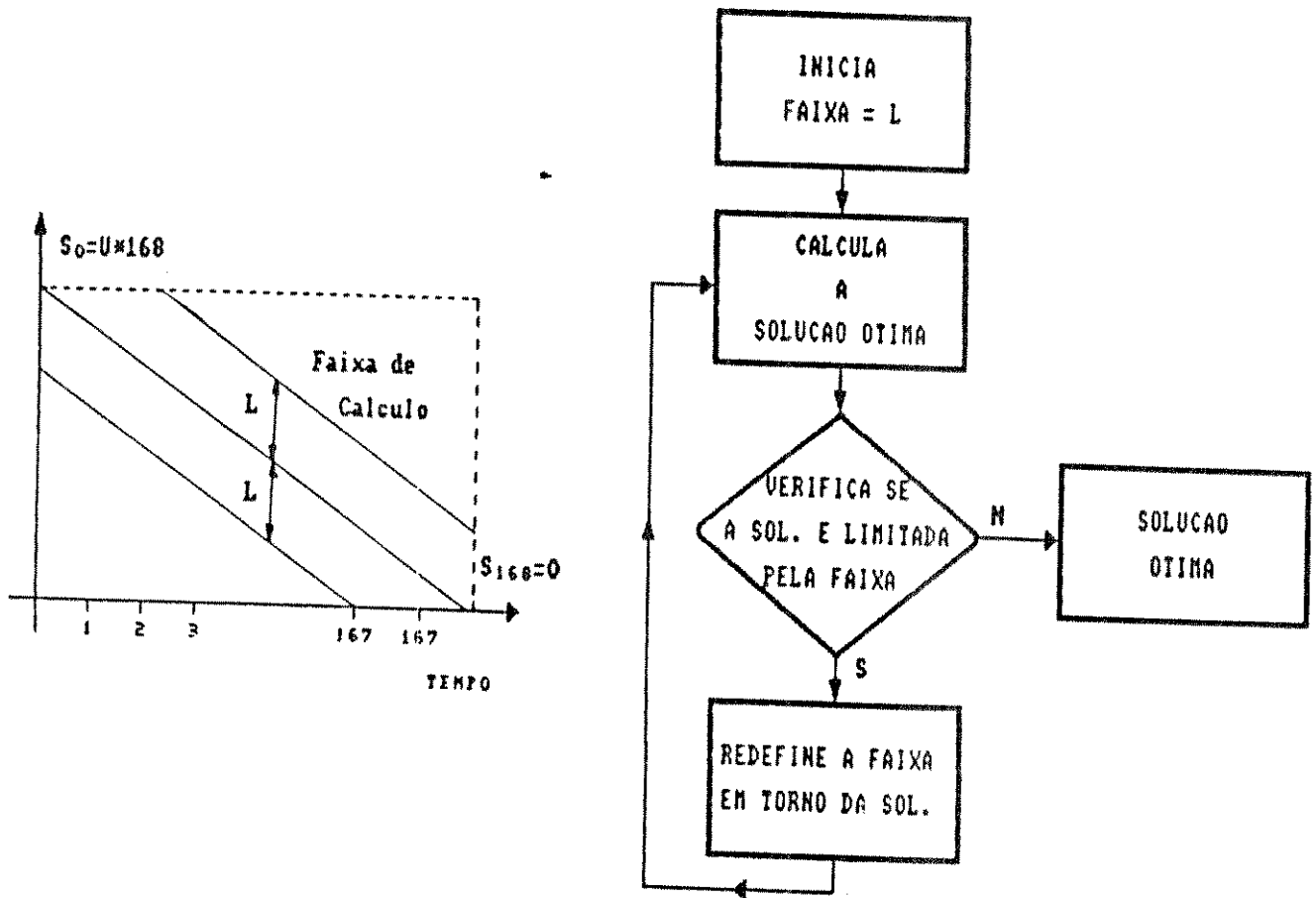


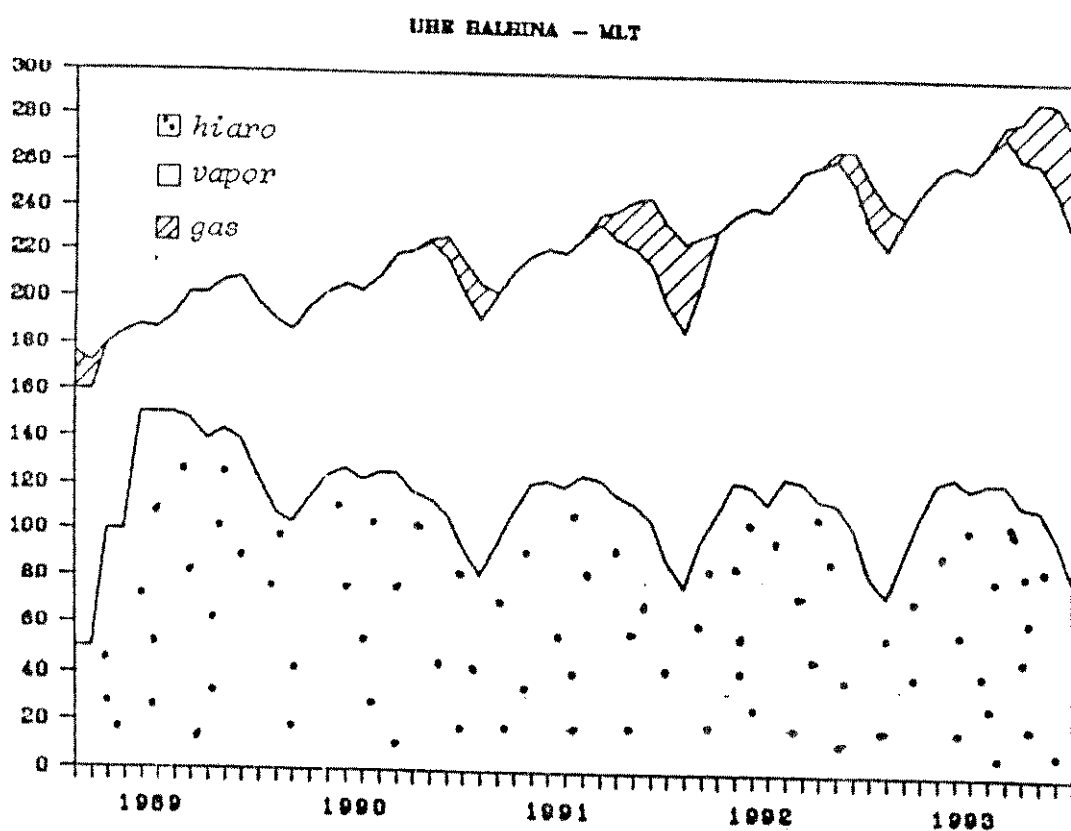
FIG. 16 - PROCEDIMENTO PARA REDUÇÃO NO TEMPO DE PROCESSAMENTO DO PROGRAMA DE PRÉ-DESPACHO

ITEM II - RESULTADOS

Apresentamos os resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta ao Sistema Hidrotérmico de Manaus, abrangendo desde análises de longo prazo até a determinação do programa horário de geração hidráulica e térmica.

1. LONGO PRAZO

Utilizando-se a modelagem descrita anteriormente, foi feita uma análise de atendimento ao mercado de Manaus para os próximos 5 anos, com discretização mensal, sendo a decisão de geração hidráulica e térmica retirada das tabelas de decisão da Programação Dinâmica Estocástica. A FIGURA 17 mostra o resultado da simulação para o período 1989/93 com a consideração de ocorrência da média e pior sequência do histórico de vazões afluentes ao Reservatório da UHE Balbina.



