

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE E CUSTO DE GERAÇÃO DE UM SISTEMA DE
POTÊNCIA COM IMPOSIÇÃO DE RESTRIÇÕES DE POTÊNCIA E ENERGIA.

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA À UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA PA
RA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA.

Helena Flávia Naspolini Coelho

Dezembro - 1979

AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE E CUSTO DE GERAÇÃO DE UM SISTEMA DE POTÊNCIA COM IMPOSIÇÃO DE RESTRIÇÕES DE POTÊNCIA E ENERGIA.

Helena Flávia Napolini Coelho

ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA PARA OBTENÇÃO DO TÍTULO DE MESTRE EM CIÊNCIAS - ESPECIALIDADE ENGENHARIA ELÉTRICA E APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO.

Hans Helmut Zörn

Prof. Hans Helmut Zörn, Ph. D.
Orientador

L. G. de Souza Fonseca

Prof. Luiz Gonzaga de Souza Fonseca, D.Sc.
Coordenador do Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

APRESENTADA PERANTE A BANCA EXAMINADORA COMPOSTA DOS PROFESSORES:

Hans Helmut Zörn

Prof. Hans Helmut Zörn. Ph. D.

J. Branco Machado

Prof. Luiz Jairo Branco Machado, Dr. Ing.

Rajamani Doraiswami

Prof. Rajamani Doraiswami, Ph. D.

M. Morozowsky

Prof. Marciano Morozowsky, M. Sc.

À Rúbia Helena Napolini Coelho
minha filha

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. HANS HELMUT ZÜRN, a inestimável ajuda prestada na orientação deste trabalho.

Aos meus colegas, pelo incentivo e sugestões, particularmente aos Professores: AMILTON COELHO, meu marido, LUIZ JAIRO BRANCO MACHADO, LUIZ GONZAGA DE SOUZA FONSECA e MARCIANO MOROZOWSKY.

- A UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA e a CNEN pelo apoio técnico-financeiro.

A todos aqueles que direta ou indiretamente, influenciaram na composição deste trabalho.

Í N D I C E

RESUMO	01
ABSTRACT	02
CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	03
CAPÍTULO 2 - AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE E CUSTO DE GERAÇÃO SEM LEVAR EM CONSIDERAÇÃO RESTRIÇÕES DE ENERGIA	07
2.1 - Introdução	07
2.2 - Funções Distribuição de Probabilidade de Demanda e Funções Densidade	08
2.3 - Funções de Disponibilidade de Potência da Unidade Geradora	12
2.4 - Funções Modificadas de Distribuição e Densidade da Demanda não Atendida	16
2.5 - Probabilidade de Perda de Carga e Duração Esperada da Demanda não Atendida	23
2.6 - Custo Esperado de Produção de Energia	25
CAPÍTULO 3 - EXTENÇÃO DA TÉCNICA DE AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE E CUSTO DE GERAÇÃO ATRAVÉS DA INCLUSÃO DE RESTRIÇÕES DE ENERGIA E DE POTÊNCIA PRIMÁRIA	32
3.1 - Introdução	32
3.2 - Restrições de Potência para Usinas sem Armazenamento	33
3.3 - Restrições de Energia para Unidades Geradoras com Armazenamento Limitado	35
CAPÍTULO 4 - ESTUDO DAS SOLUÇÕES DO MODELO ESTOCÁSTICO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA	44
4.1 - Introdução	44
4.2 - Configuração do Sistema de Potência	44
4.3 - Estudo do Comportamento do Sistema com a Variação do Número de Passos de Potência	46
4.4 - Estudo da Sensibilidade dos Parâmetros do Sistema	51

CAPÍTULO 5 - CONCLUSÃO 76

APÊNDICE I - DOCUMENTAÇÃO DOS PROGRAMAS DE COMPUTADOR PARA
CÁLCULO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDADE E CUSTO
DE PRODUÇÃO DE GERAÇÃO DE UM SISTEMA DE POTÊN
CIA 79

APÊNDICE II - DADOS DO SISTEMA DE POTÊNCIA 99

REFERÊNCIAS 116

R E S U M O

Os modelos estocásticos de produção de energia por muito tempo consideraram que as unidades geradoras de potência não estão sujeitas a limitações de energia primária. Entretanto, em sistemas de potência com geração predominantemente hidroelétrica, ou sistemas térmicos sujeitos a contratos ou estoques limitados de combustível, devem ser consideradas restrições de energia. Estes sistemas requerem um modelo de produção capaz de considerar tanto a disponibilidade de energia como a disponibilidade de potência.

Este trabalho descreve as alterações efetuadas num modelo estocástico de produção de energia existente visando considerar restrições de energia. Desta forma, usinas hidroelétricas com grandes, médios e pequenos reservatórios ou usinas a fio d'água podem ser modeladas considerando a razão de saída forçada de suas unidades individuais, a disponibilidade de energia de maneira determinística ou probabilística e ainda os afluxos de modo probabilístico para as usinas a fio d'água. Similarmente, usinas térmicas com contratos ou estoques de combustível limitados podem ser modeladas desta maneira.

O modelo resultante realiza o carregamento de todos os geradores de potência disponíveis individualmente ou em grupos de unidades idênticas de acordo com uma dada pilha de carregamento. Unidades ou usinas com reservatório, impedidas de trabalhar em base por restrições de energia, são automaticamente introduzidas em ponta.

A B S T R A C T

In the past the stochastic energy production models have not considered primary energy limitations for the power generating units. However, in predominantly hydro-electric power systems or thermal systems subject to limited fuel contracts and storage, energy restrictions must be considered. Such systems require a production model capable of considering both the availability of energy and the availability of power.

This work describes the changes implemented in a stochastic production model to consider energy restrictions. Thus hydroelectric power plants with large, medium and small reservoirs and run-of-river plants may be modelled considering the individual unit forced outage rates, the deterministic or probabilistic energy availability and the probabilistic inflows for the run-of-river plants. Similarly thermal plants with limited fuel contracts and storage may be modelled this way.

The resulting model loads all available generating units individually or in groups of identical units according to a given load stack. Reservoir units or plants for which energy restrictions occur are automatically assigned for "peak shaving".

C A P Í T U L O 1

INTRODUÇÃO

Com o desenvolvimento industrial a dependência em relação à disponibilidade de energia elétrica tem-se tornado cada vez maior. Atualmente a maior parte da energia consumida nos países industrializados é do tipo elétrico. Portanto, os sistemas responsáveis pela geração e transporte de energia elétrica devem procurar melhorar constantemente os padrões de qualidade e continuidade da energia fornecida, visando mantê-la confiável e de boa qualidade a um mínimo custo de geração da mesma.

A literatura tem dado uma ênfase muito grande ao planejamento da capacidade de geração estática¹. É difícil determinar qual foi o primeiro material publicado nesta área, mas interesses na aplicação de métodos probabilísticos aplicado a capacidade de geração são evidentes a partir de 1933¹.

A técnica mais popular até o presente momento para avaliar quão adequada é uma configuração de capacidade de geração proposta ou existente é a probabilidade de perda de carga¹ (LOLP).

Outra técnica existente é a energia esperada não atendida¹. Nesta técnica, a função densidade de disponibilidade de capacidade da unidade é convolvida com a curva de duração de demanda para calcular a energia esperada não atendida devido a saídas forçadas das unidades.

Nos últimos anos, muita atenção tem sido dada aos modelos de custo de produção de energia para sistemas de unidades geradoras que permitem o cálculo da energia esperada fornecida por cada unidade e conseqüentemente o custo de combustível utilizado²⁻⁶. Estes métodos variam somente em detalhes, mas basicamente utilizam os mesmos conceitos do método da energia esperada não atendida para avaliação da confiabilidade da capacidade de geração.

Recentemente, Billinton e Harrington⁷ propuseram a inclusão de restrições de energia em estudos convencionais de avaliação da capacidade de geração.

Desta maneira pode-se modelar não somente a utilização de unidades hidroelétricas de recursos hídricos limitados mas também unidades térmicas com recursos escassos de combustível, além das unidades sem restrições de energia.

A maioria dos estudos de confiabilidade de geração não levam em consideração restrições de energia. Mas, tendo em vista a crescente preocupação de melhor utilização dos recursos energéticos disponíveis, justifica-se a inclusão de restrições de energia nos estudos convencionais.

Este trabalho pretende mostrar uma extensão da conhecida técnica de avaliação da confiabilidade de geração, onde a função densidade de disponibilidade de capacidade da unidade é convolvida com a curva de duração da demanda, através da inclusão de alguns tipos distintos muito comuns de restrições de energia.

Devido ao fato de que procedimentos de operação distintos são usados para diferentes tipos de limitação de energia.

gia, não se pode considerar todas as unidades com restrições de energia da mesma maneira.

Três tipos básicos de limitações de energia foram considerados neste estudo:

- a) Usinas que não podem armazenar energia até o próximo pico diário; por exemplo, usinas a fio d'água. Este tipo de restrição de energia é equivalente à restrição imposta sobre a potência primária correspondente à unidade.
- b) Usinas com reservatório, cuja autonomia permite a operação sob regulação mensal, ou anual; por exemplo, usinas hidroelétricas de grandes reservatórios.
- c) Usinas com energia armazenada disponível de tal modo que sua operação se realiza sob regulação semanal; por exemplo, usinas hidroelétricas com pequenos reservatórios.

O método usado para o cálculo da energia esperada fornecida pela unidade e custo de produção foi desenvolvido por Slater⁶, baseado no trabalho de Booth² e Balériaux et al⁵.

Esta pesquisa foi concebida antes da publicação do trabalho desenvolvido por Billinton e Harrington⁷, adotando-se posteriormente algumas proposições destes autores; sendo portanto em muitos aspectos semelhante ao proposto em (7).

No Capítulo 2 estabelece-se o modelo para avaliação da confiabilidade e custo de geração sem levar em consideração restrições de energia.

No Capítulo 3 mostra-se a extensão da técnica de avaliação da confiabilidade e custo de geração considerando-se

restrições de energia e de potência primária.

No Capítulo 4 é apresentado o sistema de potência seguido de um estudo do comportamento do sistema com a variação do número de passos de potência visando obter um passo de potência tal que o erro introduzido pelo mesmo no processo do cálculo do custo esperado de produção de energia e da duração esperada da demanda não atendida seja aceitável frente ao tempo computacional. A seguir faz-se análise de sensibilidade de parâmetros do sistema a variações de demanda, a variações da disponibilidade das unidades geradoras, a variações das restrições de energia e a variações na indisponibilidade planejada das unidades geradoras termoelétricas.

No Capítulo 5, são apresentadas as conclusões, comentários e sugestões para futuros trabalhos.

Finalmente, como Apêndices, apresentam-se a documentação dos programas de computador para o cálculo de índices de confiabilidade e o custo de produção de geração e os dados referentes ao sistema de potência em análise.

C A P Í T U L O 2

AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE E CUSTO DE GERAÇÃO SEM LEVAR EM CONSIDERAÇÃO RESTRIÇÕES DE ENERGIA.

2.1. INTRODUÇÃO

O modelo estocástico do sistema de potência para planejamento da produção de geração a médio e curto prazo, aqui apresentado, é um dos modelos mais completos e exatos disponíveis na atualidade.

Seu principal objetivo é avaliar o custo esperado de produção de cada unidade geradora considerando o caráter aleatório tanto da potência de demanda como das disponibilidades de potência de geração, e as características de produção entrada saída não lineares de cada unidade geradora.

O algoritmo do custo de produção foi desenvolvido por Slater⁶, que se baseia no trabalho de Booth² e Balériaux et al⁵.

A notação matemática apresentada neste capítulo foi baseada no trabalho apresentado por Zürn⁸.

Os próximos itens tentam apresentar um método de produção de uma série de índices de confiabilidade úteis na avaliação da continuidade de atendimento de sistemas de potência, como a duração esperada da demanda não suprida, a probabilidade de perda de carga, a demanda esperada não suprida e a energia espe-

rada não suprida.

O modelo entretanto, não gera informações como frequência e duração esperadas dos eventos individuais, mas fornece a duração total esperada de ocorrência destes eventos.

Através da operação linear de convolução da função distribuição da demanda e das funções densidade de disponibilidade de potência das unidades, é possível obter a função distribuição de demanda modificada capaz de proporcionar os índices de confiabilidade acima mencionados, bem como o custo de energia produzida pelas unidades geradoras do sistema.

2.2. FUNÇÕES DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DA DEMANDA E FUNÇÕES DENSIDADE

O diagrama de duração da demanda diária planejada é dado pela Fig. (2-1), e pode ser convertido numa função distribuição de demanda por uma simples troca dos eixos e normalização da variável tempo.

A função distribuição de demanda $G_d (P_d)$, ilustrada pela Fig. (2-2) é definida pela probabilidade:

$$G_d(P_{d_k}) = P(P_d > P_{d_k}) , \tag{2.1}$$

onde P_d é a variável aleatória potência de demanda e P_{d_k} é a potência de demanda no nível k.

A função distribuição definida pela Eq. (2.1) decresce de 1 até zero, diferindo das funções ordinárias de distribuição de probabilidade⁹, que são monotonamente crescente de 0

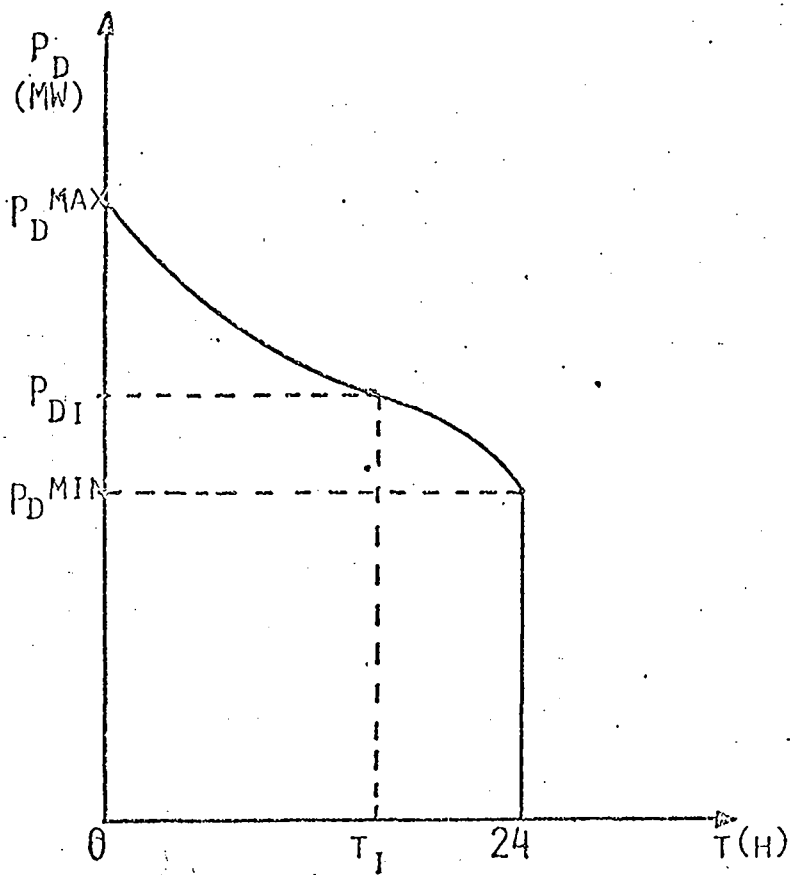


FIGURA 2-1 - DIAGRAMA DIÁRIO DE DURAÇÃO DE DEMANDA.

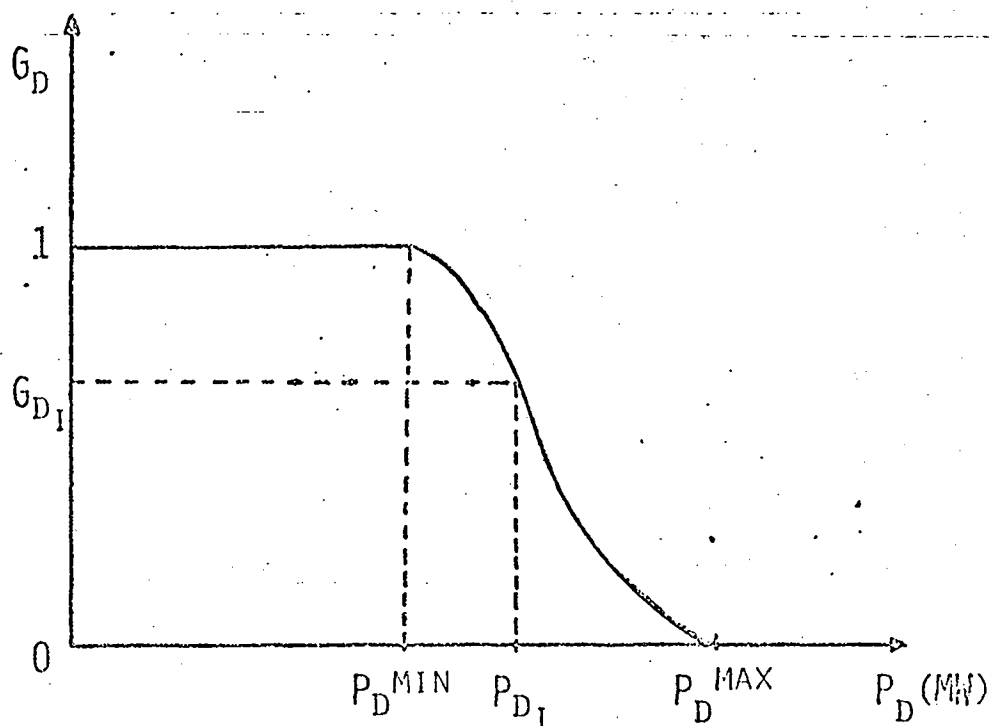


FIGURA 2-2 - FUNÇÃO DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DE DEMANDA.

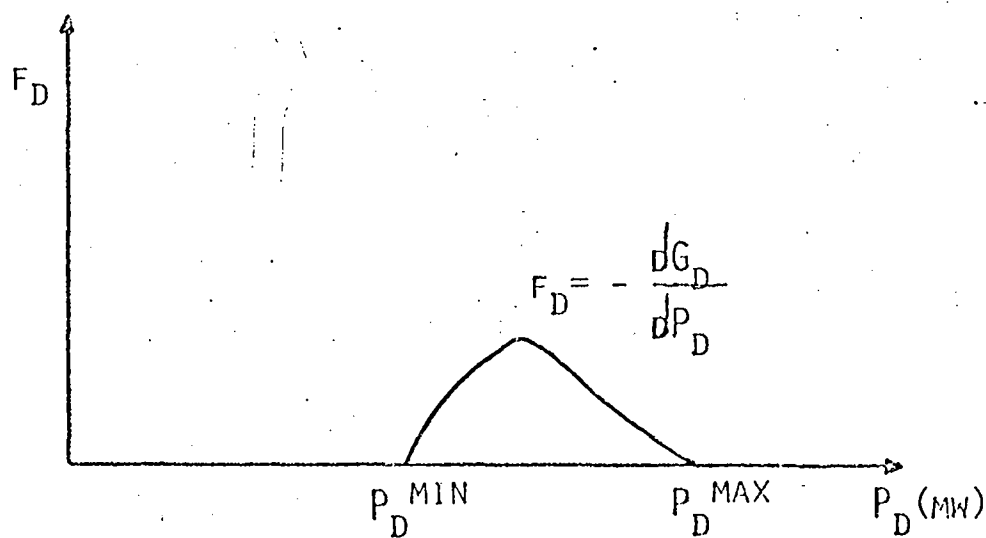


FIGURA 2-3 - FUNÇÃO DENSIDADE DE PROBABILIDADE DE DEMANDA.

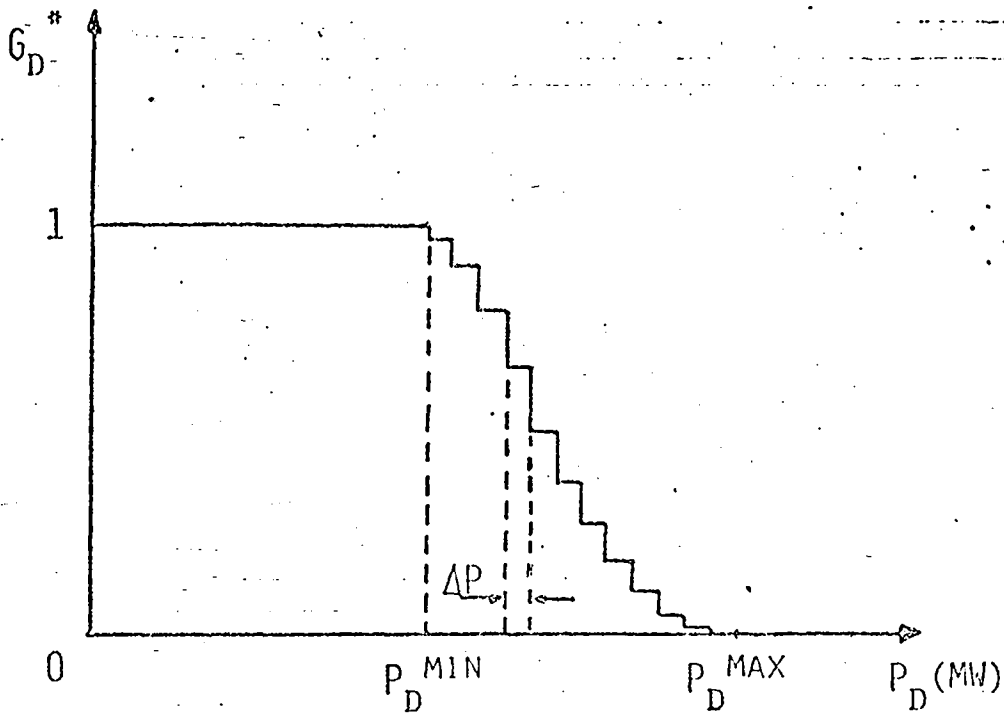


FIGURA 2-4 - FUNÇÃO DISCRETA DE DISTRIBUIÇÃO DE DEMANDA.

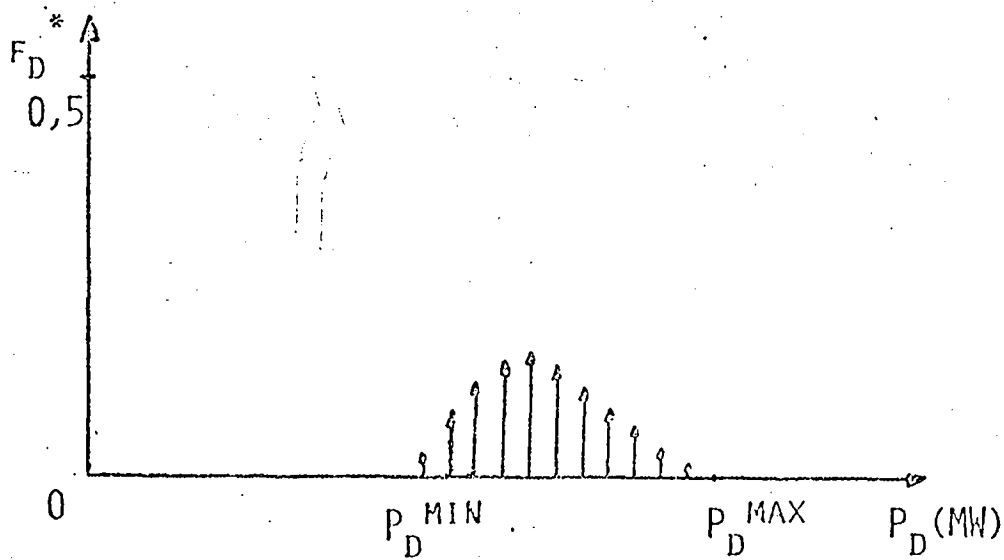


FIGURA 2-5 - FUNÇÃO DISCRETA DE DENSIDADE DE DEMANDA.

até 1. Esta forma é conveniente nesta linha de trabalho, devido ao grande interesse que se tem na cauda final de alta potência e pequena duração da função distribuição.

A função densidade de probabilidade de demanda, mostrada na Fig. (2-3), é igual à derivada negativa da função distribuição de demanda, isto é:

$$f_d = - \frac{dG_d}{dP_d} \quad (2.2)$$

Assim, a probabilidade de ocorrência de uma potência de demanda no intervalo $P_{d_k} \pm \frac{1}{2} \Delta P$ é dada por:

$$P \left\{ P_{d_k} - \frac{1}{2} \Delta P \leq P_d \leq P_{d_k} + \frac{1}{2} \Delta P \right\} = \int_{P_{d_k} - \frac{1}{2} \Delta P}^{P_{d_k} + \frac{1}{2} \Delta P} f_d \cdot dP \approx f_d(P_{d_k}) \cdot \Delta P, \quad (2.3)$$

Como na prática as demandas são planejadas numa base horária, a função duração de demanda é discreta. Portanto $G_d(P_d)$ e $f_d(P_d)$ também são discretas, com degraus de potência variáveis.

Por conveniência computacional, é feita então uma conversão para passos constantes de potência ΔP .

Com a transformação da função distribuição de demanda numa função escada, $G_d^*(P_d)$ (Fig. (2-4)), a função densidade torna-se um trem de impulsos, $f_d^*(P_d)$, como mostra a Fig. (2-5).

2.3. FUNÇÕES DE DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA DA UNIDADE GERADORA

Na teoria de confiabilidade define-se a disponibilidade de um componente ou sistema como sendo a probabilidade de

que o mesmo esteja operando num dado instante de tempo¹. A partir desta definição, o modelo adotado seria o de dois estados (operacional ou não operacional). Neste modelo, conforme mostram as Figuras (2-6) e (2-7), existe um único estado operacional de potência de saída e outro estado não operacional.

O modelo probabilístico a dois estados aplicado às unidades geradoras, reúne toda faixa de operação da unidade em somente um estado operacional correspondente à potência nominal da unidade. Pode-se adotar este modelo para unidades hidroelétricas em geral bem como, para unidades geradoras que operem em base, por exemplo, unidades termo-nucleares. Entretanto, para determinadas unidades geradoras, tais como, unidades termoelétricas, que têm uma ampla faixa de operação, a definição acima é incompleta. Neste caso, a disponibilidade pode ser considerada como uma função da potência de saída, pois observou-se que a probabilidade de falha aumenta quando a unidade entrega mais potência ao sistema. Além disso, uma grande variedade de falhas pode ocorrer neste tipo de unidade geradora, sem contudo, obrigá-la a sair completamente fora do sistema, portanto, existem um ou mais estados operacionais para esta unidade.

Para aperfeiçoar o modelo de disponibilidade para a unidade geradora termoelétrica, o modelo a dois estados (operacional ou não operacional) pode ser substituído por uma representação múltipla constituída de vários estados de potência de saída (plena ou parcial) e um estado não operacional.

Neste caso, o modelo estocástico requer unicamente a noção da função distribuição da disponibilidade de potência da unidade ou a função densidade correspondente.

