

MODELO DINÂMICO IMPLICITAMENTE ESTOCÁSTICO PARA OTIMIZAR  
A OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO INTEGRADO  
DA REPÚBLICA DO PANAMÁ

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
INSTITUTO DE PESQUISAS HIDRÁULICAS

MODELO DINÂMICO IMPLICITAMENTE ESTOCÁSTICO PARA OTIMIZAR  
A OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO INTEGRADO  
DA REPÚBLICA DO PANAMÁ

ARNO MASCHMANN DE OLIVEIRA

Curso de Pós-Graduação em Recursos Hídricos e Saneamento

Dissertação de Mestrado

Porto Alegre, RS, janeiro de 1985

Trabalho realizado sob a orientação do professor DR. ANTÔNIO EDUARDO LANNA, e apresentado ao Instituto de Pesquisas Hidráulicas da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como requisito parcial para a obtenção do título de "Mestre em Engenharia Civil".

## AGRADECIMENTOS

Gostaria de deixar gravado, neste trabalho, uma homenagem póstuma aos panamenhos Ascanio Villalás, Edwin Fabrega e Omar Torrijos Herrera, por terem feito Bayano uma realidade na soberania do seu país.

Este trabalho foi desenvolvido em sua maioria no ano de 1981, quando o autor desempenhava a função de hidrologista no "Instituto de Recursos Hidraulicos y Electrificación" na República do Panamá. Por isto a realização do mesmo se deve às excelentes condições de trabalho na instituição e em especial ao Departamento de Hidrometeorologia, aonde quero deixar meus agradecimentos aos Hidrologistas Jesus Cisneros e José Iriarte e às Engenheiras Cláudia Candanedo, Dalys Espinosa e Josefina Tovar, por haverem contribuído mais diretamente para minha familiarização com o sistema Bayano.

O desenvolvimento final e a redação desta dissertação só foi possível graças ao apoio encontrado no Instituto de Pesquisas Hidráulicas da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, e muito em especial ao meu orientador, Antônio Eduardo Lanna, quem inicialmente me introduziu à Programação Dinâmica e aos Modelos Estocásticos e depois incentivou minha criatividade, bem como, fez críticas e comentários fundamentais para a elaboração final deste trabalho.

Finalmente, quero dedicar esta dissertação aos meus filhos Arthur e Yatska, pela motivação que me trouxeram para a realização desta contribuição científica ao seu país de nascimento.

## SINOPSE

O modelo de otimização proposto almeja minimizar o custo de operação das usinas térmicas complementares às hidrelétricas do Sistema Integrado de Energia Elétrica da República do Panamá. Ele está formado pela combinação de um modelo estocástico com um modelo de decisão. O modelo de decisão está formulado com programação dinâmica discreta, onde os estágios são as semanas, a variável de estado é a energia armazenada no Lago Bayano e a variável de decisão é a geração semanal da hidrelétrica deste lago.

O método desenvolvido demonstrou suas vantagens sobre os tradicionais implicitamente estocásticos, por ser operado em tempo real, permitindo uma constante atualização da configuração do sistema, e não exigir grande esforço computacional para simular períodos que iniciam com situações extremas de secas ou enchentes.

## SUMMARY

The optimization model proposed is intended to minimize operational cost of thermal power stations complementing the hydropower stations of the Integrated System for Electric Power in the Republic of Panama. It consists of the combination of a stochastic model with a decision model. The decision model was formulated by discrete dynamic programming in which the stages are weeks, the state variable is energy stored in Lago Bayano, and the decision variable is the weekly hidropower generation from this lake.

The method which was developed presented advantages as compared to the traditional implicit stochastic ones, since it can be operated in real time and thus allows constant updating for the system configuration and does not require much computing to simulate periods which begin in extreme drought or flood situations.

## SUMÁRIO

SINOPSE .....	6
SUMMARY .....	7
CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO .....	13
1.1 - Generalidades .....	14
1.2 - Objetivos .....	15
CAPÍTULO 2 - DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO PANAMENHO....	16
2.1 - Introdução .....	17
2.2 - Organização do setor de energia elétrica .....	17
2.3 - Sistema elétrico existente (1980) .....	18
2.4 - Desenvolvimento histórico da demanda de energia...	19
2.5 - Descrição do sub-sistema de geração .....	21
CAPÍTULO 3 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	25
3.1 - Introdução .....	26
3.2 - Análise da política ótima .....	27
3.3 - Programação dinâmica - Formulação básica .....	28
3.4 - Programação dinâmica explicitamente estocástica...	32
3.5 - Programação dinâmica implicitamente estocástica...	36
3.6 - Otimização estocástica alternativa .....	41
CAPÍTULO 4 - METODOLOGIA .....	45
4.1 - Introdução .....	46
4.2 - Modelo estocástico utilizado .....	48
4.3 - Modelo de decisão .....	49
CAPÍTULO 5 - APLICAÇÃO .....	53
5.1 - Tratamento dos dados existentes .....	54

5.2 - Estrutura do modelo estocástico .....	55
5.3 - Estrutura do modelo decisório .....	56
5.3.1 - Custo operacional .....	60
5.3.2 - Energia fornecida pela vazão afluente .....	62
5.4 - Operação do modelo .....	63
CAPÍTULO 6 - RESULTADOS .....	64
CAPÍTULO 7 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES .....	77
CAPÍTULO 8 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	81



## LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1 - Capacidade nominal instalada das unidades do sub-sistema de geração de energia elétrica (1980) .....	19
Quadro 2.2 - Distribuição dos consumidores (1980).....	20
Quadro 2.3 - Evolução da demanda de ponta .....	21
Quadro 2.4 - Características das centrais hidrelétricas (1980) .....	22
Quadro 2.5 - Usinas térmicas do sistema integrado com seus custos (1980) .....	24
Quadro 3.1 - Comparação da otimização implicitamente estocástica com estocástica alternativa.....	44
Quadro 5.1 - Características energéticas da represa bayano .....	57
Quadro 5.2 - Custos variáveis da geração térmica .....	61
Quadro 6.1 - Custos do período simulado no primeiro exemplo .....	66
Quadro 6.2 - Custos do período simulado no segundo exemplo .....	69
Quadro 6.3 - Custos do período simulado no terceiro exemplo .....	72
Quadro 6.4 - Custos com otimizações sucessivas e custos reais .....	74

## LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 - Esquema do fluxo das decisões .....	29
Figura 3.2 - Fluxograma do processamento explicitamente estocástico com programação dinâmica.....	34
Figura 3.3 - Fluxograma do processamento implicitamente estocástico .....	37
Figura 3.4 - Fluxograma da otimização estocástica alternativa .....	43
Figura 4.1 - Estrutura da programação .....	47
Figura 4.2 - Cálculo recursivo do custo mínimo .....	52
Figura 5.1 - Fluxograma das decisões tomadas .....	58
Figura 6.1 - Variação do valor médio do custo mínimo para diversas gerações da primeira semana para o período simulado no primeiro exemplo..	67
Figura 6.2 - Histograma dos custos do período simulado no segundo exemplo (Sem. 3 a 12, Ano 1980)....	70
Figura 6.3 - Histograma dos custos do período simulado no terceiro exemplo (Sem. 3 a 52, Ano 1979)...	73

CAPÍTULO 1

---

INTRODUÇÃO

---

## 1.1 - GENERALIDADES

A disponibilidade de energia elétrica gerada com baixo custo tem sido um fator determinante no desenvolvimento atual da economia da maioria dos países. Aqueles que contam com sistema de geração elétrica combinado entre térmicas e hidrelétricas procuram otimizar o uso destas hidrelétricas de maneira que o custo com os geradores térmicos sejam o menor possível.

A geração de energia termelétrica, com combustível fóssil ou fissão nuclear, pode ser prevista de maneira determinística. Conhecendo a demanda e a capacidade efetiva instalada, somente será necessário o armazenamento do combustível previamente calculado.

A geração de energia hidrelétrica sem reservatório de suprimento é totalmente aleatória, podendo ser feita apenas uma previsão probabilística, porque a mesma está presa às vazões afluentes futuras. As hidrelétricas com reservatório de suprimento podem redistribuir a energia proveniente das vazões afluentes de maneira que, junto com as demais unidades, satisfaçam a demanda do sistema.

Na otimização do processo de repartição da geração hidrotérmica existe também a possibilidade de intercâmbio de recursos com o futuro, obedecendo as limitações do sistema. Desta maneira, um volume de água disponível hoje em um reservatório de suprimento poderá gerar energia no futuro quando vier a substituir um gerador térmico de alto custo operacional, na medida em que exista espaço para armazená-lo no reservatório.

## 1.2 - OBJETIVOS

O presente trabalho visa a resolver um problema real na área de otimização dos recursos hídricos para geração energética, desenvolvendo adaptações em métodos tradicionais de otimização da operação de reservatórios para atender as necessidades do sistema elétrico integrado da República do Panamá. Mais especificamente, almeja-se desenvolver um método computacional que forneça semanalmente a geração recomendada para a hidrelétrica do Lago Bayano, para se obter o menor custo acumulado das térmicas complementares ao sistema, em um longo período.

CAPÍTULO 2

---

DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO PANAMENHO

---

## 2.1 - INTRODUÇÃO

O sistema elétrico integrado panamenho é formado por um grande número de pequenos geradores para comunidades isoladas e uma coluna vertebral de linhas de transmissão ligando as maiores cidades e centros produtores de energia, através de um sistema elétrico integrado.

O Instituto de Recursos Hidraulicos y Electrificación - IRHE (1980) tem procurado absorver a geração e o suprimento de todas as empresas com geração própria na República do Panamá, para fazer parte do sistema elétrico integrado sempre que possível e, desde 1972, está caminhando para a monopolização da geração e distribuição da energia elétrica do país.

## 2.2 - ORGANIZAÇÃO DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

O Instituto de Recursos Hidraulicos y Electrificación (IRHE), criado em 1961, é uma entidade autônoma do Governo nacional, única responsável de suprir eletricidade ao público na República do Panamá. Está, entretanto, autorizada a geração de energia elétrica pelos autônomos e pelo Canal do Panamá

para seu próprio consumo.

A Junta Diretora do IRHE é a encarregada de regular o bom funcionamento da Instituição. O diretor é designado pelo Presidente da República, não existindo um corpo separado para regular o setor energia. As tarifas elétricas tem que ser aprovadas pelo Executivo sob recomendação da Junta Diretora do IRHE.

O orçamento anual do IRHE está sujeito à aprovação da Comissão Financeira Nacional, dirigida pelo Vice-Presidente da República e composta pelos Ministros do Planejamento e Política Econômica, da Fazenda e Tesouro, o Controlador Geral da República e o Gerente do Banco Nacional.

### 2.3 - SISTEMA ELÉTRICO EXISTENTE (1980)

O Sistema Elétrico Integrado está formado por um sub-sistema de transmissão que serve de coluna vertebral ao mesmo, e um sub-sistema de geração com capacidade instalada acima de 500 MW, metade em instalações hidrelétricas. Ao nível nacional a capacidade instalada se resume no Quadro 2.1.

O sub-sistema de transmissão do país consta de 500 km de linha de 230 KV, 275 km de linha de 115 KV e 550 km de linhas de 44 e 34,5 KV.

As subestações mais importantes somam uma capacidade transformadora de 650 MVA.



QUADRO 2.1 - CAPACIDADE NOMINAL INSTALADA DAS UNIDADES DO SUB SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (1980)

INSTITUIÇÃO	HIDRELÉTRICA		TERMELETRICAS		TOTAL	
	(MW)	%	(MW)	%	(MW)	%
IRHE.....	256	85	294	63	550	72
Autônomos.....	-	-	55	12	55	12
Canal.....	46	15	119	29	165	21
TOTAL.....	302	39	468	71	770	100

#### 2.4 - DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO DA DEMANDA DE ENERGIA

O desenvolvimento da produção e do consumo de energia elétrica no país, nos últimos 10 anos, tem sido, como ocorre em grande parte do mundo, afetado pelas significativas mudanças na economia nacional, o alto preço do combustível e a inflação mundial. A experiência destes últimos anos tem demonstrado que o produto interno bruto panamenho cresceu a uma taxa de 6,6% anual entre os anos de 1968 a 1974.

Desde 1974 observamos um decréscimo substancial no crescimento do PIB e, conseqüentemente, uma diminuição no crescimento anual da demanda de energia elétrica.

As vendas de energia elétrica haviam tido um crescimento anual de 11,4% entre 1968 a 1974. Esta porcentagem diminuiu para 6,7% entre 1974 a 1980. Isto reflete as condições econômicas anteriormente descritas.

A distribuição relativa dos consumidores em 1980 se resume no Quadro 2.2.

QUADRO 2.2 - DISTRIBUIÇÃO DOS CONSUMIDORES (1980)

SETOR	ENERGIA ANUAL CONSUMIDA (GWh)	PROPORÇÃO (%)
Residencial.....	457	32,6
Comercial.....	479	34,2
Industrial.....	184	13,1
Estado.....	281	20,1

Como se nota, o consumo comercial é alto, refletindo a função do país como centro internacional bancário comercial, uma vez que o clima quente exige grande consumo de energia para refrigeração de grandes edifícios e centros comerciais. O setor residencial, historicamente, tem representado a terceira parte do consumo total. O crescimento deste setor está relacionado com vários fatores tais como: o crescimento populacional, número de residências, níveis de renda e desenvolvimento da eletrificação rural.

No Quadro 2.3 pode ser observado o crescimento da demanda de ponta no sistema integrado, o fator de carga e a geração bruta, entre os anos de 1973 a 1980.

QUADRO 2.3 - EVOLUÇÃO DA DEMANDA DE PONTA

ANOS	DEMANDA (MW)	FATOR DE CARGA (%)	GERAÇÃO BRUTA (GWh)
1973	176	73,17	1075
1974	188	68,56	1170
1975	197	69,18	1220
1976	228	66,30	1381
1977	236	69,16	1458
1978	252	65,62	1481
1979	285	68,48	1763
1980	305	65,46	1812

## 2.5 - DESCRIÇÃO DO SUB-SISTEMA DE GERAÇÃO

As hidrelétricas da República do Panamá contam apenas com a represa do Rio Bayano para armazenar energia de uma estação úmida para outra seca, inter-anualmente.

Conforme pode ser comprovado com o Quadro 2.4, a referida hidrelétrica também possui uma capacidade limitada de geração. De acordo com estas limitações será desenvolvido um modelo para otimizar o uso deste lago dentro do sistema elétrico integrado.

A Hidrelétrica Bayano tem capacidade de regularizar 100% da vazão, não sendo, na maior parte das situações, necessário verter água, quando operada adequadamente. As hidrelé-

tricas La Estrella e Los Valles possuem apenas um pequeno reservatório para garantir o consumo nas horas da geração de ponta. As hidrelétricas Yeguada e Chiriqui possuem apenas tomadas de água em um rio, não sendo disponíveis informações adicionais.

QUADRO 2.4 - CARACTERÍSTICAS DAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS (1980)

CARACTERÍSTICAS	HIDRELÉTRICAS		
	Bayano	La Estrella	Los Valles
Área de drenagem (km <sup>2</sup> ).....	3 652	109	50
Vazão média (m <sup>3</sup> /s).....	170	7,8	5,9*
Elevação da crista (MSNM)....	64,5	984	605
Altura da Represa (m).....	70	18	3
Nível Máximo do lago (MSNM)..	62,5	978,5	604
Nível Mínimo do lago (MSNM)..	47	973,5	-
Nível de descarga (MSNM).....	8,5	604	310
Volume máximo do lago (MMC)..	4 100	-	-
Volume útil do lago (MMC)....	3 200	-	-
Capacidade instalada (MW)....	150	43	47
Energia média anual (GWh)....	600	228	269
Energia do ano seco (GWh)....	351	177	201

\*Nesta vazão soma-se a descarga das turbinas de La Estrella.

OUTRAS HIDRELÉTRICAS

CAPACIDADE INSTALADA

Yeguada ..... 7,0 MW

Chiriqui ..... 4,0 MW

Uma usina termelétrica é geralmente alimentada com a queima de um combustível fóssil como o carvão ou derivados de petróleo. O carvão possui um baixo custo próximo da mina, mas é encarecido pelo transporte para grandes distâncias, motivo pelo qual o IRHE utiliza somente derivados de petróleo. Os geradores térmicos com combustíveis mais baratos possuem caldeiras. O diesel alimenta diretamente motores de combustão interna e o gás alimenta as turbinas.

As usinas térmicas panamenhas geralmente operam como base na composição da oferta de energia (IRHE, 1981). As suas localizações estão junto aos maiores consumidores formando 11 grupos diferenciados pelo tipo de gerador ou localização de acordo com o quadro 2.5 a seguir.

Para o cálculo do custo a ser minimizado durante a operação da represa do Rio Bayano, foi considerado o custo variável das usinas de combustíveis tipo V, B e D, deixando a usina a gás apenas para as emergências, de acordo com o procedimento atual.

QUADRO 2.5 - USINAS TÉRMICAS DO SISTEMA INTEGRADO COM SEUS CUSTOS (1980)

IDENTIFICAÇÃO	TIPO DE COMBUST.	POTÊNCIA DISP. (MW)	ENERGIA GERADA (GWh)	CUSTOS		MANUTENÇÃO (dias)
				FIXOS (\$ KWh)	VARIAV. (\$ MWh)	
Avenida Sur .....	V	8,0	56,1	7,28	0,61	28
Bahia las Minas ...	V	22,0	154,2	2,34	0,47	35
Bahia las M.2,3,4.	V	112,5	788,4	1,21	0,52	35
San Francisco 3...	V	11,0	77,1	3,97	0,88	28
San Francisco 4...	G	12,0	31,5	0,63	0,75	56
San Franc. Piel...	B	28,0	171,7	2,13	0,36	28
Chitré.....	D	14,0	79,7	8,23	2,20	56
Capira.....	D	9,2	52,4	8,23	2,20	56
Balbuena.....	D	6,4	36,4	8,23	2,20	56
Puerto Armuelles..	D	7,2	41,0	8,23	2,20	56
Pedregal.....	D	10,0	56,2	8,23	2,20	56

TIPO DE COMBUSTÍVEL:

V - Vapor (standard fuel oil)

G - Gás

B - Bunker tipo C

D - Diesel

CAPÍTULO 3

---

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

---

### 3.1 - INTRODUÇÃO

As políticas de decisão para a operação de reservatórios podem ser divididas em Operacionais, Táticas e Estratégicas.

As primeiras determinam a alocação horária da energia prevista para o atendimento da demanda, procurando um aproveitamento ótimo dentro das condições e dos parâmetros conhecidos de antemão, podendo ser tomada uma decisão formal ou informal. As decisões táticas atuam dentro de um grande intervalo de tempo tal como semana ou mês e procuram determinar a melhor política de operação para um longo período, utilizando parâmetros de um futuro desconhecido. As decisões estratégicas estudam a operação do sistema com a demanda e os parâmetros do sistema sendo alterados ao longo do tempo, estando ligadas a expansão do sistema. Conseqüentemente, nas decisões táticas e estratégicas, geralmente devem ser construídos modelos formais para definir uma política ótima de operação ou expansão do sistema.



### 3.2 - ANÁLISE DA POLÍTICA ÓTIMA

Seja definido um índice de performance "f", calculado por uma função escalar das variáveis de decisão  $X_i$ ,  $i=1,2,\dots,I$ , variáveis de estado  $S_j$ ,  $j=1,2,\dots,J$  e os parâmetros do sistema  $P_k$ ,  $k=1,2,\dots,K$ . Suponha-se que as limitações que atuam sobre o sistema possam ser expressas por um conjunto de  $M$  funções  $g_m(X_i, S_j, P_k)$ ,  $m=1,2,\dots,M$ . Em um exemplo de operação de um sistema hidrotérmico o índice de performance "f", pode ser o custo das térmicas, as variáveis de decisão "X" a geração hidrelétrica, as variáveis de estado "S" o armazenamento de água no reservatório, os parâmetros do sistema "P" os armazenamentos máximo e mínimo do reservatório, e as funções "gm" o balanço hídrico do reservatório.

De acordo com HALL e DRACUP (1974) o problema principal da análise de sistemas consiste na seleção de uma política única, ou seja, os valores particulares de  $X_i$  que maximizem ou minimizem "f" dada em 3.1 sujeito às restrições do tipo 3.2.

$$f = \text{MAX } f(X_i, S_j, P_k) \quad (3.1)$$

$$g_m(X_i, S_j, P_k) \leq 0 \quad (3.2)$$

A solução pelo método das tentativas para um caso simples de 20 variáveis de decisões, com decisões representadas por 100 valores, requer  $100^{20}$  provas. Então se torna fã-

cil entender porque foram consideradas tão poucas alternativas nas decisões sobre o desenvolvimento de recursos hídricos no passado. O que necessitamos é uma maneira para a exploração do espaço das políticas, de maneira que sejam eliminadas muitas alternativas por meio de critérios lógicos e sistemáticos que nos dêem uma boa probabilidade de que nenhuma política das eliminadas seja melhor do que a selecionada ao final.