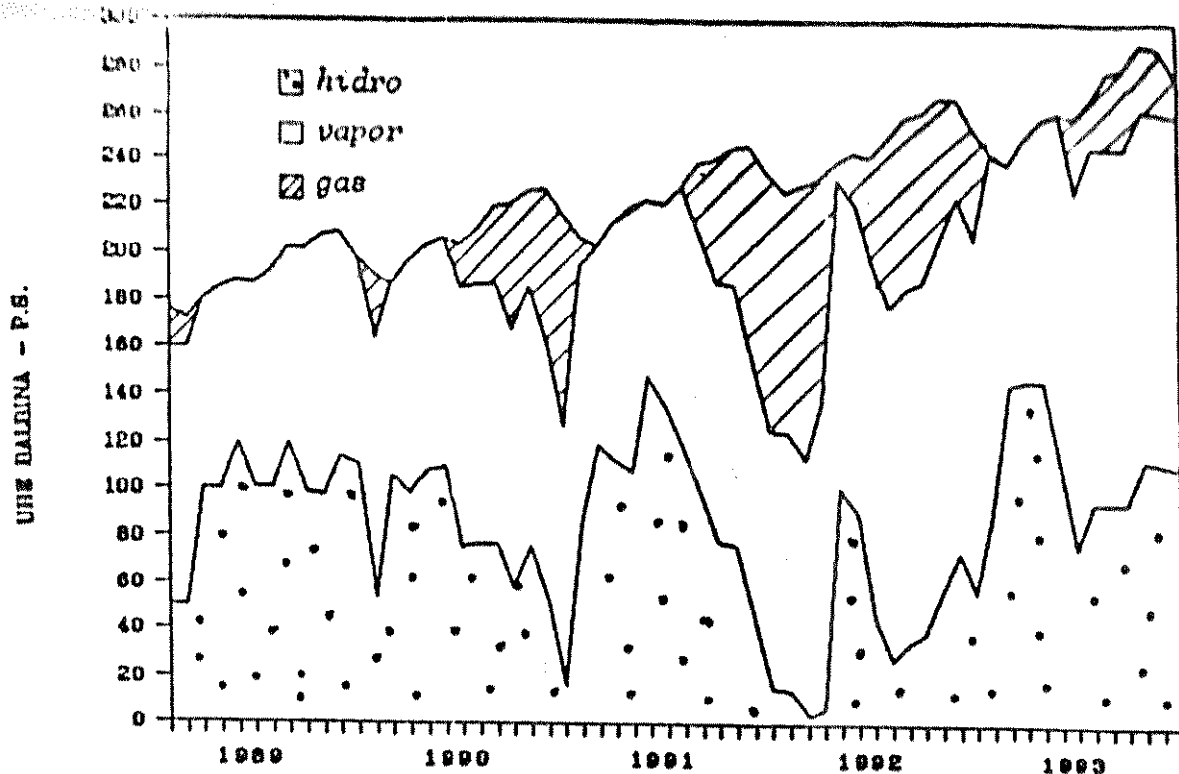


FIG. 17 - ATENDIMENTO AO MERCADO DE MANAUS (MLT E PIOR SEQUENCIA)

A FIGURA 18 ilustra o comportamento esperado do nível do Reservatório da UHE Balbina na ocorrência de vazões médias, sendo importante ressaltar a baixa probabilidade de vertimento nesta usina, que é decorrente do tamanho do reservatório em relação as vazões afluentes.

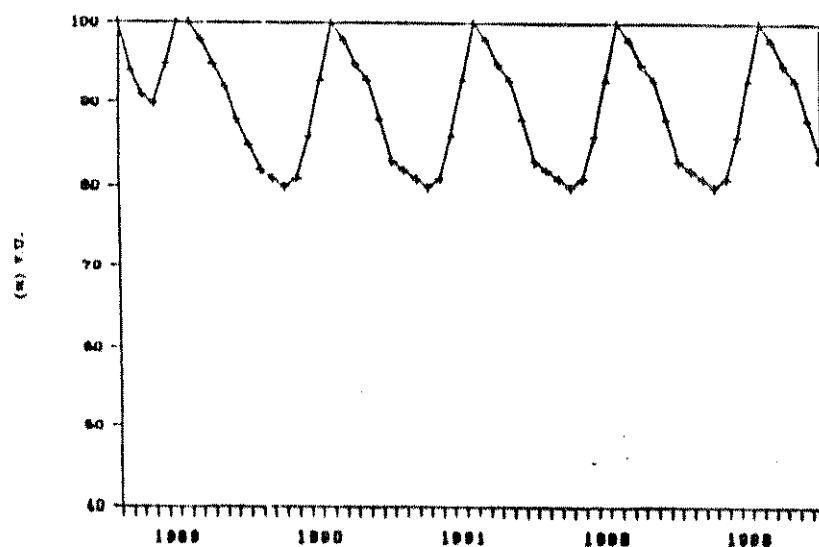


FIG.18 - COMPORTAMENTO DO RESERVATORIO DE BALBINA (VAZOES MEDIAS)

O elo de ligação entre o longo e médio prazo são as curvas mensais de custo esperado futuro de operação obtidas das tabelas de custo da Programação Dinâmica Estocástica (TABELA 4), sendo essas as condições de contorno do problema de médio prazo.