A função distribuição de disponibilidade de potência da unidade de geração usada neste trabalho é definida pela probabilidade

$$P \{ P_u > P_{u_k} \} = G_u(P_{u_k}), \quad (2.4)$$

onde P_u é a variável aleatória potência de saída da unidade de geração e P_{u_k} é a potência de saída da unidade no nível k .

Na prática usa-se funções distribuição de disponibilidade de potência discretas, com isto, as funções densidade serão funções impulsivas, conforme mostram as Figuras (2-6) a (2-9).

A conhecida razão de saída forçada¹ (F.O.R), é definida como complemento de um da disponibilidade da unidade no estado de funcionamento, na representação de disponibilidade a dois estados, isto é,

$$F.O.R. = 1 - G_u^*(P_u^{\max}). \quad (2.5)$$

Para uma unidade geradora i , com uma função distribuição de disponibilidade de potência discreta, sua disponibilidade a regime permanente, acima do nível j de $P_{u_{ij}}$ MW é a probabilidade de que a unidade esteja operando e seja capaz de suprir potência maior do que $P_{u_{ij}}$ MW, isto é:

$$A_{u_{ij}} = P \{ P_{u_i} > P_{u_{ij}} \} = G_{u_i}^*(P_{u_{ij}}). \quad (2.6)$$

Existe um grau de incerteza na determinação das distribuições de disponibilidade de potência, uma vez que elas são obtidas baseadas na experiência passada.

As funções distribuição e densidade podem ser discretizadas em passos de potência constante de acordo com um método

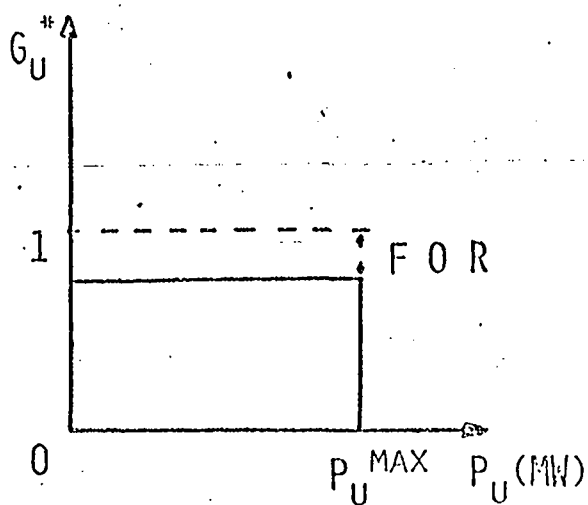


FIGURA 2-6 - FUNÇÃO DISTRIBUIÇÃO DE DISPONIBILIDADE DA UNIDADE (UM ESTADO DE FUNCIONAMENTO).

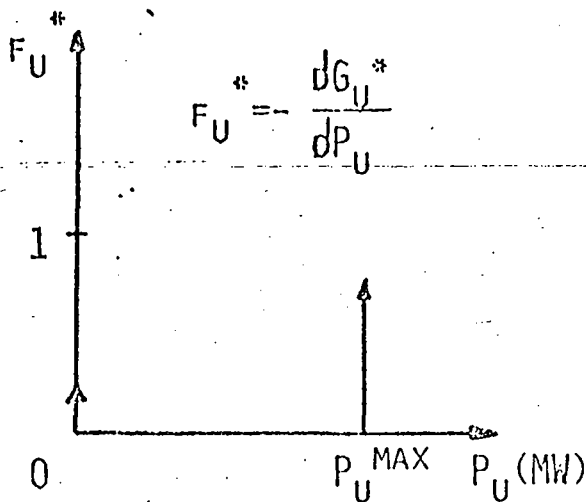


FIGURA 2-7 - FUNÇÃO DENSIDADE DE DISPONIBILIDADE DA UNIDADE (UM ESTADO DE FUNCIONAMENTO).

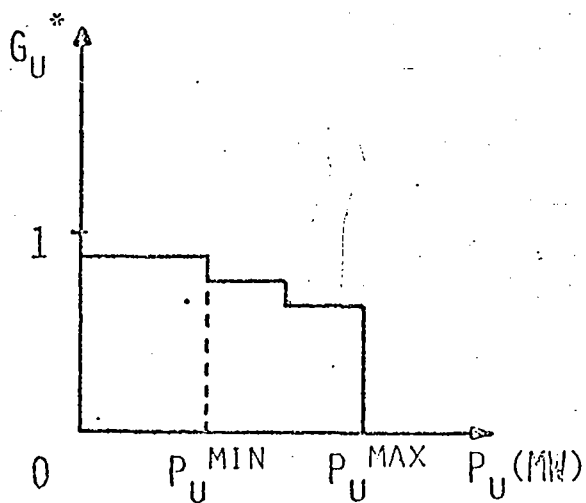


FIGURA 2-8 - FUNÇÃO DISTRIBUIÇÃO DE DISPONIBILIDADE DA UNIDADE (MÚLTIPLOS ESTADOS DE FUNCIONAMENTO).

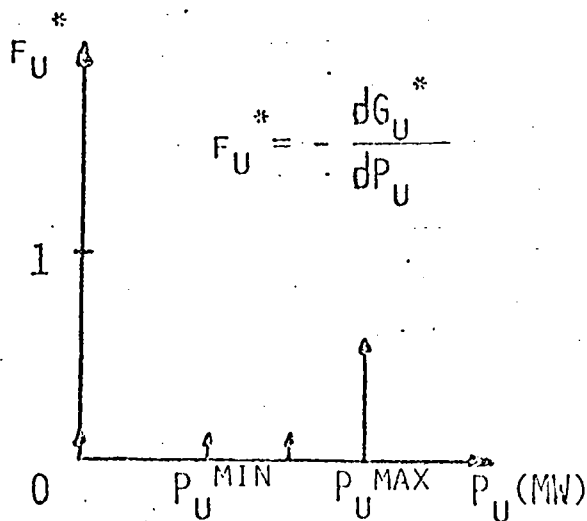


FIGURA 2-9 - FUNÇÃO DENSIDADE DE DISPONIBILIDADE DA UNIDADE (MÚLTIPLOS ESTADOS DE FUNCIONAMENTO).

do adequado¹ de conversão em passos; devendo o passo adotado coincidir com o adotado na modelagem da potência de demanda.

2.4. FUNÇÕES MODIFICADAS DE DISTRIBUIÇÃO E DENSIDADE DA DEMANDA NÃO ATENDIDA

Através da função densidade de demanda do sistema e a função densidade de disponibilidade de potência das várias unidades geradoras que supostamente atendem a potência de demanda, pode-se obter a função densidade de probabilidade de demanda não atendida e portanto calcular a confiabilidade do atendimento da demanda.

Seja: P_{dna} - Potência de demanda não atendida em MW
 P_d - Potência de demanda
 P_g - Potência de geração

Estas três variáveis se relacionam conforme equação descrita abaixo:

$$P_{dna} = P_d - P_g, \quad (2.7)$$

onde $P_g = \sum_i P_{u_i}, \quad (2.8)$

com o somatório estendido sobre todas as unidades geradoras que contribuem.

Existem duas maneiras de obtenção de P_{dna} que conduzem ao mesmo resultado:

- a) Obtenção da potência de geração e então calcular

a demanda não atendida conforme Eq. (2.7).

b) Uso de relações recorrentes dos sucessivos carregamentos das unidades pela combinação das Equações (2.7) e (2.8), isto é,

$$P_{dna_i} = P_{dna_{i-1}} - P_{u_i}, \quad (2.9)$$

onde P_{dna_i} é a demanda não atendida após sucessivos carregamentos de todos geradores e incluindo o gerador i . O valor inicial para P_{dna_i} é a própria demanda, isto é:

$$P_{dna_0} = P_d. \quad (2.10)$$

É óbvio que após o carregamento da última unidade, a demanda não atendida deve coincidir com a equação (2.7) independente da ordem de carregamento.

A segunda maneira tem a vantagem de tornar possível a avaliação da demanda não atendida com o progressivo carregamento de mais geradores e então calcular a contribuição individual da unidade em cada ordem de carregamento dada. Isto é de importância fundamental para o cálculo do custo de produção de geração.

Como P_{dna} , P_g e P_{dna_i} são funções lineares das variáveis aleatórias P_{u_i} e P_d como indicado nas Equações (2.7) a (2.10), de acordo com a teoria de probabilidade, suas funções densidade correspondentes podem ser calculadas pela convolução das funções densidade das variáveis componentes⁹.

Assim, a função densidade de probabilidade de deman

da não atendida é obtida pela seguinte integral de convolução:

$$f_{dna}(P_{dna}) = f_d(P_{dna}) * f_g^-(P_{dna}) \triangleq \int_{-\infty}^{\infty} f_d(P_d) \cdot f_g(P_d - P_{dna}) \cdot dP_d, \quad (2.11)$$

ou

$$f_{dna}(P_{dna}) = \int_{-\infty}^{\infty} f_d(P_{dna} - P_g) \cdot f_g(-P_g) \cdot dP_g, \quad (2.12)$$

onde $f^-(.)$ indica função densidade de variável aleatória subtrativa.

Similarmente, a função densidade de disponibilidade de potência de geração é obtida através de convoluções sucessivas das densidades de disponibilidade de potência das unidades individuais f_{u_i}

$$f_g = f_{u_1} * f_{u_2} * \dots * f_{u_i} * \dots \quad (2.13)$$

A expressão de recorrência para a função densidade de probabilidade de demanda não atendida devido ao carregamento parcial referente a Eq. (2.11) é dada por;

$$f_{dna_i}(P_{dna_i}) = f_{dna_{i-1}}(P_{dna_i}) * f_{u_i}^-(P_{dna_i}) \triangleq \int_{-\infty}^{\infty} f_{dna_{i-1}}(P_{dna_{i-1}}) \cdot f_{u_i}(P_{dna_{i-1}} - P_{dna_i}) \cdot dP_{dna_{i-1}} \quad (2.14)$$

Para fins computacionais a forma discretizada da Eq. (2.14) pode ser escrita como:

$$f_{dna_i}(j.\Delta P) = f_{dna_{i-1}}(j.\Delta P) * f_{u_i}^-(j.\Delta P) \stackrel{\Delta}{=} \sum_{k \geq j} f_{dna_{i-1}}(k.\Delta P) \cdot f_{u_i}(k.\Delta P - j.\Delta P) \text{ para todo } j, \quad (2.15)$$

onde $f(.)$ são impulsos considerados da função densidade de probabilidade e ΔP é o passo de potência comum adotado para as densidades envolvidas.

O intervalo do somatório, isto é, o intervalo de variação de k é tal que só são considerados todos os possíveis termos não nulos.

É de grande importância o processo inverso da convolução para possibilitar a avaliação da influência da remoção de uma unidade do sistema.

Este processo é chamado de deconvolução e é solucionado através da equação:

$$f_{dna_{i-1}}(j.\Delta P) \stackrel{\Delta}{=} f_{dna_i}(j.\Delta P) / f_{u_i}^-(j.\Delta P) \\ \stackrel{\Delta}{=} \frac{f_{dna_i}(j.\Delta P) - \sum_{k > j} f_{dna_{i-1}}(k.\Delta P) \cdot f_{u_i}(k.\Delta P - j.\Delta P)}{f_{u_i}^-(0)}$$

para todo j .

(2.16)

A Eq. (2.16) requer uma condição inicial que é da

da pela equação abaixo:

$$\lim_{j \rightarrow \infty} f_{dna_{i-1}}(j \cdot \Delta P) = 0. \tag{2.17}$$

Note que $f_{u_i}(0)$ é sempre diferente de zero para unidades sujeitas a saídas forçadas, já que é a probabilidade de que esta unidade esteja indisponível.

Se a unidade tem razão de saída forçada zero, os processos de convolução e deconvolução convertem-se em simples deslocamentos da função densidade de demanda não atendida, para a esquerda e para a direita, de um valor correspondente à capacidade de potência da unidade que está sendo fornecida ou retirada do sistema.

Como várias unidades são entregues ao sistema, as sucessivas convoluções gradualmente deslocam a função densidade de demanda não atendida para a esquerda, de tal forma que finalmente apenas a cauda da função corresponde a valores de potência positiva.

Por razões computacionais é conveniente evitar tais deslocamentos. Para tal, definiu-se uma nova função densidade de demanda modificada f_{dm_i} que é igual à função densidade de demanda não atendida f_{dna_i} deslocada pela capacidade instalada já introduzida no sistema; isto é:

$$f_{dm_i}(j \cdot \Delta P) = f_{dna_i}(j \cdot \Delta P + \sum_{k=1}^i j_k \max. \Delta P) \quad \text{para todo } j, \tag{2.18}$$

onde $j_k \max$ é o nº total de passos de potência correspondente à potência máxima da unidade k .

As correspondentes funções distribuição de probabilidade da demanda não atendida, G_{dna_i} , e da demanda modificada, G_{dm_i} , são obtidas das funções densidades como a seguir:

$$G_{dna_i}(P_{dna_i}) = 1 - \int_{-\infty}^{P_{dna_i}} f_{dna_i}(P) \cdot dP \quad (2.19)$$

e

$$G_{dm_i}(P_{dm_i}) = 1 - \int_{-\infty}^{P_{dm_i}} f_{dm_i}(P) \cdot dP, \quad (2.20)$$

ou na forma discreta:

$$G_{dna_i}(j \cdot \Delta P) = 1 - \sum_{k \leq j} f_{dna_i}(k \cdot \Delta P) \quad \text{para todo } j \quad (2.21)$$

$$G_{dm_i}(j \cdot \Delta P) = 1 - \sum_{k \leq j} f_{dm_i}(k \cdot \Delta P) \quad \text{para todo } j \quad (2.22)$$

Estas funções distribuição de probabilidade também podem ser obtidas diretamente pela convolução e deconvolução das funções distribuição de demanda correspondentes com as funções densidades de disponibilidade de potência das unidades. A Fig. (2-10) ilustra a forma das funções de distribuição de probabilidade: de demanda, de demanda modificada e de demanda não atendida. Note que enquanto a capacidade de geração nominal disponível é suficiente

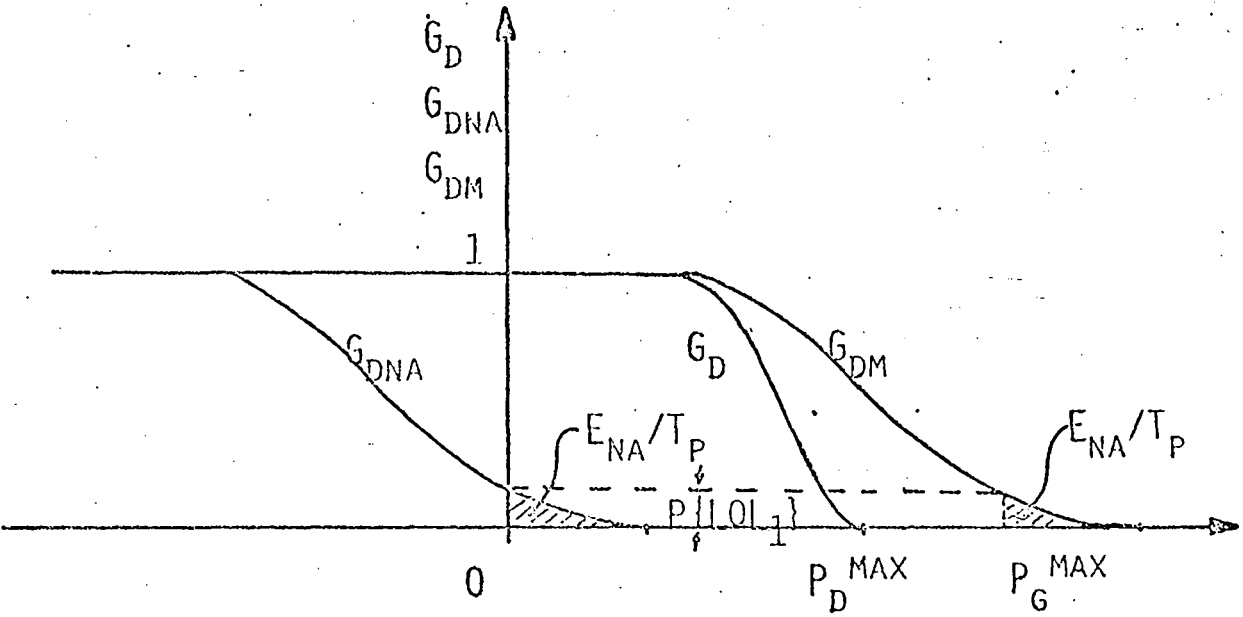


FIGURA 2-10 - FUNÇÕES DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DE DEMANDA (G_D), DEMANDA NÃO ATENDIDA (G_{DNA}) E DEMANDA MODIFICADA (G_{DM}).

P_D^{MAX} - DEMANDA DE PICO (MW).

P_G^{MAX} - CAPACIDADE NOMINAL DE GERAÇÃO DISPONÍVEL (MW).

$P\{LOL_1\}$ - PROBABILIDADE DE PERDA DE CARGA.

E_{NA}/T_P - ENERGIA NÃO ATENDIDA (MW · PERÍODO).

T_P - TEMPO POR PERÍODO (H/PERÍODO).

para atender a demanda, existe uma probabilidade diferente de zero de que o sistema falhe ao atender a demanda considerada; supondo que todas as unidades estão sujeitas a saídas forçadas. Este fato é claramente indicado pela distribuição de demanda modificada que se estende além da capacidade nominal disponível de geração nominal $P_g^{\text{máx}}$ e pela distribuição de demanda não atendida, através da observação de como esta função é definida para o semi-eixo positivo de potência.

2.5. PROBABILIDADE DE PERDA DE CARGA E DURAÇÃO ESPERADA DA DEMANDA NÃO ATENDIDA

A probabilidade de perda de carga (LOLP)¹ também conhecida como a probabilidade de falha no suprimento da demanda^{6,10}, é o índice de confiabilidade mais usado em geração de potência.

A probabilidade de perda de carga é a probabilidade de que a demanda não possa ser atendida durante um considerado intervalo de tempo para o qual a distribuição de demanda é dada por $G_d(P_d)$ e a função densidade de disponibilidade de geração é dada por $f_g(P_g)$, isto é:

$$P\{\text{LOLP}_1\} = \int_0^{\infty} G_d(P) \cdot f_g(P) \cdot dP. \quad (2.23)$$

Este valor é igual ao valor de função distribuição de demanda não atendida na origem, ou ainda o valor da função distribuição

de demanda modificada em $P_g^{\text{m}ax}$ como mostra a Fig. (2-10).

$$P \{ \text{LOL}_1 \} = G_{\text{dna}}(0) = G_{\text{dm}}(P_g^{\text{max}}). \quad (2.24)$$

Contudo, considerando que um intervalo típico de interesse deve ter várias distribuições representativas de demanda, por exemplo, dias de semana típicos, sábados e domingos, para cada um dos quais resultando diferentes probabilidades de perda de carga, deve-se computar a perda de carga esperada para o período. Este valor esperado pode ser melhor interpretado como a duração total esperada de perda de carga, do que uma probabilidade da demanda não atendida, sendo então chamado de duração esperada da demanda não atendida (DEDNA) e neste trabalho, simbolizado por ρ_{ddna}

$$\rho_{\text{ddna}} = E \{ P \{ \text{LOL}_1 \} \}_{\text{período}} \quad (2.25)$$

Considerando a Eq. (2.23) e assumindo que a disponibilidade de densidade de geração permanece inalterada durante o período sob consideração obtemos:

$$\rho_{\text{ddna}} = E \left\{ \int_0^{\infty} G_d(P) \cdot f_g(P) \cdot dP \right\}_{\text{período}} \quad (2.26)$$

$$\rho_{\text{ddna}} = \int_0^{\infty} E \{ G_d(P) \}_{\text{período}} \cdot f_g(P) \cdot dP, \quad (2.27)$$

onde $E \{ G_d (P) \}$ período é a distribuição de demanda esperada no período.

A probabilidade de perda de carga, e a duração esperada da demanda não atendida, podem ser formalmente expressas em termos de dias/ período, dias/ ano etc, mostrando uma conveniente ordem de magnitude para este índice.

2.6. CUSTO ESPERADO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA

Devido ao fato de que o custo de operação da unidade é função do custo do combustível e do rendimento da instalação somente leva-se em consideração no cálculo do custo total de produção de energia, o custo esperado de produção de energia referente as unidades geradoras térmicas e o custo correspondente às compras de energia que o sistema não é capaz de fornecer.

Para obter o custo esperado de produção de energia, o modelo proposto considera a não linearidade do custo de combustível para produção de energia (ϕ_i) versus características de potência P_{u_i} . (ver Fig. (2-11)). A Fig. (2-12) mostra a relação entre o custo de produção incremental (ψ_i) e os múltiplos estados de disponibilidade para as unidades geradoras.

O modelo desenvolvido por Slater⁶ incorpora estes aspectos que são muito distintos dos modelos anteriores. Ele usa uma aproximação linear de características entrada-saída, mostrando uma série de pontos de quebra para assegurar uma solução racional e precisa.

O esforço computacional é proporcional ao número de segmentos de potência resultantes no sistema. O mais baixo ponto de quebra é usualmente estabelecido como mínima carga do gerador, e como tal uma limitação. Em geral é mais conveniente fazer os pontos de quebra coincidirem com as descontinuidades de disponibilidade.

Os segmentos de potência definidos pelos pontos de quebra da característica entrada-saída de cada unidade geradora são carregados separadamente de acordo com uma ordem econômica de carregamento definida pelo custo de produção incremental médio de cada segmento em adição a várias outras exigências tais como base de carga de operação, considerações de estabilidade do sistema, restrições de transmissão e custo das unidades introduzidas. Obviamente todos os segmentos pertencentes a uma mesma unidade devem ser carregados em ordem crescente; condição esta automaticamente encontrada pois os custos incrementais crescem com a potência, como mostra a Fig. (2-11), típica para combustível fóssil das unidades geradoras de origem norte-americana¹¹.

O custo incremental ψ , constante para o segmento de potência, é igual a razão do incremento de custo para um incremento de potência¹¹ entre uma dada potência e a mínima potência do segmento (i,j), isto é:

$$\psi_{ij} = \frac{\phi_i(P_{u_{ij}}) - \phi_i(P_{u_{ij}}^{\min})}{P_{u_{ij}} - P_{u_{ij}}^{\min}} \quad (2.28)$$

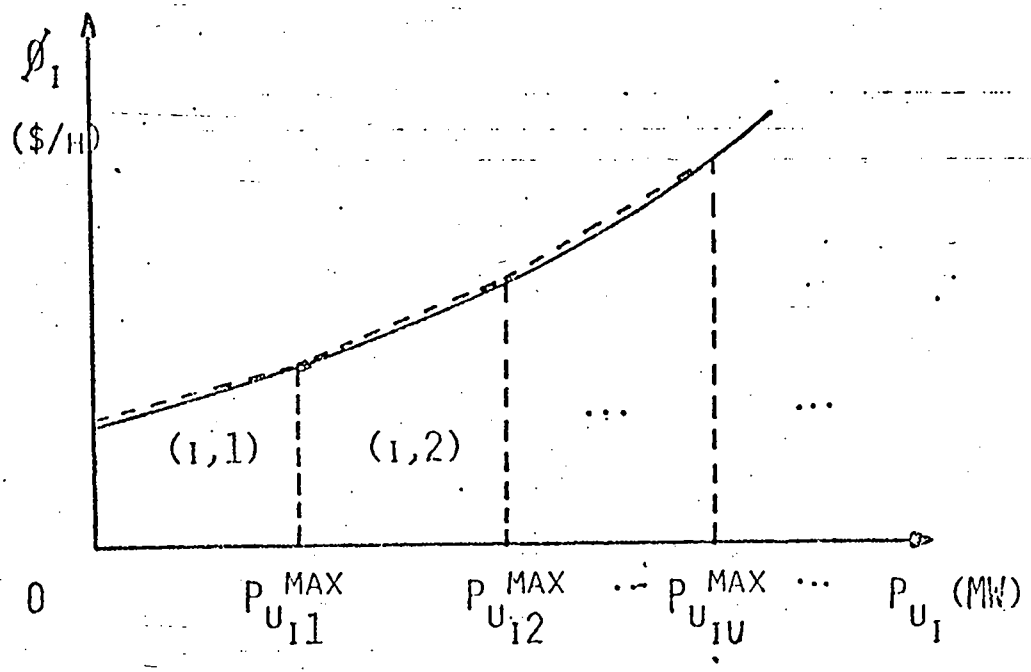


FIGURA 2-11 - CARACTERÍSTICA DE PRODUÇÃO ENTRADA - SAÍDA DA UNIDADE I.

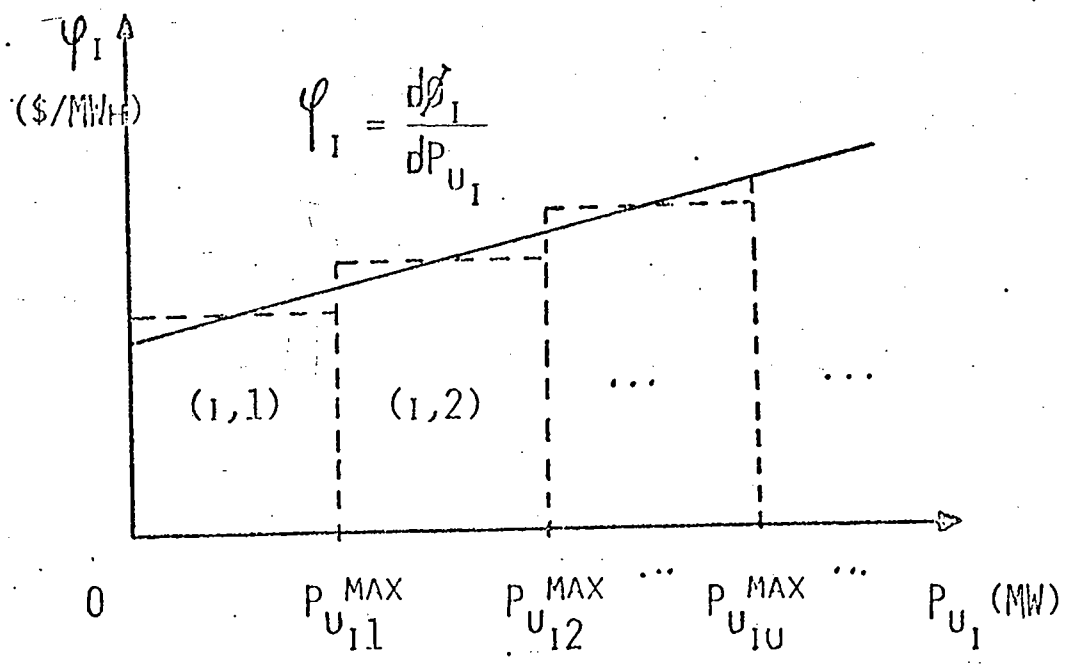


FIGURA 2-12 - CURVA DO CUSTO INCREMENTAL DE PRODUÇÃO PARA A UNIDADE I.