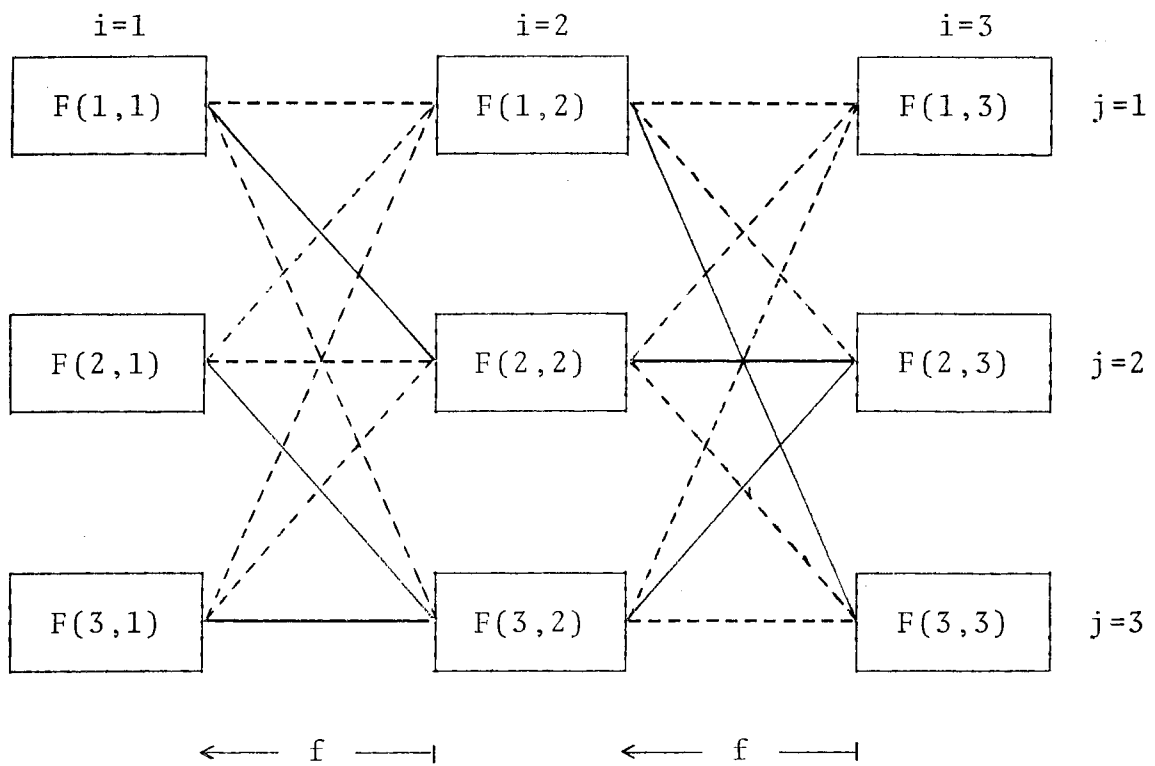
### 3.3 - PROGRAMAÇÃO DINÂMICA - FORMULAÇÃO BÁSICA

A programação dinâmica é um procedimento de otimização que é particularmente aplicável a problemas que requeiram uma seqüência de decisões interrelacionadas. Cada decisão transforma o estado atual em um novo estado. Uma seqüência de decisões, em cada processamento, retorna com uma seqüência de estados. Ela procura maximizar ou minimizar uma medida de valor. O valor inerente a uma seqüência de decisões é geralmente a soma do valor da decisão individual com o valor acumulado da situação na seqüência, conforme pode ser visto na figura 3.1 a seguir.

Se uma função "F" for definida como o somatório de n benefícios máximos possíveis para a função "f", de acordo com a equação 3.3, sujeita as restrições representadas pela equação 3.4, então o problema pode ser visto como a maximização com uma única variável mesmo que tenha muitas variáveis de decisão. O método da solução utiliza a independência dos

elementos da função objetivo para considerar as decisões que necessitam ser otimizadas como um processo de decisão de  $n$  etapas.

FIG. 3.1 - ESQUEMA DO FLUXO DAS DECISÕES



----- Todos os caminhos possíveis com seus respectivos benefícios ( $f$ ), para passar do estágio  $i+1$  ao estágio  $i$ .

———— Caminho que produz o maior benefício acumulado ( $F$ ), obtido com a soma do benefício acumulado anterior com o gerado pela mudança de estágios.

$$F = \text{MAX} \sum_{i=1}^n f_i (X_i) \quad (3.3)$$

$$G \geq g_1 (X_1) + g_2 (X_2) + \dots + g_n (X_n) \quad (3.4)$$

As restrições da equação 3.4 podem ser reescritas como o somatório dentro de um intervalo definido de acordo com 3.5.

$$0 \leq \sum_{i=1}^n g_i (X_i) = q \leq G \quad (3.5)$$

Isto leva à obtenção da política ótima em função da restrição  $q$ , dentro do intervalo de interesse  $G$ . Identificando  $G$  como recurso total,  $q$  como recurso disponível, e  $F_1(q)$  como o melhor uso possível do recurso disponível  $q$  pelo usuário 1 e a variável  $X_1$  como o recurso ótimo utilizado pelo usuário 1, pode-se escrever:

$$F_1 (q) = \text{MAX} [f_1 (X_1)] \quad (3.6)$$

$$0 \leq X_1 \leq q \quad 0 \leq q \leq G$$

Discretizando os valores utilizados se torna fácil encontrar o maior valor para  $f_1 (X_1)$  procurado.

Tendo 2 estágios para o exemplo acima, fica restan-

do um montante de recursos  $(q - X_2)$  para o estágio 1 depois da decisão do estágio 2, devendo a equação 3.6 ser reescrita da forma 3.7.

$$F_2 (q) = \text{MAX} [f_2 (X_2) + F_1 (q - X_2)] \quad (3.7)$$

$$0 \leq X_2 \leq q$$

$$0 \leq q \leq G$$

Generalizando o algoritmo para um processo de  $K$  estágios, pode-se reescrever a expressão anterior da forma 3.8.

$$F_K (q) = \text{MAX} [f_k (X_k) + F_{K-1}(q - X_k)] \quad (3.8)$$

$$0 \leq X_k \leq q$$

$$0 \leq q \leq G$$

Utilizando  $m$  pontos para cobrir o intervalo de  $q$  o número de combinações de  $X_q$  e  $q$  que deverão ser avaliadas no ponto  $q = m$  será  $(m+1)$  e o número total de combinações que deverá ser avaliado em cada estágio será  $(m^2 + 3m)/2$ ; se tiver  $n$  estágios ficará com  $n (m^2 + 3m)/2$  combinações.

Isto demonstra que o tempo máximo do cálculo aumenta quadraticamente com o número de pontos discretos avaliados, mas apenas linearmente com o número de variáveis de decisão. Esta é uma grande vantagem do método, considerando que a maio

ria dos outros métodos aumenta o tempo computacional geometricamente com o número de variáveis de decisão.

As restrições apresentadas em 3.8 podem ser ampliadas com as condições de fronteira do tipo 3.4 resultando em:

$$F_K(q) = \text{MAX} [f_K(X_K) + F_{K-1}[q - [g_K(X_K)]]] \quad (3.9)$$

$$0 \leq g_K(X_K) \leq q$$

$$0 \leq q \leq G$$

### 3.4 - PROGRAMAÇÃO DINÂMICA EXPLICITAMENTE ESTOCÁSTICA

O uso da Programação Dinâmica Explicitamente Estocástica para determinar a política ótima para operação de reservatórios foi inicialmente feito por LITTLE em 1955, num exemplo para uma represa no Rio Columbia. Posteriormente outros trabalhos se utilizaram deste método e BUTCHER (1971) apresenta um estudo no qual a política ótima para operar um reservatório com múltiplos fins foi determinada em função do volume armazenado e da vazão do rio no mês anterior. Esta política pode ser implementada utilizando estágios de um mês ou pode ser utilizada no dimensionamento ideal para reservatórios.

Seja dada uma função  $F_i(s,q)$ , definida como a soma dos benefícios acumulados até o estágio  $i$ , quando o reservató

rio tem um armazenamento (s) e ocorre uma vazão afluyente (q). Busca-se o valor da descarga (x) que produzirá o maior resultado da soma entre o retorno do estágio (f(x)), e o benefício esperado acumulado no estágio anterior com o recurso remanescente. O cálculo do benefício esperado acumulado até o estágio anterior faz-se com o somatório do produto de todos os benefícios acumulados possíveis pelas suas probabilidades condicionais de ocorrência. CROLEY (1974) apresenta o fluxograma dos processamentos, conforme pode ser visto na figura 3.2.

Representando matematicamente, fica:

$$F_i(S_i, q_{i+1}) = \max_X \left[ f(x) + \sum_{q_i=0}^{q_i=q_i \text{ MAX}} P(q_i | q_{i+1}) * F_{i-1}(S_i + q_i - X, q_i) \right] \quad (3.10)$$

Onde:

i - índice indicativo do estágio de tempo contado recursivamente.

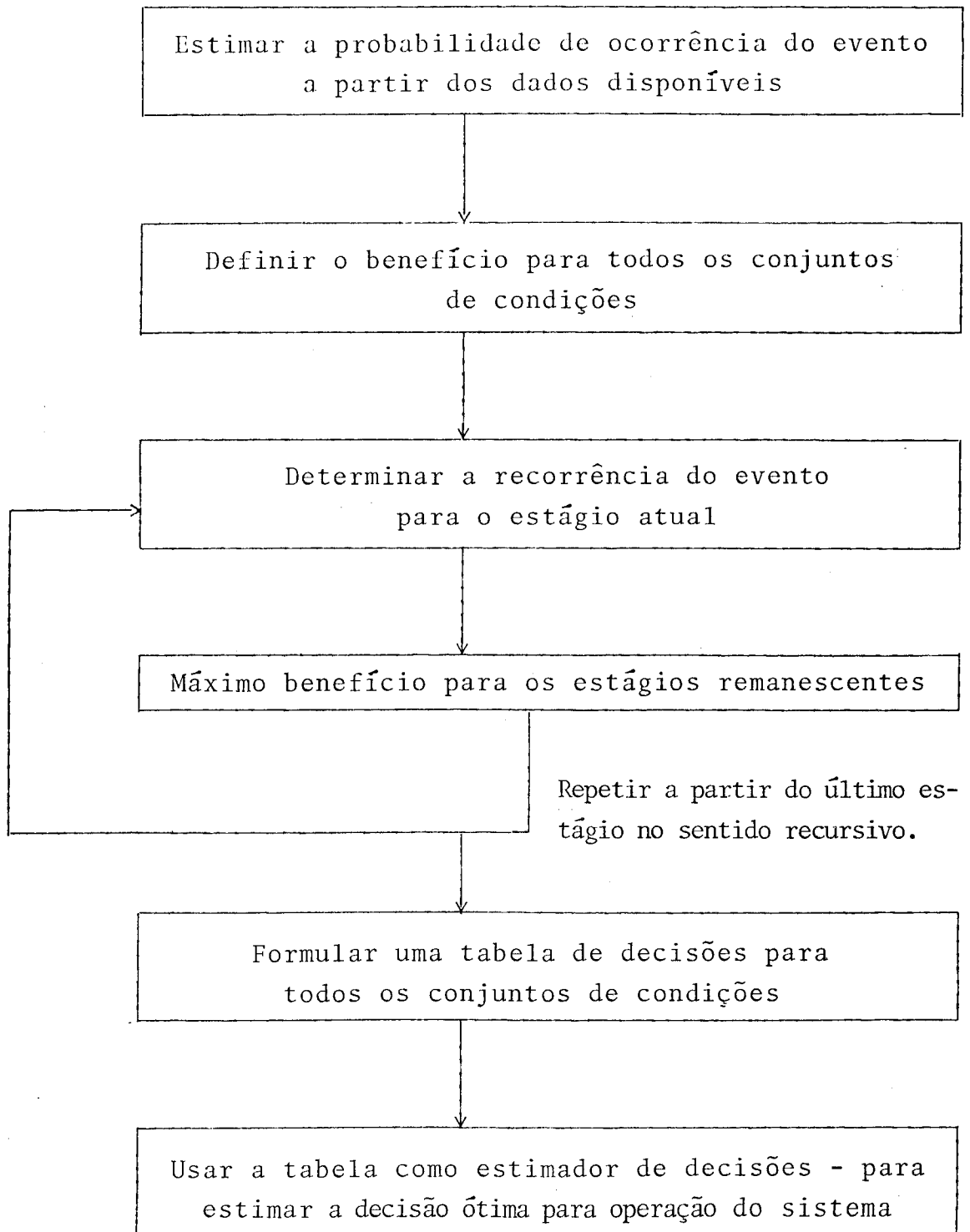
$F_i(S_i, q_{i+1})$  - retorno esperado da operação ótima do estágio 1 ao i correspondente ao armazenamento S e a vazão q.

$S_i$  - volume armazenado no início do intervalo i.

$q_i$  - vazão afluyente no intervalo i.

X - vazão efluente ou água utilizada.

FIG. 3.2 - FLUXOGRAMA DO PROCESSAMENTO EXPLICITAMENTE ESTOCÁSTICO COM PROGRAMAÇÃO DINÂMICA





$f(X)$  - retorno obtido com a descarga  $X$ .

$P(q_i | q_{i+1})$  - probabilidade de ocorrer a vazão  $q_i$  no estágio  $i$  se no estágio  $i+1$  ocorre a vazão  $q_{i+1}$ .

\* - operador da multiplicação.

Esta expressão matemática poderá ser alterada com o acréscimo de uma função de juros sobre o retorno ou a inclusão da função de retorno  $f(X, q_i)$  dentro do somatório das probabilidades condicionais.

Uma das maiores críticas ao método explicitamente estocástico é o tempo computacional necessário. Seja, por exemplo, a uma otimização estocástica explícita para desenvolver a política ótima de operação de 4 reservatórios do sistema hidrelétrico da ALCAN na região de Quebec, descrito por SEN et alii (1977). O problema computacional encontrado foi minimizado através do método de aproximações sucessivas, que tem por filosofia básica atacar um problema de maior dimensão, decompondo em um número escolhido de problemas com dimensões menores para resolver de uma maneira interativa, e fazendo uso de algoritmos computacionalmente eficientes de acordo com o problema de dimensão inferior. De acordo com os autores, com o uso deste método os requerimentos computacionais de tempo e armazenamento crescem linearmente com as dimensões do problema em vez do acréscimo exponencial esperado. A obtenção da solução ótima não é contudo assegurada.

Outra crítica ao método explicitamente estocástico é feita nos sistemas que sofrem frequentes e imprevisíveis alterações, porque o método não permite atualizações, sendo necessário, nestes casos, refazer todo o custoso processamento computacional.

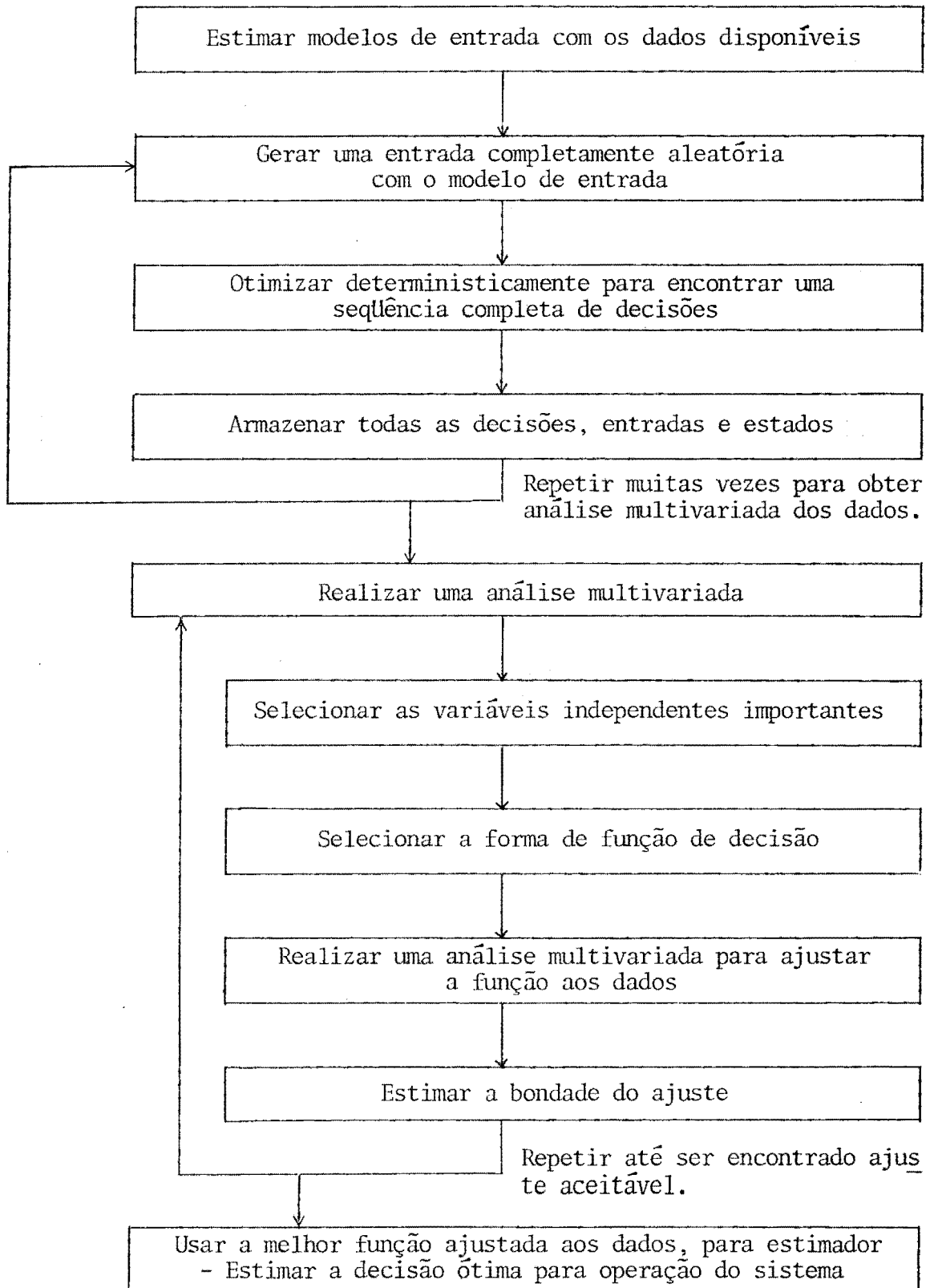
### 3.5 - PROGRAMAÇÃO DINÂMICA IMPLICITAMENTE ESTOCÁSTICA

O método dinâmico implicitamente estocástico se baseia nos princípios da tradicional programação dinâmica apresentada no item 3.3 deste capítulo. Entretanto como está sendo aplicado a uma situação onde o futuro é desconhecido, o modelo utiliza uma série de eventos futuros gerados por um modelo estocástico e opera supondo o futuro conhecido, da mesma maneira como a programação dinâmica determinística. CROLEY (1974) apresenta o fluxograma dos processamentos, conforme pode ser visto na figura 3.3.

O método implicitamente estocástico foi utilizado por HALL e HOWELL (1963) para determinar o tamanho ótimo de reservatório e política ótima de operação. Determina-se o máximo benefício para cada estágio de forma recursiva, penalizando os benefícios futuros com uma taxa de juros  $r$ , para poder comparar estes benefícios com um custo presente.

O seu equacionamento toma a forma:

FIG. 3.3 - FLUXOGRAMA DO PROCESSAMENTO IMPLICITAMENTE ESTOCÁSTICO



$$F_i(S_i, q_i) = \text{MAX } f_i(X_i) + \frac{1}{1+r} F_{i-1}(S_{i-1}, q_{i-1}) \quad (3.11)$$

Para:

$$0 \leq X_i \leq (S_i + q_i)$$

$$i = 1, 2, \dots, n$$

$$X_i, q_i, S_i \geq 0$$

$$S_i \leq G$$

Onde:

$i$  - índice indicativo do estágio do tempo contado de forma recursiva

$F_i$  - benefício acumulado

$S_i$  - armazenamento

$q_i$  - vazão afluente

$X_i$  - descarga efluente

$f_i(X_i)$  - benefício obtido com a descarga

$r$  - taxa de juros por estágio

$G$  - capacidade do reservatório

$n$  - número de intervalos de tempo a serem considerados.

Repetindo a estimativa da descarga ótima  $X_i(S)$  para todos os estágios  $i$  e todos os armazenamentos previstos  $S$ , pode-se construir uma tabela com uma suposta política ótima de operação.