TAB. 4 - CUSTO ESPERADO FUTURO DE OPERAÇÃO - JULHO/90
(NCZ\$ X 1000)

vazao volume	464 550	550 677	677 786	786 893	893 1006	1006 1134	1134 1288	1288 1496	1496 1841	1841 2185
0	564302	544233	526607	510970	496589	481840	466100	447976	423230	391157
10	527180	508679	492096	477445	464251	450703	435891	418756	395994	366014
20	492489	475286	460087	446521	434050	421240	407554	391786	370473	342642
30	460447	444408	430019	417285	405810	394024	381381	366479	346678	321020
40	430240	415246	402020	390301	379690	368546	356654	342987	324850	300872
50	402104	388351	376069	364996	355036	344832	333947	321435	304475	282483
60	376165	363125	351656	341529	332422	323072	313074	301272	285613	265406
70	351615	339769	329307	320019	311658	302876	293474	282687	268330	249637
80	329235	318379	308759	300037	292170	284121	275538	265650	252381	234882
90	308700	298536	289485	281523	274454	267409	259815	250962	240365	225503
100	289388	280119	272130	265548	259200	253126	247188	239846	231631	221267

2. MÉDIO PRAZO

O horizonte de médio prazo é variável com a estação do ano (seca/chuvosa) e função da precisão dos modelos de previsão de

vazão baseados em séries temporais.

A TABELA 5 mostra o resultado de uma simulação considerando-se um horizonte trimestral (12 semanas) e a previsão de vazão sendo a média do histórico neste período.

TAB. 5 - SIMULAÇÃO - MESES - MAI/JUN/JUL - VAZOES MÉDIAS DO HISTÓRICO

SEMANA	V.U. (%)	G.NID (MMED)	G.TER (MMED)
1	84	144	46
2	87	145	45
3	90	155	45
4	92	175	45
5	95	156	44
6	97	176	44
7	98	205	45
8	100	159	41
9	100	145	35
10	100	167	33
11	100	158	32
12	100	182	38

Supondo a ocorrência da pior vazão e de 80% da média do histórico neste período e utilizando revisões no planejamento sempre que o desvio entre o nível previsto e o realizado for maior que 3% do volume útil, adaptando-se o planejamento futuro com as novas informações de nível de partida obtém-se os resultados apresentados na TABELA 6, que também apresenta uma comparação com as decisões ótimas caso fossem conhecidas a priori

TAB. 6 - COMPARATIVO SITUAÇÃO OTIMISTA x REALIZADO COM REPROGRAMAÇÃO - PIOR VAZÃO/80% DA MLT

SEMANA	PIOR VAZÃO				80 X DA MLT			
	G.TER (MMED)		G.HID (MMED)		G.TER (MMED)		G.HID (MMED)	
	V.OTIM	V.REAL	V.OTIM	V.REAL	V.OTIM	V.REAL	V.OTIM	V.REAL
1	101	46	89	144	86	46	104	144
2	101	45	89	145	85	45	103	145
3	101	47	99	153	85	45	113	155
4	102	61	118	159	86	45	134	175
5	100	84	100	116	83	34	117	166
6	101	89	119	131	84	33	136	167
7	104	96	146	154	85	86	165	162
8	98	96	102	104	81	83	119	117
9	96	98	84	82	79	80	101	100
10	98	103	102	97	80	81	120	119
11	96	103	94	87	78	80	112	110
12	99	109	121	111	80	82	140	138

Deve-se observar que na simulação anterior não foi introduzida correção na previsão de vazão, mantendo-se sempre a média do histórico como previsão futura. As FIGURAS 19 e 20 mostram o comportamento do reservatório caso tivéssemos conhecimento das vazões (pior e 80% MLT) e a curva real descrita neste período.