Enquanto o carregamento de todos os segmentos de cada unidade pode ser feito separado por~~em~~ sucessivamente, suas funções de densidade de disponibilidade não são estatisticamente independentes, já que uma falha pode abranger vários segmentos de potência pertencentes a mesma unidade. Portanto, quando se adiciona um novo segmento de uma dada unidade ao sistema de potência, não se pode simplesmente convolver a distribuição de demanda não atendida (ou densidade) com a densidade de disponibilidade do novo segmento sem antes subtrair o efeito dos segmentos anteriores pertencentes a mesma unidade, o que é feito pelo processo de deconvolução.

Considera-se $G_{dna_{ij}}$ como a função distribuição da demanda não atendida após o carregamento do segmento (i, j) , isto é, o j -ésimo segmento da unidade i , de acordo com uma dada ordem de carregamento econômico.

Seja o próximo segmento a ser carregado de acordo com sua ordem o l -ésimo segmento da unidade k . Se $l > 1$ a deconvolução de $G_{dna_{ij}}$ com a densidade de disponibilidade da unidade k incluindo o segmento $(l - 1)$, isto é, $f_{g_{kl-1}}$, deve ser efetuada, ou seja:

$$G'_{dna_{ij}}(P_{dna}) = G_{dna_{ij}}(P_{dna}) \times f_{g_{kl-1}}^{-1}(P_{dna}), \quad (2.29)$$

onde o superscrito $(-)$ indica que a função densidade correspondente é de variável aleatória subtrativa. Esta operação é imediatamente seguida pela convolução da função acima com a densidade

de disponibilidade da unidade k incluindo o novo segmento l .

$$G_{dna_{kl}}(P_{dna}) = G_{dna_{ij}}(P_{dna}) * f_{g_{kl}}^-(P_{dna}) \quad (2.30)$$

Combinando (2.29) com (2.30) obtêm-se:

$$G_{dna_{kl}}(P_{dna}) = G_{dna_{ij}}(P_{dna}) * f_{g_{kl-1}}^-(P_{dna}) * f_{g_{kl}}^-(P_{dna}), \quad (2.31)$$

e similarmente a função densidade de demanda não atendida:

$$f_{dna_{kl}}(P_{dna}) = f_{dna_{ij}}(P_{dna}) * f_{g_{kl-1}}^-(P_{dna}) * f_{g_{kl}}^-(P_{dna}) \quad (2.32)$$

A energia esperada dada pelo segmento (k, l) em MWh, E_{kl} , é igual a diferença da energia esperada não atendida antes da adição deste segmento ao sistema, $E_{na_{ij}}$, e a energia esperada não atendida após a introdução deste segmento, $E_{na_{kl}}$.

$$E_{kl} = E_{na_{ij}} - E_{na_{kl}} \quad (2.33)$$

Finalmente, o custo esperado de produção da energia produzida pelo segmento (k, l) pode ser determinado com boa aproximação pelo produto do custo incremental médio do segmento, φ_{kl} , e a energia esperada produzida, E_{kl} .

$$C_{k\ell} \cong \psi_{k\ell} \cdot E_{k\ell} \quad (2.34)$$

O custo total de produção de energia de cada unidade geradora é então igual à soma dos custos de produção de energia de cada segmento contribuinte, pertencente a unidade, mais o custo de introdução da unidade $\phi_k(0)$.

$$C_k = \phi_k(0) + \sum_{\ell=1}^{\ell_k^{\max}} C_{k\ell} \quad (2.35)$$

O custo total de produção durante um dado período de tempo é igual à soma dos custos de cada unidade introduzida no sistema durante este período mais o custo obtido pela compra de energia que o sistema não é capaz de suprir.

$$C_{et} = \sum_{k=1}^{k^{\max}} C_k + \psi_{\text{compra}} \cdot E_{na} \quad (2.36)$$

onde ψ_{compra} é o custo médio incremental de aquisição de energia sob situações de emergência.

É conveniente notar que, distintamente dos índices de confiabilidade mencionados anteriormente neste capítulo, o custo de produção é uma função não linear da função distribuição de demanda, uma vez que ambos os fatores componentes, ou seja, custo incremental e energia, dependem dela. Deve-se então considerar separadamente todas as possíveis distribuições de de

manda ocorrendo num dado período, tais como, dias típicos de semana, sãbados e domingos e computar seus custos de produção, que combinados fornecerão o custo total de produção esperado para o período.

CAPÍTULO 3

EXTENSÃO DA TÉCNICA DE AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE E CUSTO DE GERAÇÃO ATRAVÉS DA INCLUSÃO DE RESTRIÇÕES DE ENERGIA E DE POTÊNCIA PRIMÁRIA.

3.1 - INTRODUÇÃO

O modelo estocástico do sistema de potência para planejamento da produção de geração a médio e curto prazo, apresentado no Capítulo 2, apesar de ser um dos modelos mais exatos e completos disponíveis na atualidade não leva em consideração restrições de energia. Mas tendo em vista, a crescente preocupação de melhor utilização dos recursos energéticos disponíveis, justifica-se a inclusão de restrições de energia no modelo acima mencionado.

Este capítulo apresenta a extensão da técnica para avaliação do custo e confiabilidade de geração incluindo três tipos básicos de limitações de energia:

- a) usinas que não podem armazenar energia até o próximo pico diário, por exemplo: usinas a fio d'água. Este tipo de restrição de energia é equivalente à restrição imposta sobre a potência primária correspondente à unidade.
- b) usinas com reservatório cuja autonomia permite a operação sob regulação mensal ou anual, por exemplo: usinas hidroelétricas de grandes reservatório.
- c) usinas com energia armazenada disponível de tal

modo que sua operação se realiza sob regulação semanal

3.2 - RESTRIÇÕES DE POTÊNCIA PARA USINAS SEM ARMAZENAMENTO

Em usinas sem armazenamento, a vazão d'água é fator preponderante da potência disponível da usina.

Através das funções distribuição de disponibilidade de da vazão d'água e de potência das unidades geradoras, pode-se obter a função distribuição de disponibilidade de potência da usina.

Seja:

- P_{us_i} - Potência disponível resultante da usina i .
- P_{a_i} - Potência correspondente à vazão d'água para a usina i .
- P_{tu_i} - Potência disponível do conjunto de unidades da usina i .

Verifica-se facilmente que $P_{us_i} = \min \{ P_{a_i}, P_{tu_i} \}$. Como P_{a_i} e P_{tu_i} são variáveis aleatórias estatisticamente independentes, obtem-se a função distribuição de probabilidade de P_{us_i} através de⁹:

$$G_{us_i}(P) = G_{a_i}(P) \cdot G_{tu_i}(P) \quad (3.1)$$

sendo $G.(P)$ funções de distribuição monotonamente decrescentes de disponibilidade das potências acima. As funções G_{a_i} e G_{tu_i} podem ser discretizadas em passos de potência constante de acor

do com um método adequado¹ de conversão em passos, devendo o passo adotado coincidir com o da modelagem da potência de demanda e das funções distribuição ou densidade de disponibilidade de potência das unidades conforme descrito no Cap. 2.

Portanto, na forma discretizada; obtém-se

$$G_{us_i}(j.\Delta P) = G_{a_i}(j.\Delta P) \cdot G_{tu_i}(j.\Delta P), \text{ para todo } j. \quad (3.2)$$

A função densidade de probabilidade de potência da usina i é igual à derivada negativa da sua função distribuição de potência, ou seja:

$$f_{us_i} = - \frac{dG_{us_i}}{dP_{us_i}} \quad (3.3)$$

A função densidade de disponibilidade de potência da usina é introduzida no sistema através da operação linear de convolução (conforme já detalhado no Cap. 2), sendo a energia esperada fornecida calculada pela diferença entre energia esperada não atendida antes da adição desta unidade ao sistema, $E_{na_{i-1}}$, e a energia esperada não atendida após a introdução da unidade i , E_{na_i} , ou seja:

$$E_i = E_{na_{i-1}} - E_{na_i} \quad (3.4)$$

Em se tratando de usinas a fio d'água, cujo custo de energia é considerado nulo, sua colocação na pilha de carregamento de uni

dades geradoras deve ocorrer junto às demais unidades destinadas a atender a base de operação do sistema.

3.3 - RESTRIÇÕES DE ENERGIA PARA UNIDADES GERADORAS COM ARMAZENAMENTO LIMITADO

Usinas com armazenamento de energia limitado, não podem operar continuamente à plena potência disponível em suas máquinas. Com isto, procura-se solicitá-las mais durante os períodos de pico de demanda, a fim de reduzir a operação de unidades térmicas mais dispendiosas.

Para unidades geradoras com armazenamento limitado consideram-se basicamente dois tipos de limitações de energia.

- a) limitações de energia através de pequenos reservatórios associados às usinas, que permitem que a energia seja armazenada por um ou dois dias. Este tipo de limitação é aplicável a usinas hidroelétricas submetidas à regulação semanal.
- b) limitações de energia através de grandes reservatórios, que permitem que os influxos sejam armazenados por muitas semanas. Neste caso incluem-se usinas hidroelétricas submetidas à operação sob regulação mensal ou anual, ou ainda unidades termoelétricas sujeitas a limitações de contrato de combustível ou limitações

de armazenagem.

No primeiro caso, a cada nível de energia é associada uma probabilidade de ocorrência, obtendo-se com isto uma função distribuição de disponibilidade de energia, conforme mostra a Fig. (3-1), cuja função densidade é mostrada pela Fig.(3-2.) A função distribuição de disponibilidade de energia pode ser discretizada em intervalos de energia, ΔE , para facilitar a resolução do modelo através do computador. A função distribuição de disponibilidade de energia discretizada é mostrada na Fig. (3-3) e sua função densidade será uma função impulsiva conforme indica a Fig. (3-4).

Conforme dito anteriormente, como exemplo do segundo tipo de limitação de energia tem-se as usinas hidroelétricas submetidas à operação sob regulação mensal ou anual. A operação de tais usinas é orientada por intermédio de curvas guias que sugerem quanta energia deverá ser usada em determinados períodos. Cada período tem, portanto, uma limitação de energia diferente. Para este caso, a função distribuição de disponibilidade de energia contém apenas um valor com probabilidade de ocorrência associada igual a 1.

Leva-se inicialmente em consideração limitação de energia para usinas com reservatórios, através da técnica de introdução das usinas em ponta; isto é, estas usinas farão o corte do pico da potência de demanda⁷. Esta técnica, conforme mostra a Fig. (3-5), inicia modificando a função distribuição de demanda original, G_{do} , considerando somente a disponibilidade da usina. Assim, a função distribuição de demanda modificada G_{dm_p} é obtida através da operação de convolução entre a função distribuição de probabilidade de demanda original e a função

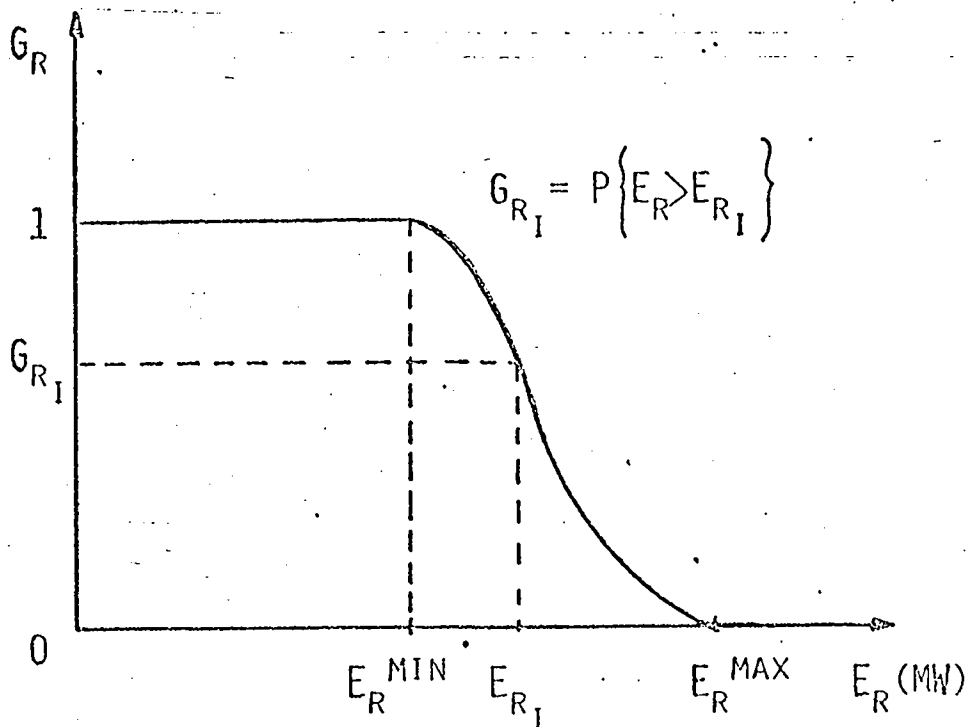


FIGURA 3-1 - FUNÇÃO DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DE ENERGIA ASSOCIADA AO RESERVATÓRIO DA USINA.

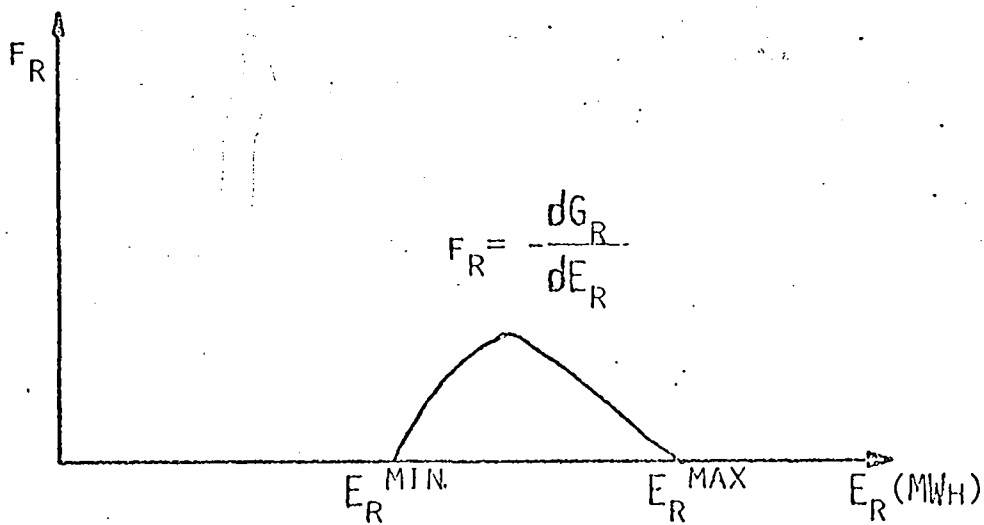


FIGURA 3-2 - FUNÇÃO DENSIDADE DE PROBABILIDADE DE ENERGIA ASSOCIADA AO RESERVATÓRIO DA USINA.

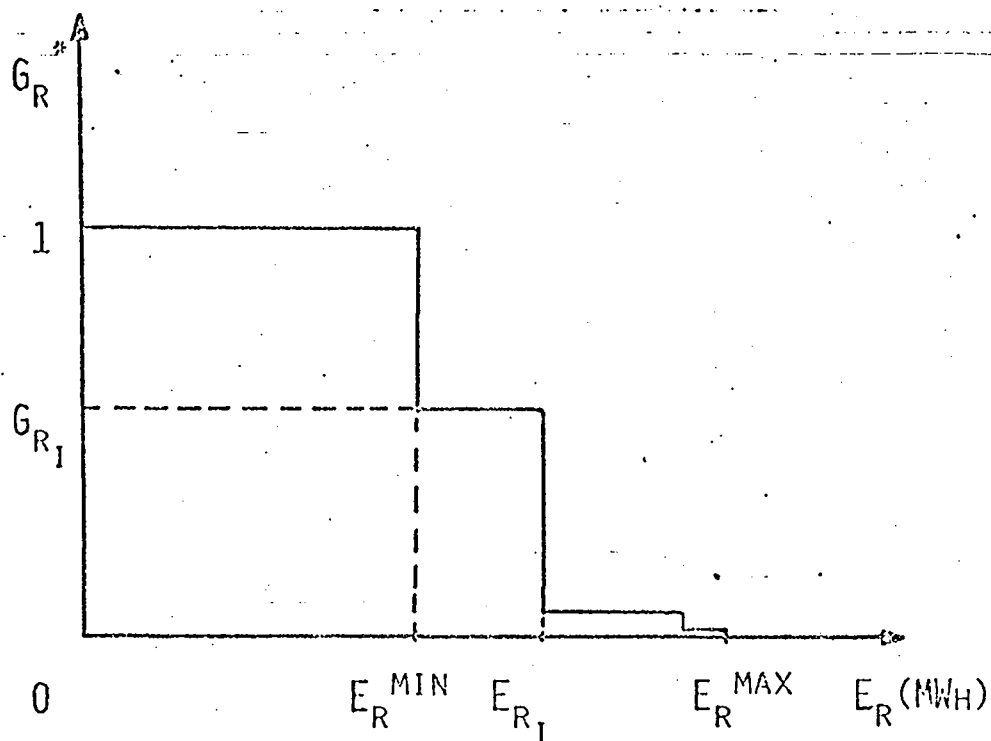


FIGURA 3-3 - FUNÇÃO DISCRETA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ASSOCIADA AO RESERVATÓRIO DA USINA.

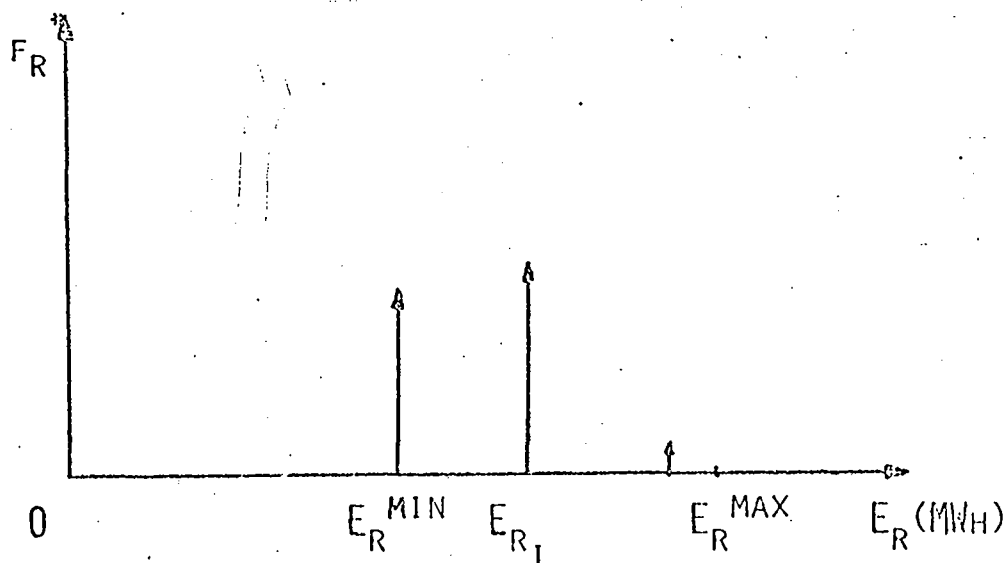


FIGURA 3-4 - FUNÇÃO DISCRETA DE DENSIDADE DE ENERGIA ASSOCIADA AO RESERVATÓRIO DA USINA.

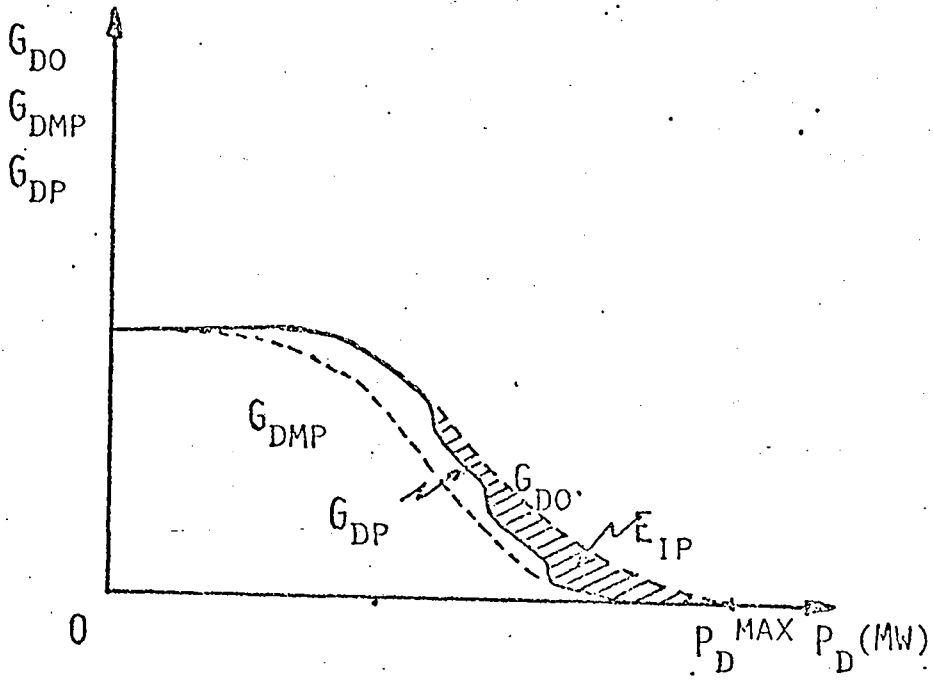


FIGURA 3-5 - CURVA DE DISTRIBUIÇÃO DE DEMANDA ORIGINAL (G_{DO}), DE DEMANDA MODIFICADA (G_{DMP}) E DE DEMANDA APÓS CORTE DO PICO (G_{DP}).

G_{DO} = CURVA DE DEMANDA ORIGINAL.

G_{DMP} = CURVA DE DEMANDA MODIFICADA.

G_{DP} = CURVA DE DEMANDA NÃO SUPRIDA APÓS O CORTE DE PICO.

E_{IP} = VALOR ESPERADO DE ENERGIA PRODUZIDA PELA USINA I QUANDO INTRODUZIDA EM PONTA.

distribuição de disponibilidade da usina.

Esta função de distribuição de probabilidade de demanda modificada seria a função distribuição de demanda não atendida pelo sistema, se não houvesse limitações de energia para a unidade ou usina recém-introduzida. Um trabalho de introdução da usina em ponta, implica em usar-se toda energia disponível da unidade durante períodos de pico de carga. Quanto maior for a quantidade de energia disponível, mais a demanda de ponta é reduzida. Esta modificação de energia parte da cauda da função distribuição de demanda. Para cada valor de demanda, a área entre a curva original de distribuição de demanda G_{do} e a curva de distribuição de demanda modificada G_{dmp} é calculada. Esta área representa a energia fornecida pela unidade em ponta se ela for operada sempre que a demanda do sistema for igual ou exceder o valor de demanda que está sendo considerado.

A função distribuição de probabilidade de demanda G_{dp} após a introdução da usina em ponta pode ser determinada⁷ por:

$$G_{dp}(P_d) = G_{dmp}(P_d) * P\{E(P_d)\} + G_{do}(P_d) * \{1 - P\{E(P_d)\}\} \quad (3.5)$$

onde:

$G_{dp}(P_d)$ é o valor de probabilidade da função distribuição de demanda após o corte do pico correspondente a P_3 MW

$G_{dmp}(P_d)$ é o valor de probabilidade na função distribuição de demanda modificada pela introdução da unidade

correspondendo a um carregamento de P_d MW.

$G_{do}(P_d)$ é o valor de probabilidade na função distribuição de demanda original, isto é, sem sofrer a introdução da unidade que agora está operando em ponta, correspondendo a um carregamento de P_d MW.

$E(P_d)$ é o valor da energia de saída esperada da unidade em operação sempre que a carga do sistema for igual ou maior do que P_d MW, isto é, a área entre a função distribuição de demanda modificada e a função distribuição de demanda original acima de P_d MW.

$P(E(P_d))$ é a probabilidade de que a energia associada ao reservatório seja maior ou igual a $E(P_d)$ MWh.

Para as usinas de grandes reservatórios, devido ao fato de que a função distribuição de disponibilidade de energia contém apenas um valor com probabilidade de ocorrência associada igual a 1, $P(E(P_d))$ só pode assumir dois valores: 1 ou 0.

$P(E(P_d))$ assume valor 1 quando $E(P_d)$ for menor ou igual ao valor esperado da energia disponível no reservatório; e é zero quando $E(P_d)$ for maior do que o valor esperado de energia disponível no reservatório.

Em função das considerações descritas acima, pode-se calcular a função distribuição de probabilidade de demanda G_{dp} , conforme mostra a Fig.(3-6), em duas etapas:

- a) Enquanto houver energia disponível no reservatório:

$$G_{dp}(P_d) = G_{dmp}(P_d) . \quad (3.6)$$

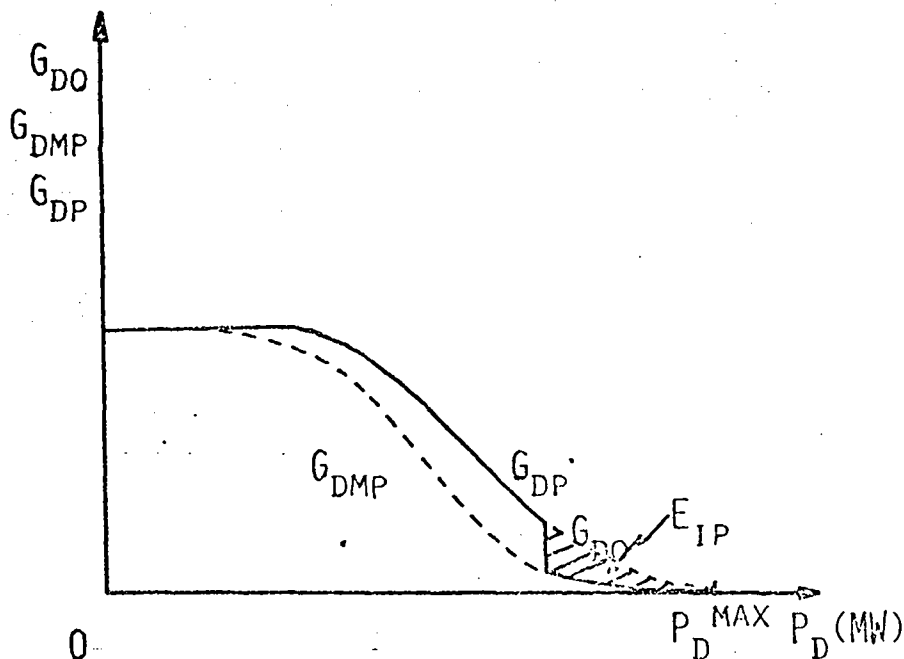


FIGURA 3-6 - CURVA DE DISTRIBUIÇÃO DE DEMANDA ORIGINAL (G_{DO}), DEMANDA MODIFICADA (G_{DMP}) E DEMANDA APÓS O CORTE DE PICO (G_{DP}), PARA USINAS DE PONTA DE GRANDE RESERVATÓRIO.

G_{DO} = CURVA DE DEMANDA ORIGINAL.