Se o número de amostras for suficientemente grande, então poderemos dizer que a decisão ótima mais freqüente, supondo o futuro determinístico, é a que tem maior probabilidade de ser a decisão ótima em face de um futuro incerto. Para ligar o futuro incerto da realidade com o futuro conhecido das hipóteses, YOUNG (1967) imagina que por meio da regressão poderá ser obtida uma boa aproximação. HALL e HOWELL (1963), supondo uma distribuição simétrica com a moda centrada, realizando análise multivariada com os resultados obteve diferentes equações do tipo 3.12, 3.13 e 3.14. Uma das graves críticas a estes métodos é a de que nenhuma destas aproximações podem ser verificadas teoricamente; entretanto, podem ser verificadas experimentalmente as suas adequações.

$$X_i = p_1 + p_2 S_i + p_3 q_{i-1} + p_4 J \quad (3.12)$$

$$X_i = p_1 + p_2 S_i^{p_3} + p_4 q_{i-1}^{p_5} + p_6 J^{p_7} \quad (3.13)$$

$$X_i = p_1 + p_2 S_i + p_3 q_{i-1} + p_4 \cos (2\pi J/12) \quad (3.14)$$

Onde:

$X_i$  - descarga efluente ótima

$S_i$  - armazenamento

$q_i$  - vazão afluente

$J$  - mês correspondente ao estágio  $i$

$p_k$  - parâmetros ajustados pela análise multivariada

Com a repetição da mesma série de cálculos para diferentes valores da capacidade de armazenamento (G), pode-se construir uma tabela ou gráfico de benefício versus capacidade de armazenamento, ou custo correspondente, o que servirá de ferramenta para a decisão sobre o melhor dimensionamento do reservatório.

O principal contraste entre a programação dinâmica explicitamente estocástica com a implicitamente estocástica é que a primeira evita o artificialismo de usar uma única série de vazões. Os dados no primeiro caso são as probabilidades condicionais de vazões nos sucessivos meses, as condições físicas do reservatório e as condições de fronteiras no qual o sistema será operado, ao passo que no segundo caso utiliza-se diretamente uma série sintética de vazões.

Dentro das principais críticas à abordagem implicitamente estocástica, LANNA (1982) nos cita a consistência da estratégia definida em situações extremas. Em situações extremas de secas ou enchentes, existe uma grande dispersão dos dados amostrais em torno da estratégia inferida. Para agravar a situação, essas situações extremas raramente aparecem em registros históricos ou sintetizados. Isso obriga ao analista enfrentar a contradição de contar com poucos valores amostrais justamente em situações em que a dispersão é alta. Assim, exatamente quando uma estratégia confiável é de maior relevância, a estratégia inferida será menos confiável. Para evitar tal risco haverá necessidade de geração de diversas séries sintéticas de eventos não controláveis, aumentando assim, o esfor-

ço computacional e, dessa forma, comprometendo a principal vantagem implicitamente estocástica, que é a economia computacional.

### 3.6 - OTIMIZAÇÃO ESTOCÁSTICA ALTERNATIVA

O método estocástico alternativo apresentado por CROLEY II (1974) é, em princípio, uma combinação dos métodos explicitamente com implicitamente estocásticos. Porque, o método estocástico alternativo envolve uma transformação empírica da distribuição de probabilidades das vazões afluentes, para calcular o ótimo em cada estágio, similar ao método explicitamente estocástico. Entretanto, o benefício total é maximizado para cada uma das possibilidades de vazões futuras, tal como o método implicitamente estocástico, para determinar a distribuição empírica da decisão ótima em cada estágio.

O processamento para a otimização é iniciado com a geração de várias séries sintéticas de vazões para todo o horizonte de operação. Seguindo, então, uma otimização determinística com cada uma das séries geradas, armazenando apenas a decisão do primeiro estágio de cada seqüência de decisões ótima. A partir da amostra de decisões ótimas neste primeiro estágio é feita uma distribuição empírica das freqüências das decisões, sendo selecionada a decisão mais freqüente, mediana, média ou através de outro estimador.

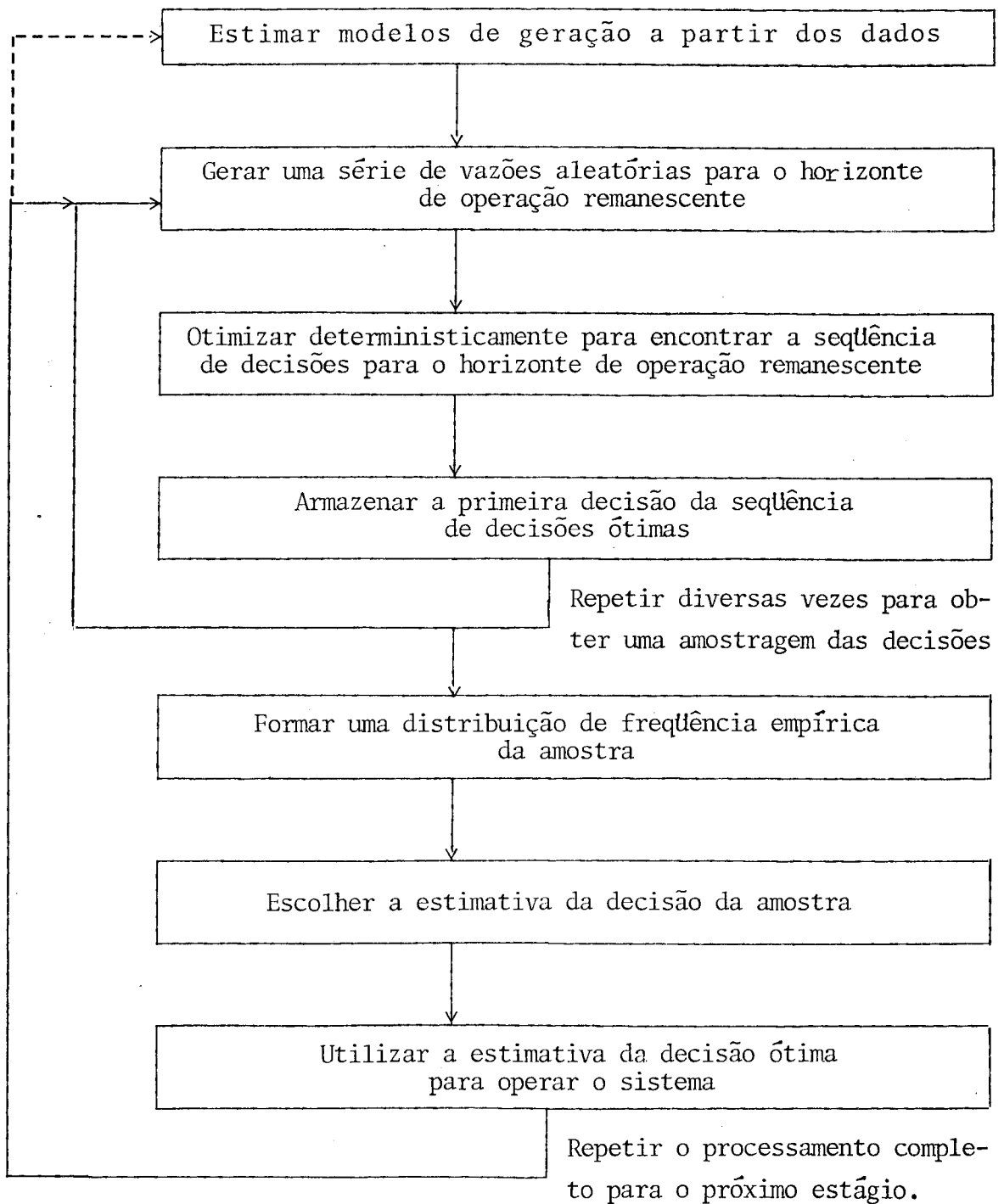
A decisão ótima é selecionada para o primeiro está-

gio, e o sistema operado de acordo. Para o segundo estágio de ve ser repetido o mesmo procedimento completo com os valores das decisões passadas, vazão afluente e estados do sistema atualizados, de acordo como pode ser visto no fluxograma da figura 3.4.

CROLEY II (1974), realizando uma comparação entre os resultados obtidos pelo método implicitamente estocástico com o estocástico alternativo, para otimizar a operação de um reservatório isolado, construiu o Quadro 3.1.



FIG. 3.4 - FLUXOGRAMA DA OTIMIZAÇÃO ESTOCÁSTICA ALTERNATIVA



QUADRO 3.1 - COMPARAÇÃO DA OTIMIZAÇÃO IMPLICITAMENTE ESTOCÁSTICA COM ESTOCÁSTICA ALTERNATIVA

NÚMERO DA SÉRIE	BENEFÍCIO MÁXIMO POSSÍVEL	OTIMIZAÇÃO		
		Estocástica Alternativa	Implicitamente Estocástico	
			eq. 3.12	eq. 3.14
1	46.602	45.066	40.306	42.192
2	50.952	49.763	45.520	46.992
3	48.078	46.379	41.446	43.368
4	53.455	51.204	46.335	48.250
5	45.524	44.348	39.668	41.468

O benefício máximo possível foi obtido com uma otimização determinística. A otimização estocástica alternativa obteve um benefício entre 96 a 98% do benefício máximo possível. A otimização implicitamente estocástica com a equação do tipo da 3.12 obteve um benefício médio de 87% do benefício máximo possível, utilizando a equação do tipo 3.14 o benefício obtido foi de 91% do benefício máximo possível.

As diferenças encontradas entre os valores obtidos pelo método estocástico alternativo com os obtidos pelas equações 3.12 e 3.14 do método implicitamente estocástico podem ter sido causados por problemas de ajustamento destas equações aos dados amostrais. Esta é uma restrição adicional ao método implicitamente estocástico.

CAPÍTULO 4

---

METODOLOGIA

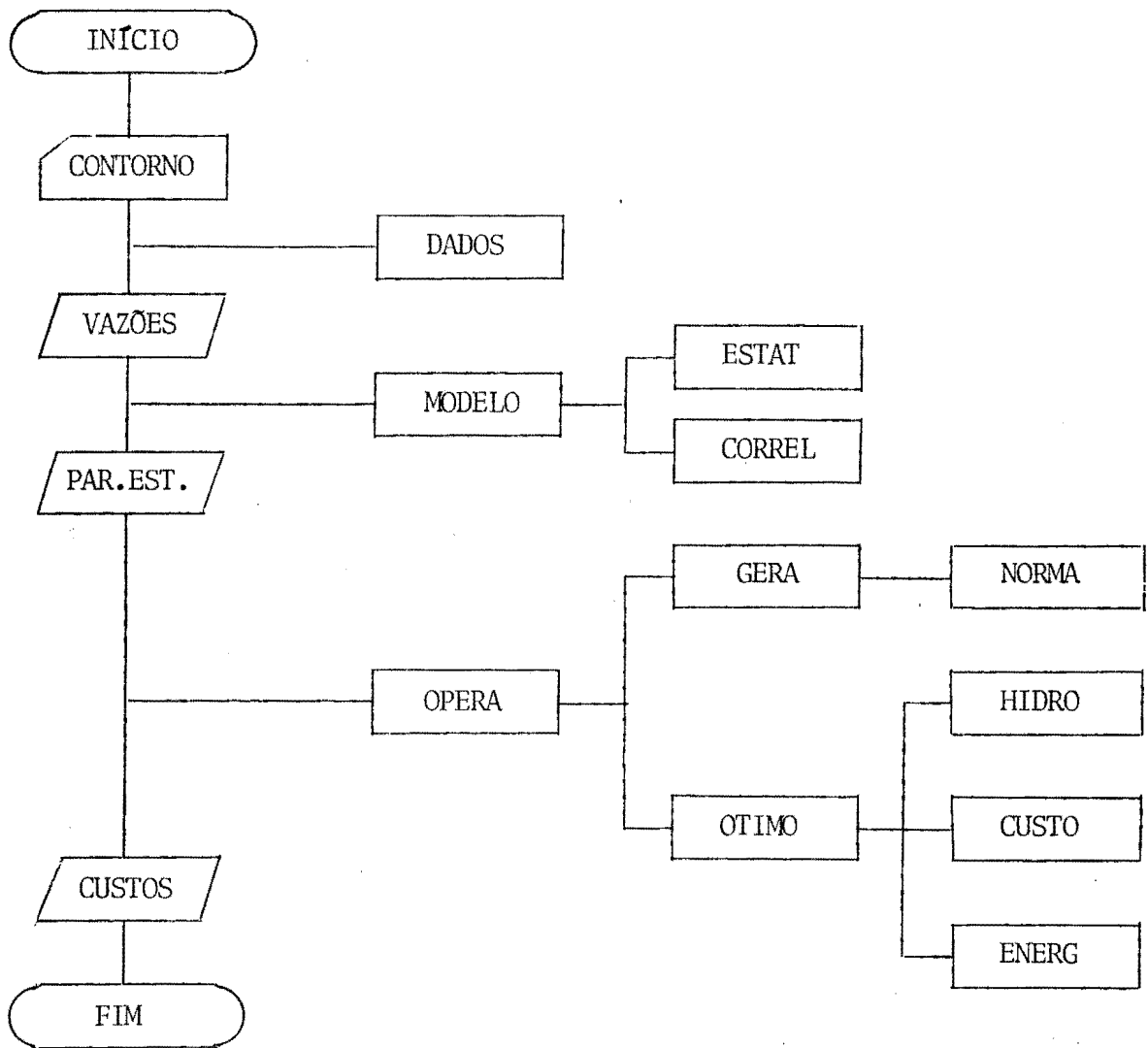
---

#### 4.1 - INTRODUÇÃO

Para determinar a geração semanal ótima para a hidrelétrica do Lago Bayano, foi desenvolvido um modelo de otimização composto por um modelo estocástico com um modelo de tomada de decisão. Os programas computacionais foram escritos em linguagem FORTRAN, com subrotinas executando processamentos independentes, de acordo com o esquema da figura 4.1.

As vazões afluentes ao lago foram calculadas semanalmente, transformadas em seus logarítimos e ajustadas a um modelo estocástico do tipo Thomas-Fiering. Posteriormente, este modelo gerou séries de vazões sintéticas para o modelo de tomada de decisão.

FIG. 4.1 - ESTRUTURA DA PROGRAMAÇÃO



Onde Na primeira coluna está o programa principal

SUBDOUTRINAS: DADOS - Preenche os dados faltantes.  
 MODELO - Ajusta modelo estocástico.  
 ESTAT - Calcula parâmetros estatísticos.  
 CORREL - Autocorrelaciona vazões.  
 OPERA - Opera a otimização.  
 GERA - Gera vazões sintéticas.  
 NORMA - Gera números aleatórios normalizados.  
 ÓTIMO - Toma a decisão ótima.  
 HIDRO - Complementa a geração hidrelétrica.  
 CUSTO - Calcula o custo da geração térmica.  
 ENERG - Transforma a vazão afluyente em energia.

## 4.2 - MODELO ESTOCÁSTICO UTILIZADO

Considerando não ser objetivo deste trabalho desenvolver o modelo estocástico que melhor se ajuste aos dados, foi escolhida uma cadeia de Markov de primeira ordem, segundo a formulação do tipo Thomas-Fiering apresentado por CLARKE (1973), para modelar as séries de vazões afluentes à Bayano. Verificou-se que a série de vazões semanais do rio Bayano se ajustava a uma distribuição Log-Normal. A partir disto, as vazões foram transformadas nos seus logarítimos de base 10, e ajustado o modelo estocástico com a nova variável transformada. Este tratamento evita a geração de vazões negativas e mantém a forma da curva de recessão no período de estiagens.

A forma matemática do modelo estocástico está apresentada pelas equações a seguir:

$$\hat{Q}G(s,a) = \overline{Q}G(s) + DEC(s) \cdot [QG(s-1,a) - \overline{Q}G(s-1)] + E \cdot RUÍDO(s) \quad (4.1)$$

$$DEC(s) = R(s) \cdot \frac{\sqrt{\frac{\sum (QG(s,a) - \overline{Q}G(s))^2}{a}}}{\frac{\sum (QG(s-1,a) - \overline{Q}G(s-1))^2}{a}} \quad (4.2)$$

$$R(s) = \frac{\frac{\sum [(QG(s-1,a) - \overline{Q}G(s-1)) \cdot (QG(s,a) - \overline{Q}G(s))]}{a}}{\sqrt{\frac{\sum [QG(s-1,a) - \overline{Q}G(s-1)]^2}{a} \cdot \frac{\sum [QG(s,a) - \overline{Q}G(s)]^2}{a}}} \quad (4.3)$$

$$\text{RUÍDO}(s) = \text{DEPS}(s) \cdot \sqrt{1-R^2(s)} \quad (4.4)$$

$$\text{DEPS}(s) = \sqrt{\sum_a (\text{QG}(s,a) - \overline{\text{QG}}(s))^2 / (n-1)} \quad (4.5)$$

$$\hat{Q}(s,a) = 10^{\hat{\text{QG}}(s,a)} \quad (4.6)$$

Onde:

a - índice indicativo do ano

s - Índice indicativo da semana desejada

$\hat{Q}(s,a)$  - Vazão estimada para a semana s e ano a.

$\hat{\text{QG}}(s,a)$  - Logarítimo da vazão estimada.

DEC(s) - Coeficiente de regressão entre os logarítimos das vazões da semana s-1 com os da semana s.

$\overline{\text{QG}}(s)$  - Média dos logarítimos das vazões da semana s.

E - Número aleatório com distribuição normal, média igual a zero e desvio padrão igual a um.

RUÍDO(s) - Peso do componente aleatório para a semana s.

DEPS(s) - Desvio padrão dos logarítimos das vazões observadas na semana s.

R(s) - Coeficiente de correlação entre os logarítimos das vazões da semana s com os da semana s-1.

#### 4.3 - MODELO DE DECISÃO

O modelo de decisão obedece ao formato da programa-

ção dinâmica determinística, tal como é feito pela otimização estocástica alternativa apresentada por CROLEY (1974).

As variáveis de estado são a energia armazenada no reservatório em GWh (E) e a vazão afluente transformada em energia (EQ). A variável de decisão é a geração hidrelétrica de Bayano (BAY) em cada estágio.

O índice de performance é o custo da geração termelétrica (CT) complementar à hidrelétrica para satisfazer a demanda. O objetivo é minimizar o custo acumulado da geração termelétrica (CA) para todos os armazenamentos de energia possíveis (E), de acordo com a equação 4.7. Calculando o somatório de forma recursiva, o custo acumulado para cada estágio toma a forma 4.8.

$$\text{MINIMIZAR CA; } CA = \sum_{s=1}^N CT \quad (4.7)$$

$$CA(s-1, E) = \underset{\text{CUSTO}}{\text{MENOR}} \{CA(s, E) + CT\} \quad (4.8)$$

A restrição mais importante na operação do modelo de decisão é o balanço de energia no reservatório, representado pela equação 4.9. Nesta equação não são consideradas as perdas de energia por evaporação porque as mesmas já estão associadas à vazão afluente.

$$E_s = E_{s-1} + EQ_{s-1} - BAY_{s-1} \quad (4.9)$$



Onde:

$s$  - índice do estágio semanal.

$E$  - energia armazenada no reservatório no início do estágio.

$EQ$  - energia proveniente da vazão afluente.

$BAY$  - energia gerada pela hidrelétrica.