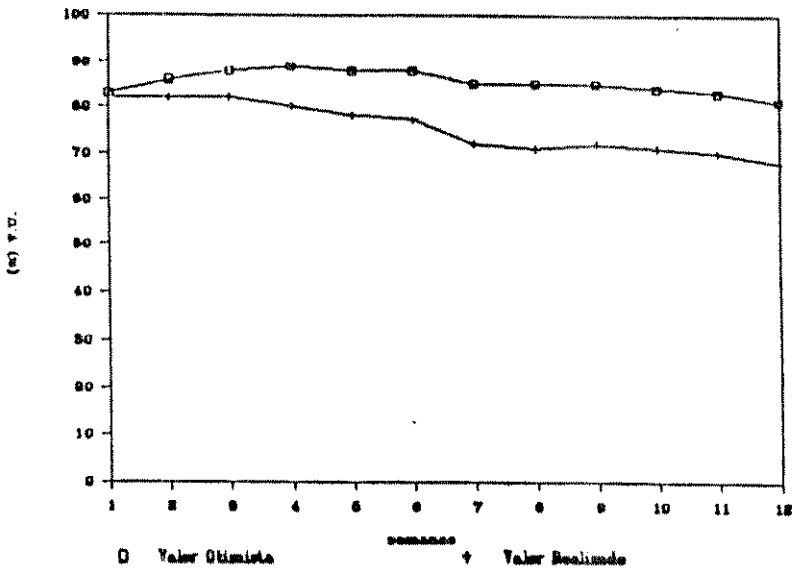


FIG. 19 - COMPORTAMENTO DO RESERVATÓRIO - VALOR REALIZADO x VALOR OTIMISTA - PIOR VAZÃO

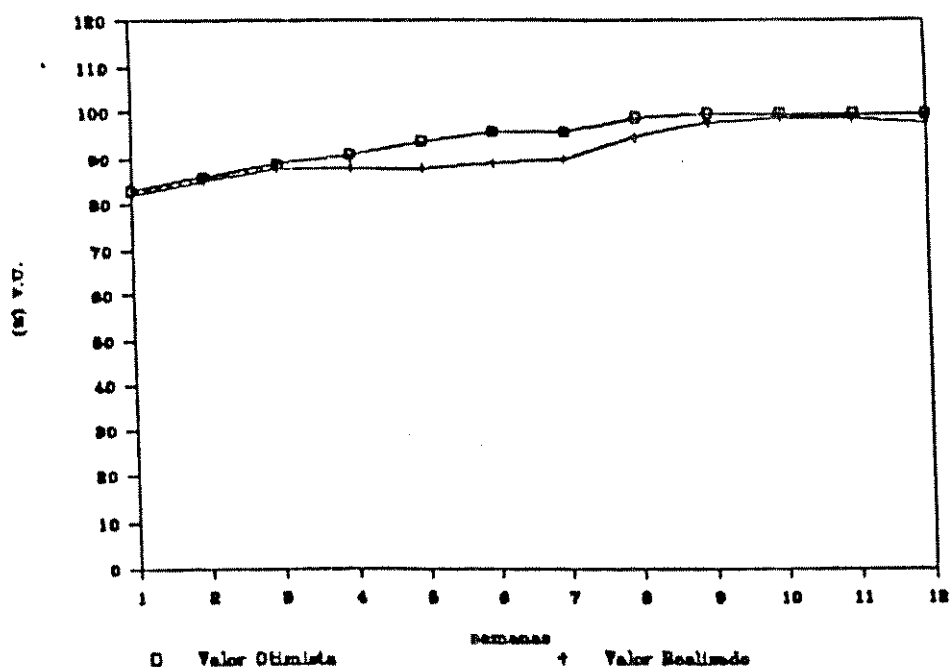


FIG. 20 - COMPORTAMENTO DO RESERVATÓRIO - VALOR REALIZADO x VALOR OTIMISTA - 80% MLT

Podemos observar que o procedimento de revisões no médio prazo é bastante eficiente mesmo sem correção na previsão de vazão com desvio máximo previsto no período de 13% no volume útil, sendo esperado um resultado bem melhor com a introdução de um modelo de previsão com base em séries temporais.

3. CURTO PRAZO

Considerando a disponibilidade de água do reservatório, para uma semana, de 400 m³/s (meta semanal) e a curva de carga prevista (CAPÍTULO I) para esta semana foi utilizado o modelo de pré-despacho para determinação da configuração das unidades a vapor e do respectivo programa horário de geração (FIGURA 21).