G_{DMP} = CURVA DE DEMANDA MODIFICADA.

G_{DP} = CURVA DE DEMANDA NÃO SUPRIDA APÓS O CORTE DE PICO.

E_{IP} = VALOR ESPERADO DA ENERGIA PRODUZIDA PELA USINA I QUANDO INTRODUZIDA EM PONTA.

b) Quando não houver mais energia disponível no reservatório.

$$G_{dp}(P_d) = G_{do}(P_d), \tag{3.7}$$

onde $G_{dp}(P_d)$, $G_{dmp}(P_d)$ e $G_{do}(P_d)$ são as funções distribuição definidas para Eq. (3.5).

Tanto para usinas de grandes reservatórios, como para usinas cujo reservatório tem baixa autonomia, a Eq. (3.5) aloca determinada energia sob a curva de distribuição de demanda original de tal maneira que o valor esperado de energia disponível no reservatório é aproximadamente igual a esta energia.

Usinas com armazenamento devem ser colocadas na pilha de carregamento de unidades em posição apropriada de acordo com o índice k , definido como:

$$k_j = \frac{E_{ij}}{P_{ij}}, \tag{3.8}$$

onde E_{ij} é o valor esperado de energia disponível no reservatório correspondente à usina i , e P_{ij} é a potência nominal disponível correspondente a usina i , durante o período de análise j .

O índice k_j , cuja dimensão é tempo, é numericamente igual ao tempo que a usina levaria para entregar ao sistema um valor de energia igual a E_i se funcionasse a plena potência.

Neste sentido, quanto maior for o índice k mais se justifica a operação da usina próxima à base.

C A P Í T U L O 4

ESTUDO DAS SOLUÇÕES DO MODELO ESTOCÁSTICO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA.

4.1 - INTRODUÇÃO

Para demonstrar o desempenho do modelo estocástico de produção de energia estabelecido nos Capítulos 2 e 3, foram utilizados dados de um sistema real. Este Capítulo apresenta os dados principais do sistema em estudo; sendo que os dados suplementares se encontram no Apêndice II.

4.2 - CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA DE POTÊNCIA

Os resultados apresentados neste capítulo foram obtidos através dos dados fornecidos pela Ontario Hydro¹²; simulando condições de operação do seu Sistema Leste. O sistema é constituído por um vasto número de unidades hidroelétricas e aproximadamente 30 unidades térmicas a combustível fóssil e nuclear. Uma série de turbinas de combustão de capacidade relativamente pequena são colocadas em vários locais do sistema. As interconexões com sistemas vizinhos são exploradas para intercâmbios de potências, e operações de emergência.

A Tabela (4-1) resume os principais dados do sistema em estudo. A maioria dos valores numéricos dos parâmetros

envolvidos neste estudo foram fornecidos pela Ontario Hydro em 1972 refletindo condições esperadas em 1975.

Todos os resultados aqui apresentados referem-se sempre ao mesmo sistema, que é um dos sistemas hidrotérmicos mais completos do mundo. Para fins de análise o sistema é considerado isolado, exceto para o cálculo do custo de produção de energia, que inclui a compra de uma pequena fração de energia que o sistema não é capaz de suprir para atender a demanda.

Demanda global de ponta:	10537 MW
Capacidade térmica total instalada:	10598 MW
Capacidade da menor unidade térmica:	66 MW
Capacidade da maior unidade térmica:	515 MW
Capacidade hidroelétrica total instalada:	3851 MW
Capacidade da menor unidade hidroelétrica:	15 MW
Capacidade da maior unidade hidroelétrica:	80 MW
Unidade de período de tempo:	1 Mês
Intervalo de planejamento:	1 ano

Tabela 4-1 - Principais dados do sistema de potência.

É apresentado inicialmente um estudo do comportamento do sistema com a variação do número de passos de potência, sendo a seguir realizados estudos de sensibilidade dos parâmetros do sistema a variações da demanda, a variações da disponibilidade das unidades térmicas e hidroelétricas, a varia-

ções nas restrições de energia, e as variações da indisponibilidade planejada das unidades geradoras termoelétricas.

4.3 - ESTUDO DO COMPORTAMENTO DO SISTEMA COM A VARIACÃO DO NÚMERO DE PASSOS DE POTÊNCIA.

Com o objetivo de escolher o número de passos adequado para o sistema em análise levantaram-se as curvas mostradas nas Figuras (4-1) a (4-3). Como a duração da demanda não atendida e a energia esperada não atendida são intimamente relacionadas, sua variação em função do número de passos é bem semelhante. Nota-se que a medida em que se aumenta o número de passos do sistema, isto é, torna-se menor o verdadeiro passo de potência do mesmo, obtém-se resultados mais precisos; para a duração esperada de demanda não atendida (DEDNA) e a energia esperada não atendida (EENA). A oscilação da curva tão realçada na Fig. (4-2), no intervalo 50 a 90 passos, é devido ao erro introduzido pela discretização num determinado passo de potência das funções densidade de disponibilidade das unidades geradoras (térmicas e hidroelétricas). A Fig. (4-3) mostra que se pode desprezar a influência devido a variação do número de passos no cálculo do custo esperado de produção de energia.

Tendo em vista que o tempo computacional cresce proporcionalmente ao número de passos de potência do sistema, convém levantar curvas semelhantes às mostradas nas Figuras (4.1) e (4.2) visando obter um passo de potência tal que o erro introduzido pelo mesmo seja aceitável frente ao tempo computacional.

Nº DE PASSOS	EENA MWh x 10 ⁴	DEDNA DIAS/MÊS	CEPE \$ x 10 ⁵
10	6,9647	2,5	160,28
20	1,3784	1,2	160,67
30	0,99012	0,84	160,33
40	0,70635	0,77	159,77
50	0,73288	0,74	159,83
60	0,7375	0,82	160,18
70	0,73346	0,78	160,32
80	0,75317	0,84	159,53
90	0,75907	0,82	160,01

Tabela 4-2 - Variação da energia esperada não atendida (EENA), da duração esperada da demanda não atendida (DEDNA) e do custo esperado de produção de energia (CEPE), com variações no nº de passos de potência.

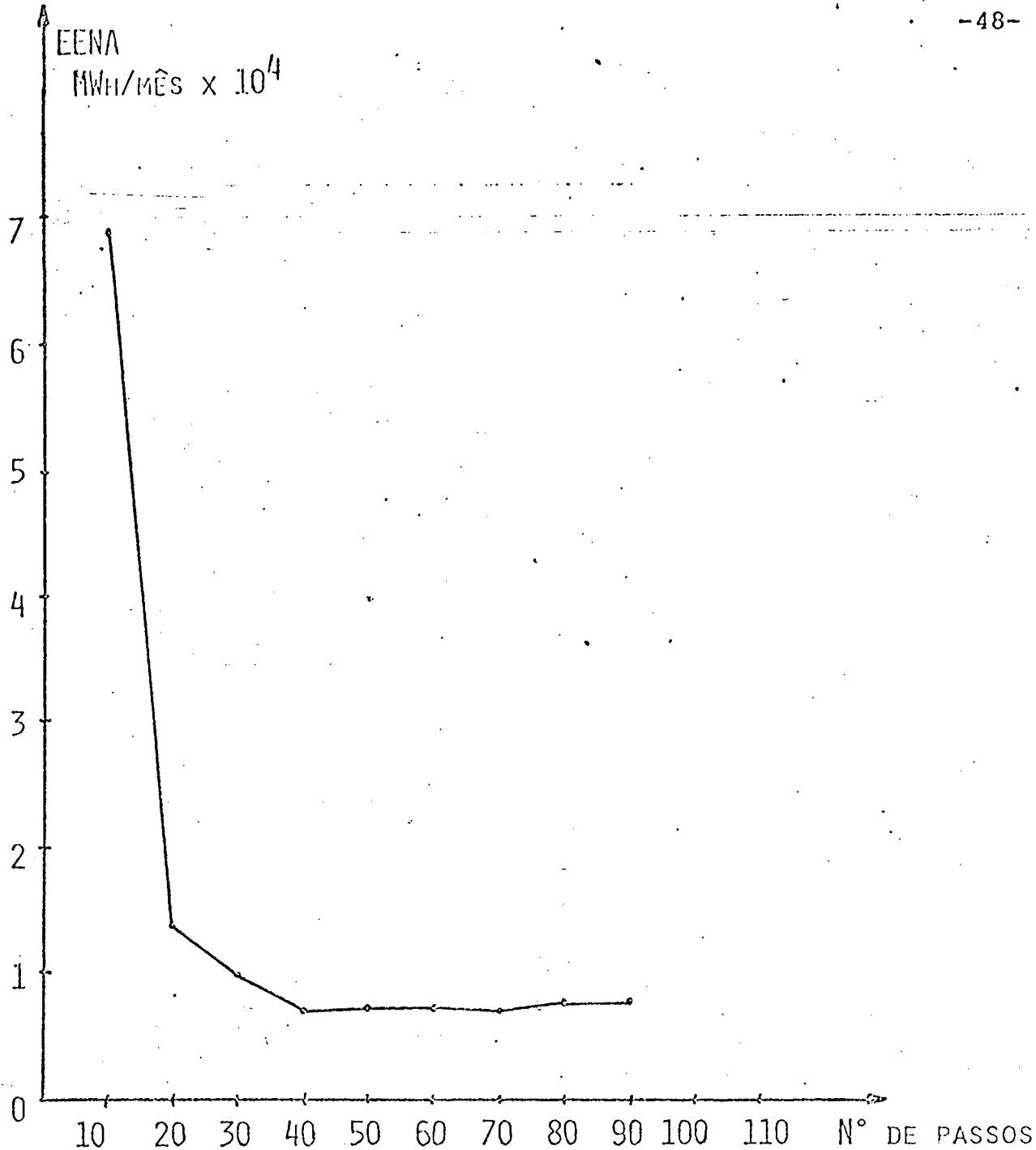


FIGURA 4-1 - ENERGIA ESPERADA NÃO ATENDIDA (EENA) VERSUS N° DE PASSOS DE POTÊNCIA PARA FEV/1975.

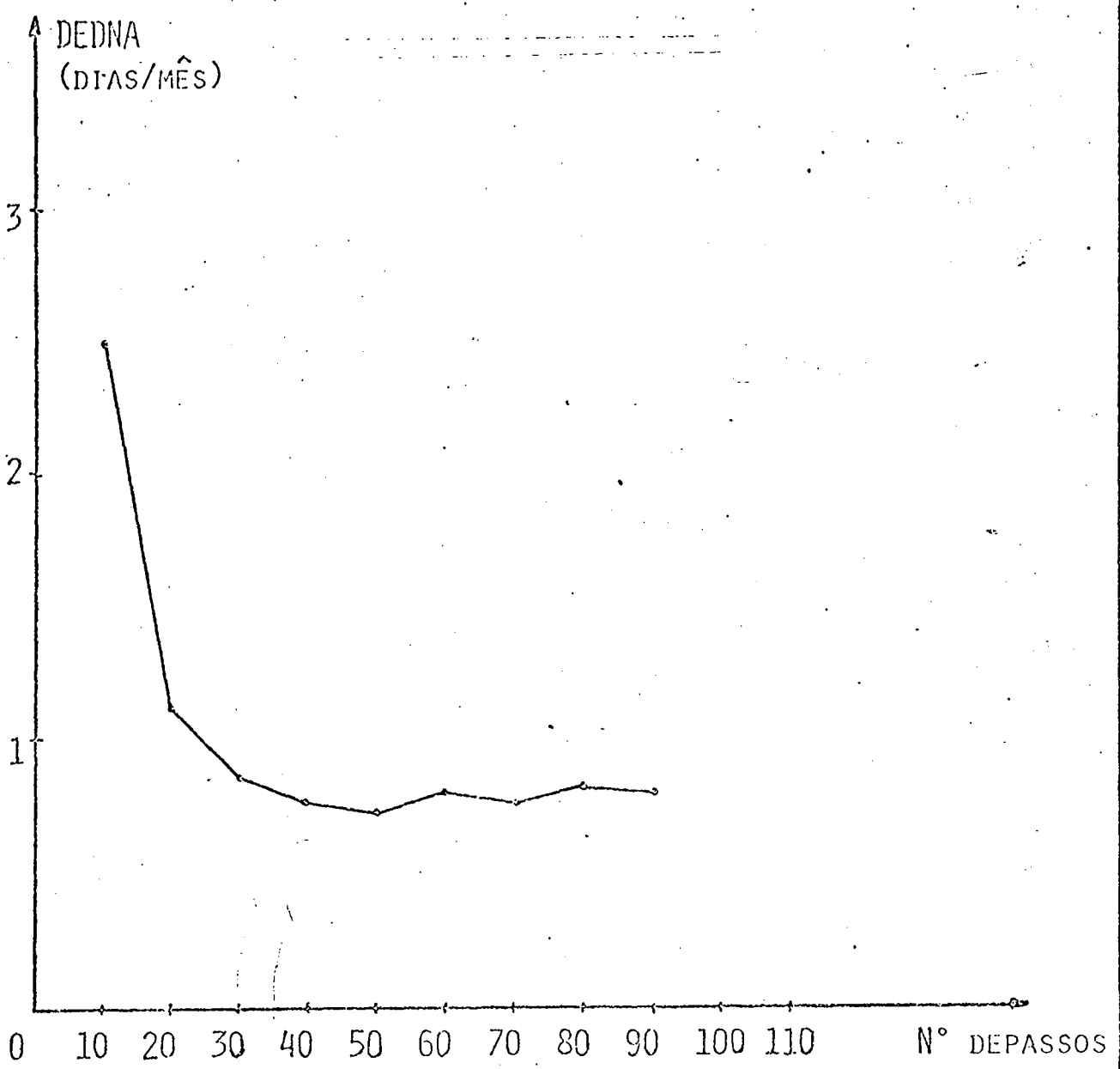


FIGURA 4-2 - DURAÇÃO ESPERADA DA DEMANDA NÃO ATENDIDA (DEDNA) VERSUS N° DE PASSOS DE POTÊNCIA PARA FEV/1975.

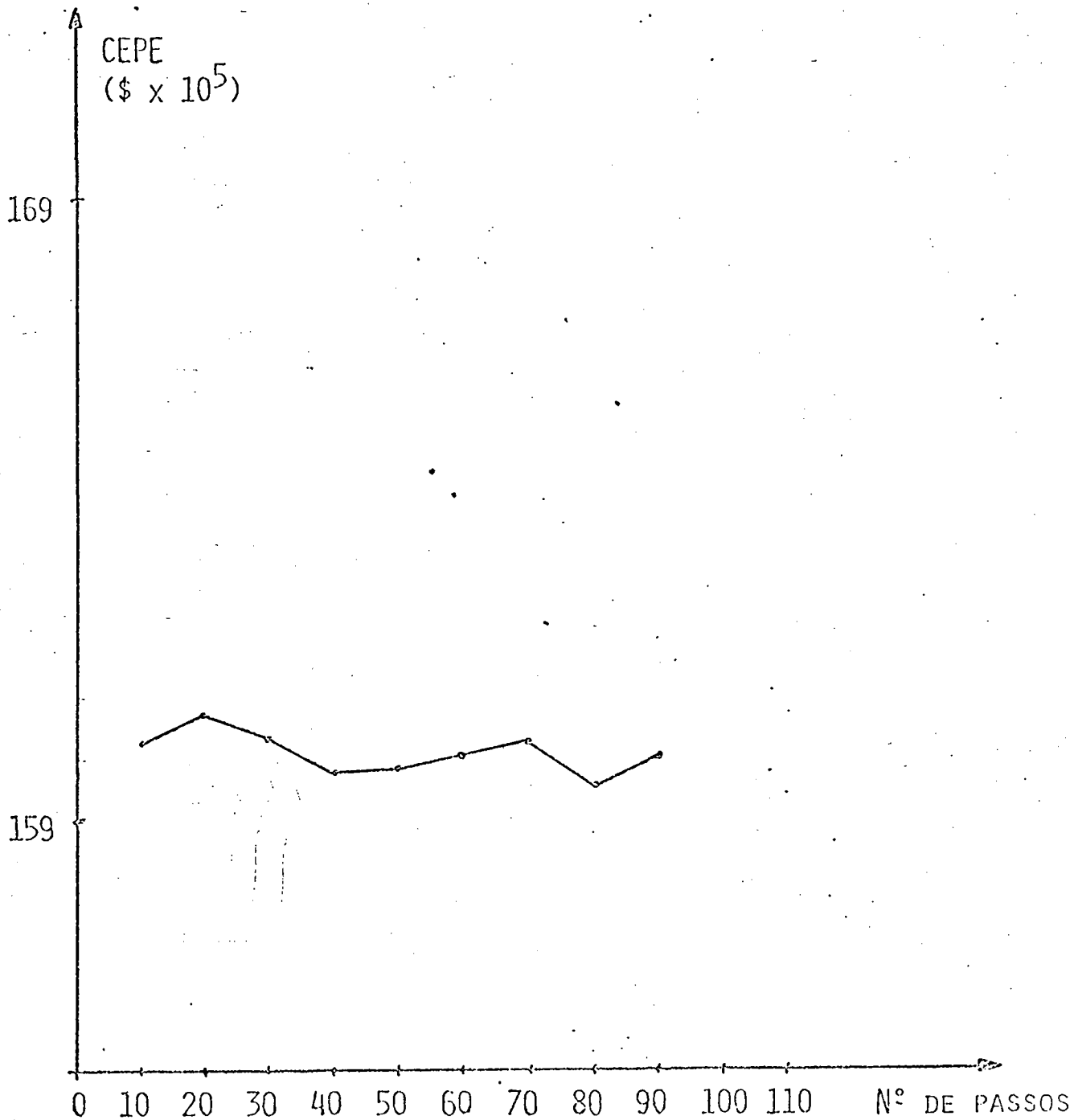


FIGURA 4-3 - CUSTO ESPERADO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA (CEPE) VER-
SUS N° DE PASSOS DE POTÊNCIA PARA FEV/1975.

4.4 - ESTUDO DE SENSIBILIDADE DOS PARÂMETROS DO SISTEMA.

4.4.1 - Sensibilidade a variações da demanda:

As variações na potência de demanda aqui sugeridas são as propostas por Zürn⁸ e tem como objetivo avaliar a sensibilidade da duração esperada da demanda não atendida e o custo esperado de produção de energia.

Consideram-se três tipos distintos de variações de demanda. O primeiro deles é caracterizado por uma alteração em todos os valores de demanda proporcional a um índice constante ao longo do intervalo de planejamento.

Seja $P_d(j,k)$ o novo valor da j ésima demanda no período K e $b_d(1)$ o coeficiente constante de alteração, então:

$$P_d'(j,k) = \{1 + b_d(1)\} \cdot P_d(j,k). \quad (4.1)$$

O segundo tipo de variação de demanda é identificado pelo coeficiente de alteração proporcional ao tempo, isto é:

$$P_d''(j,k) = \left\{1 + \frac{k}{m} b_d(2)\right\} \cdot P_d(j,k), \quad (4.2)$$

onde $b_d(2)$ é o índice do crescimento correspondente dos pontos de demanda, k é o tempo em consideração e m é o número de período

CEPE \$ x 10. ⁷	DEDNA DIAS/MÊS	$b_d(1)$
0,96568	0,025	- 0,1
1,1197	0,12	- 0,05
1,2667	0,34	0,0
1,4253	1,0	0,05
1,5866	2,9	0,1

Tabela 4-3 - Variação do custo esperado de produção de energia (CEPE) e da duração esperada da demanda não atendida (DEDNA), com as variações da demanda através do índice b_d , para FEV/1975.

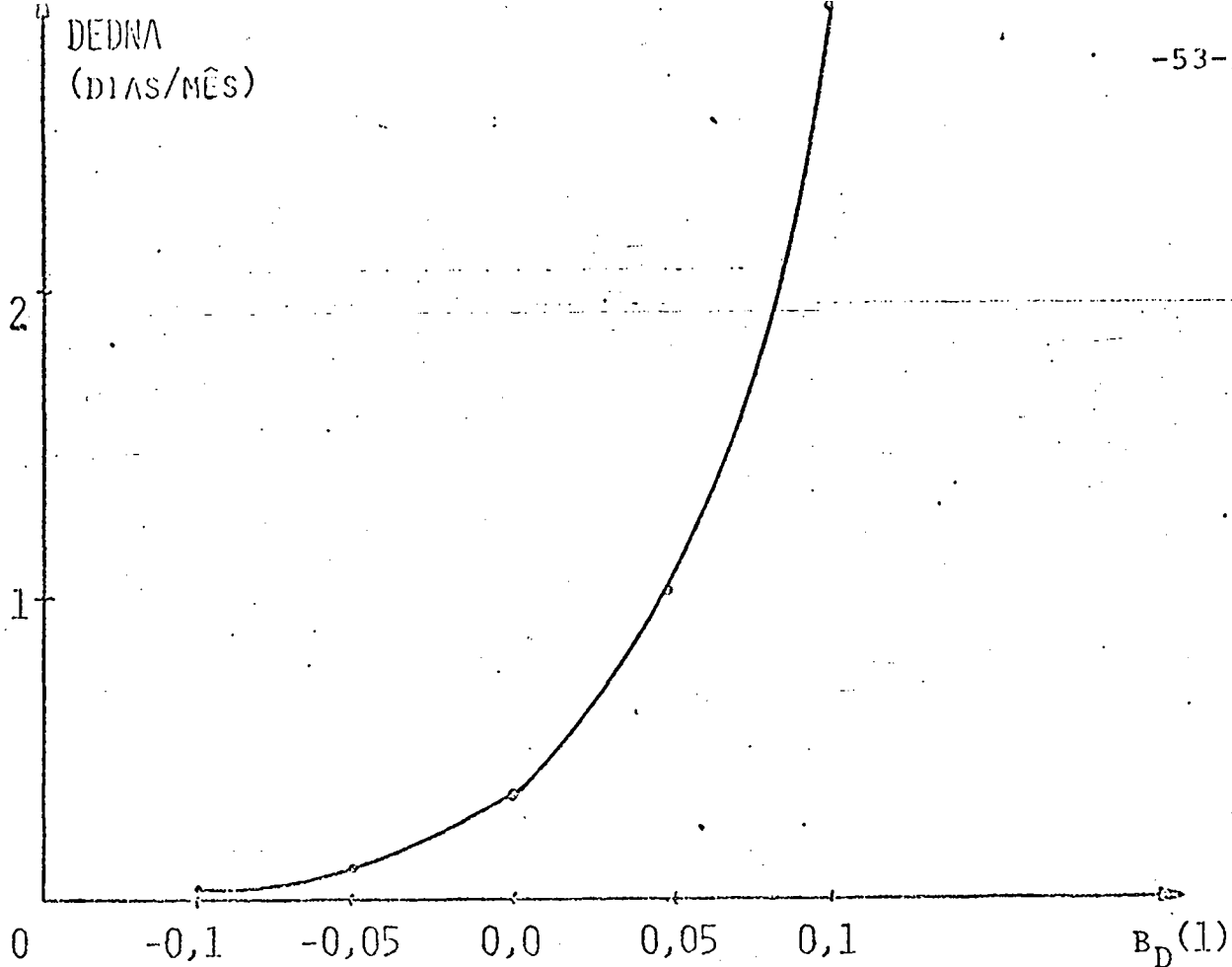


FIGURA 4-4 - DURAÇÃO ESPERADA DA DEMANDA NÃO ATENDIDA (DEDNA) VERSUS VARIAÇÕES DE DEMANDA PARA FEV/1975.

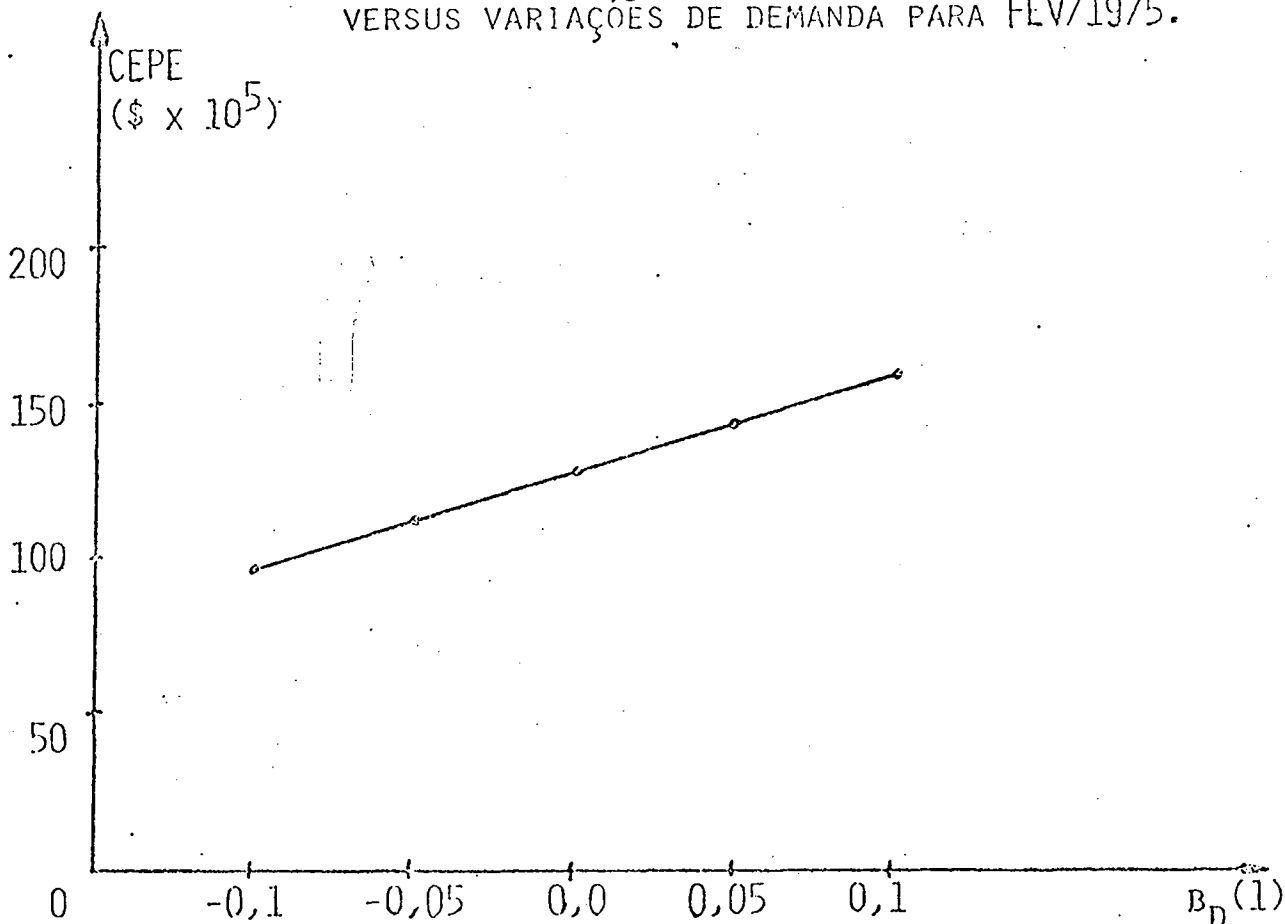


FIGURA 4-5 - CUSTO ESPERADO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA (CEPE) VERSUS VARIAÇÕES DA DEMANDA PARA FEV/1975.

dos no intervalo de planejamento.