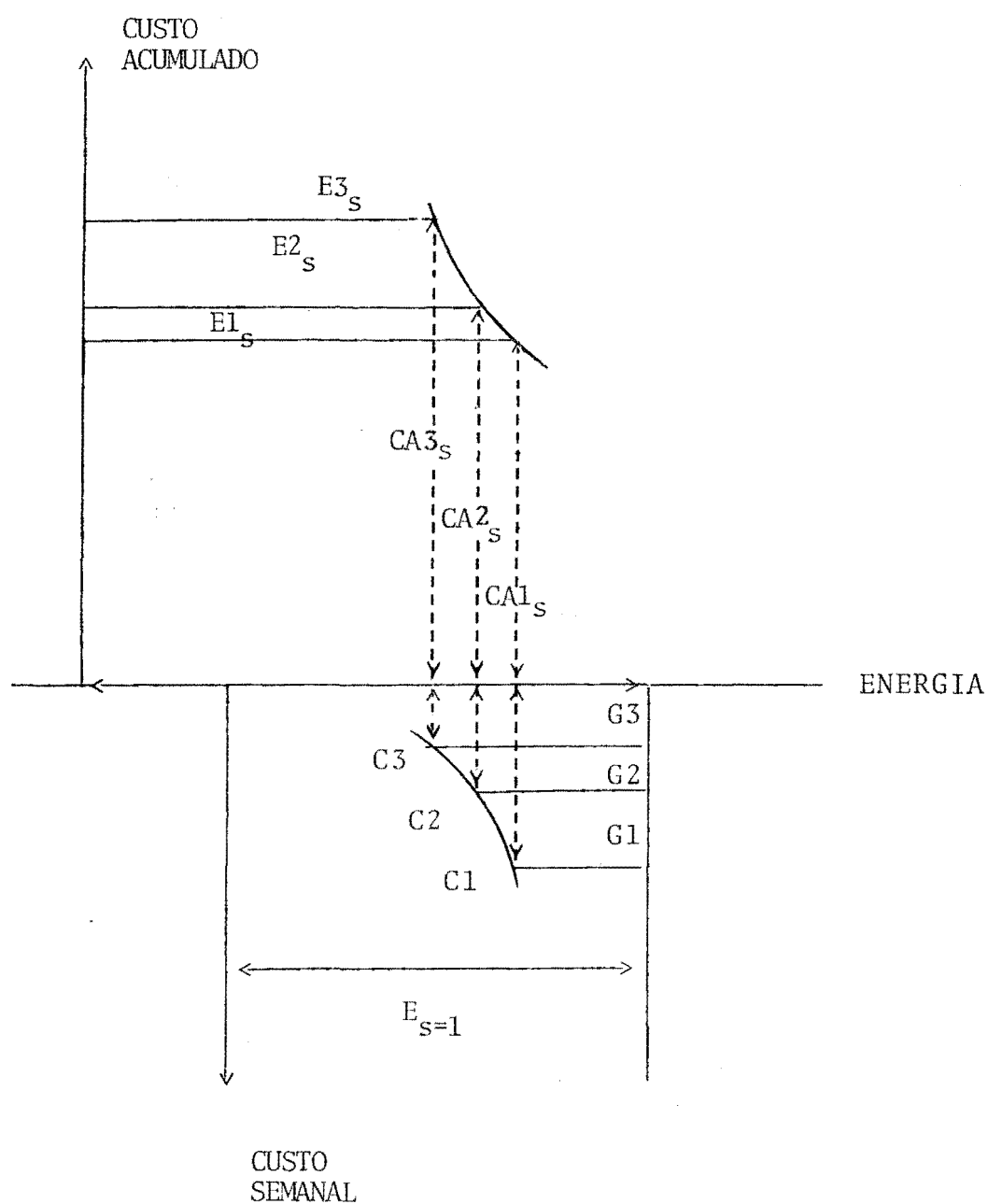
Para operar o modelo de decisão são definidas as condições de fronteira do armazenamento máximo do lago, a capacidade de geração instalada e a demanda do sistema elétrico integrado.

A tomada de decisão em determinado estágio está exemplificada pela figura 4.2, com os cálculos feitos no sentido recursivo e 3 decisões de geração semanal. O eixo horizontal corresponde às energias e o vertical aos custos.

O cálculo recursivo do custo mínimo é feito para cada um dos estados de energia armazenada em uma determinada semana  $s-1$ , ( $E_{s-1}$ ). Inicialmente é subtraída a geração semanal  $G$  (3 opções na figura 4.2) da energia anteriormente armazenada, correspondendo um custo à cada opção de geração, inversamente proporcional à mesma. Para serem obtidas as novas energias armazenadas no próximo estágio, deve ser somada a cada um dos resultados anteriores a energia proveniente da vazão afluente ( $EQ_s$ ). No estágio  $s$  existe um custo acumulado ( $CA_s$ ) correspondente a cada energia armazenada ( $E_s$ ), ficando o custo total resultante da soma deste custo acumulado com o custo

da geração necessária para ligar este armazenamento ao da semana anterior. O novo custo acumulado ( $CA(s-1,E)$ ) será o menor dos custos totais obtidos com cada uma das opções de geração semanal.

FIG. 4.2 - CÁLCULO RECURSIVO DO CUSTO MÍNIMO



CAPÍTULO 5

---

APLICAÇÃO

---

## 5.1 - TRATAMENTO DOS DADOS EXISTENTES

Com as vazões semanais do Rio Bayano na estação hidrométrica de Calle Larga para os anos de 1958 a 1975, mais as vazões obtidas pelo balanço hídrico semanal do lago para os anos de 1976 a 1981, é composta uma série com 24 anos de dados, listados em anexo. Para o balanço hídrico do lago não foi computada a evaporação do espelho d'água porque toda a área de inundação sazonal está coberta com vegetação densa, e um aumento na área de inundação implica uma diminuição da área verde circundante, sendo a evaporação da superfície livre do lago equivalente à evapotranspiração da floresta ciliar.

Pode ser observado na série de vazões, que os valores mínimos a partir de 1976 não atingem valores tão baixos quanto os ocorridos antes da construção do lago. Isto se deve a um aumento do fluxo de base nas margens do lago no período de seca quando o mesmo está baixando. Apesar desta série não ser homogênea, ela foi utilizada sem transformações porque os valores médios são os mesmos e a autocorrelação se manteve. As falhas foram preenchidas com o valor médio encontrado para a respectiva semana, o que permitiu o ajuste do modelo estocástico sem significativas alterações. Julgou-se que tais proce-

dimentos não deveriam alterar significativamente os resultados do modelo de decisão. Cumpre porém alertar que os mesmos não pertencem à prática hidrológica mais recomendável, sendo utilizados sem maiores avaliações de suas conseqüências, por ser a tônica do trabalho a aplicação do modelo decisório e não do estocástico.

## 5.2 - ESTRUTURA DO MODELO ESTOCÁSTICO

Os dados para ajustar os parâmetros do modelo estocástico foram os logarítimos dos 24 anos de vazões semanais. O primeiro processamento foi o cálculo das médias e dos desvios padrão para cada uma das 52 semanas do ano. A seguir outro processamento correlacionou os dados de cada semana com os da semana antecedente e ajustou uma reta de regressão para cada um dos 52 pares de semanas pelo método dos mínimos quadrados. No anexo B se encontram listados os parâmetros do modelo estocástico.

A geração de uma série de dados é feita com o uso da equação 4.1. Utiliza-se como valor inicial o logarítimo da vazão real da semana anterior ao início da geração, de maneira que a série sintética tenha um início idêntico às condições reais.

### 5.3 - ESTRUTURA DO MODELO DECISÓRIO

A central de despacho de carga do sistema integrado da República do Panamá possui uma técnica eficiente, já definida, para tomar as decisões operacionais de alocação horária dos geradores de energia para satisfazer a demanda ao longo de uma semana. Devido a isto, o presente modelo discretiza os estágios em períodos de uma semana.

As variáveis de estado são a energia útil armazenada no Lago Bayano em GigaWattshora, variando de 1 a 332 de acordo com o quadro 5.1, e a vazão afluente ao lago transformada em energia. A variável de decisão é a geração semanal recomendada para a hidrelétrica de Bayano, variando de 1 a 25 GWh de acordo com a capacidade instalada no quadro 2.4. O objetivo é minimizar o custo variável de operação das termelétricas complementares ao sistema, depois de descontada a geração hidrelétrica. A geração anual de energia elétrica no ano de 1980 foi de 1812 GWh, de acordo com o quadro 2.3, o que corresponde a uma geração semanal de 35 GWh, valor constante que será utilizado como a demanda a ser suprida.

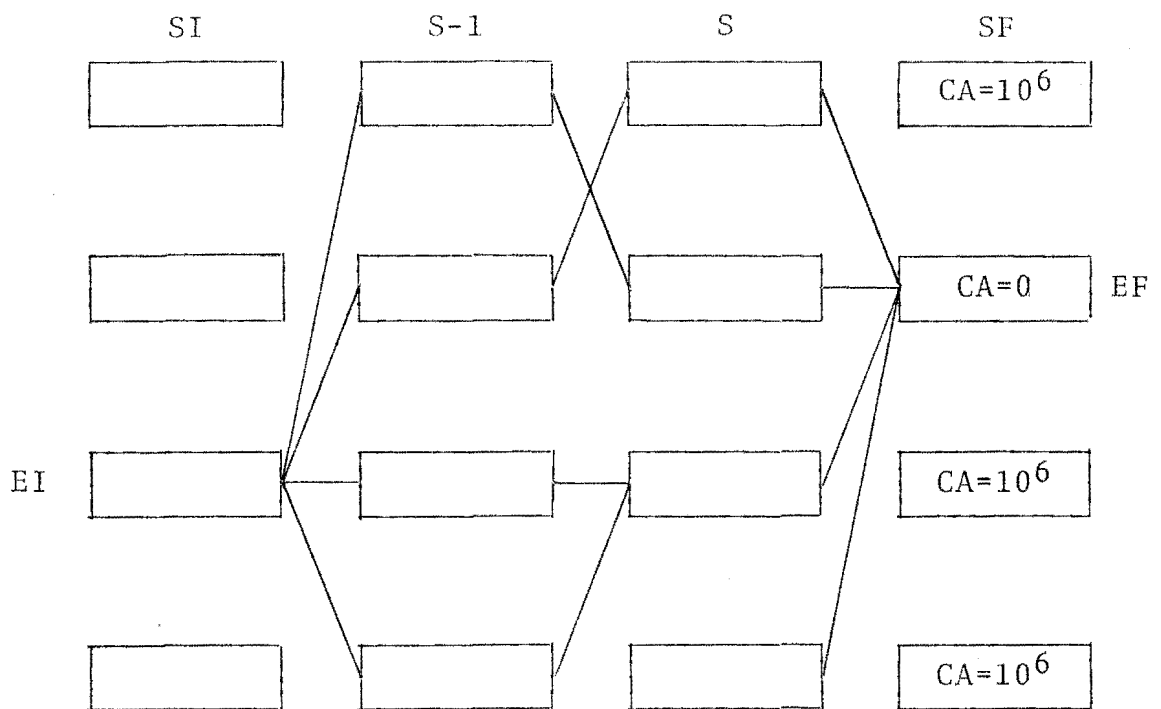
O modelo de decisão opera no sentido recursivo, iniciando na última semana (SF), com uma determinada energia armazenada no lago (E), o custo de geração térmica acumulado para este estado igual a zero ( $CA(E)=0$ ), e os custos acumulados para todos os outros estados penalizados com o valor de um milhão de dólares ( $CA=10^6$ ). Este artifício abrigará todas as

QUADRO 5.1 - CARACTERÍSTICAS ENERGÉTICAS DA REPRESA  
BAYANO

NÍVEL (m)	ÁREA (km <sup>2</sup> )	VOLUME PARCIAL (MMC)	ENERGIA PARCIAL (MWh)	VOLUME ÚTIL (MMC)	ENERGIA ÚTIL (MWh)
47,00	110	0,00	0	0,00	0
47,50	116	56,50	4770	56,50	4770
48,00	120	59,00	4979	115,50	9749
48,50	124	61,00	5213	176,50	14962
49,00	128	63,00	5452	239,50	20414
49,50	132	65,00	5695	304,50	26109
50,00	137	67,25	6008	371,75	32117
50,50	142	69,75	6261	441,50	38378
51,00	148	72,50	6586	514,00	44964
51,50	153	72,25	6916	589,25	51880
52,00	159	78,00	7253	667,25	59133
52,50	166	81,25	7642	748,50	66775
53,00	172	84,50	8039	833,00	74814
53,50	179	87,75	8443	920,75	83257
54,00	186	91,25	8877	1012,00	92134
54,50	193	94,75	9320	1106,75	101454
55,00	201	98,50	9794	1205,25	112248
55,50	208	102,25	10277	1307,50	121525
56,00	217	106,25	10794	1413,75	132319
56,50	225	110,50	11344	1524,25	143663
57,00	235	115,00	11930	1634,25	155593
57,50	244	119,75	12551	1759,00	168144
58,00	253	124,25	13156	1883,25	181300
58,50	263	129,00	13798	2012,25	195098
59,00	273	134,00	14477	2146,25	209575
59,50	284	139,25	15194	2285,50	224769
60,00	295	144,75	15867	2430,25	240636
60,50	305	150,00	16689	2580,25	257325
61,00	315	155,00	17412	2735,25	274737
61,50	326	160,25	18174	2895,50	292911
62,00	336	165,50	18948	3061,00	311859
62,50	346	170,50	19703	3231,50	331562

soluções iniciarem na energia final armazenada. Também foram penalizados com um milhão de dólares os custos acumulados para armazenamentos superiores à capacidade do lago em qualquer estágio. Ao passar de um estágio  $s$  para outro  $s-1$ , a energia proveniente da vazão afluente é somada e a descarga da hidrelétrica subtraída. O novo custo acumulado para cada estado (armazenamento de energia) passa a ser o menor valor da soma do custo acumulado do estado correspondente no estágio  $s$  com o custo pela passagem de estágios, de acordo com a figura 5.1.

FIG. 5.1 - FLUXOGRAMA DAS DECISÕES TOMADAS





Na figura 5.1 podem ser vistos os caminhos que levam a um estado de energia armazenada inicial (EI), partindo do estado final (EF), seguindo uma trajetória de menor custo de acordo com a equação 5.1. No estágio inicial serão computadas todas as opções com seus respectivos custos acumulados mínimos.

$$CA(s-1,E) = \underset{BAY=1,\dots,25}{\text{Minimize}} \{ CA(s,EQ + E - BAY) + CT(BAY) \} \quad (5.1)$$

Onde:

s - estágio correspondente a uma semana.

E - energia armazenada no lago em GWh.

CA(s-1,E) - custo mínimo acumulado para a energia armazenada E no fim do estágio (s-1).

BAY - geração hidrolétrica de Bayano durante o estágio s.

EQ - energia proveniente da vazão afluyente no estágio s.

CA(s,E+EQ-BAY) - custo acumulado ao final do estágio s e energia armazenada correspondente.

CT(BAY) - custo variável da geração térmica complementar a Bayano e demais hidrelétricas para satisfazer a demanda.

### 5.3.1 - CUSTO OPERACIONAL

A demanda energética semanal de 35 GWh deve ser coberta parcialmente pelas hidrelétricas de Bayano e demais, e complementada pelos geradores térmicos descritos no quadro 2.6.

As hidrelétricas de La Estrella e Los Valles são supostas gerar semanalmente 7 GWh no período seco, semanas 1 a 13, e 10 GWh no período chuvoso, semanas 14 a 52. Estes valores não representam exatamente as gerações semanais destas centrais sem reservatório, mas procuram destacar os períodos secos dos úmidos, totalizando a geração média anual das hidrelétricas mencionadas, de acordo com IRHE (1980). Quando houver melhores informações poder-se-á modificar os valores sem prejudicar a sistemática do modelo.

Quando a geração da hidrelétrica de Bayano (BAY) e demais hidrelétricas são subtraídas da demanda semanal (35 GWh), a energia remanescente deve ser coberta com uma série de geradores térmicos com custos diferenciados. O custo variável dos geradores apresentados pelo Quadro 2.6, foi agrupado em 5 classes. A geração máxima semanal de cada classe foi calculada como o produto da potência disponível pelo número de horas semanais. Os resultados podem ser vistos no Quadro 5.2, ordenados pelos menores custos variáveis.

A partir do Quadro 5.2 foram ajustadas 5 equações de retas com declividade igual aos custos unitários de gera-

ção e intersecções entre si nos limites da geração semanal acumulada, de acordo com as equações a seguir. Esta função define os custos de geração de energia pelos geradores térmicos.

QUADRO 5.2 - CUSTOS VARIÁVEIS DA GERAÇÃO TÉRMICA

GERAÇÃO MÁXIMA SEMANAL (GWh)	GERAÇÃO SEM. ACUMULADA (GWh)	CUSTO VAR. (US\$/GWh)
5	5	360
4	9	470
19	28	520
3	31	880
35	66	2200

$$CT = 360 \times GTER \text{ (para GTER menor que 5)} \quad (5.2)$$

$$CT = 470 \times GTER - 550 \text{ (para GTER entre 5 e 9)} \quad (5.3)$$

$$CT = 520 \times GTER - 1000 \text{ (para GTER entre 9 e 28)} \quad (5.4)$$

$$CT = 880 \times GTER - 11080 \text{ (para GTER entre 28 e 31)} \quad (5.5)$$

$$CT = 2200 \times GTER - 52000 \text{ (para GTER acima de 31)} \quad (5.6)$$

Onde:

GTER - Geração Térmica Semanal

CT - Custo variável da Geração Térmica em Dólares

## 5.3.2 - ENERGIA FORNECIDA PELA VAZÃO AFLUENTE

De acordo com informações arquivadas no Departamento de Hidrometeorologia do Instituto de Recursos Hidraulicos y Electrificación, foi calculada a eficiência do conjunto gerador-turbina-sistema de adução utilizando a vazão das turbinas medida em uma estação hidrométrica a jusante da represa, a potência dos geradores no momento da medição e os níveis do lago e da descarga das turbinas. Foi encontrado um fator de eficiência de 0,79, e um nível médio de descarga das turbinas de 8,50 metros. A equação para transformar vazão em energia ficou da forma 5.7.

$$EQ_{(GWh)} = \frac{7 \times 24}{10^6} \times (0,79 \times 9,8 \times Q_{(m^3/s)} \times (h_{(m)} - 8,5m)) \quad (5.7)$$

Simplificando:

$$EQ_{(GWh)} = 0,0013 \times Q_{(m^3/s)} \times (h_{(m)} - 8,5m) \quad (5.8)$$

Onde:

EQ - Energia semanal afluyente

Q - Vazão semanal afluyente

h - Nível do lago.

O nível do lago é obtido por interpolação linear da função apresentada no quadro 5.1, de acordo com a energia ar-

mazenada no lago. A vazão semanal afluyente é gerada pelo modelo estocástico.

#### 5.4 - OPERAÇÃO DO MODELO

A figura 4.1 da metodologia esquematiza a seqüência da execução das subrotinas para ajustar o modelo estocástico e operar o modelo completo de otimização. O processamento inicia com a geração de uma série sintética de vazões pelo modelo estocástico. O modelo de otimização determina a geração de Bayano que minimiza o custo total de operação. O valor da geração da primeira semana apenas é armazenado.

Ao final do processamento serão obtidos diversos valores da decisão ótima na primeira semana, um para cada série possível de vazões considerada. Estes valores permitirão a construção da distribuição empírica de frequências da decisão ótima na primeira semana, da qual poderá ser escolhida a decisão a ser implementada. Esta escolha poderá ser dirigida para o valor mais frequente (moda) ou para o valor médio, que no caso da distribuição ser simétrica será idêntico à moda. A decisão da operação nas semanas sucessivas será indicada com a repetição deste processamento com novas séries sintéticas de vazões geradas a partir da vazão afluyente inicial e armazenamento no reservatório atualizados.

CAPÍTULO 6

---

RESULTADOS

---

Foram selecionados 4 exemplos de operação do modelo de otimização desenvolvido, para diferentes estações do ano e horizontes de otimizações. Os resultados obtidos foram comparados com a operação efetivamente realizada, quando se tratava de exemplos históricos.

Para ser isto viável adotou-se sempre uma condição de armazenamento final idêntica à verificada na operação histórica do sistema. Isto contornou a necessidade de se prolongar a análise por várias semanas futuras até que se julgasse que as condições de armazenamento final não afetassem a decisão operacional da primeira semana. Este problema ocorrerá, contudo, na operação real do sistema devendo ser pesquisado o número necessário de semanas para que o requisito apontado se cumpra.

O primeiro exemplo apresenta o resultado típico de uma otimização para um período úmido de um ano qualquer, de acordo com o quadro 6.1. Neste exemplo foram utilizadas as condições de contorno típicas do ano de 1980, com armazenamento máximo no lago de 332 GWh, consumo semanal de 35 GWh e capacidade de Bayano gerar 25 GWh semanalmente. O modelo determinou os custos mínimos para os períodos entre as semanas 14 a 37, com o futuro desconhecido, utilizando 10 séries de vazões a-

QUADRO 6.1 - CUSTOS DO PERÍODO SIMULADO NO PRIMEIRO  
EXEMPLO

Armazenamento máximo do Lago Bayano: 332 GWh.