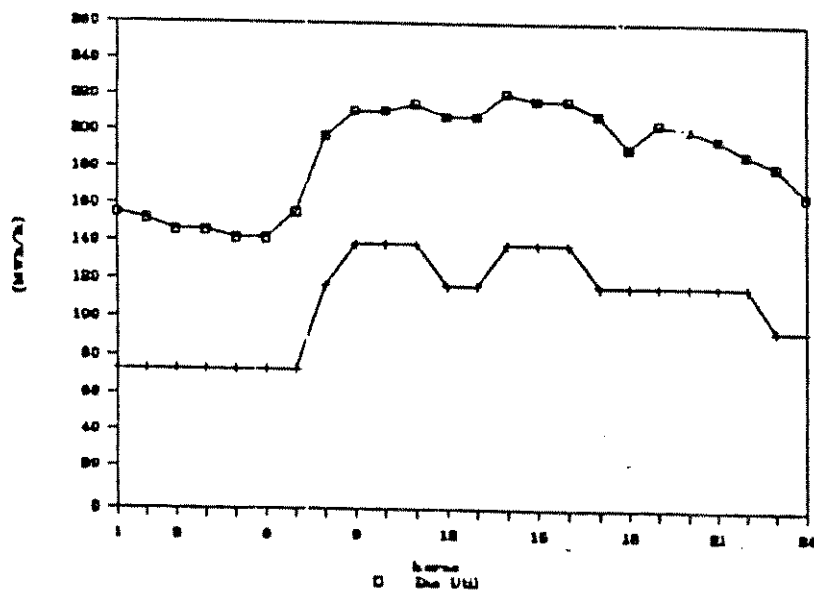
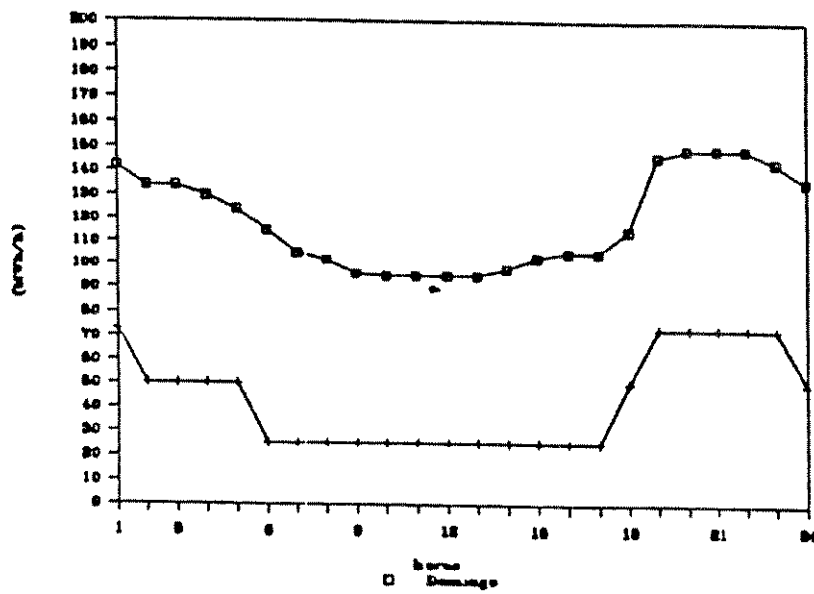
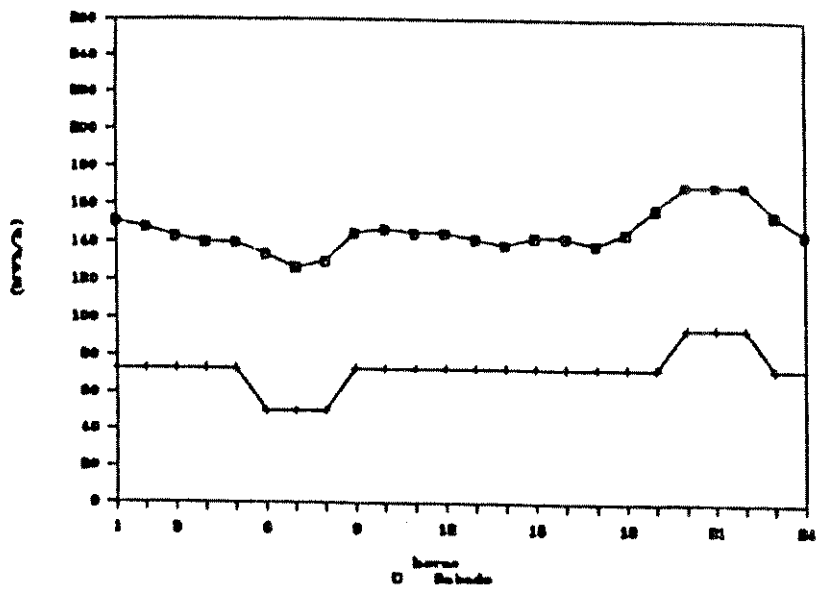


FIG. 21 - CONFIGURAÇÃO TÉRMICA - PROGRAMA HORÁRIO DE GERAÇÃO

Com a definição do montante de geração térmica horária e a configuração de unidades térmicas determina-se o programa de geração térmica por unidades (TABELA 7).