Finalmente, o terceiro tipo de variações de demanda realça ou suaviza variações sazonais considerando relações entre as potências de ponta ($P_d^{\max}(k)$) e a média das demandas de ponta, \bar{P}_d^{\max}

$$P_d'''(j,k) = \{(1 + b_d(3)) \cdot [1 - \bar{P}_d^{\max}/P_d^{\max}(k)]\} \cdot P_d(j,k), \quad (4.3)$$

onde $b_d(3)$ é o índice correspondente a variação de demanda.

Apresentam-se apenas resultados obtidos pela variação do índice $b_d(1)$ numa faixa de $\pm 10\%$ para um mês típico através da Tabela (4-3) e as Figuras (4-4) e (4-5).

Comparando os resultados, observa-se que a duração esperada da demanda não atendida é muito sensível às variações de demanda; tornando-se menor a medida em que a potência de demanda decresce, e que as variações do custo são praticamente lineares para todos os casos na faixa estudada.

4.4.2 - Sensibilidade a variações da disponibilidade das unidades geradoras:

As variações na disponibilidade das unidades geradoras têm como objetivo investigar a sensibilidade de parâmetros do sistema tais como a duração esperada da demanda não atendida e o custo esperado de produção de energia com variações da disponibilidade das unidades geradoras do sistema de potência.

Para unidades geradoras térmicas o coeficiente b_a foi estabelecido para alterar simultaneamente a disponibilidade de todas unidades de acordo com a seguinte equação:

$$G'_{u_i} = G_{u_i} - b_a (1 - G_{u_i}), \quad (4.4)$$

onde G'_{u_i} e G_{u_i} são respectivamente a nova e antiga funções distribuição de disponibilidade referente a unidade i . A faixa estudada para b_a foi entre $-0,5$ e $+0,5$, correspondendo a uma redução na indisponibilidade de metade ou duplicando-a. Tabelas similares à apresentada para variação de demanda podem ser feitas para variações na disponibilidade das unidades (Tabelas (4-4) e (4-5)). As Figuras (4-6) e (4-7) ilustram a variação da duração esperada da demanda não atendida e do custo esperado de produção de energia na faixa acima descrita, variando a disponibilidade de todas as unidades térmicas. As Figuras (4-8) a (4-10) mostram a variação da duração esperada da demanda não atendida, do custo esperado de produção de energia, e ainda da energia esperada fornecida pela unidade, na faixa acima descrita variando a disponibilidade de um só tipo de unidade térmica. As Figuras (4-6) e (4-7) mostram relação exponencial para a duração esperada da demanda não atendida (DEDNA) e relação linear para o custo esperado de produção de energia (CEPE). As Figuras (4-8) e (4-10) mostram que a energia esperada fornecida pelas unidades cujas disponibilidades foram alteradas tem uma relação aproximadamente linear com a variação da disponibilidade, e o custo não se altera devido ao fato de que as unidades modificadas são unidades de ponta e com isto influenciam menos

CEPE \$ x 10 ⁷	DEDNA DIAS/MÊS	b _a
1,1828	0,0049	-0,5
1,1992	0,015	-0,4
1,2154	0,040	-0,3
1,2334	0,092	-0,2
1,2498	0,18	-0,1
1,2667	0,34	0,0
1,2843	0,59	0,1
1,3023	0,94	0,2
1,3209	1,4	0,3
1,3399	2,1	0,4
1,3589	2,9	0,5

Tabela 4-4 - Sensibilidade do custo esperado de produção de energia (CEPE) e da duração esperada da demanda não atendida (DEDNA) com as variações da disponibilidade de todas as unidades térmicas através do índice constante b_a para FEV/1975.

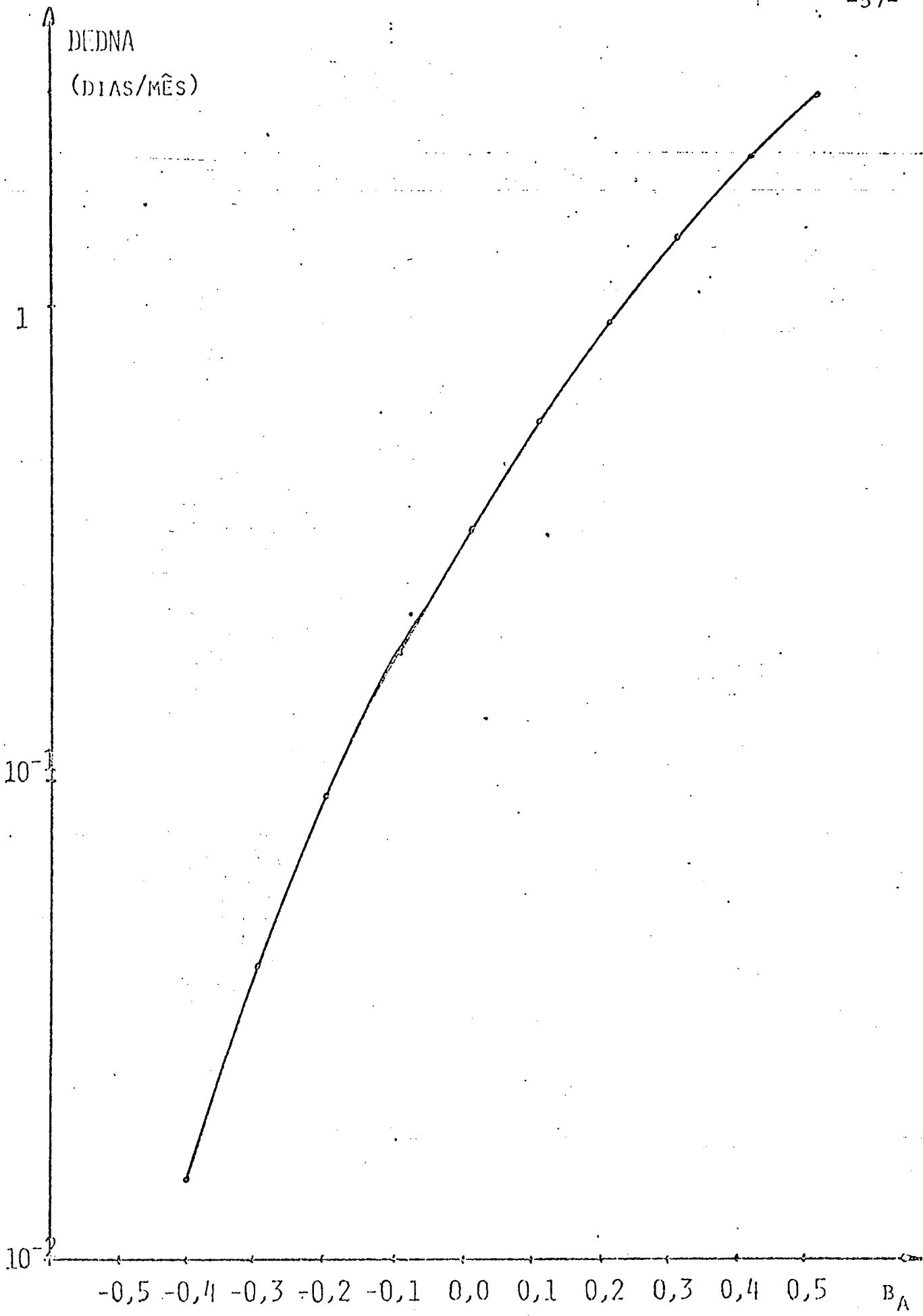


FIGURA 4-6 - VARIAÇÕES DA DEMANDA ESPERADA NÃO ATENDIDA (DEDNA) VERSUS VARIAÇÕES NA DISPONIBILIDADE DE TODAS AS UNIDADES TERMOELÉTRICAS.

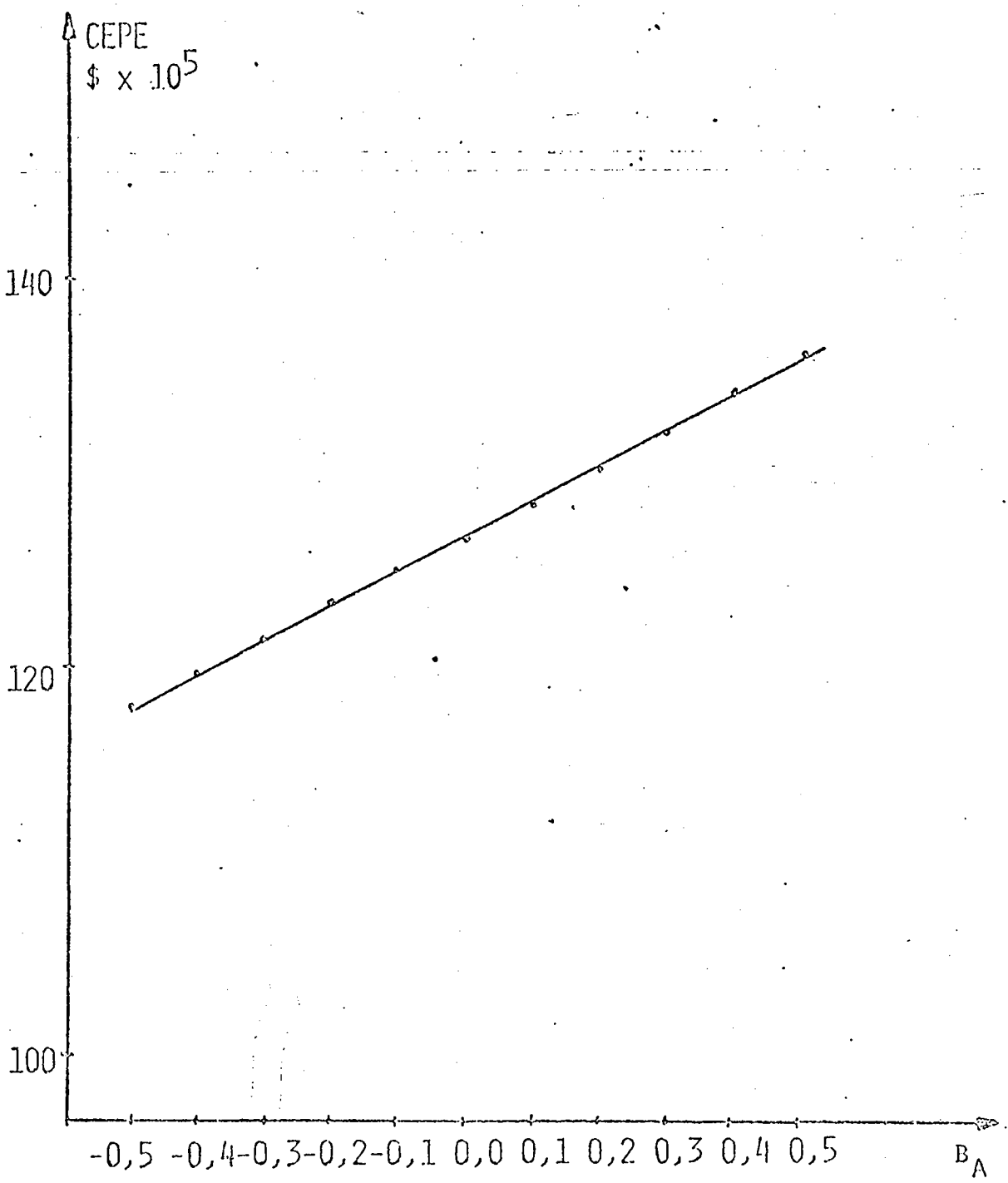


FIGURA 4-7 - CUSTO ESPERADO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA (CEPE) VERSUS VARIAÇÕES DA DISPONIBILIDADE DE TODAS AS UNIDADES TERMOELÉTRICAS.

CEPE \$ x 10 ⁷	DEDNA DIAS/MÊS	EEl MWh	b _a
1,2662	0,21	219920	-0,5
1,2663	0,24	216292	-0,4
1,2664	0,26	212556	-0,3
1,2665	0,29	208728	-0,2
1,2666	0,31	204760	-0,1
1,2667	0,34	200716	0,0
1,2669	0,37	196528	+0,1
1,2670	0,40	192236	+0,2
1,2672	0,44	187832	+0,3
1,2674	0,47	183296	+0,4
1,2675	0,51	178680	+0,5

Tabela 4-5 - Sensibilidade do custo esperado de produção de energia (CEPE), da duração esperada da demanda não atendida (DEDNA), da energia fornecida pela unidade (EEI), com as variações da disponibilidade das unidades térmicas tipo 3, através do índice constante b_a para FEV/1975.

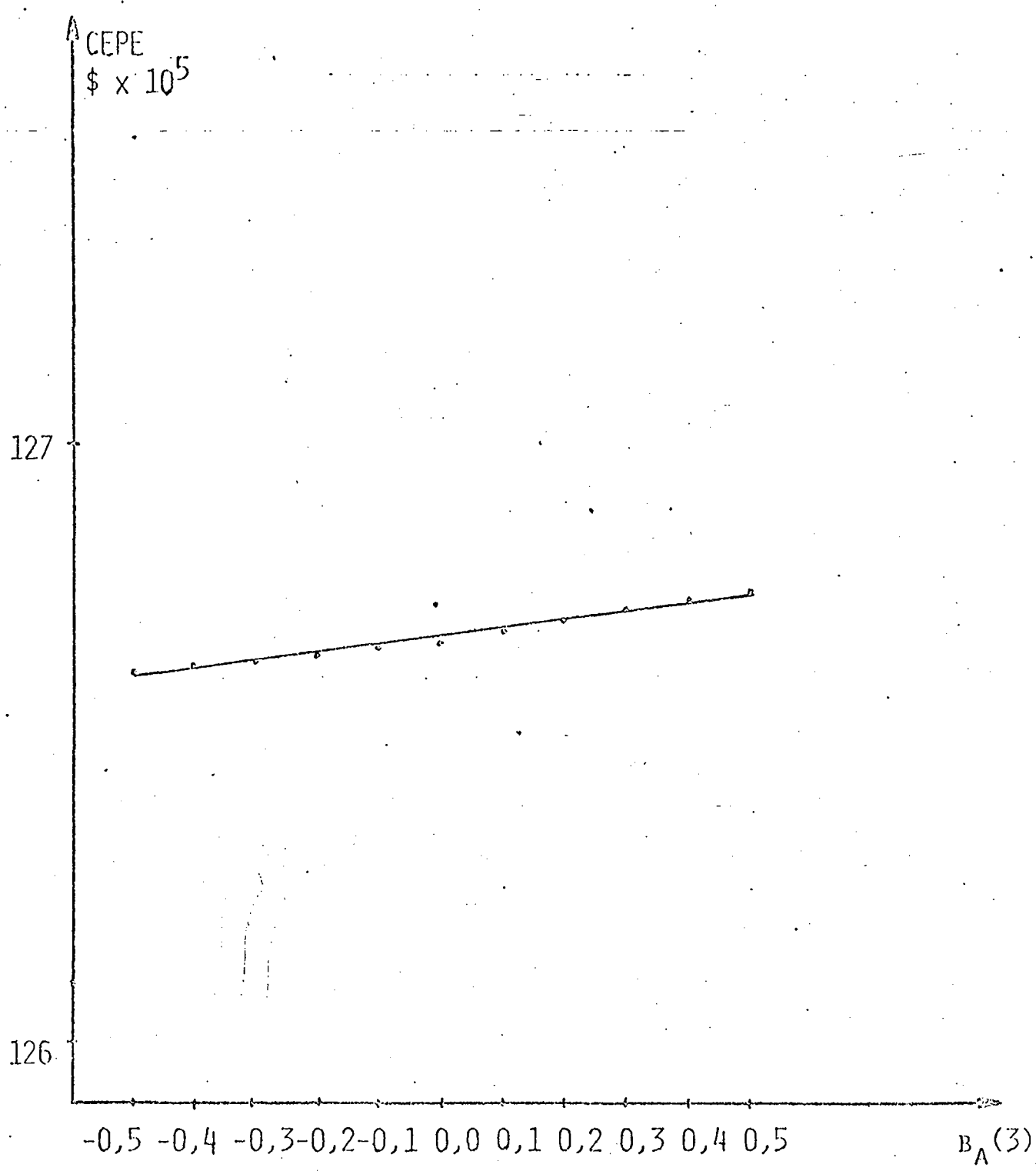


FIGURA 4-8 - CUSTO ESPERADO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA (CEPE) VERSUS VARIAÇÕES DA DISPONIBILIDADE DAS UNIDADES TIPO 3.

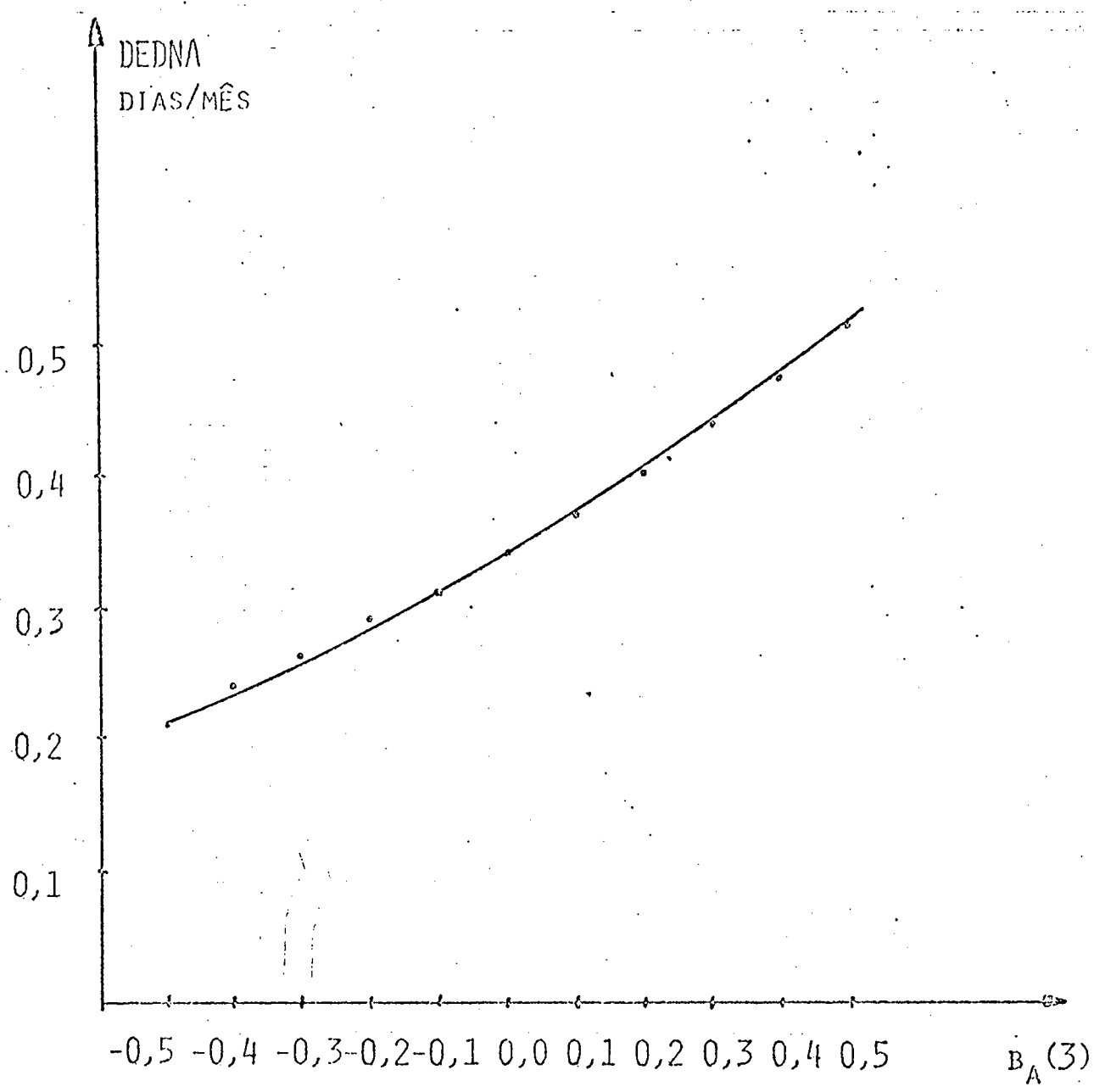


FIGURA 4-9 - DURAÇÃO ESPERADA DA DEMANDA NÃO ATENDIDA (DEDNA) VERSUS VARIAÇÕES DA DISPONIBILIDADE DAS UNIDADES TERMOELÉTRICAS TIPO 3.

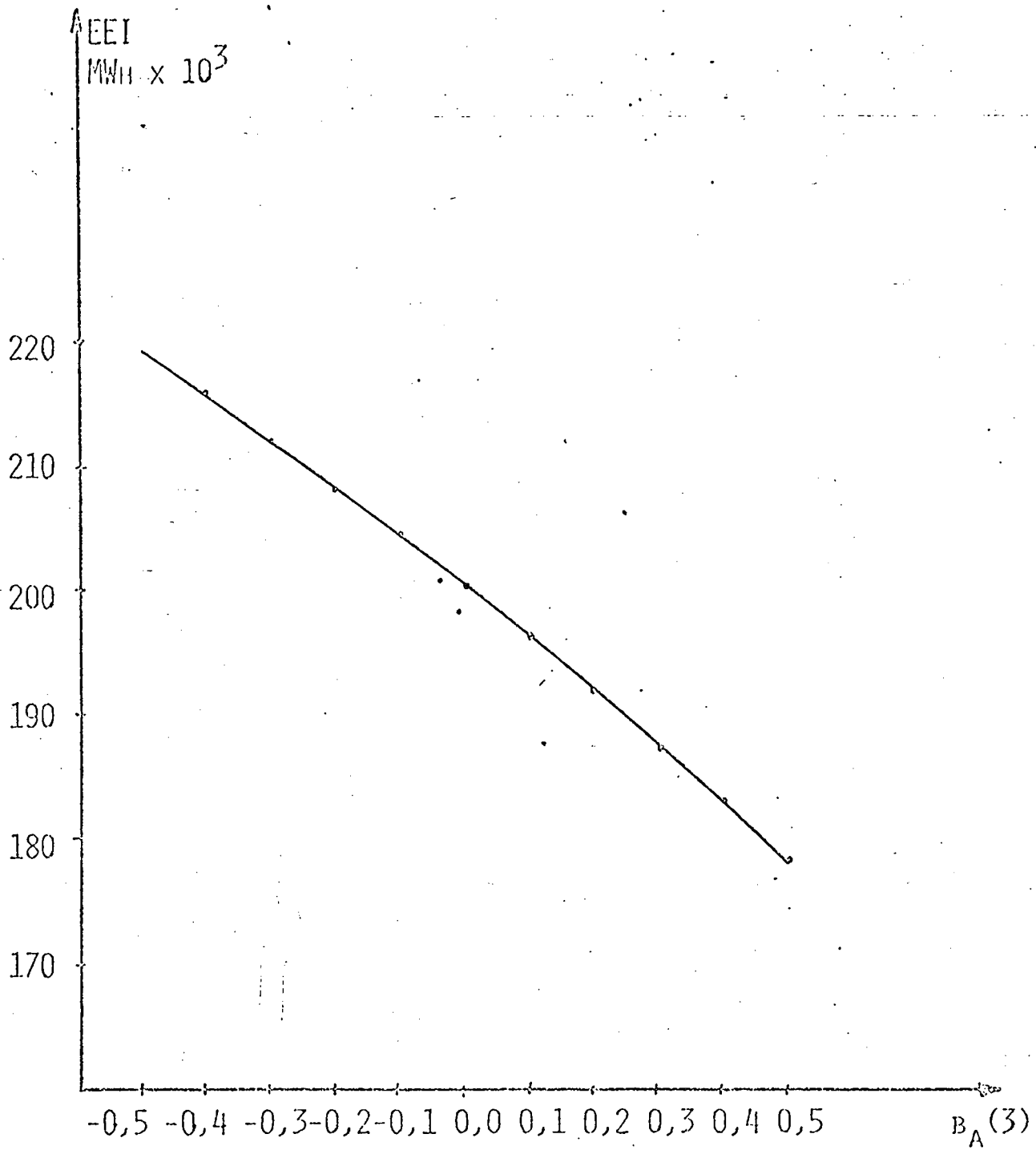


FIGURA 4-10 - ENERGIA ESPERADA FORNECIDA PELAS UNIDADES TIPO 3 VERSUS VARIAÇÕES DA DISPONIBILIDADE.

VARIAÇÕES DA DISPONIBILIDADE DAS UNIDADES	DEDNA DIAS/MÊS	CEPE \$ x 10 ⁸
Sistema base cujas unidades geradoras hidroelétricas apresentam taxas de falhas (FOR) no intervalo 0.01 a 0.05.	0,34	0,12667
Sistema base com todas unidades geradoras hidroelétricas com taxa de falha (FOR) \cong 0.0	0,30	0,12525
Sistema base com BECK 1-2 e Saunders com FOR = 0.1 e as demais unidades hidroelétricas com taxa de falha (FOR) \cong 0.0	0,36	0,12737

Tabela (4-6) - Duração esperada da demanda não atendida (DEDNA) e custo esperado de produção de energia (CEPE) versus variações da disponibilidade das unidades geradoras hidroelétricas para FEV/1975.

no carregamento do sistema; para a faixa em estudo.

Para as unidades geradoras hidroelétricas do sistema em estudo, além do caso base em que as mesmas apresentam razão de saída forçada (FOR) entre 0,01 e 0,05 foram simuladas duas novas condições em que a disponibilidade de determinadas unidades foi alterada. Simulou-se primeiramente a condição de que todas unidades geradoras hidroelétricas tivessem disponibilidade igual a 1, ou seja, sua respectiva razão de saída forçada (FOR), igual a zero. Estudou-se após a condição de que apenas Beck 1-2 e Saunders (usinas a fio d'água) tivessem uma taxa de falha igual a 0,1; mantedo-se as demais unidades hidroelétricas do sistema com disponibilidade igual a 1. Os resultados destes testes são mostrados pela Tabela (4-6), onde se observa que tanto a duração esperada da demanda não atendida (DEDNA), como o custo esperado de produção de energia (CEPE), são muito sensíveis a variações da disponibilidade das unidades geradoras hidroelétricas.

4.3.3 - Estudo de sensibilidade dos parâmetros do sistema a variações das restrições de energia

As variações das restrições de energia têm como objetivo investigar a sensibilidade do custo esperado de produção de energia em relação a limitações de energia para dois meses típicos: Fevereiro e Julho. Escolhe-se Fevereiro por ser um período em que a potência de demanda é elevada e Julho por ser o período em que a mesma atinge valores mínimos.