Consumo semanal: 35 GWh

Geração semanal máxima em Bayano: 25 GWh

Condições iniciais ano: hipotético semana: 14

vazão: 250,0 m<sup>3</sup>/s

energia armazenada: 132 GWh

Condições finais ano: o mesmo semana: 37

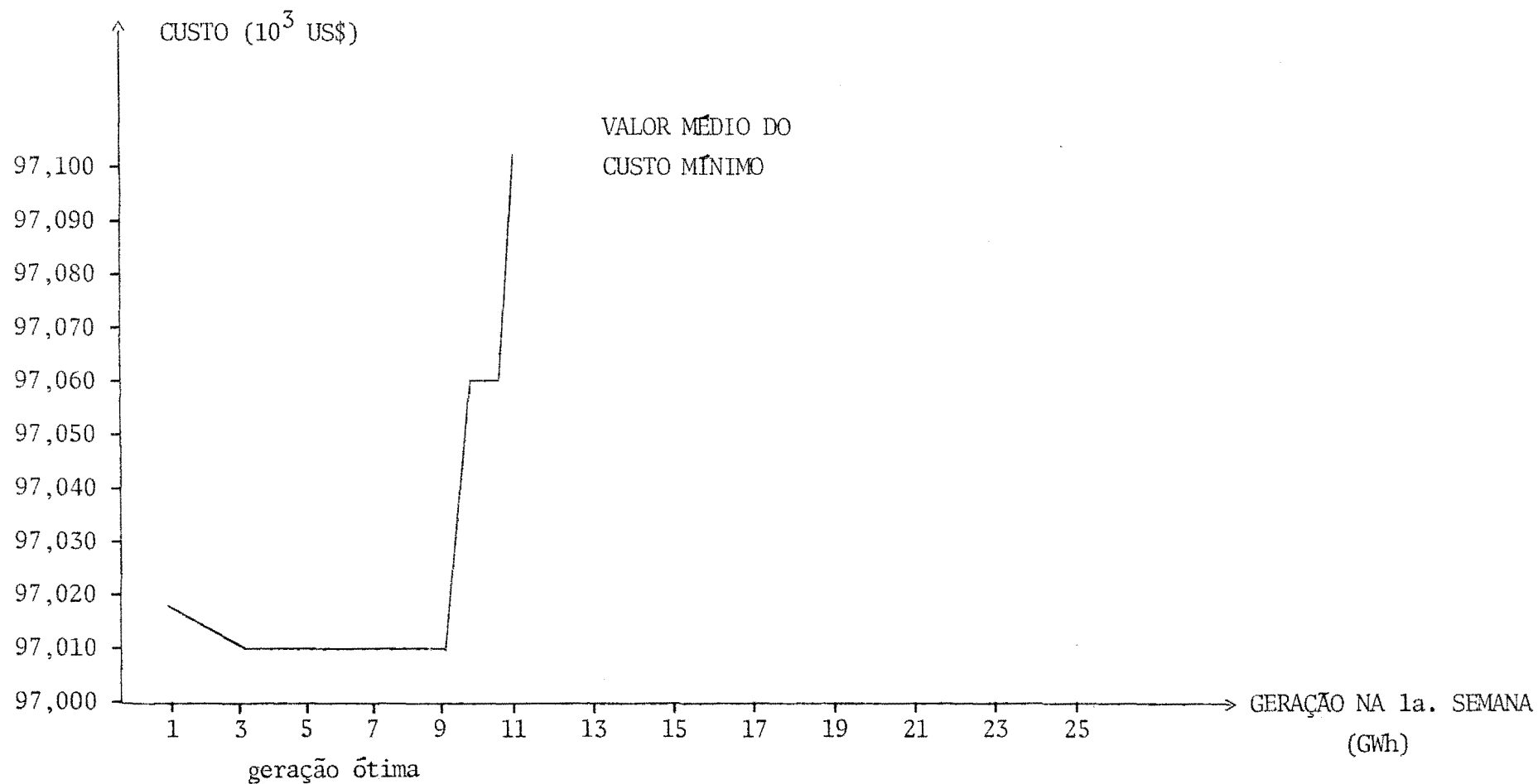
energia armazenada: 75 GWh

SIMULAÇÕES

GERAÇÃO (GWh)	CUSTOS MÍNIMOS COM VAZÕES GERADAS - 10 SÉRIES		
	VALOR MÉDIO	VALOR MÁXIMO	VALOR MÍNIMO
01	97.019	134.040	65.180
02	97.014	134.040	65.130
03	97.009	134.040	65.080
04	97.009	134.040	65.080
05	97.009	134.040	65.080
06	97.009	134.040	65.080
07	97.009	134.040	65.080
08	97.009	134.040	65.080
09	97.009	134.040	65.080
10	97.061	134.040	65.080
11	97.061	134.040	65.080
12	97.113	134.560	65.080
13	97.113	134.560	65.080
14	97.113	134.560	65.080
15	97.113	134.560	65.080
16	97.165	134.560	65.080
17	97.215	134.610	65.130
18	97.317	134.660	65.180
19	97.367	134.710	65.230
20	97.469	134.760	65.280
21	97.629	134.920	65.440
22	97.893	135.080	66.120
23	98.105	135.240	66.280
24	98.265	135.400	66.440
25	98.425	135.560	66.600



FIG. 6.1 - VARIAÇÃO DO VALOR MÉDIO DO CUSTO MÍNIMO PARA DIVERSAS GERAÇÕES DA PRIMEIRA SEMANA PARA O PERÍODO SIMULADO, NO PRIMEIRO EXEMPLO



fluentes geradas. No quadro 6.1 se encontram tabulados os custos encontrados para cada uma das alternativas de geração na primeira semana, com as séries que produziram os maiores e menores custos mínimos e as médias dos custos mínimos das 10 séries. Na figura 6.1 está grafificada a média dos custos mínimos das 10 séries otimizadas, apresentando um menor valor para a geração na primeira semana entre 3 a 9 GWh.

O segundo exemplo otimiza a operação do sistema em um período de estiagem entre as semanas 3 a 12 no ano de 1980, com as condições de fronteiras, iniciais e finais próprias deste período, de acordo com o Quadro 6.2. Além das informações fornecidas pelo primeiro exemplo, este quadro apresenta os menores custos mínimos possíveis para cada decisão de geração na primeira semana, ou seja, os custos mínimos obtidos com uma otimização determinística com as vazões afluentes reais. O custo mínimo com vazões reais está 3% abaixo do custo com a operação real, quando o operador procurou intuitivamente otimizar a operação do sistema. O valor médio dos custos mínimos computados para as vazões geradas é superior em 8% ao custo da operação real. Isto foi causado pela ocorrência de um período mais úmido do que o esperado para o início de 1980. Entretanto, se fossem feitas otimizações sucessivas iniciadas nas próximas semanas, com as vazões afluentes atualizadas, o custo mínimo simulado se aproximaria do custo mínimo verdadeiro.

Os custos mínimos simulados com o futuro desconhecido possuem uma distribuição simétrica em torno da média destes custos mínimos, conforme a figura 6.2. Isto permite dedu-

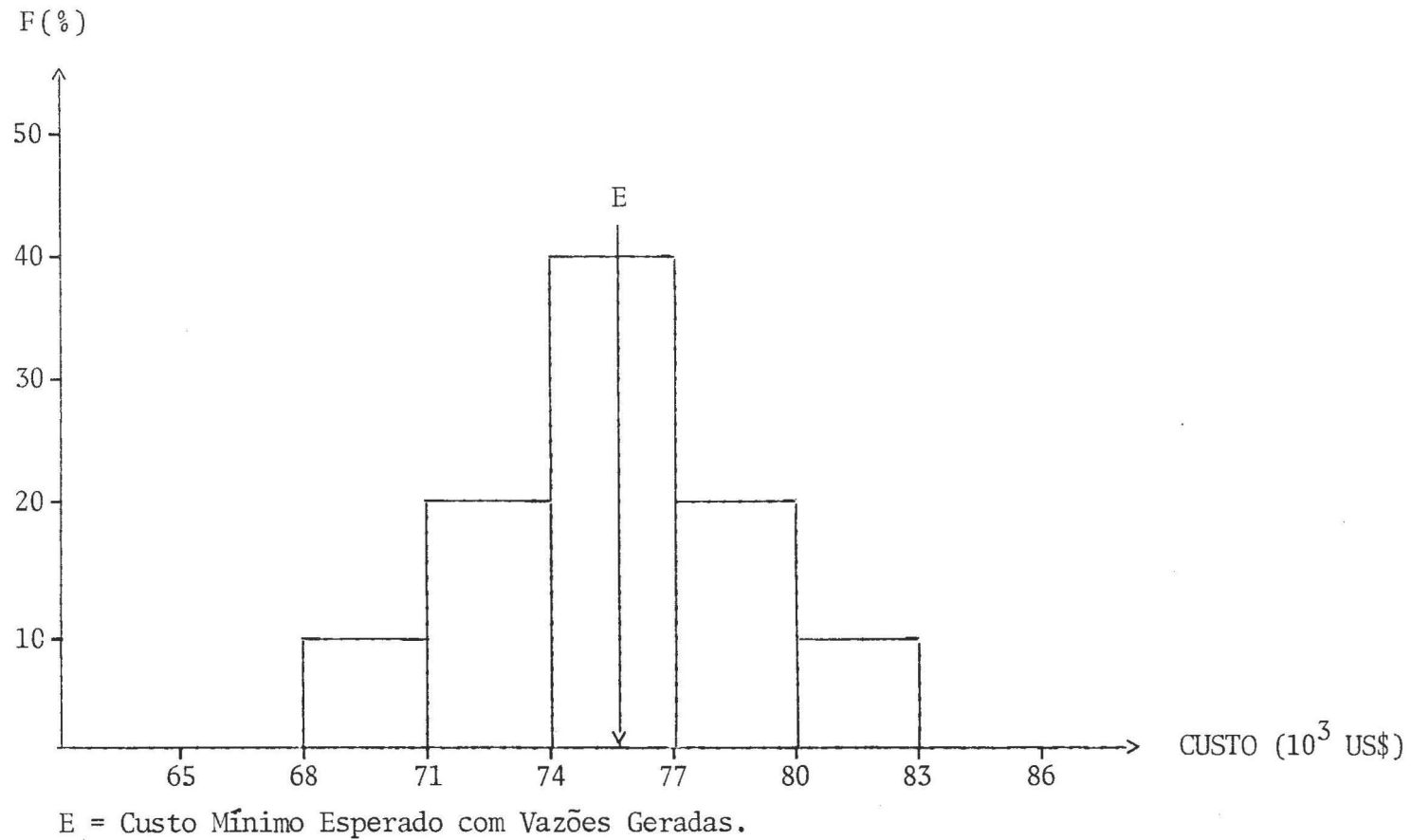
QUADRO 6.2 - CUSTOS DO PERÍODO SIMULADO NO SEGUNDO  
EXEMPLO

Armazenamento máximo do Lago Bayano: 332 GWh  
 Consumo semanal: 35 GWh  
 Geração semanal máxima em Bayano: 25 GWh  
 Condições iniciais ano: 1980 - semana: 03  
     Vazão: 97,8 m<sup>3</sup>/s  
     Energia armazenada: 240 GWh  
 Condições finais: ano: 1980 - semana: 12  
     Energia armazenada: 169 GWh  
 Custo com a operação real: US\$ 70.167

## SIMULAÇÕES

GERAÇÃO (GWh)	CUSTO MÍNIMO VAZÕES REAIS	CUSTO MÍNIMO COM VAZÕES GERADAS		
		VALOR MÉDIO	VALOR MÁXIMO	VALOR MÍNIMO
01	68.480	75.572	81.480	68.680
02	68.480	75.572	81.480	68.680
03	68.480	75.572	81.480	68.680
04	68.480	75.572	81.480	68.680
05	68.480	75.572	81.480	68.680
06	68.480	75.572	81.480	68.680
07	68.480	75.572	81.480	68.680
08	68.480	75.572	81.480	68.680
09	69.480	75.572	81.480	68.680
10	68.480	75.572	81.480	68.680
11	68.480	75.572	81.480	68.680
12	68.480	75.572	81.480	68.680
13	68.480	75.572	81.480	68.680
14	68.480	75.572	81.480	68.680
15	68.480	75.572	81.480	68.680
16	68.480	75.572	81.480	68.680
17	68.480	75.572	81.480	68.680
18	68.480	75.572	81.480	68.680
19	69.000	75.572	81.480	68.680
20	69.050	75.654	81.530	69.050
21	69.100	75.704	81.580	69.100
22	69.150	75.754	81.630	69.150
23	69.200	75.804	81.680	69.200
24	69.360	75.964	81.840	69.360
25	69.520	76.124	82.000	69.520

FIG. 6.2 - HISTOGRAMA DOS CUSTOS DO PERÍODO SIMULADO NO  
SEGUNDO EXEMPLO (Sem. 3 a 12, Ano 1980)



zir que a média dos custos mínimos obtidos com as diferentes séries de vazões geradas é uma boa indicação do custo mínimo e que o valor mediano das gerações na primeira semana que levaram ao menor custo mínimo do período é uma boa indicação para a geração na primeira semana.

No terceiro exemplo está sendo otimizada a operação do sistema por um período de 49 semanas que engloba períodos seco e úmido, com o armazenamento máximo no lago, consumo semanal de energia e capacidade de geração hidrelétrica de Bayano iguais às de 1980, e as condições iniciais e finais do armazenamento idênticas às da terceira e última semana de 1979, respectivamente. O Quadro 6.3 está mostrando o custo mínimo com as vazões reais 9% do custo real obtido sem otimização. A figura 6.3 grafica a distribuição dos custos mínimos das 10 séries geradas e operações otimizadas, onde pode ser visto uma grande concentração em torno do valor médio dos custos mínimos com os limites 20% acima e abaixo do mesmo.

O quarto exemplo simulou a aplicação do modelo ao longo de 8 semanas de operação. O período escolhido ao acaso foi entre as semanas 24 a 32 do ano de 1980, com o armazenamento inicial igual ao observado na semana 24, sendo os demais calculados pelo balanço hídrico do lago de acordo com a operação recomendada e vazão afluente histórica. O armazenamento final foi idêntico ao observado no início da semana 33. A escolha destas condições de contorno foi com o propósito de se comparar os resultados da operação com uso do modelo com aqueles obtidos na operação real executada.

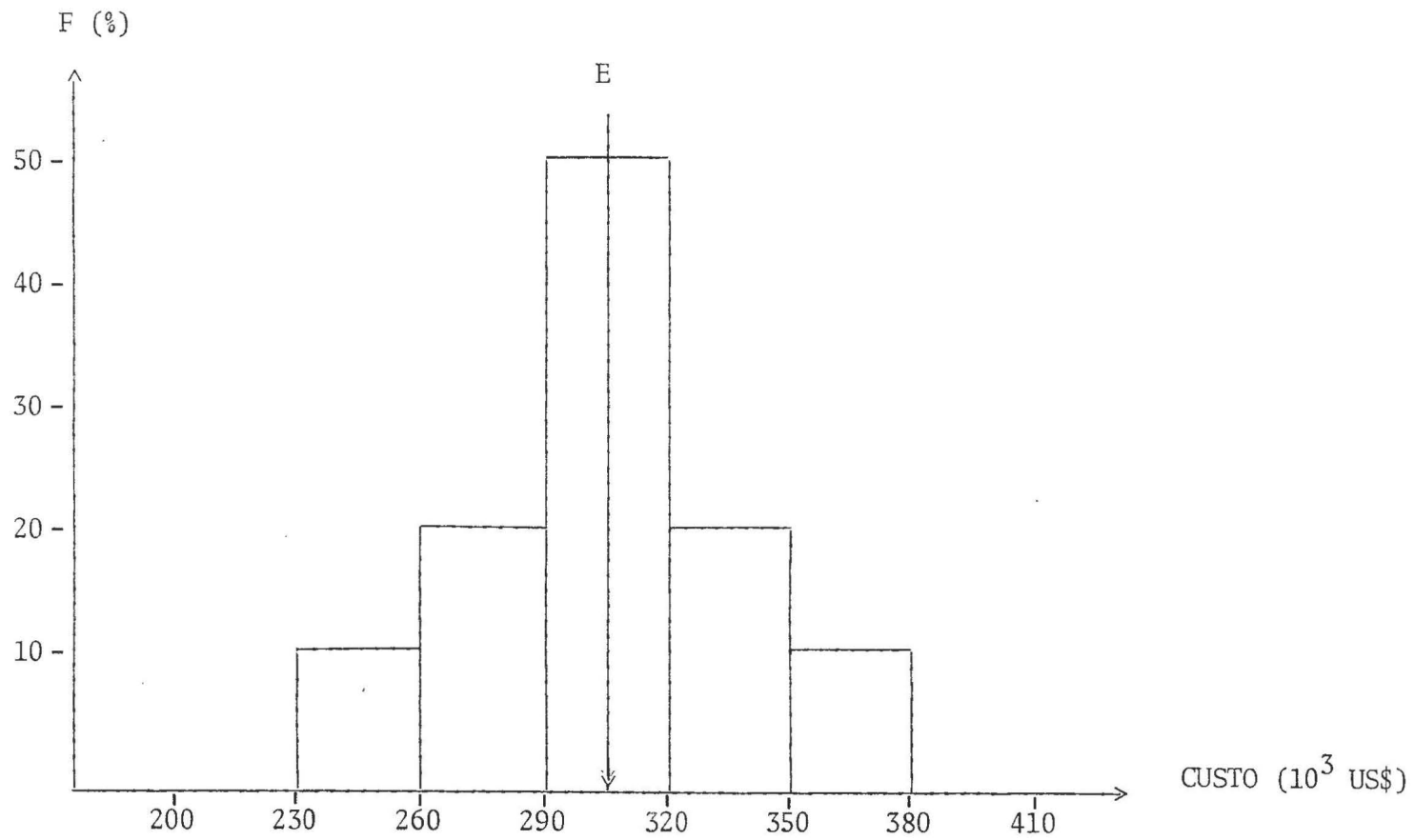
QUADRO 6.3 - CUSTOS DO PERÍODO SIMULADO NO TERCEIRO  
EXEMPLO

Armazenamento máximo do Lago Bayano: 332 GWh  
 Consumo semanal: 35 GWh  
 Geração semanal máxima em Bayano: 25 GWh  
 Condições iniciais ano: 1979 - semana: 03  
     vazão: 71,9 m<sup>3</sup>/s  
     energia armazenada: 228 GWh  
 Condições finais ano: 1979 - semana: 52  
     energia armazenada: 232 GWh  
 Custo com a operação real: US\$ 336.276

## SIMULAÇÕES

GERAÇÃO (GWh)	CUSTO MÍNIMO VAZÕES REAIS	CUSTO MÍNIMO COM VAZÕES GERADAS		
		VALOR MÉDIO	VALOR MÁXIMO	VALOR MÍNIMO
01	305.280	301.265	366.190	245.240
02	305.280	301.265	366.190	245.240
03	305.280	301.265	366.190	245.240
04	305.280	301.265	366.190	245.240
05	305.280	301.265	366.190	245.240
06	305.280	301.265	366.190	245.240
07	305.280	301.265	366.190	245.240
08	305.280	301.265	366.190	245.240
09	305.280	301.317	366.190	245.760
10	305.280	301.317	366.190	245.760
11	305.280	301.369	366.190	245.760
12	305.280	301.463	366.190	245.760
13	305.280	301.567	366.190	246.280
14	305.280	301.567	366.190	246.280
15	305.280	301.567	366.190	246.280
16	305.280	301.619	366.190	246.280
17	305.330	301.721	366.240	246.330
18	305.380	301.829	366.810	246.380
19	305.430	301.931	366.860	246.430
20	305.480	301.981	366.910	246.480
21	306.160	302.141	367.070	246.640
22	306.320	302.301	367.230	246.800
23	306.480	302.475	367.390	246.960
24	306.640	302.791	367.550	248.160
25	306.800	302.951	367.710	248.320

FIG. 6.3 - HISTOGRAMA DOS CUSTOS DO PERÍODO SIMULADO NO TERCEIRO EXEMPLO (Sem. 3 a 52, Ano 1979)



E = Custo Mínimo Esperado com Vazões Geradas

QUADRO 6.4 - CUSTOS COM OTIMIZAÇÕES SUCESSIVAS E  
CUSTOS REAIS

Armazenamento máximo do Lago Bayano: 332 GWh

Consumo semanal: 35 GWh

Geração semanal máxima em Bayano: 25 GWh

Ano: 1980

S E M A N A	OPERAÇÃO OTIMIZADA			OPERAÇÃO REAL		
	ENERGIA INICIAL (GWh)	GERAÇÃO SEMANAL (GWh)	CUSTO SEM. (US\$)	ENERGIA INICIAL (GWh)	GERAÇÃO SEMANAL (GWh)	CUSTO SEM. (US\$)
24	81	7	8.360	80.6	13.3	5.088
25	83	7	8.360	79.9	12.3	5.589
26	91	8	7.840	78.8	12.7	5.394
27	96	13	5.240	78.3	10.9	6.329
28	92	11	6.280	73.4	8.6	7.570
29	89	10	6.800	70.3	7.8	7.949
30	87	16	3.680	71.1	6.1	8.846
31	80	12	5.760	72.6	6.4	8.643
32	76			75.6		
TOTAL		84	52.320		78.1	55.406



O quadro 6.4 apresenta as decisões de cada semana, com os seus respectivos custos, assim como os novos armazenamentos calculados. Nas 3 últimas colunas do Quadro 6.4 estão tabulados os valores da operação real sem otimização. Apesar das energias armazenadas e geradas não apresentarem números inteiros, os armazenamentos inicial e final do período simulado apresentam a mesma aproximação ao serem arredondados para uso pelo modelo de otimização.