TAB. 7 - PROGRAMA HORÁRIO DE GERAÇÃO TÉRMICA POR UNIDADES

hrs	USINA I				USINA II				USINA ELITRON						BOA		CARGA
	61	62	63	64	61	62	63	64	61	62	63	64	65	66	61	62	
1	4.8	1	7.0	1	12	1	45	45	0	0	0	0	0	0	0	16	130
2	4.2	1	6.8	1	12	1	45	45	0	0	0	0	0	0	0	16	129
3	4.0	1	4.0	1	10	1	45	30	0	0	0	0	0	0	0	16	109
4	4.0	1	4.0	1	10	1	45	38	0	0	0	0	0	0	0	16	117
5	4.0	1	4.0	1	10	1	45	41	0	0	0	0	0	0	0	16	120
6	4.0	1	4.0	1	10	1	45	45	0	0	0	0	0	0	0	16	124
7	5.5	1	7.0	1	12	1	45	45	0	0	0	0	0	0	16	16	145
8	7.0	1	7.0	1	12	1	45	45	12	0	17	0	0	0	18	22	185
9	7.0	1	7.0	1	12	1	45	45	7	0	11	0	11	11	18	22	196
10	7.0	1	7.0	1	12	1	45	45	7	0	13	0	13	13	18	22	202
11	7.0	1	7.0	1	12	1	45	45	7	0	14	0	14	14	18	22	205
12	7.0	1	7.0	1	12	1	45	45	7	0	11	0	11	11	18	22	196
13	7.0	1	7.0	1	12	1	45	45	7	0	14	0	14	14	18	22	205
14	7.0	1	7.0	1	12	1	45	45	7	0	16	0	16	15	18	22	210
15	7.0	1	7.0	1	12	1	45	45	5	0	17	0	17	15	18	22	210
16	7.0	1	7.0	1	12	1	45	45	7	0	14	0	14	14	18	22	205
17	7.0	1	7.0	1	12	1	45	45	7	0	12	0	12	12	18	22	199
18	7.0	1	7.0	1	12	1	45	45	7	0	7	0	6	6	18	18	180
19	7.0	1	7.0	1	12	1	45	45	7	0	11	0	11	11	18	22	196
20	7.0	1	7.0	1	12	1	45	45	7	0	9	0	9	9	18	22	190
21	7.0	1	7.0	1	12	1	45	45	7	0	14	0	0	14	18	22	191
22	7.0	1	7.0	1	12	1	45	45	7	0	11	0	0	11	18	22	185
23	7.0	1	7.0	1	12	1	45	45	7	0	15	0	0	0	18	22	178
24	7.0	1	7.0	1	12	1	45	45	0	0	7	0	0	0	18	20	163

OBS.: O CARACTER 1 INDICA INDISPONIBILIDADE.

C A P Í T U L O I V

C O N C L U S Õ E S

A cadeia de planejamento discutida anteriormente, cujo objetivo é a determinação de uma política para a operação econômica do Sistema Hidrotérmico de Manaus, será implementada a partir de Julho/89. A metodologia proposta baseou-se na utilização de ferramentas que permitissem uma flexibilidade para adequação dos objetivos esperados (economia) às condições operativas do sistema, procurando incorporar a experiência da ELETRONORTE na operação das usinas térmicas de Manaus.

Os resultados obtidos demonstram que a cadeia proposta atende as restrições operativas e funcionais do sistema, mas devido ao ineditismo da aplicação desta modelagem no Brasil, principalmente no que diz respeito ao médio e curto prazo, alguns pontos deverão ter seu desempenho e concepção ajustados, decorrentes das observações retiradas do dia-a-dia da operação e

início da operação da UHE Balbina. Estes ajustes na metodologia devem levar em conta alguns aspectos já identificados durante a elaboração deste trabalho, sendo que desenvolvimentos futuros deverão contemplar as seguintes observações:

1. LONGO PRAZO

Na modelagem proposta para a solução do problema de longo prazo, considerou-se o horizonte de estudo de 5 anos compatível com a estrutura funcional das empresas do setor elétrico, nas quais os estudos quinquenais são de responsabilidade da operação, sendo esta a fronteira entre a operação e o planejamento da expansão. Este horizonte foi determinado levando-se em consideração a capacidade de regulação dos reservatórios da Região Sudeste e o longo prazo de execução dos empreendimentos hidroelétricos. É necessário, portanto, uma reavaliação do horizonte de longo prazo considerando-se a capacidade de regulação do reservatório da UHE Balbina, de forma a atender os requisitos peculiares do Sistema Manaus.