As curvas de duração de demanda líquida para os três dias padrão dos períodos acima mencionados são mostrados no Apêndice II, sendo as restrições de energia impostas aos dois períodos analisados mostrados pela Tabela (4-7). A Tabela (4-7) também apresenta o modo de operação das unidades geradoras hidroelétricas para cada dia padrão no período analisado. Os índices b, p e i indicam respectivamente que a usina opera em base, ponta ou ainda se está com energia indisponível, para os três dias típicos (dia da semana, sábado e domingo) nos respectivos meses (Fevereiro e Julho/1975).

As quatro colunas da Tabela (4-7) apresentam valores de energia disponível associada ao reservatório que são obtidas a partir do caso base, através do coeficiente bx.

As Figuras (4-11) e (4-12) mostram a sensibilidade do custo esperado de produção de energia do sistema de potência em relação a variações da disponibilidade da energia associada ao reservatório correspondente a cada usina para os meses de Fevereiro e Julho de 1975, conforme Tabela (4-7).

Concluindo esta análise, observa-se que o custo esperado de produção de energia apresenta uma relação aproximadamente linear com a variação de energia para variações de bx entre 0,25 e 0,75, e torna-se quase insensível a variação da energia associada aos reservatórios quando bx assume os valores acima 0,75. Isto ocorre devido ao fato de que nesta faixa existe uma parcela considerável de água (ou combustível) que é colocada a disposição, porém não utilizada por razões de limitações de potência disponível.

USINAS HIDROELÉTRICAS	TIPO DA USINA	VALOR ESP. DA ENERG. DISP. NO RESERV. (CASO BASE) MWh	VALOR ESP. DA ENERG. DIA DISP. NO RESERV. $bx \approx 0.75$ MWh	VALOR ESP. DA ENERGIA DISP. NO RESERV. $bx \approx 0.5$ MWh	VALOR ESP. DA ENERGIA DISP. NO RESERV. $bx \approx 0.25$ MWh
BECK 1-2	S/ARMAZ.	---	bb bb bb	bb bb bb	bb bb bb
SAUNDERS	S/ARMAZ.	---	bb bb bb	bb bb bb	bb bb bb
HOLDEN	C/ARMAZ.	120.960	bb bb ii	pp pp ii	pp pp ii
DES JOAC.	C/ARMAZ.	194.880	bb bb ii	pp pp ii	pp pp ii
CHENOUX	C/ARMAZ.	80.000	bb bb ii	pp pp ii	pp pp ii
C. FALLS	C/ARMAZ.	106.000	bb bb ii	pp pp ii	pp pp ii
A. CANYON	C/ARMAZ.	148.000	bb bb ii	pb pp ii	pp pp ii
S. VILLE	C/ARMAZ.	74.000	bb bb ii	pp pp ii	pp pp ii
M. CHUTE	C/ARMAZ.	54.000	bp bb ii	pp pp ii	pp pp ii
CEPE \$ x 10 ⁷ FEV./ 1975 Dem. de ponta = 10046 MW Cap. Hid. Disp. = 3469 MW Cap. térmica disp. = 9618 MW		1,2546	1,2946	1,3965	1,5045
CEPE \$ x 10 ⁷ JULHO/1975 Dem. de ponta = 6457 MW Cap. hid. disp. = 3597 MW Cap. térmica disp. = 9698 MW		0,1193	0,1226	0,2222	0,3225

Tabela (4-7) - Sensibilidade do custo esperado de produção de energia (CEPE) com variações da disponibilidade de energia associada ao reservatório através do índice bx para FEV. e JULHO/1975.

DIAS TÍPICOS	FEV.	JUL.
DIA DE SEMANA	b	b
SABADO	p	b
DOMINGO	i	i

- b - Usina operando em base
- p - Usina operando em ponta
- i - Usina com energia indisponível

Dias típicos da semana para os meses de Fev. e Julho/1975

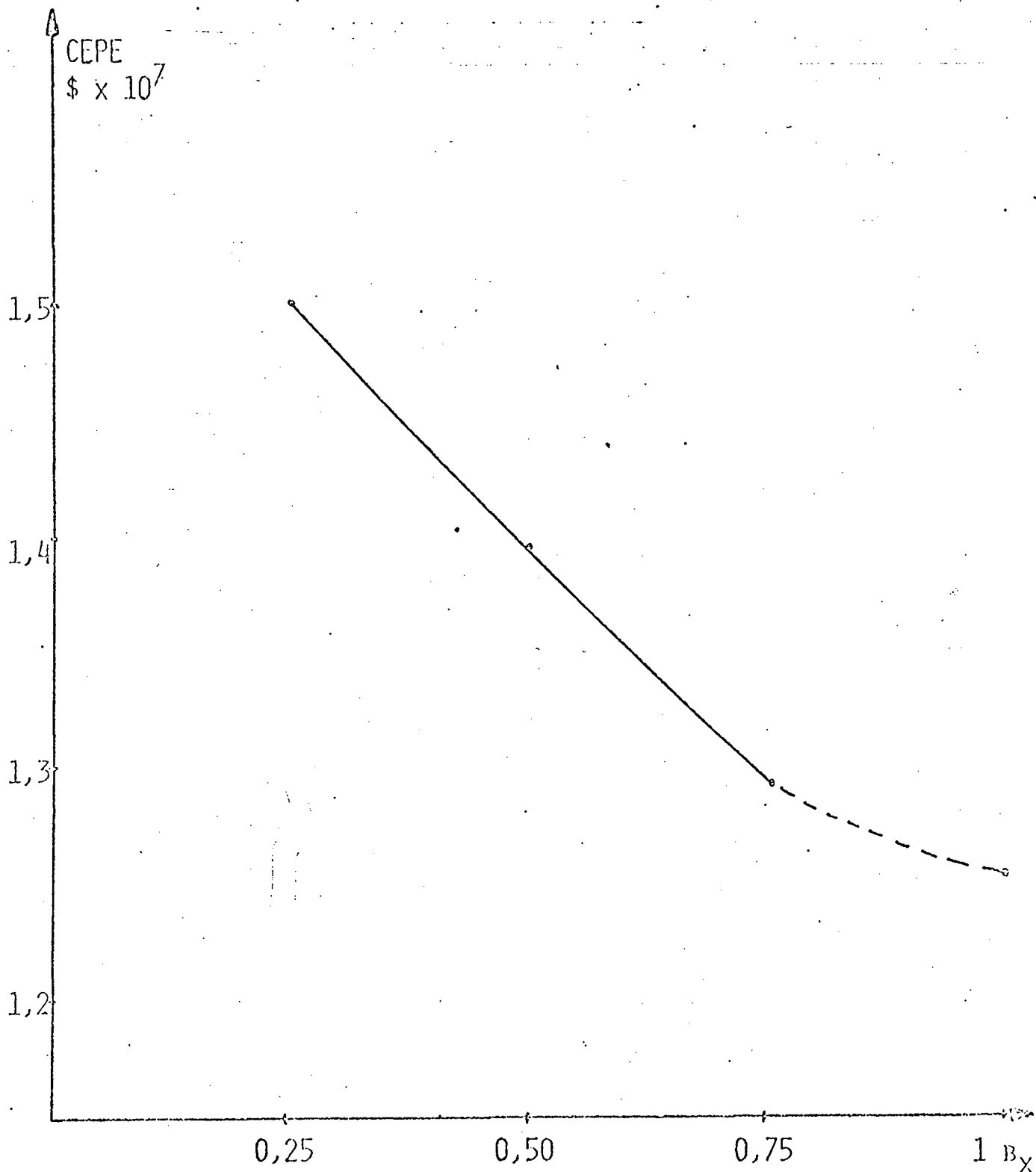


FIGURA 4-11 - CUSTO ESPERADO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA (CEPE) VERSUS VARIACÕES DA DISPONIBILIDADE DA ENERGIA ASSOCIADA AOS RESERVATÓRIOS ATRAVÉS DO ÍNDICE B_x PARA FEV/1975.

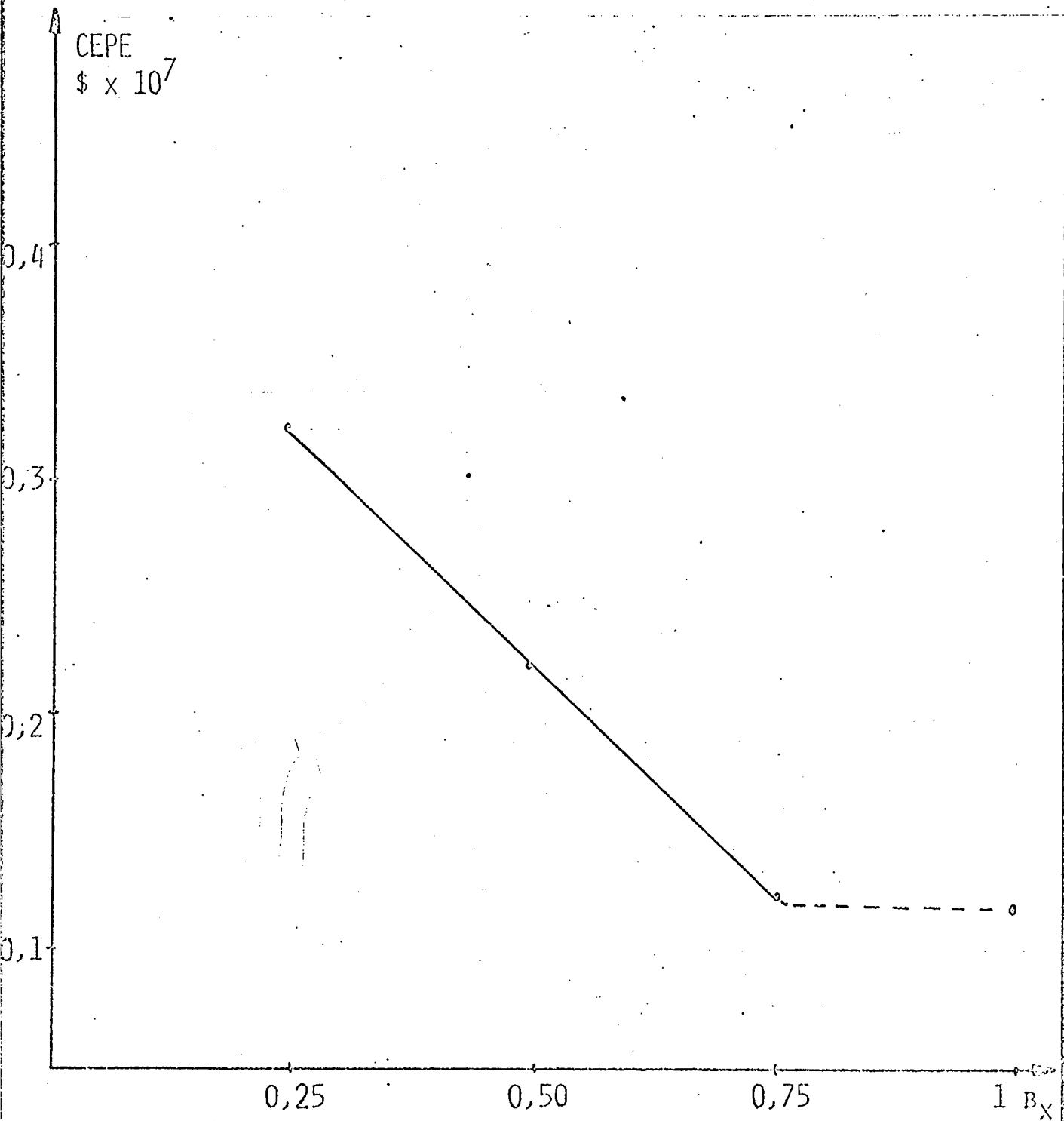


FIGURA 4-12 - CUSTO ESPERADO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA (CEPE) VERSUS VARIAÇÕES DA DISPONIBILIDADE DA ENERGIA ASSOCIADA AOS RESERVATÓRIOS ATRAVÉS DO ÍNDICE B_x PARA JUL/1975.

4.3.4 - Estudo de sensibilidade dos parâmetros do sistema a variações na indisponibilidade planejada das unidades termoelétricas

Nesta análise de sensibilidade, tem-se como objetivo estudar o comportamento do sistema de potência para todo o período de planejamento da operação (1 ano); quando sujeito a variações na indisponibilidade planejada das unidades geradoras termoelétricas.

A Tabela (4-8) e Fig. (4-13) apresentam a variação da duração esperada da demanda não atendida (DEDNA) e do custo esperado de produção de energia (CEPE), com variações da indisponibilidade planejada das unidades geradoras termoelétricas, para o sistema base, isto é, sem incluir escalonamento de manutenção das unidades geradoras hidroelétricas.

As Tabelas ((4-9) e (4-10)) e Figuras ((4-14) e (4-15)) apresentam a variação dos mesmos índices descritos acima com duas escalas de manutenção das unidades geradoras termoelétricas sendo a última a escala ótima de manutenção.

Comparando as Tabelas (4-9) e (4-10) nota-se que à medida em que o escalonamento da manutenção planejada é feito no sentido de nivelar a duração esperada da demanda não atendida entre os vários períodos no intervalo de planejamento, a confiabilidade do sistema de geração aumenta e o custo esperado de produção de geração diminui.

PERÍODO	DEMANDA MÉDIA PONTA MW	CAPACIDADE TO TAL INST. MW	CAPAC. TOTAL DISP. MW	CAPAC. TOTAL INDIS. MW	DEDNA DIAS/ANO	CEPE \$. 10 ⁴
J	9751	13469	13469	0	0,24	1288,89
F	9635	13469	13469	0	0,15	1152,65
M	9018	13469	13089	380	0,95 E-01	1049,41
A	8088	14449	13402	1047	0,26 E-02	661,12
M	6783	14449	13200	1249	0,14 E-04	139,52
J	6419	14449	12924	1525	0,12 E-04	139,86
J	6378	14449	13202	1247	0,23 E-05	139,90
A	6991	14449	13569	880	0,15 E-04	363,88
S	7539	14449	13323	1126	0,76 E-03	635,87
O	8037	14449	13582	867	0,11 E-02	672,68
N	9416	14449	14204	245	0,11 E-01	1053,80
D	10190	14449	14249	200	0,19	1375,49
TOTAL					0,69	8673,07

Tabela (4-8) - Demanda média de ponta, capacidade total instalada, capacidade total disponível, capacidade total indisponível, duração esperada da demanda não atendida (UEDNA) e custo esperado de produção de energia (CEPE), para todo intervalo de planejamento, s/ considerar programação de manutenção preventiva das unidades geradoras térmicas.

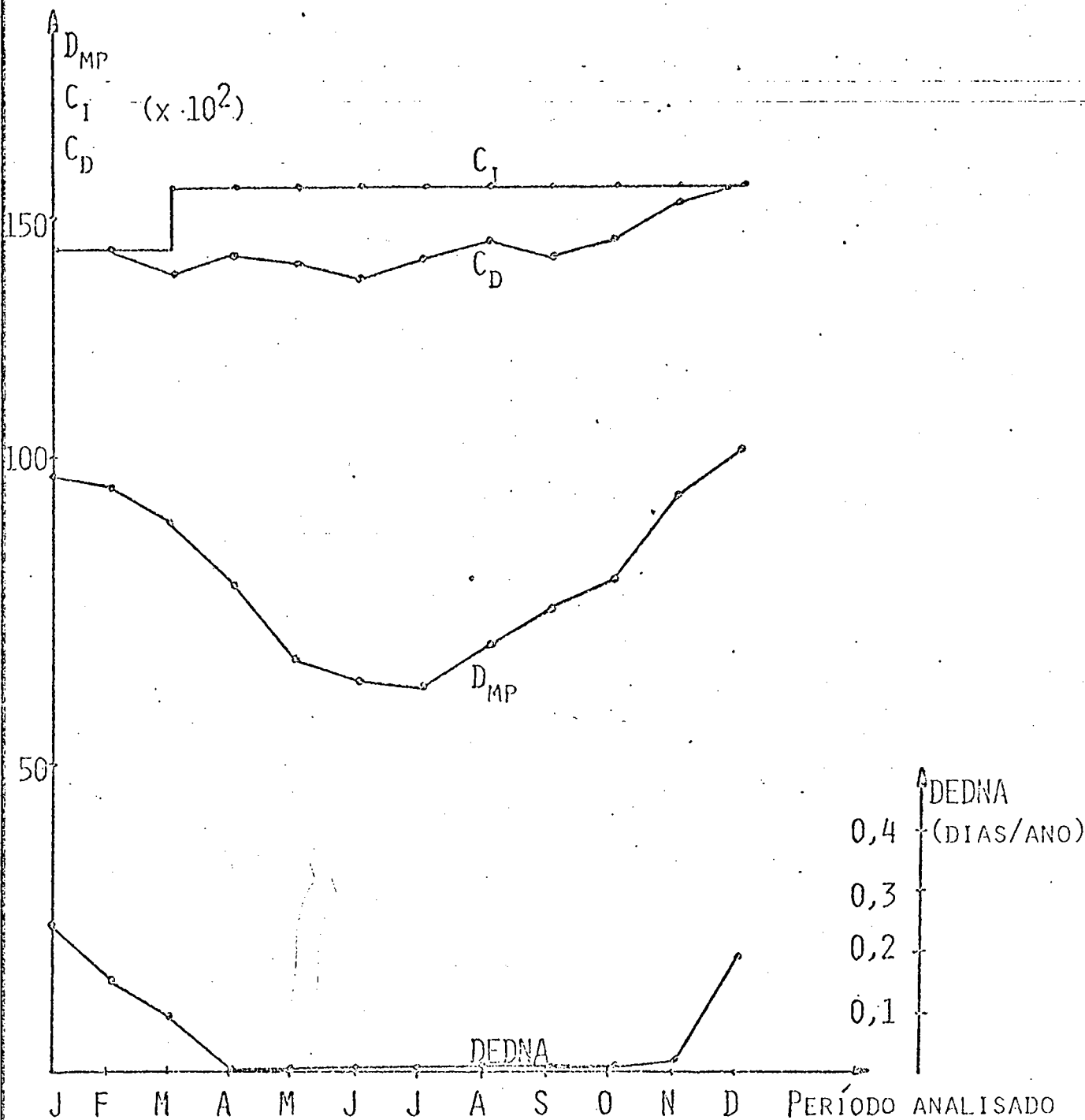


FIGURA 4-13 - DEMANDA MÉDIA DE PONTA (D_{MP}), CAPACIDADE INSTALADA (C_I), CAPACIDADE DISPONÍVEL (C_D) E DURAÇÃO ESPERADA DA DEMANDA NÃO ATENDIDA (DEDNA), PARA TODO INTERVALO DE PLANEJAMENTO, SEM LEVAR EM CONSIDERAÇÃO ES CALONAMENTO DA MANUTENÇÃO PREVENTIVA PARA AS UNIDADES GERADORAS TÉRMICAS.

PERÍODO	DEMANDA MÉDIA DE PONTA MW.	CAPAC. TOTAL INST. MW	CAPAC. TOTAL DISP. MW	CAPAC. TOTAL INDISP. MW	DEDNA DIAS/ANO	CEPE \$. 10 ⁴
J	9751	13469	13269	200	0,39	1283,72
F	9635	13469	13169	300	0,23	1153,50
M	9018	13469	12889	580	0,16	1044,64
A	8088	14449	12197	2252	0,39 E-01	796,99
M	6783	14449	10826	3623	0,50 E-02	216,10
J	6419	14449	11105	3344	0,88 E-03	265,42
J	6378	14449	11336	3113	0,16 E-03	214,42
A	6991	14449	11703	2746	0,27 E-02	519,94
S	7539	14449	11462	2987	0,67 E-01	778,56
O	8037	14449	12277	2172	0,28 E-01	821,54
N	9416	14449	12699	1750	0,99 E-01	1049,85
D	10190	14449	13949	500	0,45	1374,96
TOTAL					1,5	9519,65

Tabela (4-9) - Demanda média de ponta, capacidade total instalada, capacidade total disponível, capacidade de total indisponível, duração esperada da demanda não atendida (DEDNA) e custo esperado de produção de energia (CEPE), para todo intervalo de planejamento; incluindo programação de manutenção das unidades geradoras térmicas.

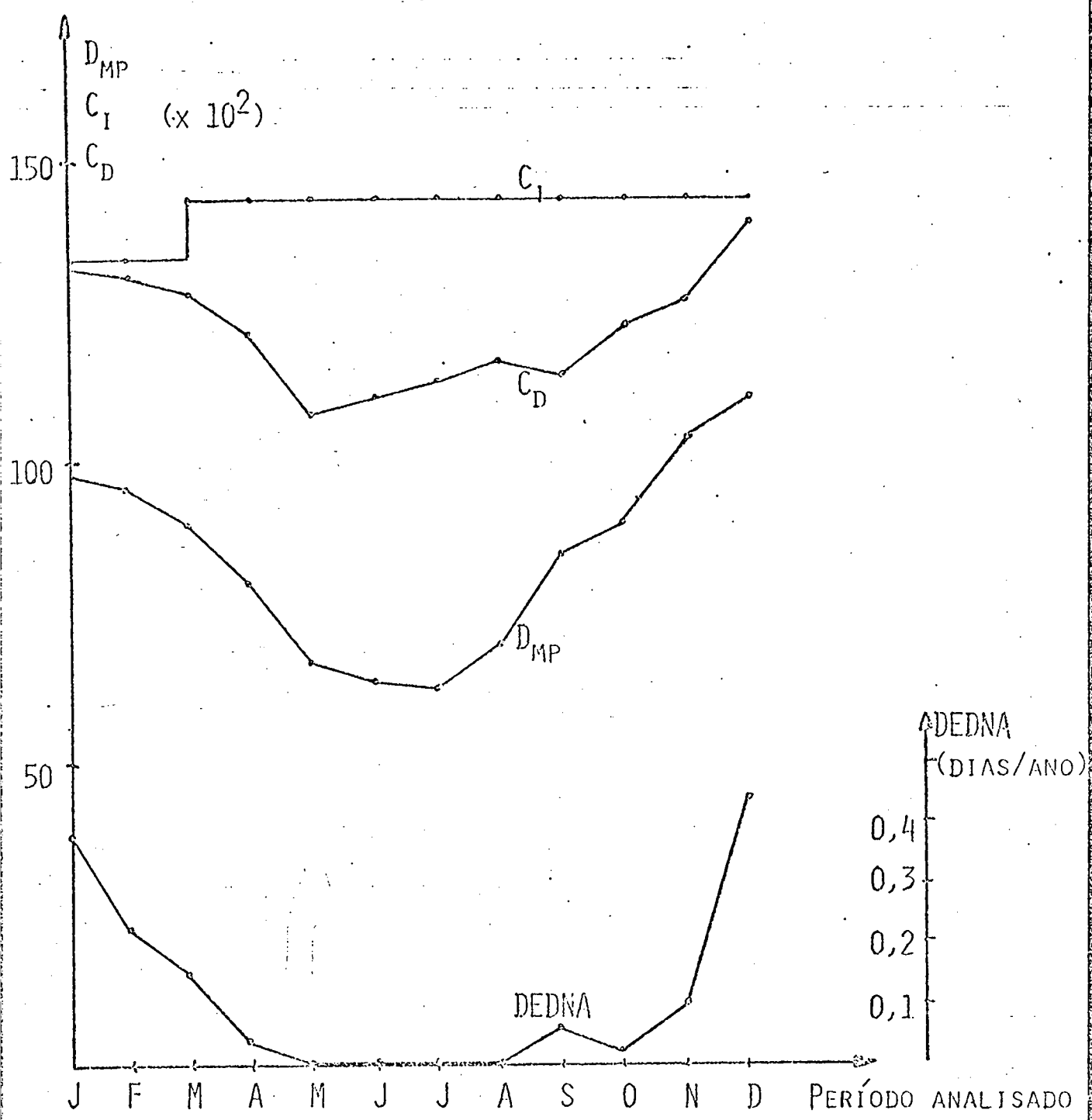


FIGURA 4-14 - DEMANDA MÉDIA DE PONTA (D_{MP}), CAPACIDADE INSTALADA (C_I), CAPACIDADE DISPONÍVEL (C_D) E DURAÇÃO ESPERADA DA DEMANDA NÃO ATENDIDA (DEDNA) PARA TODO INTERVALO DE PLANEJAMENTO LEVANDO EM CONSIDERAÇÃO ESCALONAMENTO DA MANUTENÇÃO PREVENTIVA DAS UNIDADES GERADORAS TERMOELÉTRICAS.

PERÍODO	DEMANDA MÉDIA DE PONTA MW	CAPAC. TOTAL INSTAL. MW	CAPAC. TOTAL DISP. MW	CAPAC. INDISP. MW	DEBRA DIAS/ANO	CEPE \$. 10 ⁴
J	9751	13469	13469	0	0,24	1286,89
F	9635	13469	13469	0	0,15	1152,65
M	9018	13469	12889	580	0,16	1044,65
A	8688	14449	12197	2252	0,39 E-01	796,99
M	6763	14449	10626	3823	0,93 E-02	260,15
J	6419	14449	10505	3644	0,29 E-02	265,43
J	6378	14449	11036	3413	0,67 E-03	240,38
A	6991	14449	11703	2746	0,27 E-02	511,94
S	7539	14449	11162	3287	0,67 E-01	778,56
O	8037	14449	12277	2172	0,28 E-01	621,54
N	9416	14449	12499	1950	0,99 E-01	1049,84
D	10190	14449	14249	200	0,19	1375,49
TOTAL					0,98	9586,51

Tabela 4-10 - Demanda média de ponta, capacidade total instalada, capacidade total disponível, duração esperada da demanda não atendida (DEBRA) e custo esperado de produção de energia (CEPE), para todo intervalo de planejamento considerando escalonamento ótimo da manutenção programada para as unidades geradoras térmicas.