A decisão para cada semana foi tomada como a média das decisões ótimas para cada uma das séries de vazões geradas. A energia total gerada no período com o modelo está 7,5% acima da real sem otimização, e o custo de operação dos geradores térmicos complementares às hidrelétricas está 5,5% abaixo do custo real sem otimização.

Os resultados obtidos nos exemplos 1 ao 3 apresentam várias opções de geração na primeira semana, as quais levarão ao mesmo custo mínimo de operação. Isto se deve a que em um curto período não há uma variação significativa no nível do lago, podendo por exemplo ser compensada uma grande geração na primeira semana por uma outra pequena na segunda, chegando-se ao mesmo custo de duas gerações médias nas mesmas semanas, desde que sejam respeitados os limites de geração das unidades com os mesmos custos operacionais. Para evitar oscilações nas gerações entre as semanas sucessivas e aumentar as probabilidades de não sair do caminho que levará ao ótimo verdadeiro é recomendável escolher para a geração na primeira semana o valor mediano das decisões que levariam ao custo mínimo. Se fo-

rem simuladas diversas seqüências de decisões com o futuro des  
conhecido, a melhor opção será a média das decisões para a pri  
meira semana de cada seqüência.

CAPÍTULO 7

---

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

---

Foi desenvolvido e aplicado um método de derivação de decisões operacionais para um sistema de geração de energia elétrica. As decisões operacionais se referem à geração hidrelétrica de uma única usina com reservatório de regularização integrante do sistema. O método é semelhante ao trabalho de CROLEY II (1974) pertencendo à classe das abordagens implicicitamente estocásticas.

Alguns testes realizados demonstram as propriedades do método para aprimorarem as decisões operacionais do sistema.

Conclui-se:

1 — Uma seqüência de decisões semanais recomendada pelo método, em tempo real, para sair de um estado de armazenamento inicial a outro final, levam a um custo inferior ao obtido pelo método atual de operação do sistema.

2 — O método desenvolvido permite alterações imprevistas na configuração do sistema semanalmente, tal como a entrada ou retirada de operação de alguma unidade geradora, continuando com a otimização do sistema, a partir desta semana, sem aumentar o custo computacional.

3 — Este método traz a vantagem de atualizar a vazão afluyente da semana anterior à semana para a qual será tomada a decisão, minimizando a diferença entre a decisão recomendada e a ótima verdadeira quando ocorrem eventos extremos de cheias ou secas.

4 — O método possui um custo computacional pequeno relativo aos outros métodos tradicionais, sendo, entretanto, requerida uma execução dos programas semanalmente, o que não vem a ser um problema para operadores com acesso direto a computadores de médio e grande porte.

Recomenda-se:

1 — Considerando que as decisões estão sempre pressas ao estado final de energia armazenada desejado, para horizontes de operação de poucas semanas, poderá ser determinada uma política ótima de operação do sistema que não satisfaça a melhor política de operação para um longo período. Se forem tomados horizontes de operação suficientemente grandes, superiores a 2 anos, tais que o armazenamento final não afete a decisão da primeira semana, os resultados serão mais consistentes embora o esforço computacional seja aumentado, reduzindo uma das vantagens do método que é a economia computacional. O horizonte de operação deverá ser suficientemente longo para não influenciar significativamente a decisão da primeira semana, mas não demasiado longo para conservar as vanta

gens da economia computacional. É recomendável que se associe o armazenamento final desejado a um nível estratégico para operação futura, tal como o reservatório cheio no início da estação seca, de maneira que este estado esteja obrigatoriamente próximo da seqüência ótima de armazenamentos. Isto poderá reduzir o horizonte de operação para períodos de até 20 semanas.

2 — Este método é viável para otimizar a operação de múltiplos reservatórios pelo seu baixo custo computacional. No caso de um grande número de reservatórios recomenda-se a simulação das hidrelétricas com reservatórios de suprimento de maneira agregada. A repartição da geração de energia entre as mesmas será definida posteriormente de acordo com critérios que considerem os estados presentes e as condições de contorno.

CAPÍTULO 8

---

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

- BUTCHER, William S. (1971). Stochastic Dynamic Programming for Optimun Reservoir Operation, Water Resources Bulletin - Vol. 7 nº 1, USA.
- CLARKE, R.T. (1973). Mathematical Models in Hidrology, FAO, Roma.
- CROLEY II, T.E. (1974). Sequential Stochastic Optimization for Reservoir System. Journal of the Hydraulics Division, HYL, January 1974, 201-219.
- DIVI, Sen D.K.; THOMPSTONE, R.; VALLÉE, A. (1978). On Evaluation of Operating Rules for a Multi-Reservoir Hydroelectric System, Alcan Smelters and Chemicals LTD., Arvida, Canada.
- DIVI, R. Sen D.K.; VALLÉE, A.; THOMPSTONE, R.M. (1978). Seasonal Decision Rules for Operation of a Multi-Reservoir Hydroelectric System, Alcan Smelters and Chemicals LTD., Arvida, Canada.
- FIERING, M.B. e JACKSON, B.J. (1971) Syntetic Streamflows. American Geophysical Union, Water Resources Monograph nº 1, USA.
- HALL, W.A. e DRACUP, J.A. (1974). Ingenieria de Sistemas en Los Recursos Hidráulicos, Compañía Editorial Continental, México.



- HALL, Warren A.; HOWELL, David T. (1963). The Optimization of Single-Purpose Reservoir Design With the Application of Dynamic Programming to Synthetic Hydrology Samples, Water Resources Center, University of California.
- INSTITUTO DE RECURSOS HIDRAULICOS Y ELECTRIFICACIÓN, CENTRO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTEGRADO (1981). Informe Técnico. Panama.
- INSTITUTO DE RECURSOS HIDRAULICOS Y ELECTRIFICACIÓN (1980). Informe Anual. Panama.
- LANNA, A.E. (1982). Marginal Expectations in Reservoir Operation, Engineering Optimization, Vol. 6, nº 1, London.
- LANNA, A.E. (1981). Análise Marginal em Operação de Reservatório, Revista de Hidrologia e Recursos Hídricos, Vol. 3. Brasil.
- LANNA, A.E. (1980). Optimal Weekly Releases From a Multi-Reservoir Hydropower System, Ph.D. Thesis. Colorado State University. Fort Collins, CO, USA.
- SEN D.K.; THOMPSTONE, R.; KERMANI, M. and DIVI, R. (1977). An Explicit Stochastic Optimization Approach to Develop Operating Policies for a Multi-Reservoir Hydroelectric System, Alcan Smelters and Chemicals LTD., Arvida, Canada.
- YOUNG, George K. Jr. (1967). Finding Reservoirs Operating Rules, Journal of the Hydraulics Division, HY6, American Society of Civil Engineers. USA.

ANEXO A

---

VAZÕES SEMANAIS

---

Neste anexo estão listados as vazões semanais do Rio Bayano no local da represa, estando os dados faltantes preenchidos com a média da semana e indicados com um asterisco.

## VAZÕES SEMANAIS DO RIO BAYANO

SEMANA	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969
1	123.8*	47.0	564.1	64.1	67.2	335.6	40.0	63.7	79.9	59.0	80.0	265.3
2	154.3*	46.6	105.5	53.6	50.3	777.7	30.3	75.8	76.6	49.2	823.0	221.6
3	80.8*	36.5	108.3	48.2	70.4	108.7	29.2	82.4	96.2	44.2	252.8	93.3
4	57.0*	25.4	64.4	44.6	52.7	75.7	25.2	71.0	64.9	43.1	97.8	77.5
5	48.1*	21.7	100.7	38.5	41.7	60.8	22.3	45.1	66.6	30.0	82.3	59.6
6	41.1*	18.4	37.7	33.2	30.7	46.5	19.1	36.5	54.4	51.0	69.8	52.6
7	34.9*	17.4	30.3	24.6	25.4	44.1	17.5	32.4	32.6	34.9*	76.8	46.2
8	36.3*	16.3	34.1	19.1	26.0	49.4	18.8	27.8	23.7	36.3*	90.8	47.7
9	30.5*	14.6	24.4	17.2	17.9	40.8	13.1	24.2	20.5	30.5*	59.4	36.8
10	33.7*	14.2	21.2	14.1	16.6	27.6	12.6	23.5	17.3	33.7*	41.2	35.4
11	32.7*	13.6	17.5	11.4	12.8	24.4	11.4	21.6	19.2	32.7*	63.7	35.1
12	36.3*	12.2	21.0	8.4	14.2	23.5	13.9	17.7	23.3	36.3*	41.8	156.6
13	35.8*	13.3	24.3	11.4	9.6	28.0	10.7	15.7	22.9	35.8*	117.8	66.1
14	40.9*	13.5	13.3	18.8	14.3	18.7	9.3	18.6	18.0	92.3	118.8	41.7
15	75.3*	17.6	57.6	9.3	12.0	26.2	34.6	17.6	17.5	117.9	714.4	28.9
16	101.1*	22.6	131.9	7.8	111.5	55.7	66.5	13.5	57.5	43.0	218.7	24.3
17	110.8*	54.8	59.0	110.8*	49.6	89.8	77.4	15.4	178.5	30.0	82.9	30.2
18	123.1*	242.6	83.2	21.7	39.1	232.6	41.0	18.0	93.9	51.3	140.6	81.1
19	97.0	240.4	113.0	43.8	154.8	110.7	52.9	213.6	100.0	138.7*	125.9	254.6
20	113.9	77.6	254.2	86.5	293.8	184.6	103.6	94.3	316.0	198.6*	340.7	211.6
21	103.6	118.6	293.8	63.0	176.6	173.7	81.3	57.4	217.9	156.4*	187.5	162.3
22	131.4	86.2	132.9	93.5	138.3	162.4*	162.4*	63.1	188.1	162.4*	137.7	139.2
23	89.8	196.7	182.7	173.7	232.2	112.2	192.7*	159.9	168.1	192.7*	325.2	137.6
24	107.5	121.3	120.1	115.3	175.7	211.5	189.6*	73.8	104.1	189.6*	444.7	79.6
25	154.6	132.4	136.0	72.5	184.2	152.6	196.3*	212.6	259.3	196.3*	338.9	114.4
26	77.1	195.6	169.6	103.1	170.3	205.9	213.3*	168.9	138.9	213.3*	647.2	68.5
27	81.9	87.1	192.7	238.6	265.0	177.3	225.3	114.0	277.5	207.9*	440.5	93.2
28	92.6	94.4	195.6	249.4	170.7	189.1	142.7	51.2	195.4	164.5*	164.5*	112.1
29	163.3	108.3	198.6	133.3	338.3	193.6	120.5	37.6	163.4	187.4*	291.3	111.2
30	183.0	156.5	239.0	131.3	289.4	178.4	166.7	88.9	293.7	131.2*	243.8	73.1
31	235.9	141.8	103.9	136.7	485.4	148.0	235.3	133.2	146.4	220.0*	257.4	147.0
32	240.3	223.5	165.6	214.8	294.4	121.0	139.9	206.2	195.3	204.8*	239.8	132.7
33	181.6	123.5	338.7	301.1	255.6	104.4	190.4	238.3	156.7	216.2*	297.9	261.1
34	132.7	95.2	200.7	190.1	273.7	102.7	226.1	153.2	329.2	195.0*	254.0	202.8
35	198.6	185.6	199.6	186.4	313.7	153.3	254.9	309.4	179.1	235.3*	203.9	177.3
36	126.3	175.6	159.8	175.1	197.4	333.9	335.8	296.6	240.3	210.0*	187.5	265.4
37	95.2	95.4	199.6	132.1	171.3	204.6	197.6	333.9	301.9	208.6*	263.8	226.3
38	246.8	174.3	173.0	166.3	194.5	211.5	147.2	293.1	165.4	192.7*	187.1	270.9
39	162.0	216.3	173.0	213.0	168.3	276.0	130.4	245.2	171.2	207.4*	240.9	234.9
40	135.2	249.3	154.4	193.0	328.0	226.8	127.1	181.3	221.0	245.0*	248.9	293.2
41	127.9	157.2	269.3	206.0	373.7	211.7	41.2	481.6	179.5	298.6*	356.3	298.8*
42	125.4	269.0	338.1	318.3	396.3	168.5	287.6	234.8	286.6	277.9*	253.8	277.9*
43	312.4	542.6	401.3	571.8	197.8	221.0	292.9	277.5	169.0	339.4*	261.5	339.4*
44	253.0	184.0	500.6	450.8	256.0	290.8	405.0	252.2	254.1	323.0*	439.4	149.5
45	217.3	280.2	340.1	739.1	285.1	307.8	405.3	262.1	352.1*	352.1*	296.1	246.3
46	410.3	237.1	245.0	341.7	437.0	803.2	262.6	273.5	395.1*	395.1*	152.0	270.6
47	392.7	301.5	240.0	188.4	221.3	275.8	214.8	305.4	358.0*	358.0*	485.8	931.7
48	325.7	176.2	249.8	284.8*	248.6	132.6	162.3	357.8	284.8*	284.8*	442.0	284.8*
49	202.0	591.4	1047.8	337.6*	140.4	134.1	174.8	420.6	1219.3	337.6*	348.3	337.6*
50	108.2	194.6	1043.6	268.8*	121.3	75.0	146.4	170.0	761.9	268.8*	213.0	268.8*
51	105.8	182.3	290.1	170.7*	87.7	68.3	102.7	156.8	232.9	170.7*	110.9	505.0
52	80.1	173.4	107.3	65.6	171.1	47.4	81.2	116.7*	193.0	116.7*	82.9	140.7

VAZÕES SEMANAIS DO RIO BAYAND

SEMANA	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	MEDIA
1	144.9	35.9	164.2	39.6	94.6	128.8*	128.8*	32.0	54.4	69.6	330.7	72.4	128.8
2	419.7	29.0	72.0	36.2	72.7	154.8*	154.8*	30.6	40.8	71.4	97.8	69.8	154.8
3	173.4	30.6	58.0	43.6	86.7	80.8*	80.8*	41.8	44.8	71.7	94.4	82.1	80.8
4	81.9	23.5	49.2	34.4	90.4	57.0*	57.0*	58.1	51.9	41.5	67.6	56.2	57.0
5	56.5	24.0	44.9	27.9	54.7	48.1*	48.1*	35.2	54.7	33.5	62.0	48.3	48.1
6	57.4	18.5	35.3	21.7	45.6	41.1*	41.1*	28.9	65.8	62.9	46.6	30.6	41.1
7	39.7	15.4	28.1	19.0	37.6	34.9*	34.9*	33.2	66.3	41.5	44.6	24.4	34.9
8	36.1	14.1	24.1	17.4	32.1	36.3*	36.3*	16.8	61.4	64.1	39.6	66.2	36.3
9	23.2	12.5	29.4	17.4	35.4	30.5*	30.5*	17.5	47.0	40.4	40.9	66.9	30.5
10	23.0	11.3	24.2	22.8	58.3	33.7*	33.7*	23.6	53.5	62.4	51.0	120.0	33.7
11	20.0	10.7	23.4	15.0	39.6	32.7*	32.7*	37.0	40.5	62.9	81.7	91.8	32.7
12	29.4	9.4	17.5	12.2	44.7	36.3*	36.3*	26.0	54.3	67.5	66.3	65.3	36.3
13	17.9	9.0	15.1	13.4	27.9	35.8*	35.8*	24.8	46.1	82.5	97.0	61.1	35.8
14	12.5	8.1	15.8	12.1	22.6	40.9*	40.9*	22.6	38.7	190.0	75.2	84.2	40.9
15	39.4	9.2	14.3	14.8	23.0	75.3*	75.3*	20.0	85.0	126.2	67.4	128.2	75.3
16	75.1	27.5	12.3	10.6	18.9	101.1*	101.1*	42.2	379.3	132.3	85.6	577.1	101.1
17	98.1	41.6	55.7	20.9	210.3	110.8*	110.8*	22.7	147.1	168.0	146.8	636.3	110.8
18	183.5	303.3	150.2	27.4	84.8	55.0	123.1*	28.9	185.4	160.6	104.0	325.1	123.1
19	106.4	271.1	204.1	101.0	47.7	46.5	138.7*	31.7	167.0	191.9	161.2	226.0	138.7
20	536.6	151.8	83.8	173.8	72.9	117.3	198.6*	159.0	306.9	140.2	175.3	369.8	198.6
21	219.1	149.6	141.5	75.6	79.5	134.5	156.4*	141.1	235.7	124.3	183.5	320.0	156.4
22	349.8	132.8	149.5	69.9	142.6	124.9	162.4*	77.7	256.7	226.5	166.0	441.5	162.4
23	237.4	169.4	198.1	144.8	87.4	202.4	192.7*	78.8	236.6	228.2	151.0	535.5	192.7
24	265.0	264.3	152.4	201.8	263.9	123.9	189.6*	131.5	330.4	140.8	250.0	304.3	189.6
25	229.4	183.4	216.8	175.6	162.0	302.1	196.3*	192.3	244.0	241.4	230.7	275.6	196.3
26	171.4	370.3	122.4	250.3	217.7	484.0	213.3*	130.2	175.9	230.2	146.1	235.4	213.3
27	137.7	545.7	113.4	117.9	162.0	404.1	207.9*	137.1	147.9	170.6	122.8	321.7	207.9
28	136.4	197.4	90.2	233.1	131.2	235.0	164.5*	69.5	296.8	115.5	139.6	326.8	164.5
29	173.3	170.1	87.2	271.4	167.0	212.6	187.4*	89.6	371.1	202.7	159.3	359.2	187.4
30	171.0	140.0	127.0	249.3	266.6	230.6	181.2*	75.2	229.1	128.3	134.3	190.8	181.2
31	226.8	407.3	45.3	177.1	309.1	598.3	220.0*	104.6	220.2	195.3	164.7	220.6	220.0
32	209.3	302.4	86.6	159.4	203.8	366.3	204.8*	94.4	403.7	105.5	183.7	214.9	204.8
33	329.3	306.4	70.4	137.7	277.6	243.1	216.2*	242.7	206.5	138.5	143.9	160.3	216.2
34	293.2	262.8	132.4	155.8	187.1	302.3	195.0*	147.7	176.7	147.3	86.3	232.1	195.0
35	269.8	235.6	161.1	548.3	228.7	219.0	235.3*	203.7	273.7	344.8	93.7	235.6	235.3
36	294.0	253.3	107.5	200.6	149.6	189.8	210.0*	98.3	178.8	288.1	154.7	211.7	210.0
37	269.6	203.0	168.0	185.8	358.7	187.8	208.6*	218.8	230.5	219.6	111.3	211.7	208.6
38	242.7	247.8	158.1	175.7	214.1	151.4	192.7*	187.8	181.0	156.2	178.4	105.9	192.7
39	383.4	192.6	113.5	185.6	198.8	365.8	207.4*	197.3	204.0	163.3	95.8	185.9	207.4
40	460.8	203.4	188.1	492.8	184.4	257.0	140.5	219.6	193.7	226.5	352.3	357.8	245.0
41	412.8	280.3	239.6	619.8	310.0	373.3	327.8	480.6	288.2	165.7	262.9	401.7	298.6
42	582.8	240.6	131.1	227.6	318.0	231.7	262.3	354.8	400.3	191.3	176.8	257.9	277.9
43	603.7	140.7	143.4	366.4	667.3	410.3	371.5	304.2	334.8	489.4	199.4	182.8	339.4
44	374.5	279.0	222.6	411.0	445.7	870.3	237.5	173.1	200.0	333.4	195.6	251.0	323.0
45	371.6	351.6	151.3	348.7	422.4	960.7	147.4	262.0	424.4	128.8	331.4	467.6	352.1
46	266.6	278.7	189.4	987.7	401.8	1002.8	135.9	457.7	525.5	384.8	270.0	358.9	395.1
47	306.0	223.0	119.2	485.8	241.1	618.7	79.2	242.0	347.4	622.1	178.8	356.0	356.0
48	522.3	143.4	116.2	713.6	243.7	525.6	48.3	175.7	246.5	334.4	339.2	191.3	284.8
49	337.6*	110.2	81.2	150.6	227.3	365.6	113.4	122.8	272.0	214.9	147.5	617.7	337.6
50	429.8	66.5	63.4	119.5	91.8	380.1	55.0	553.4	202.9	214.5	165.9	466.2	268.8
51	413.6	50.6	114.3	80.2	68.2	237.7	63.3	90.4	104.0	157.9	134.1	397.6	170.7
52	280.1	57.9	66.1	228.0	50.9	189.7	29.3	68.3	82.7	70.4	111.2	189.9	116.7

ANEXO B

---

PARÂMETROS DO MODELO ESTOCÁSTICO

---

Os parâmetros do modelo estocástico estão listados a seguir com a coluna SEMANA indicando o estágio do ano. A coluna LOGQ MEDIO lista as medias semanais dos logarítimos das vazões afluentes. A coluna DESVIO PADRAO lista o desvio padrão dos logarítimos das vazões afluentes. A coluna AUTOCORRELACAO lista a correlação entre os logarítimos das vazões da semana indicada com os da sua antecedente. A coluna DECLIVIDADE lista a declividade da reta de regressão entre os logarítimos das vazões anteriores à semana indicada com os da semana indicada.