2. MÉDIO PRAZO

A melhoria no desempenho da modelagem utilizada na solução do problema de médio prazo está vinculada a implementação de um modelo de previsão de vazões afluentes em base semanal que minimizaria a necessidade de reprogramações, devido a desvios em relação a meta semanal prevista para o reservatório. Com a implantação deste modelo poderia ser determinado também o

horizonte do médio prazo em função do período do ano (estação seca/chuvosa), adequando-se assim o grau de conhecimento das vazões e conseqüentemente a possibilidade de determinação de uma política de operação mais econômica, com a capacidade de previsão deste modelo.

3. CURTO PRAZO

Em relação a modelagem proposta para o curto prazo é necessário que haja uma realimentação por parte do pessoal de operação, após o primeiro ano de utilização, para que se possa definir sobre as restrições impostas atualmente a mudança de configuração do parque térmico principalmente com respeito as unidades a vapor. Com a sensibilidade adquirida após este primeiro ano, questões como: colocação de unidades em reserva fria ou quente; tempo para mudança de estado (liga-desliga); cronograma de manutenção otimizado; serão respondidas. Com estas definições poderá ser implementado um modelo para solução do problema de otimização do despacho de geração horário, que leve em consideração a determinação da configuração ótima das unidades do parque térmico, em substituição a heurística proposta neste trabalho. Outro aspecto a ser analisado é a necessidade de implementação de modelos que levem em conta a factibilidade do programa horário de geração com relação a restrições elétricas que poderão ser detectadas quando da implantação do sistema de transmissão e subtransmissão associado ao parque gerador.

Conforme foi mostrado anteriormente, a metodologia proposta deve ser dinâmica e constantemente reavaliada em função da evolução do sistema e do aumento de experiência obtida na sua operação diária. Ressalta-se também que este trabalho constitui-se na base para a busca de uma estrutura de planejamento da operação adequada a sistemas com porte e características similares ao Sistema Hidrotérmico de Manaus, como por exemplo o Sistema Hidrotérmico Acre-Rondônia com início de operação previsto para junho/90 com a entrada em operação da UHE Samuel.

REFERENCIAS

1. Pereira M.V.F. - Optimal Scheduling of Hydrothermal Systems - An Overview. Ifac Electric Energy Systems. Rio de Janeiro (1985)
2. Arvantidis, N. Rosing, J.(1970) - Composite Representation of a Multi-Reservoir Hydroelectric Power System, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 2, February 1970
3. Metodologia para Planejamento da Operação Energética - Relatório 04/80, Grupo de Trabalho de Metodologia e Critérios, Subcomitê dos Estudos Energéticos, Grupo Coordenador da Operação Interligada, Novembro/1980
5. Determinação de Intercâmbios de Energia entre Subsistemas Equivalentes pela Equalização dos Valores da Água - Relatório 01/87, Grupo de Trabalho de Metodologia e Critérios, Subcomitê de Estudos Energéticos, Grupo Coordenador da Operação Interligada, dezembro/1987.
5. Soares S.- Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos SBA: Controle de Automação, Vol. 1, Nr. 2, pp 122-131
6. Hascon M.A., Lafond L., Lasdon L., Pronovost G. - Modeling and Resolution of the Medium Term Energy Generation Planning Problem for a Large Hydro-Electric System - Management Science, Vol. 26, Nr. 7, Jul/1980

7. Brito Sérgio de S., Camazzato Izaltino, Almeida José E.B., Pantoja João Fernando A.O. - Aplicação da Programação Dinâmica Estocástica na Determinação de Decisões Ótimas de Operação para um Sistema Hidro-Termo-Elétrico - Centrais Elétricas de Furnas S/A, Departamento de Planejamento Energético, 1973
8. Hicks R.H., Gagnon C.R., Jacoby S.L.S, Kowalik J.S. - Large Scale, Nonlinear Optimization of Energy Capability for the Pacific Northwest Hydroelectric System - IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS 93, fevereiro/1974
9. Luenberg D.G. - Linear and Nonlinear Programing - Second Edition - Addison-Wesley Publishing Company - 1984
10. Bazaraa M.S., Shetty C.M. - Nonlinear Programing (Theory and Algorithms) - John Wiley & Sons - 1979
11. Arduino A. - Programação Dinâmica - COPPE/UFRJ - Apostilha
12. Van Meeteren H.P. - Scheduling of Generation and Allocation of Fuel, Using Dynamic and Linear Programming - IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems - Vol. PAS 103,num.7,July 1984
13. Pang C.K., Chen H.C. - Optimal Short-Term Thermal Unit Commitment - IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems - Vol. PAS-95, jul/ago 1976.