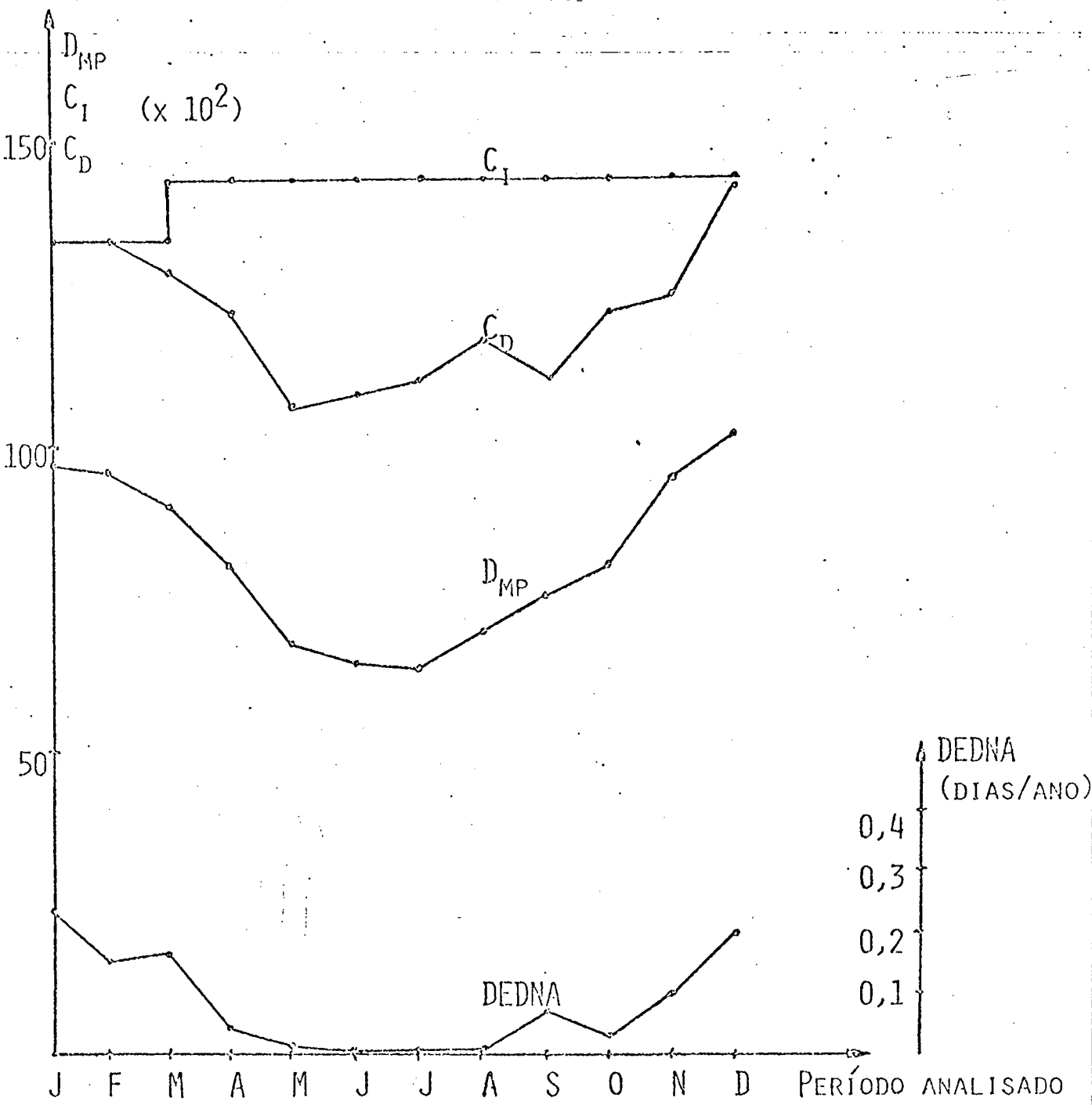


FIGURA 4-15 - DEMANDA MÉDIA DE PONTA (D_{MP}), CAPACIDADE INSTALADA (C_I), CAPACIDADE DISPONÍVEL (C_D) E DURAÇÃO ESPERADA DA DEMANDA NÃO ATENDIDA (DEDNA), PARA TODO INTERVALO DE PLANEJAMENTO, PARA O ESCALONAMENTO ÓTIMO DA MANUTENÇÃO PREVENTIVA DAS UNIDADES GERADORAS TERMOELÉTRICAS.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÃO

Neste trabalho foi apresentada a extensão de um método de avaliação da confiabilidade e custo esperado de produção de energia para sistemas de hidro-térmicos de geração, visando incluir restrições de disponibilidade de energia e de potência primária.

Inicialmente foi feita uma apresentação do problema de determinação de confiabilidade e custo de geração de energia elétrica à base da bibliografia mais importante sobre a temática.

Estabeleceu-se no Capítulo 2 a metodologia utilizada para a avaliação da confiabilidade e custo de geração levando em conta a disponibilidade de potência das unidades bem como abundância de energia.

No Capítulo 3, realizou-se a extensão da técnica acima mencionada para incluir restrições de disponibilidade de energia e de potência primária. Em continuação, no Capítulo 4, foram feitas análises de sensibilidade visando demonstrar o desempenho de um sistema de potência hidrotérmico quando sujeito a variações de parâmetros, tais como, variações da demanda, variações da disponibilidade das unidades geradoras, variações nas restrições de energia e ainda na indisponibilidade planejada das unidades geradoras termoeletricas.

Conforme ficou demonstrado no Capítulo 4 através

do exemplo adotado, o modelo é adequado para simular condições de operação em estudos de planejamento de operação, e para estudar expansão de sistemas de potência.

O modelo utilizado caracteriza-se por não adotar um esquema de simulação de eventos aleatórios e sim por valer-se apenas de funções de distribuição ou de densidade de probabilidade. É conveniente salientar que a precisão dos resultados depende fundamentalmente dos dados fornecidos.

Como sugestões específicas de aplicação do modelo destacam-se:

- a) Determinação da produção e custo de energia na otimização dos recursos hidroelétricos ao longo de um intervalo de planejamento.
- b) Obtenção do tempo de recarga de reatores nucleares através da informação da energia esperada produzida pela unidade nuclear quando estiver operando em base ou mesmo modulando sua potência de saída.
- c) Para fins de determinação de escalas de manutenção sujeitas a várias restrições impostas pelas condições de manutenção e pelo sistema. Nestas últimas, pode-se citar a duração esperada da demanda não atendida e possíveis limites de capacidade mínima disponível por região considerada.

É importante enfatizar a necessidade de um processo que permita elaborar estatísticas de falhas consistentes, a partir dos dados obtidos das falhas dos equipamentos nos siste-

mas elétricos brasileiros. Isto é particularmente importante pois permitiria uma melhor utilização dos programas desenvolvidos, obtendo-se resultados mais realistas sobre a confiabilidade do sistema em estudo.

A P Ê N D I C E I

DOCUMENTAÇÃO DOS PROGRAMAS DE COMPUTADOR PARA CÁLCULO DE INDÍ-
CES DE CONFIABILIDADE E CUSTO DE PRODUÇÃO DE GERAÇÃO DE UM SIS-
TEMA DE POTÊNCIA.

AI.1 - INTRODUÇÃO

Neste apêndice são descritas as características de dois programas de computador que conduzem à avaliação estocástica da produção de um sistema de potência.

O programa de entrada de dados do sistema de geração é basicamente o mesmo que foi proposto por Zürn¹² com pequenas alterações efetuadas para proporcionar a entrada e gravação em arquivos permanentes dos dados referentes a hidrologia e as unidades hidroelétricas do sistema; sendo apresentado em primeiro lugar. Sua função é preparar os dados necessários ao sistema de potência, para serem submetidos ao programa subsequente.

Estes dados seriam dados de demanda, potências de recursos hídricos, compras, vendas, geração fixa, bem como dados de geradores termo e hidroelétricos. A informação é convenientemente armazenada em arquivos de disco que serão acessados posteriormente pelo programa do modelo estocástico de produção de energia do sistema de potência.

O segundo programa aqui abordado é o programa do modelo estocástico de produção de um sistema de potência, cuja

função é calcular o custo esperado de produção de energia baseada na distribuição de demanda líquida e distribuições de disponibilidade das unidades geradoras ao longo do intervalo de planejamento. O modelo de produção de energia usado neste programa é uma extensão do trabalho desenvolvido por Slater⁶, visando introduzir alguns tipos distintos de restrições de energia, para possibilitar tanto a modelagem das unidades sem restrições de energia como as unidades com recursos limitados.

Após uma descrição geral de cada programa, todas as rotinas que o compoem são descritas rapidamente. A saída de cada programa é facilmente compreensível e é mostrada parcialmente no Apêndice II.

AI.2 - PROGRAMA DE PREPARAÇÃO DE DADOS DO SISTEMA DE GERAÇÃO DE POTÊNCIA

AI.2.1 - Descrição Geral

Este programa calcula e armazena em disco as várias distribuições de demanda líquida sobre um dado intervalo de planejamento (usualmente 12 meses), baseado nos dados de duração de demanda do sistema de potência, capacidades de potência hidroelétrica, compras de energia, vendas, e geração fixa. Nele também são processadas e armazenadas informações tais como capacidades das unidades de geração hidro e térmicas do sistema e suas disponibilidades.

O programa está escrito em FORTRAN IV e é di

mensionado para aceitar e processar dados de 100 geradores distribuídos em 70 tipos. O intervalo de planejamento pode compreender até 52 períodos.

AI.2.2 - Fluxograma Geral, e Descrição das Rotinas

O fluxograma apresentado na Fig. (AI-1) contém os passos principais do programa e o nome das rotinas em que ocorrem. A ordem hierárquica de chamada das várias rotinas é dada pela lista abaixo:

PROGRAMA PRINCIPAL

.PUSH

.PULL

..LDISK

.UNSET

.FUDGE

.ADJUST

.PRINTL

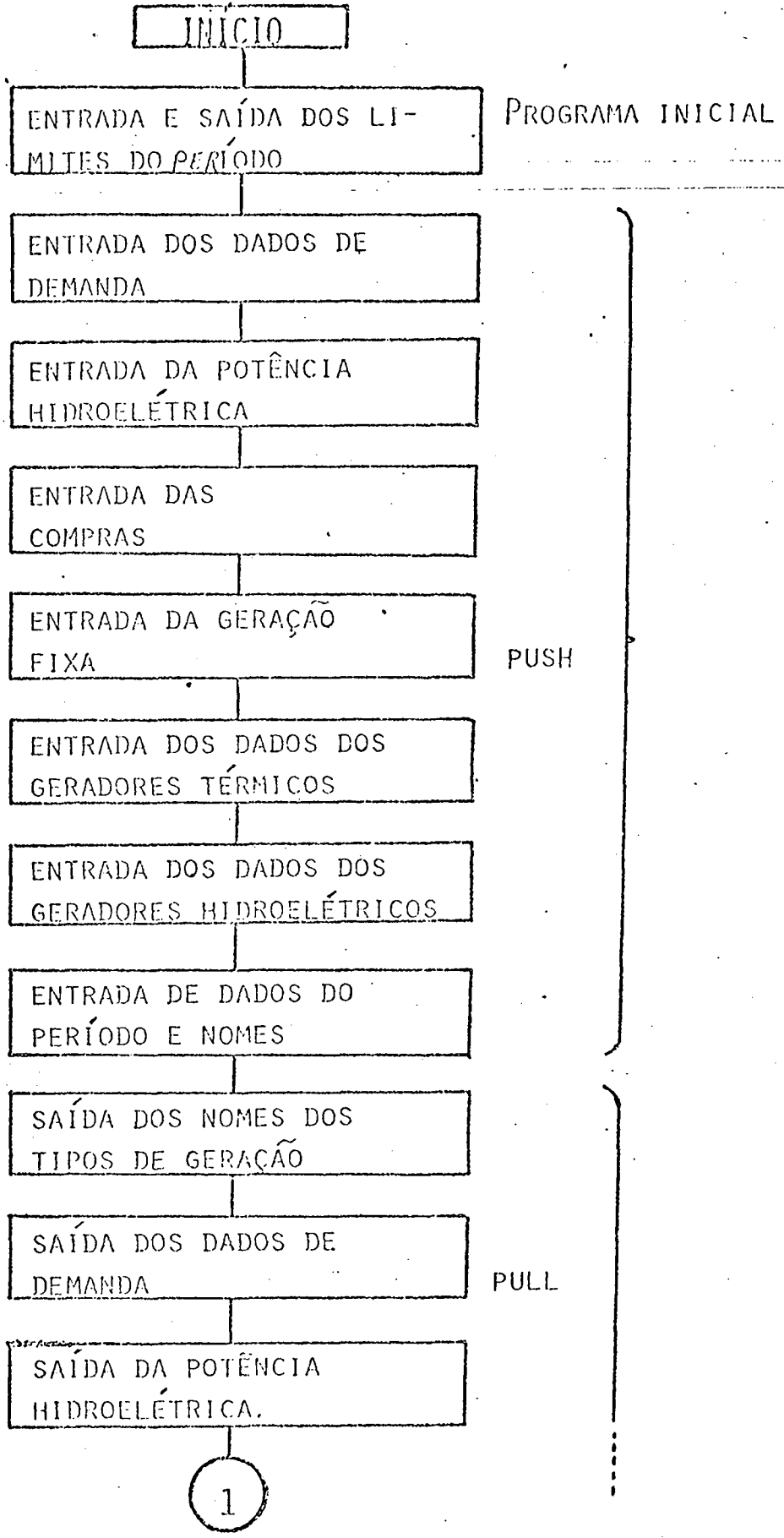
.WDISK

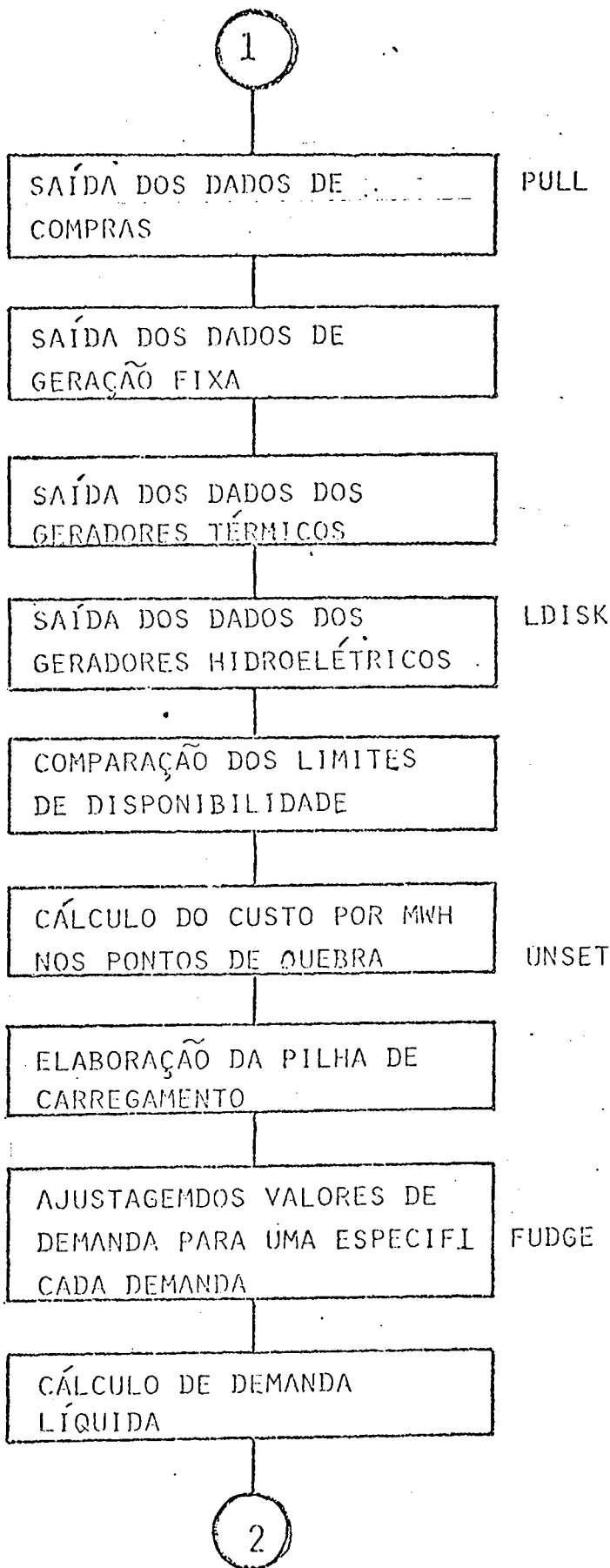
O programa principal basicamente chama as várias subrotinas para executar suas funções individuais. Ele também lê a informação de controle acerca do intervalo de tempo em estudo e armazena os dados de demanda líquida em disco.

A subrotina PUSH processa a maior parte das leituras dos dados do sistema. Neles estão incluídos os dados de demanda do sistema de potência em base horária (ou menos fre

quente) para cada dia padrão através do intervalo de planejamento; as capacidades de potência hidroelétrica correspondentes, as compras de potência, os dados de geração fixa, no caso onde se quer excluir certas unidades geradoras térmicas ou hidroelétricas do modelo sob estudo, e finalmente os dados dos geradores térmicos e hidroelétricos. Os dados dos geradores térmicos basicamente são compostos de valores limites de segmentos de potência, suas correspondentes disponibilidades, os coeficientes da função quadrática custo, e o custo por unidade de combustível. A informação de mínima potência de saída da unidade térmica também pode ser fornecida. Os dados dos geradores hidroelétricos consistem basicamente dos grupos que compõem cada usina, características que identificam as unidades idênticas como membros destes grupos, tais como, capacidades nominais, respectivas taxas de falhas, números de unidades disponíveis por período no intervalo de planejamento, energia ou funções distribuição de energia para usinas de reservatório; e funções distribuição de potência para usinas com restrições de energia sem armazenamento adequado. Este subprograma ainda lê informações auxiliares tais como, datas, e nomes dos períodos, como meses, e tipos de geração (hidroelétrica, nuclear, a carvão, etc).

As subrotinas PULL e LDISK simplesmente escrevem as informações colhidas por PUSH, proporcionando uma visão ordenada dos dados necessários do sistema, UNSET processa os dados do sistema de geração térmica comparando os limites de disponibilidade das unidades geradoras térmicas com um limite estabelecido, e computa o custo de produção do MWh para os vá-





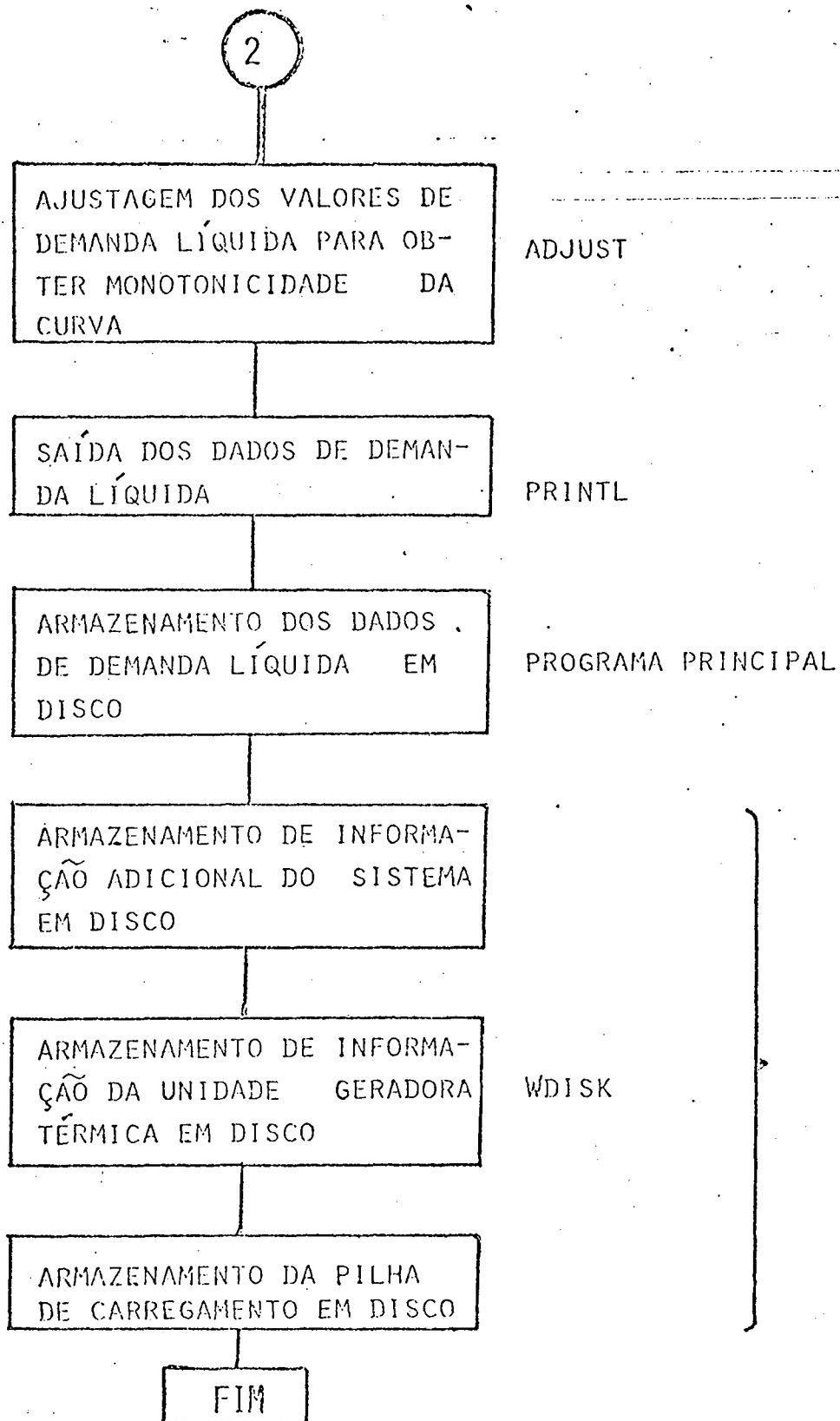


FIGURA AI-1 - FLUXOGRAMA DO PROGRAMA DE PREPARAÇÃO DE DADOS DO SISTEMA DE GERAÇÃO DE POTÊNCIA.

rios pontos de quebra dos segmentos de potência das unidades. Em seguida, estabelece uma pilha de carregamento das unidades térmicas na qual todos os segmentos de potência das várias unidades térmicas participantes são ordenadas pelo acréscimo no custo incremental de produção de energia.

A subrotina FUDGE computa a demanda líquida do sistema e ainda ajusta os dados de demanda original a ser atendida para uma demanda média especificada para cada dia padrão. Como os dados de demanda líquida resultante não são sempre monotonamente decrescente como mostra o diagrama de duração da carga; a subrotina ADJUST realiza a redistribuição dos valores de demanda líquida para garantir monotonicidade.

As demandas originais ajustadas, a demanda líquida ajustada obtida e suas diferenças correspondentes são então impressas pela subrotina PRINTL.

Finalmente, os dados do sistema podem ser armazenados em arquivos permanentes em disco para uso posterior. Isto é realizado pelo programa principal e pelo subprograma WDISK.

AI.3 - PROGRAMA DO MODELO ESTOCÁSTICO DE PRODUÇÃO DE GERAÇÃO

AI.3.1 - Descrição Geral:

Este programa avalia as condições esperadas de carregamento total das unidades geradoras hidroelétricas, e do carregamento de cada segmento de potência das unidades geradoras termoelétricas participantes. Como consequência o custo esperado de produção de energia pode ser computado para cada unidade e para o sistema inteiro; como subproduto, alguns índices da confiabilidade ou de continuidade de serviço são expostos, tal como a duração esperada da demanda não atendida (DEDNA) e a energia esperada não atendida (EENA).

O modelo estocástico de produção, baseado sobretudo na probabilidade de perda de carga, calcula funções modificadas da densidade de demanda, baseada na função de demanda líquida original e função densidade de disponibilidade de todas as unidades participantes, levando em consideração restrições de energia. O algoritmo para o cálculo da função densidade de demanda modificada envolve convolução ou deconvolução numérica destas funções densidade probabilidade. A função densidade de demanda modificada resultante torna o programa apto a calcular a energia esperada não atendida, e a duração esperada da demanda não atendida para uma configuração total ou parcial do sistema. A energia esperada produzida pela unidade (quando introduzida totalmente) ou por um segmento de potência de um dado gerador pode então ser facilmente calculada pela subtração da energia esperada não atendida calculada antes e depois do carregamento da unidade ou do segmento. O correspondente custo de produção é então calculado considerando o custo por unidade de energia como uma função aproximada da potência média fornecida pelo segmento, que por sua vez é uma função do tempo em que o

segmento fica no sistema e de sua máxima potência fornecida. Os resultados são tabelados por dia padrão para cada período e para o intervalo de planejamento inteiro, especificando a operação de cada segmento de potência de todas as unidades envolvidas, bem como a operação de cada tipo de gerador.

O programa, escrito em FORTRAN IV utiliza como dados o sistema baseado em dados da Ontario Hydro. Ele processa dados de aproximadamente 100 geradores de até 70 tipos, durante intervalos de planejamento de 52 períodos.

AI.3.2 - Fluxograma Geral e Descrição das Rotinas

A Fig.(AI-2) apresenta o fluxograma geral com cada passo maior referido à rotina (ou rotinas) do qual é acompanhado. As principais rotinas participantes são dadas a seguir em ordem hierárquica.

PROGRAMA PRINCIPAL

.RDSK

.PRINTEC

.CHANPR

.UNTAB

.ENCALC
..LODSET
..SOMENG
..MODEL
...GSUPER
...PILHA
..ANITAB
..LODSET
..CALCON
...OTMAG
...SOMENG
...CONVAL
....CONVOL
....SOMENG
...DEVCON
....DEVOL
....CONVOL
....SOMENG
....NCOST
..CPEAK
..PRINTR
..TOTM
.PRINTY

Uma das funções do programa principal é a leitura e o necessário controle de informações, tal como número de passos para as funções distribuição e densidade discretizadas, imprimir indicadores para detalhar saídas, obtenção do custo de compra da energia não atendida e indicar a troca dos parâ

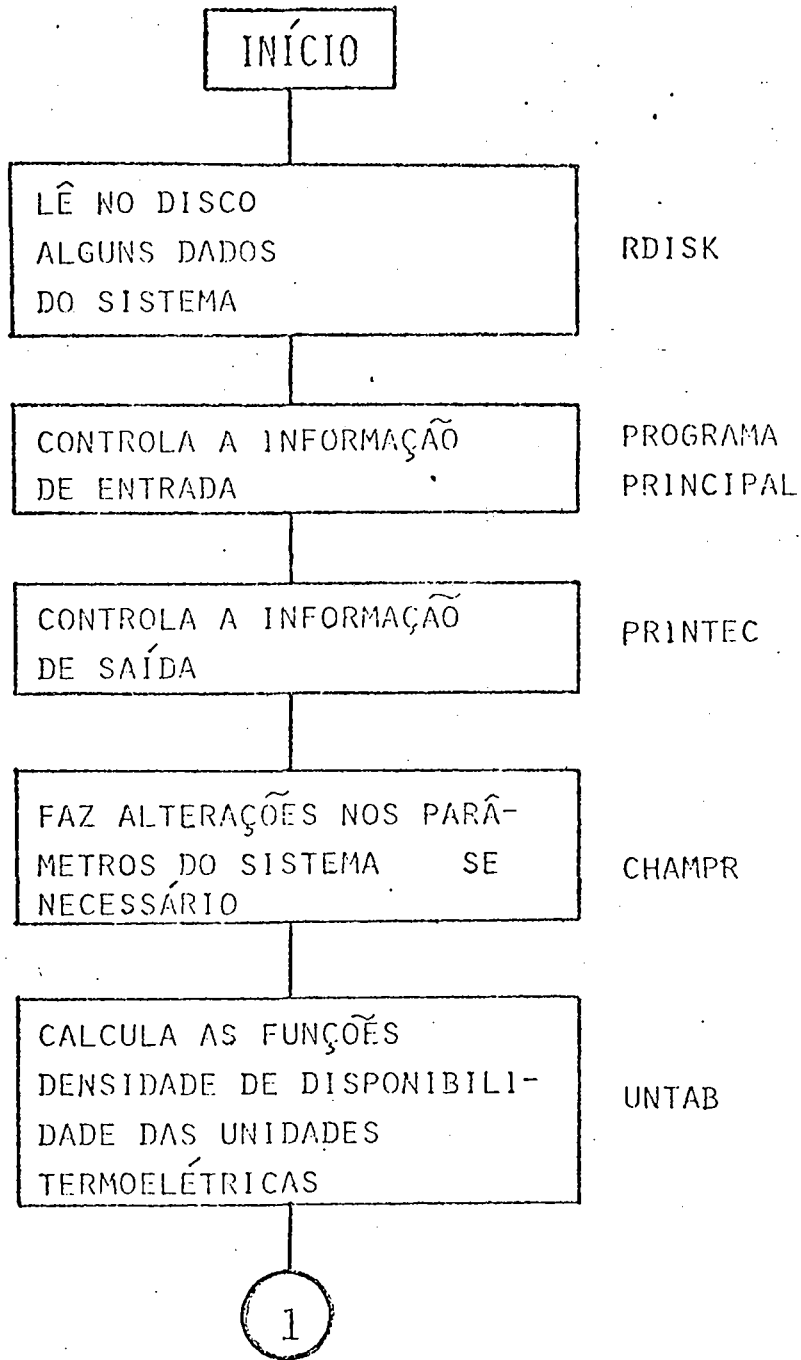
metros das funções de demanda e disponibilidade das unidades geradoras termoelétricas. Ainda, o programa principal chama subrotinas chaves como indicado anteriormente.