PARAMETROS DO MODELO ESTOCASTICO

SEMANA	LOGO MEDIO	DESVIO PADRAO	AUTOCORRELACAO	DECLIVIDADE
1	1.97029	0.33232	0.25169	0.34873
2	1.95563	0.40872	0.63476	0.78069
3	1.84800	0.22615	0.86560	0.47894
4	1.72735	0.16825	0.86366	0.64255
5	1.65101	0.17124	0.86957	0.88504
6	1.56379	0.17116	0.70677	0.70642
7	1.50994	0.17104	0.92456	0.92394
8	1.50740	0.21608	0.80477	1.01670
9	1.44347	0.19121	0.94659	0.83765
10	1.45381	0.24840	0.89372	1.16101
11	1.43059	0.27146	0.92887	1.01512
12	1.44647	0.31155	0.84556	0.97042
13	1.43366	0.32385	0.88230	0.91712
14	1.44198	0.37124	0.89683	1.02608
15	1.53462	0.45457	0.80423	0.93474
16	1.75188	0.48418	0.73001	0.77757
17	1.88577	0.36949	0.58261	0.44460
18	1.95597	0.37217	0.53631	0.54020
19	2.07519	0.26473	0.51747	0.36809
20	2.23492	0.23798	0.22737	0.20440
21	2.15340	0.19769	0.79718	0.65389
22	2.16428	0.19860	0.68021	0.68336
23	2.24726	0.18057	0.55934	0.50856
24	2.23378	0.19989	0.39730	0.43980
25	2.26877	0.15419	0.41594	0.32084
26	2.27249	0.21862	0.56289	0.79808
27	2.26016	0.22291	0.69727	0.71095
28	2.17695	0.19536	0.58773	0.51509
29	2.22467	0.22163	0.81463	0.92418
30	2.22899	0.16979	0.71698	0.54927
31	2.28366	0.23322	0.45004	0.63189
32	2.28027	0.17043	0.72021	0.52633
33	2.30345	0.17663	0.45305	0.46953
34	2.26441	0.15613	0.58496	0.51705
35	2.34780	0.14427	0.33210	0.30689
36	2.30050	0.14329	0.29544	0.29343
37	2.29663	0.14817	0.37493	0.38769
38	2.27512	0.09440	0.19906	0.12682
39	2.29783	0.13047	0.25122	0.34729
40	2.36164	0.15463	0.16592	0.19665
41	2.42501	0.23962	0.56677	0.87750
42	2.41913	0.15114	0.27656	0.17570
43	2.49030	0.19399	0.39175	0.50283
44	2.47218	0.17615	0.36692	0.33317
45	2.50301	0.19536	0.55431	0.61474
46	2.53976	0.21981	0.46157	0.51934
47	2.48781	0.24207	0.38081	0.42978
48	2.39414	0.24748	0.70034	0.60867
49	2.41822	0.36303	0.33849	0.41447
50	2.29542	0.34300	0.78227	0.86231
51	2.14602	0.27056	0.74087	0.58461
52	2.06246	0.24576	0.65716	0.59672



ANEXO C

---

PROGRAMAS COMPUTACIONAIS

---

Neste anexo estão listados o programa principal e suas subrotinas, com os fluxogramas das subrotinas mais complexas.

PROGRAMA PRINCIPAL

Lê as condições de contorno e iniciais, imprime resultados.

Utiliza: Subrotinas DADOS, MODELO e OPERA

```

COMMON W(52,30),FALHA(52,30),UEC(52),R(52),SEDS(32),UEPS(52)
COMMON SU(52),SOL(50),GBAY(50),CF(400),BGER(400),VAZAO(60),GG(60)
COMMON SI(25,10)
INTEGER S,SI,SF,AND(30)
C $$$ PROGRAMA PRINCIPAL - LEITURA E IMPRESSOES
EMAX=332
READ(5,50)NANDS,NGEM,SI,SF,EI,EF,BCAP,C,QI

50  FCRMAT(6I4,F7.1)
   DC 100 I=1,NANDS
100  READ(5,110) (Q(S,I),S=1,52)
110  FCRMAT(2X,I3F6.1)
   DC 200 I=1,NANDS
200  AND(I)=1957+I
   WRITE(8,700)

210  WRITE(8,210)(AND(I),I=1,12)
   FCRMAT(6X,"SEMANA",12(5X,I4),/)
   CALL JALGS(NANDS)
   DC 300 S=1,52
300  WRITE(8,310)S,((Q(S,I),FALHA(S,I)),I=1,12)
310  FCRMAT(10X,I3,12(F8.1,A1))
   WRITE(8,700)
320  FCRMAT(8,320)(AND(I),I=13,24)
700  FCRMAT(1H1,///,19X,"VAZoes SEMANAIS DO RIO BAYANO",/)
   DC 400 S=1,52
400  WRITE(8,410) S,((Q(S,I),FALHA(S,I)),I=13,24),SQ(S)
410  FCRMAT(10X,I3,12(F8.1,A1),F6.1)
   CALL MODELO(NANDS)
   WRITE(8,710)
710  FCRMAT(1H1,///,25X,"PARAMETROS DO MODELO ESTOCASTICO",/)
   WRITE(8,450)
450  FCRMAT(20X,"SEMANA",5X,"LOGO MEDIO",5X,"DESVIO PADRAO",5X,"AUTOCOR
RELACAO",5X,"DECLIVIDADE")
   DC 500 S=1,52
500  WRITE(8,510)S,SEDS(S),DEPS(S),R(S),DEC(S)
510  FCRMAT(20X,I4,10X,F7.5,11X,F7.5,12X,F7.5,9X,F7.5)
   CALL OPERA(NGEM,SI,SF,QI,EI,BCAP,C,EF)
   WRITE(8,750)EMAX,C,BCAP,SI,EI,SF,EF,QI
750  FCRMAT(1H1,///,25X,"DECISAO COM CUSTO MINIMU PARA UPERAR BAYANO",/
1/,20X,"ENERGIA MAXIMA ARMazenADA",15,"GWH",/,20X,"CONSUMO SEMANAL
2",9X,15,"GWH",/,20X,"CAPACIDADE DO BAYANO",4X,15,"GWH",/,20X,"CON
3",15,"SEMANA COM",15,"GWH",/,20X,"CUNICOES FINAIS"
4,15,"SEMANA COM",15,"GWH",/,20X,"VAZAO INICIAL",F7.1,"M3/S",/)
   WRITE(8,760)
760  FCRMAT(7,25X,"SIMULACAO DA OPERACAO",/)
   WRITE(8,550)
550  FCRMAT(10X,"GERACAO      CUSTO ESPERADO      BAYANO      CUSTO SIMPLADO
A")
   DC 600 G=1,25
600  WRITE(8,610)G,SOL(G),GBAY(G),(SQ(G,L),L=1,10)
610  FCRMAT(12X,I4,10X,I8,8X,I8,10I8)
   STOP
   END

```

SUBROTINA DADOS

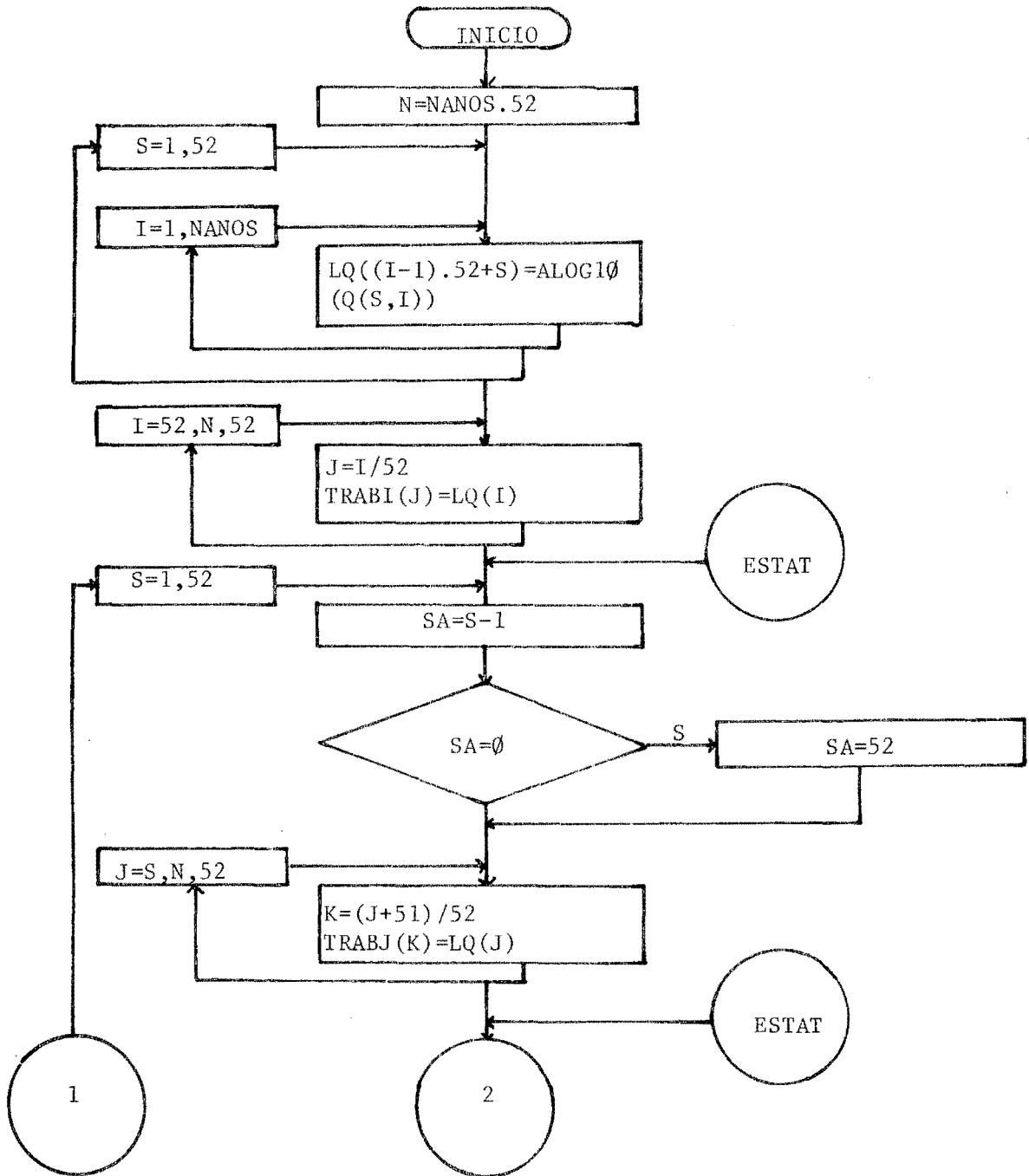
Preenche as falhas dos dados

Chamada por: PROGRAMA PRINCIPAL

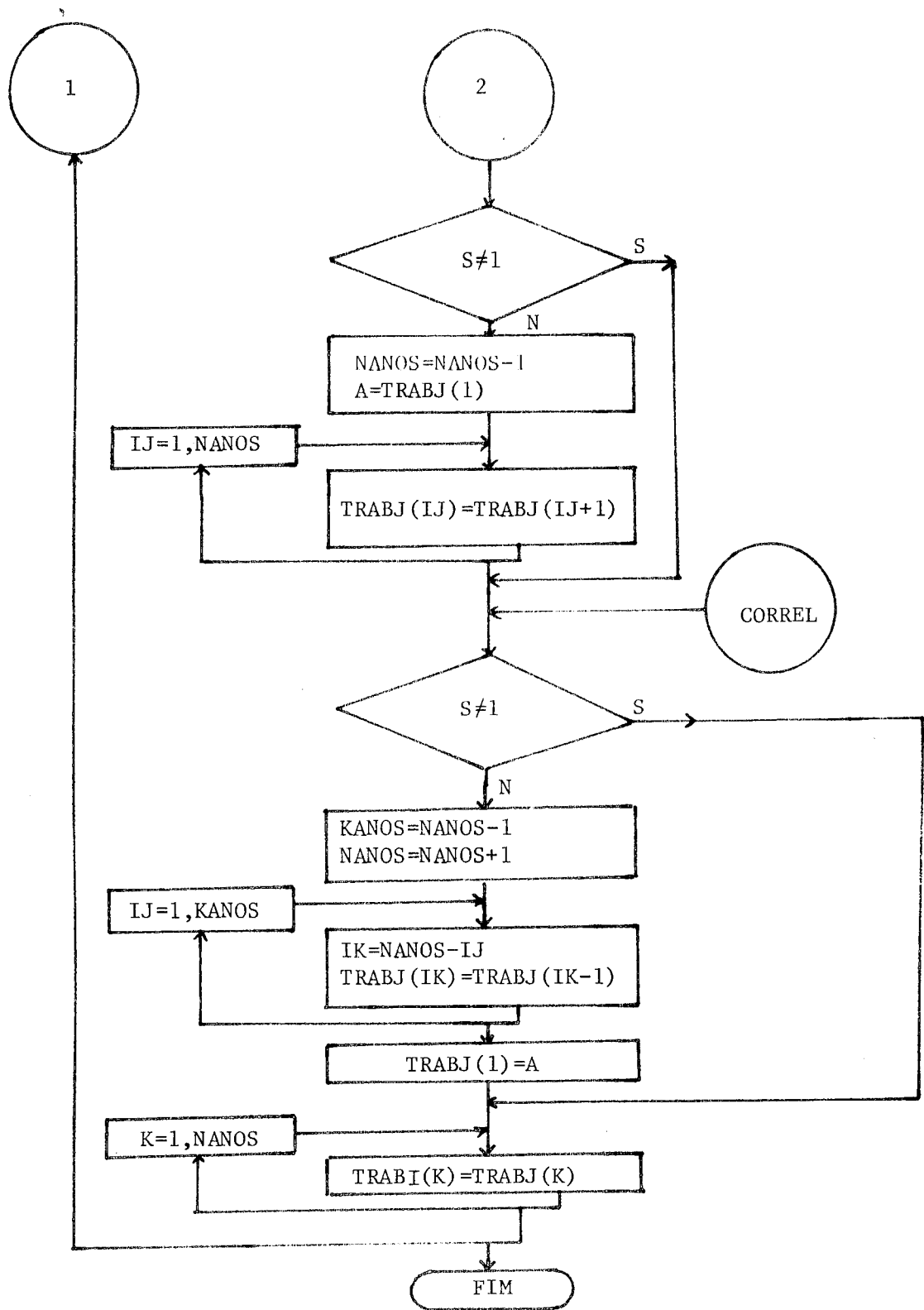
```

SUBROUTINE DADOS(NANUS)
COMMON Q(52,30),FALHA(52,30),LEC(52),R(52),SFDS(52),DEFS(52)
COMMON SW(52),SOL(50),GRAY(50),CF(400),BGER(400),VAZAD(60),QG(60)
INTEGER S
REAL QA(52)
C $$$ PREENCHE AS FALHAS COM O VALOR MEDIO DA SEMANA CORRESPONDENTE E
C $$$ ARMAZENA O CODIGO * PARA OS VALORES PREENCHIDOS
DC 100 S=1,52
N=0
QA(S)=0
DC 200 I=1,NANUS
IF (Q(S,I).LE.0) GO TO 200
N=N+1
QA(S)=QA(S)+Q(S,I)
FALHA(S,I)=" "
200 CCNTINUE
SQ(S)=QA(S)/N
DC 300 I=1,NANUS
IF (Q(S,I).GT.0) GO TO 300
FALHA(S,I)="*"
Q(S,I)=SQ(S)
300 CCNTINUE
100 CCNTINUE
RETURN
END
```

FLUXOGRAMA DA SUBROTINA MODELO - 1ª PARTE



FLUXOGRAMA DA SUBROTINA MODELO - 2ª PARTE



SUBROTINA MODELO

Ajusta um modelo estocástico do tipo Thomas-Fiering.

Utiliza: Subrotina ESTAT e Subrotina CORREL

Chamada por: PROGRAMA PRINCIPAL

```

SUBROUTINE MODELO(NANOS)
COMMON W(52,30),FALHA(52,30),UEC(52),R(52),SEDS(52),DEPS(52)
COMMON SQ(52),SOL(50),GRAY(50),CF(400),BGER(400),VAZAO(60),QG(60)
REAL TRABI(30),TRABJ(30),LG(1500)
INTEGER S,SA
C *** AJUSTA UM MODELO AUTOREGRESSIVO DO TIPO THOMAS-FIERING PARA OS
C *** LOGARITMOS DAS VAZÕES
N=NANOS*52
DC 100 S=1,52
DC 110 I=1,NANOS
110 LG((I-1)*52+S)=ALOG10(Q(S,I))
100 CONTINUE
DC 200 I=52,N,52
J=I/52
200 TRABI(J)=LQ(I)
CALL ESTAT(TRABI,SEDS(52),DEPS(52),NANOS)
DC 300 S=1,52
SA=S-1
IF(SA.EQ.0) SA=52
DC 400 J=S,N,52
K=(J+51)/52
400 TRABJ(K)=LQ(J)
CALL ESTAT(TRABJ,SEDS(S),DEPS(S),NANOS)
IF(S.NE.1) GOTO 600
NANOS=NANOS-1
A=TRABJ(1)
DC 500 IJ=1,NANOS
500 TRABJ(IJ)=TRABJ(IJ+1)
600 CALL CORREL(TRABI,TRABJ,SEDS(SA),SEDS(S),UEC(S),R(S),NANOS)
IF(S.NE.1) GOTO 800
KANOS=NANOS-1
NANOS=NANOS+1
DC 700 IJ=I,KANOS
IK=NANOS-IJ
700 TRABJ(IK)=TRABJ(IK-1)
TRABJ(1)=A
800 DC 900 K=1,NANOS
900 TRABI(K)=TRABJ(K)
300 CONTINUE
RETURN
END

```

## SUBROTINA CORREL

Calcula a correlação e ajusta uma reta de regressão entre duas séries.

Chamada por: Subrotina MODELO

```
      SUBROUTINE CORREL(X,Y,XMED,YMED,DEC,R,N)
      DIMENSION X(52),Y(52),TX(52),TY(52)
C *** ESTA SUBROTINA CALCULA A CORRELACAO R E O COEFICIENTE DE REGRESSAO C
C *** DEC ENTRE X E Y
      DC 100 I=1,N
      TX(I)=X(I)-XMED
      TY(I)=Y(I)-YMED
100  SSX=0.0
      SSY=0.0
      SXY=0.0
      DC 200 I=1,N
      A=TX(I)
      B=TY(I)
      SXY=SXY+A*B
      SSX=SSX+A*A
200  SSY=SSY+B*B
      SSX=SQRT(SSX)
      SSY=SQRT(SSY)
      R=SXY/(SSX*SSY)
      DEC=R*SSY/SSX
      RETURN
      END
```



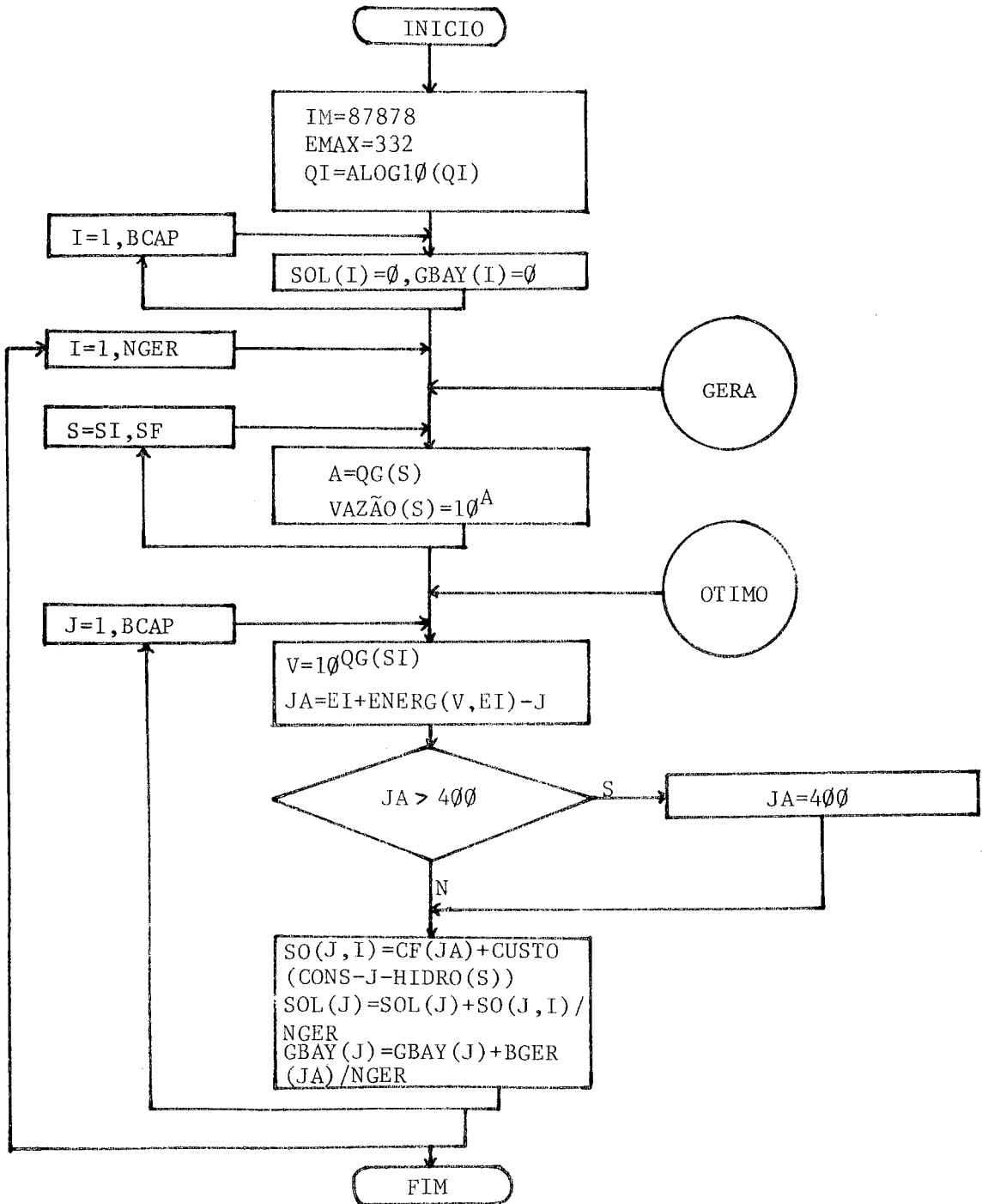
SUBROTINA ESTAT

Calcula a média e o desvio padrão de uma série.

Chamada por: Subrotina MODELO

```
      SUBROUTINE ESTAT(X,XMED,XDESP,N)
      DIMENSION X(52)
C ***  CALCULA A MEDIA (XMED) E O DESVIO PADRAO (XDESP) DE UMA SERIE X
C ***  COM N ELEMENTOS
      SX=0.0
      SSX=0.0
      DO 100 I=1,N
      A=X(I)
      SX=SX+A
      SSX=SSX+A*A
100   XMED= SX/FLOAT(N)
      XDESP=SSX-SX*XMED
      XDESP=SQRT(XDESP/FLOAT(N-1))
      RETURN
      END
```

FLUXOGRAMA DA SUBROTINA OPERA



SUBROTINA OPERA

Opera o modelo de otimização

Utiliza: Subrotina GERA e OTIMO, Funções ENERG e CUSTO

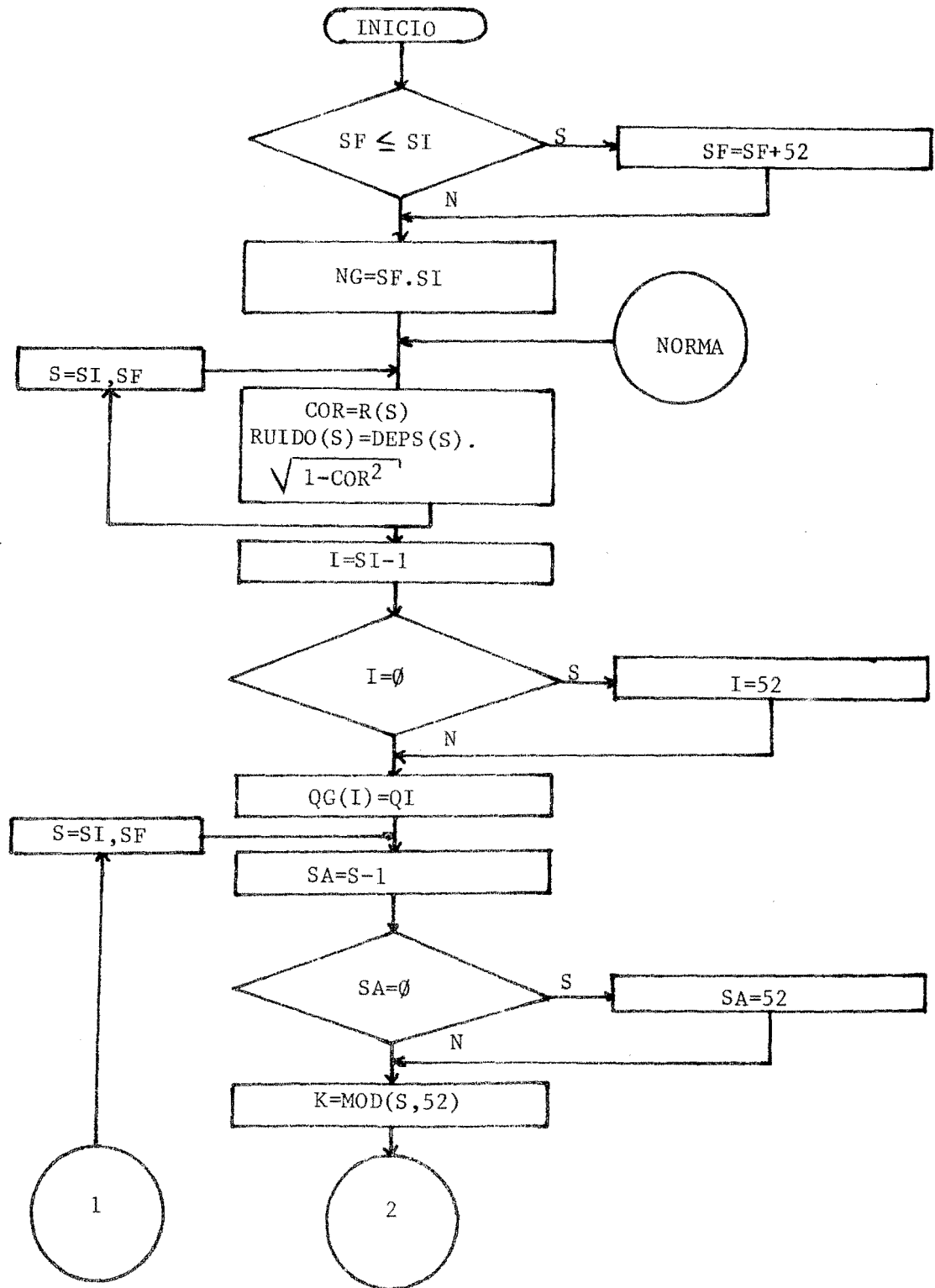
Chamada por: PROGRAMA PRINCIPAL

```

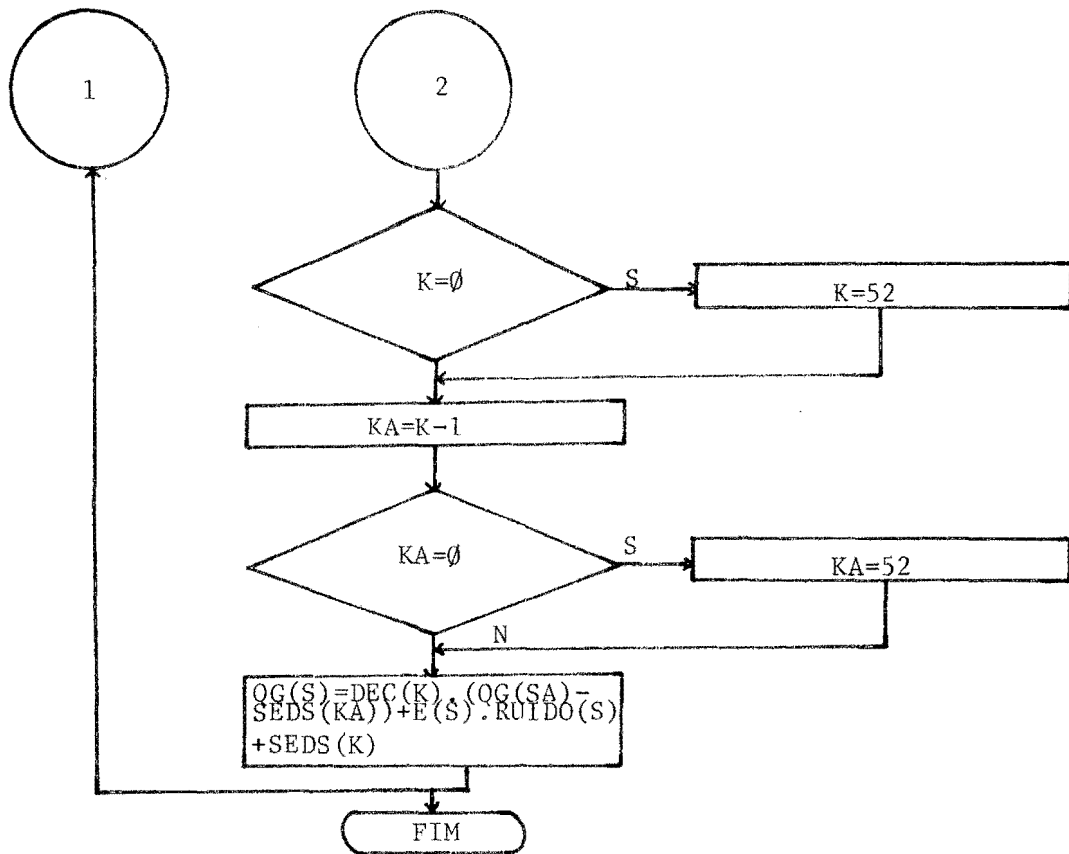
SUBROUTINE OPERA(NGER,SI,SF,QI,EI,BCAP,CONS,ENF)
COMMON W(52,30),FALHA(52,30),DEC(52),F(52),SEUS(52),DEPS(52)
COMMON SQ(52),SOL(50),GRAY(50),CF(400),BGER(400),VAZAU(60),QG(60)
COMMON SU(25,10)
INTEGER S,SI,SF,BCAP,CONS,EMAX,ENF,EI
C $$$ CALCULA O CUSTO MINIMO E A ENERGIA TOTAL GERADA POR BAYANO ENTRE
C $$$ AS SEMANAS SI E SF PARA CASA GERACAO DE BAYANO
IM=87870
EMAX=332
QI=ALOG10(QI)
DO 50 I=1,BCAP
SCL(I)=0
GRAY(I)=0
50 CONTINUE
DO 100 I=1,NGER
CALL GERA(IM,QI,SI,SF)
DO 200 S=SI,SF
A=GG(S)
200 VAZAU(S)=10**A
CALL OTIMO(SI,SF,CONS,BCAP,EMAX,ENF)
DO 300 J=1,BCAP
V=10**QG(SI)
JA=EI+ENERG(V,EI)-J
IF(JA.GT.400) JA=400
SC(J,I)=CF(JA)+CUSTO(CONS=J-HIDRU(S))
SCL(J)=SCL(J)+SD(J,I)/NGER
300 GRAY(J)=GBAY(J)+BGER(JA)/NGER
100 CONTINUE
RETURN
END

```

FLUXOGRAMA DA SUBROTINA GERA - 1ª PARTE



FLUXOGRAMA DA SUBROTINA GERA - 2ª PARTE



## SUBROTINA GERA

Gera uma série de dados estocásticos

Utiliza: Subrotina NORMA

Chamada por: SUBROTINA OPERA

```

SUBROUTINE GERA(IM,QI,SI,SF)
COMMON W(52,30),FALHA(52,30),DEC(52),R(52),SEDS(52),DEPS(52)
COMMON SQ(52),SDL(50),GEAY(50),CF(400),BGER(400),VAZAU(60),QG(60)
DIMENSION RUIDO(60),E(60)
INTEGER SI,SF,S,SA
C 333 GERA VAZDES SEMANAIS ENTRE AS SEMANAS SI A SF
IF(SF.LE.SI) SF=SF+52
NG=SF-SI
CALL NORMA(E,IM)
DC 100 S=SI,SF
COR=R(S)
100 RUIDO(S)=DEPS(S)*SQRT(1-COR*COR)
I=SI-1
IF(I.EQ.0) I=52
QG(I)=QI
DC 200 S=SI,SF
SA=S-1
IF(SA.EQ.0) SA=52
K=MOD(S,52)
IF(K.EQ.0) K=52
KA=K-1
IF(KA.LE.0) KA=52
200 QG(S)=DEC(K)*(QG(SA)-SEDS(KA))+E(S)*RUIDO(S)+SEDS(K)
RETURN
END
```

SUBROTINA NORMA

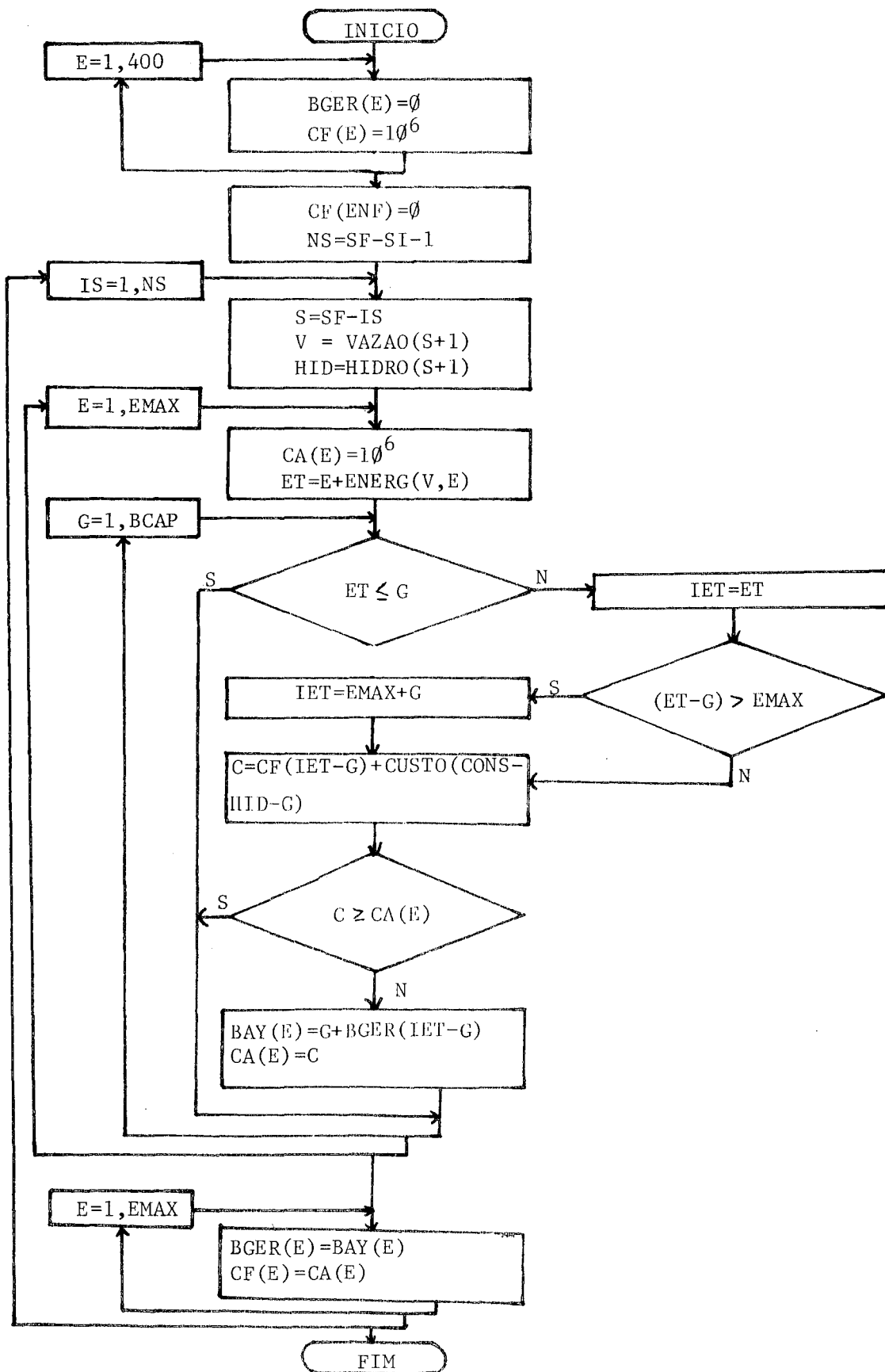
Gera números aleatórios com distribuição normal, média = 0 e desvio padrão = 1.

Utiliza: Função do computador RANDOM

Chamada por: Subrotina GERA

```
      SUBROUTINE NORMA(E,IM)
      DIMENSION E(60)
C   $$$ TRANSFORMA A DISTRIBUICAO RETANGULAR ALEATORIA ENTRE (0,1) EM UMA
C   $$$ DISTRIBUICAO NORMAL (0,1)
      DC 100 I=1,60
      SI=0.0
      DC 200 J=1,12
      RI=RANUM(IM)
      200 SI=SI+RI
      E(I)=SI-6.0
      100 CCNTINUE
      RETURN
      END
```

FLUXOGRAMA DA SUBROTINA OTIMO





### SUBROTINA OTIMO

Calcula o custo mínimo da geração térmica complementar

Utiliza: Funções HIDRO, ENER e CUSTO

Chamada por: Subrotina OPERA

```

SUBROUTINE OTIMO(SI,SF,CONS,BCAP,EMAX,ENF)
COMMON G(52,30),FALHA(52,30),UEC(52),R(52),SFDS(52),DEFS(52)
COMMON SQ(52),SOL(50),GRAY(50),CF(400),BGER(400),VAZAO(60),QG(60)
DIMENSION RAY(400),CA(400)
INTEGER SI,SF,S,CONS,BCAP,EMAX,E,G,ET
C $$$ (CALCULA O MINIMO CUSTO DA GERACAO TERMICA COMPLEMENTAR A ENERGIA
C $$$ TOTAL DA VARIAVEL DE DECISAO E
DC 100 E=1,400
BGER(E)=0
100 CF(E)=10**6
CF(ENF)=0
NS=SF-SI=1
DC 200 IS=1,NS
S=SF-IS
V=VAZAO(S+1)
HID=HIURL(S+1)
DC 300 E=1,EMAX
CA(E)=10**6
ET=E+ENERG(V,E)
DC 400 G=1,BCAP
IF(ET.LE.G) GO TO 400
IET=ET
IF((ET-G).GT.EMAX) IFI=EMAX+S
C=CF(IET-G)+CUSTO(CONS-HID-G)
IF(C.GE.CA(E)) GO TO 400
RAY(E)=G+BGER(IET-G)
CA(E)=C
400 CCNTINUE
300 CCNTINUE
DC 500 E=1,EMAX
BGER(E)=RAY(E)
500 CF(E)=CA(E)
200 CCNTINUE
RETURN
END
```

## FUNÇÃO HIDRO

Calcula a geração hidrelétrica de La Estrella e Los Valles.

Chamada por: Subrotina OPERA

```
.....  
C $$$ FUNCTION HIDRO(S)  
      DETERMINA A GERAÇÃO HIDROELETTRICA TOTAL COM EXCESSAO DE BAYANO  
      HIDRO=10  
      IF(S.LE.13) HIDRU=7  
      RETURN  
      END
```

## FUNÇÃO CUSTO

Calcula o custo da geração térmica.

Chamada por: Subrotina OPERA

```
C *** FUNCTION CUSTO (GTER)
      CALCULA O CUSTO DA GERACAO TERMICA COMPLEMENTAR
      IF (GTER.GT.31) CUSTO=2200*GTER-52000
      IF ((GTER.LE.31).AND.(GTER.GT.28)) CUSTO=880*GTER+1080
      IF ((GTER.LE.28).AND.(GTER.GT.9)) CUSTO=520*GTER+1000
      IF ((GTER.LE.9).AND.(GTER.GT.5)) CUSTO=470*GTER+500
      IF (GTER.LE.5) CUSTO=360*GTER
      RETURN
      END
```

## FUNÇÃO ENERG

Calcula a energia proveniente da vazão afluyente

Chamada por: Subrotinas OPERA e OTIMO

```
FUNCTION ENERG(Q,E)
C *** CALCULA A ENERGIA ARMazenADA PELA VAZAO AFLUENTE
INTEGER TAB(32)
DATA TAB/0,5,10,15,20,26,32,38,45,52,59,67,75,83,92,101,112,122,
*132,144,156,168,181,195,209,224,241,257,274,293,312,332/
DC 100 I=1,32
IF(E.LE.TAB(I))GOTO 110
100 CCNTINCE
110 H=47.+(I-1)+(E-TAB(I-1))/(TAB(I)-TAB(I-1))*.5
ENERG=0.0013*Q*(H-8.5)
RETURN
END
```