RDISK - Lê os dados do sistema de geração permanentemente armazenados em disco.

PRINTEC - Escreve a informação de controle do programa.

CHANPR - Executa trocas em parâmetros do sistema tais como funções de demanda e funções de disponibilidade das unidades termoelétricas. Estas trocas são comandadas pelo programa principal. Com isto, facilita-se a execução de um número grande de testes de sensibilidade sobre o sistema de potência.

UNTAB - Estabelece as funções densidade de disponibilidade de cada segmento de potência das unidades térmicas no sistema. As funções discretizadas obedecem a um passo de potência proporcionado pela informação de controle.



1

LÊ A PILHA DE CARREGAMENTO DAS UNIDADES TÉRMICAS ARMAZENADAS EM DISCO

UNTAB

LÊ AS FUNÇÕES DENSIDADE DE DEMANDA LÍQUIDA ARMAZENADAS EM DISCO

CALCULA AS FUNÇÕES DISTRIBUIÇÃO DE INDISPONIBILIDADE DAS USINAS HIDROELÉTRICAS LEVANDO EM CONSIDERAÇÃO RESTRIÇÕES DE ENERGIA PARA USINAS SEM ARMAZENAMENTO, GRAVANDO-AS EM DISCO

MODEL
.GSUPER
.PILHA

MONTA A PILHA DE CARREGAMENTO HIDROTÉRMICA

CALCULA AS FUNÇÕES DENSIDADE DE DISPONIBILIDADE DAS USINAS HIDROTÉRMICAS

ANITAB

CALCULA A DENSIDADE DE DEMANDA LÍQUIDA

LODSET

INICIALIZA A INTRODUÇÃO DAS UNIDADES GERADORAS NO SISTEMA NA POSIÇÃO DEFINIDA PELA PILHA HIDROTÉRMICA DE CARREGAMENTO

CALCON

CALCULA A ENERGIA NÃO ATENDIDA

.SOMENG

2

E
N
C
A
L
C

2

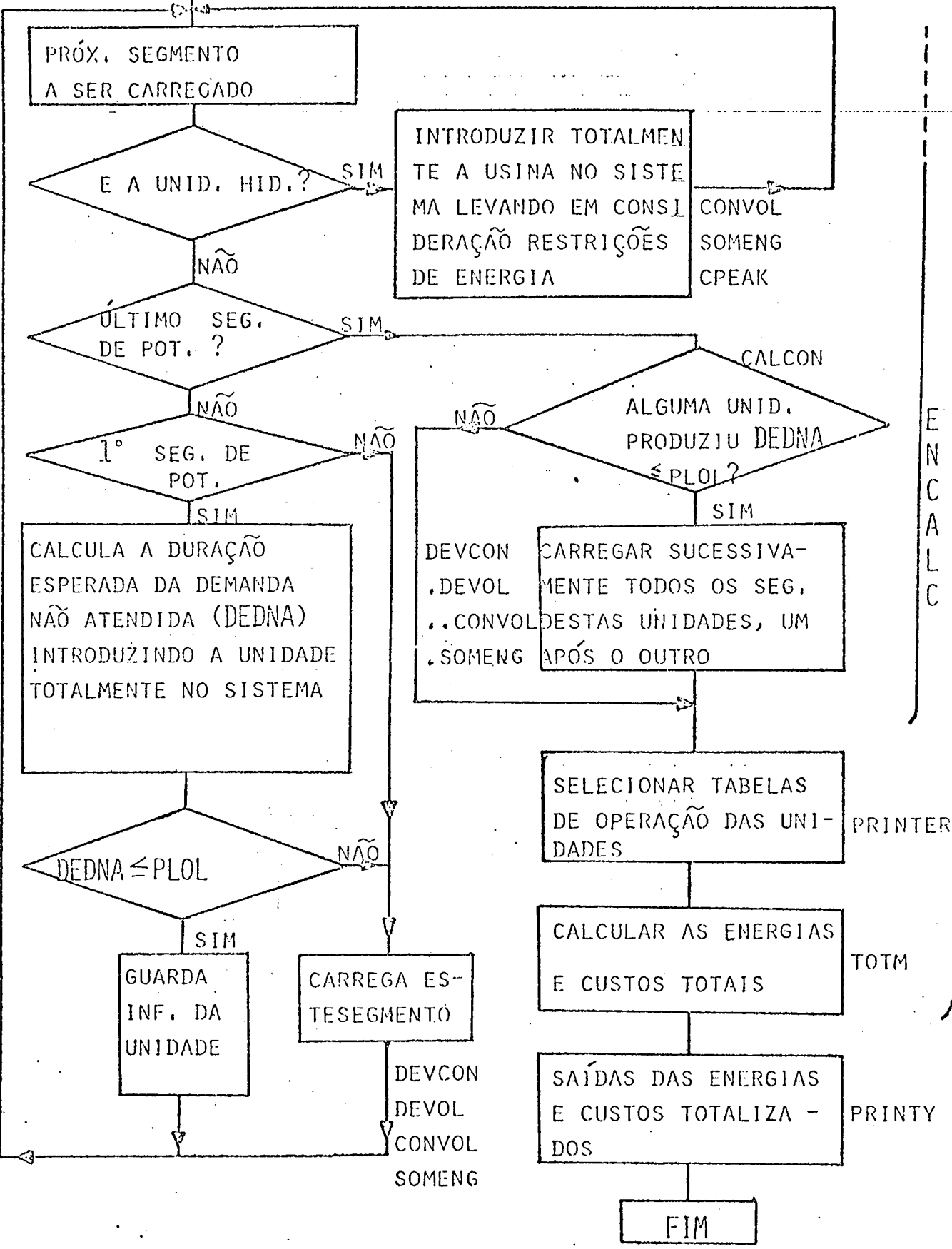


FIGURA AI-2 - FLUXOGRAMA DO MODELO ESTOCÁSTICO DE PRODUÇÃO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA.

ENCALC - É a subrotina responsável pelo cálculo da energia produzida e cálculo de custos. Ela parte pela leitura da pilha de carregamento e das demandas líquidas, ambas armazenadas em arquivos permanentes em disco. No procedimento chama subrotinas para executarem funções específicas indispensáveis ao cálculo da energia produzida e custo.

LODSET - Calcula as várias funções densidade de demanda térmica de acordo com um passo de potência previamente estabelecido.

SOMENG - Calcula a probabilidade de falha para atender a demanda e a energia não atendida do sistema, dada a função densidade de demanda modificada e a geração de potência introduzida.

MODEL - É a subrotina responsável pela elaboração da pilha de carregamento geral das unidades hidro e termoelétricas para cada período analisado no intervalo de planejamento.

GSUPER - Estabelece as funções densidade de disponibilidade para as usinas hidroelétricas de acordo com um passo previamente estabelecido sem levar em consideração restrições de energia.

PILHA - Estabelece a função distribuição de indisponibilidade para usinas levando em consideração as restrições de energia das usinas sem armazenamento; calcula o índice de empilhamento das usinas de reservatórios, e ainda monta a pilha de carregamento das usinas acima descritas.

ANITAB - Estabelece as funções densidade de disponibilidade para as usinas hidroelétricas em estudo; de acordo com um passo de potência previamente estabelecido.

CALCON - É a subrotina responsável pelo controle do cálculo da função densidade de demanda modificada de acordo com uma dada pilha de carregamento, e o limite de probabilidade de falha para atender a demanda (ou duração esperada da demanda não atendida) especificada para o uso. Cada vez que uma nova unidade é introduzida no sistema, um teste é feito para determinar se o sistema parcial tem probabilidade de falha para atender a demanda maior que o limite especificado para um dado dia padrão. Se assim ocorrer, a ordem de carregamento é mantida a mesma da pilha de carregamento de unidades geradoras. Mas se, a probabilidade de falha para atender a demanda é menor ou igual que o limite, cada

unidade é introduzida totalmente.

O fluxograma ilustra os maiores passos descritos acima.

Uma vez que a unidade inteira ou o segmento de potência é definitivamente introduzido pela CALCON, a função densidade de demanda modificada é calculada. Como consequência, são obtidas as características de carregamento, a energia esperada e o custo referente ao segmento ou unidade considerada.

OTMAG - Distribui as energias dos reservatórios entre os dias típicos visando manter constante a energia entregue ao sistema pelas unidades térmicas no período analisado. Com isto, evita-se que haja dias de maior solicitação das unidades térmicas, o que acarretaria um aumento considerável do custo de produção.

CONVAL - Introduz novas unidades geradoras provenientes da pilha de carregamento e testa a relação de probabilidade de falha para atender a demanda (duração esperada da demanda não atendida) comparando-a com um limite pré estabelecido.

DEVCON - Introduz novos segmentos de potência das unidades geradoras provenientes da pilha de carregamento. Se o segmento considerado é o 1º segmento da unidade, sua função de disponibilidade é simplesmente convolvida com a disponibilidade de demanda modificada para obter a nova função densidade de demanda modificada. Entretanto, se o segmento considerado não é o 1º da unidade, a função densidade de demanda modificada, deve ser primeiramente deconvolvida com a função densidade de disponibilidade do segmento anteriormente conectado pertencente à mesma unidade. Após isto, deve ser feita a convolução com a função densidade de disponibilidade do novo segmento. DEVCON computa as características e a energia produzida por cada segmento introduzido. As operações de convolução e deconvolução são executadas pelas subrotinas CONVOL e DEVOL respectivamente.

NCOST - Calcula o custo esperado de produção de cada segmento introduzido baseado na função custo de carregamento da unidade, nas características de carregamento do segmento e sua produção de energia esperada.

CPEAK- Faz a introdução das unidades de ponta no sistema. Nesta rotina é introduzida no sistema uma energia igual ao valor esperado da energia associada ao reservatório previamente definida por OTMAG, caso a usina tenha condição de fornecer esta energia.

A saída de cada segmento de potência para cada dia padrão pode ser escrita chamando a subrotina PRINTR. Ela também pode proporcionar dados de confiabilidade tais como, probabilidade de falha para atender a demanda e a energia esperada não atendida referentes a um dado dia típico.

Finalmente, as energias e custos calculados são totalizados sobre os dias padrão de cada período de tempo na subrotina TOTM, enquanto PRINTY expõe estes resultados sobre o intervalo planejado.

A P E N D I C E II

DADOS DO SISTEMA DE POTÊNCIA

Os dados do sistema de potência usados neste trabalho são basicamente os previstos pelo Sistema Leste da Ontario Hydro¹² como planejado em 1972 para o ano de 1975.

A Secção AII-1 mostra as especificações para cada unidade geradora térmica e hidroelétrica considerada.

Para as unidades geradoras térmicas, são especificados segmentos de potência, suas disponibilidades, as características entrada-saída, o custo do combustível, e a potência mínima de saída da unidade.

Para as unidades hidroelétricas são especificadas suas capacidades nominais, taxas de falhas, e as indisponibilidades planejadas.

As turbinas de combustão (CTU's) foram reunidas de acordo com a pequena potência nominal de cada unidade, que requer um passo de potência muito pequeno, para representá-las individualmente com precisão aceitável.

A baixa disponibilidade de algumas unidades reflete uma previsão conservadora do seu comportamento subsequente à introdução no sistema. A médio prazo os índices de disponibilidade deverão sofrer revisões de acordo com o amadurecimento do sistema.

Os custos de combustível também são atualizados pe

riodicamente.

A Secção AII-2 mostra os dados de demanda, os dados de demanda líquida ajustada numa curva de demanda monotonamente decrescente, para os três dias padrão de um mês típico, e as capacidades de potência não analisadas no modelo estocástico do custo de produção de energia, tais como, compras, vendas, uma parcela da potência hidroelétrica, potência de geração fixa, etc.

As variações de demanda representam o ciclo verão-inverno em climas frios, onde a demanda no inverno é predominante. Enquanto regiões de clima quente têm uma grande potência de demanda no verão, nas regiões intermediárias, isto é, onde tanto o verão como o inverno são pronunciados, um duplo ciclo anual pode ocorrer, com demandas menores ocorrendo na primavera e outono.

A Secção AII-3 apresenta a listagem de saída do programa de custo de produção de energia no qual 31 geradores térmicos e 9 usinas hidroelétricas são introduzidas, visando obter a duração esperada da demanda não atendida (DEDNA) e o custo esperado de produção de energia (CEPE).

SECÇÃO AII-1

DADOS DE GERAÇÃO DO SISTEMA DE POTÊNCIA

SECÇÃO AII-2

DADOS DE DEMANDA DO SISTEMA DE POTÊNCIA PARA
UM MÊS TÍPICO

FEV. 1975/ QUARTA-FEIRA

HORA	DEMANDA	POT. LÍQUIDA AJUSTADA	POT. AJUSTADA SU- PRIDA POR COMPRAS, GERAÇÃO FIXA ETC.
1	13622	9686	3936
2	13167	9686	3480
3	12978	9686	3291
4	12857	9686	3170
5	12735	9686	3049
6	12614	9686	2958
7	12520	9686	2833
8	12425	9597	2828
9	12318	9490	2827
10	12223	9395	2828
11	12115	9287	2828
12	12021	8532	3489
13	11927	8532	3399
14	11779	8532	3246
15	11347	8532	2815
16	10781	8532	2249
17	10229	8532	1696
18	9541	8532	1009
19	9164	8532	632
20	8881	8532	349
21	8625	8343	281
22	8463	8181	282
23	8288	8006	282
24	1951	7669	282

FEV. 1975/ SÁBADO

HORA	DEMANDA	POT. LÍQUIDA	POT. AJUSTADA SU- PRIDA POR GERAÇÃO FIXA, COMPRAS, ETC.
1	12075	10046	2028
2	11711	10046	1665
3	11522	10046	1476
4	11334	10046	1287
5	11199	10046	1153
6	11078	10046	1031
7	10970	10021	948
8	10862	9913	949
9	10781	9832	949
10	10673	9724	949
11	10552	9446	1106
12	10444	9158	1286
13	10283	8997	1285
14	10107	8821	1286
15	9946	7602	2343
16	9703	7602	2101
17	9407	7602	1804
18	9124	7602	1521
19	8814	7602	1221
20	8625	7453	1171
21	8490	7318	1172
22	8302	7130	1171
23	8099	6927	1172
24	7816	6644	1172

FEV. 1975/ DOMINGO

HORA	DEMANDA	POT. LÍQUIDA	POT. AJUSTADA SU- PRIDA POR GERAÇÃO FIXA, COMPRAS, ETC.
1	11266	8971	2295
2	10943	8971	1971
3	10768	8971	1796
4	10525	8971	1554
5	10404	7791	2612
6	10310	7697	2612
7	10175	7562	2612
8	10000	6666	3333
9	9865	6531	3333
10	9744	6410	3333
11	9609	6275	3333
12	9514	6180	3334
13	9420	6086	3334
14	9231	6045	3186
15	9056	6045	3011
16	8895	6045	2849
17	8625	6045	2579
18	8423	6045	2377
19	8248	6045	2202
20	8072	6005	2067
21	7924	5857	2067
22	7749	5682	2067
23	7587	5520	2067
24	7210	5143	2066

JULHO 1975/ QUARTA-FEIRA

HORA	DEMANDA	POT. LÍQUIDA AJUSTADA	POT. AJUSTADA SU- PRIDA POR COMPRAS, GERAÇÃO FIXA, ETC.
1	11059	6497	4562
2	10847	7413	4434
3	10658	6413	4245
4	10536	6087	4448
5	10447	5998	4448
6	10336	5887	4448
7	10224	5775	4449
8	10102	5653	4448
9	10002	5553	4448
10	9902	5453	4448
11	9779	5330	4449
12	9612	5262	4350
13	9490	5262	4228
14	9279	5262	4016
15	9045	5262	3782
16	8667	5262	3404
17	8177	5262	2915
18	7688	5272	2425
19	7621	5262	2358
20	7076	5262	1813
21	6853	5094	1759
22	6686	4927	1759
23	6475	4716	1759
24	6130	4371	1759

JULHO 1975/ SÁBADO

HORA	DEMANDA	POT. LÍQUIDA AJUSTADA	POT. AJUSTADA SU- PRIDA POR COMPRAS, GERAÇÃO FIXA ETC.
1	9223	6286	2936
2	8978	6286	2692
3	8845	6286	2558
4	8733	6286	2447
5	8656	6286	2369
6	8578	6286	2291
7	8511	4891	3619
8	8455	4835	3620
9	8400	4780	3619
10	8322	4733	3588
11	8277	4733	3544
12	8177	4733	3444
13	8077	4733	3344
14	7988	4733	3255
15	7832	4733	3099
16	7688	4733	2954
17	7487	4133	2754
18	7109	4733	2376
19	6842	4733	2109
20	6653	4733	1920
21	6520	4733	1786
22	6397	4634	1763
23	6264	4501	1762
24	6052	4289	1763

JULHO 1975/ DOMINGO

HORA	DEMANDA	POT. LÍQUIDA AJUSTADA	POT. AJUSTADA SU- PRIDA POR COMPRAS GERAÇÃO FIXA..ETC.
1	8222	5846	2375
2	7988	5612	2376
3	7855	4497	3357
4	7743	4104	3639
5	7665	4026	3639
6	7599	3960	3638
7	7554	2915	3639
8	7499	3860	3638
9	7443	3804	3638
10	7387	3748	3639
11	7343	3704	3638
12	7287	3663	3624
13	7220	3663	3557
14	7131	3663	3468
15	7009	3663	3346
16	6898	3663	3234
17	6653	3663	2990
18	6408	3663	2745
19	6241	3663	2578
20	6086	3640	2445
21	5963	3517	2446
22	5841	3395	2445
23	5752	3306	2445
24	5607	3161	2446

SECÇÃO AII-3

RESULTADOS DO PROGRAMA DE CUSTO DE PRODUÇÃO
DE ENERGIA

***** CONTROL INFORMATION

OSTEPS 50.0
OPRINT 2

(MAXIMUM 1)
(1 = SUMMARY 2 = DETAIL)

INITIAL PERIOD 1, FINAL PERIOD 12
STAGED INPUT DATA IS AVAILABLE FROM PERIOD 1 TO PERIOD 12
LIMIT ON PROBABILITY OF LOSS OF LOAD... PLOBL = 0.300 FRACTION OF A DAY
PURCHASE COST FOR UNSUPPLIED ENERGY IN \$/MWH = 3.4000000E 02
DETAILED PRINTOUT FOR FOLLOWING PERIODS

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 0 0 0 0 0 0
*** NO LOAD CHANGES
*** NO AVAILABILITY CHANGES
***** FEB 1 1975

UNIT TITLE	ENERGY	NEEDY STAGE PRIORITIES																		
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10									
1 LAMB 1	7655.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2 LAMB 2	7308.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3 LAMB 3	7216.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
4 LAMB 4	7091.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
5 LAKEY 1	4557.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
6 LAKEY 2	4372.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
7 LAKEY 3	3235.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
8 LAKEY 4	2933.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
9 LAKEY 5	3034.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
10 LAKEY 6	2914.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
11 LAKEY 7	4945.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
12 LAKEY 8	4755.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
13 KETH 1	30.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
14 KETH 2	31.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
15 KETH 3	27.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
16 KETH 4	17.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
17 NAVIK 1	8050.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
18 NAVIK 2	3050.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
19 NAVIK 3	8042.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
20 NAVIK 4	8020.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
21 NAVIK 5	0.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
22 LENC 1	0.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
23 PICK 1	9888.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
24 PICK 2	9833.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
25 PICK 3	9888.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
26 PICK 4	9038.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
27 DOUG 1	4144.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
28 HEARN 7	2255.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
29 HEARN 8	2268.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
30 HEARN 5	2257.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
31 STJS 39.	39.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
32 BECK1-2	26399.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
33 SANDERS	17348.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
34 HILDEN	2616.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
35 DES JOL.	4215.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
36 EMSWICK	1730.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
37 SULLIS	2293.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
38 A. TAVYAN	3701.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
39 S. VILLE	1531.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
40 M. J. J.	1145.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

PROB OF FAILURE TO MEET DEMAND
0.000000

UNSUPPLIED ENERGY
0.000000

***** FEB 1 1975

UNIT REFLE ENERGY

1	L478	1	7715.
2	L478	2	7532.
3	L478	3	7436.
4	L478	4	7267.
5	L478	1	5919.
6	L478	2	4931.
7	L478	3	3154.
8	L478	4	2539.
9	L478	5	2046.
10	L478	1	2247.
11	L478	2	1774.
12	L478	3	4658.
13	KEITH	1	73.
14	KEITH	2	76.
15	KEITH	3	67.
16	KEITH	4	46.
17	WATK	1	7552.
18	WATK	2	7506.
19	WATK	3	7574.
20	WATK	4	7473.
21	WATK	5	0.
22	LEFK	1	0.
23	PIEK	1	9335.
24	PIEK	2	9345.
25	PIEK	3	9345.
26	PIEK	4	9335.
27	PIEK	1	9144.
28	WATK	7	2206.
29	WATK	3	2220.
30	WATK	4	2213.
31	WATK	5	104.
32	WATK-2	30394.	
33	WATKERS	17343.	
34	WATK	2239.	
35	WATK	3266.	
36	WATK	1347.	
37	WATK	1757.	
38	WATK	2445.	
39	WATK	1249.	
40	WATK	895.	

SATURDAY STAGE PROBABILITIES

1	01
2	07
3	03
4	03
5	03
6	03
7	03
8	03
9	03
10	03
11	03
12	03
13	03
14	03
15	03
16	03
17	03
18	03
19	03
20	03
21	03
22	03
23	03
24	03
25	03
26	03
27	03
28	03
29	03
30	03
31	03
32	03
33	03
34	03
35	03
36	03
37	03
38	03
39	03
40	03

PROB OF FAILURE TO MEET DEMAND 0.18E-01

UNSUPPLIED ENERGY 0.18E 01

***** YEARLY SUMMARY

		FEB 1 1975			
CJALFRO	MWH	0.26405E	07	0.26405E	07
	\$	0.13913E	03	0.13913E	03
NUCLEAR	MWH	0.17235E	07	0.17235E	07
	\$	0.34470E	04	0.34470E	04
LENNOX	MWH	0.0		0.0	
	\$	0.0		0.0	
CTU	MWH	0.14610E	04	0.14610E	04
	\$	0.43531E	05	0.43531E	05
LAKEVIEW	MWH	0.43334E	06	0.43334E	06
	\$	0.86668E	07	0.86668E	07
LAMSTON	MWH	0.79714E	05	0.79714E	05
	\$	0.15943E	07	0.15943E	07
NAVYCOCK	MWH	0.33545E	06	0.33545E	06
	\$	0.67090E	07	0.67090E	07
HEAPYCOCK	MWH	0.19179E	06	0.19179E	06
	\$	0.38358E	07	0.38358E	07
KEITHCOCK	MWH	0.37511E	05	0.37511E	05
	\$	0.75022E	06	0.75022E	06
GRESERV.	MWH	0.15447E	05	0.15447E	05
	\$	0.0		0.0	
PRESEPV.	MWH	0.20400E	06	0.20400E	06
	\$	0.0		0.0	
FID EG.	MWH	0.15139E	07	0.15139E	07
	\$	0.0		0.0	
BECKI-2	MWH	0.10192E	07	0.10192E	07
	\$	0.0		0.0	
SAUNDERS	MWH	0.49974E	06	0.49974E	06
	\$	0.0		0.0	
GOLDEN	MWH	0.50431E	05	0.50431E	05
	\$	0.0		0.0	
DES JCC.	MWH	0.47441E	05	0.47441E	05
	\$	0.0		0.0	
CHENOIX	MWH	0.39999E	05	0.39999E	05
	\$	0.0		0.0	
C.FALLS	MWH	0.53000E	05	0.53000E	05
	\$	0.0		0.0	
A.CANYON	MWH	0.73999E	05	0.73999E	05
	\$	0.0		0.0	
S.VILLE	MWH	0.37001E	05	0.37001E	05
	\$	0.0		0.0	
M.HUTE	MWH	0.25545E	05	0.25545E	05
	\$	0.0		0.0	
UNSUPPLIED	MWH	0.24354E	04	0.24354E	04
PRDB OF FAILURE		0.25E	03	0.26E	00

TOTAL ENERGY MWH 0.57730E 07
 PURCHASED ENERGY COST 0.97416E 05

TOTAL COST \$ 0.13965E 08
 TOTAL REQUIRED ENERGY 0.57754E 07

GLOBAL COST 0.14062E 08

REFERÊNCIAS

- 01 - BILLINTON, R.: "Power system reliability evaluation", New York; Gordon and Breach, 1970.
- 02 - BOOTH, R.R.: "Power system simulation model based on probability analysis", IEEE Trans. Power App. and Syst. vol. PAS-91, Jan-Feb., 1972, pp.62-69.
- 03 - SAGER, M.A; Ringlee, R.J.; Wood, A.J.: "A new generation production cost program to recognize forced outages", IEEE Trans. Power App. and Syst., vol. PAS 91, no.5, sep.-Oct., 1972.
- 04 - SAGER, M.A; Wood, A.J.: "Power system production cost calculations - sample studies recognizing forced outages", IEEE Trans. Power App. and Syst., vol. PAS-92, n° 1, Jan Feb. 1973.
- 05 - BALERIAUX, H.; Jamouille, E.; Linard de Guertechin, Fr.: "Simulation de l'exploitation d'un parc de machines thermiques de production d'électricité couplé à des stations de pompage", Revue E (edition S.R.B.E), Vol.5, n° 7, July 1967, pp.3-24.
- 06 - SLATER, K.J. "Stochastic system model", Ontario Hydro Report, 1972.

- 07 - BILLINTON, R.; Harrington, P.G.: "Reliability evaluation in energy limited generating capacity studies"; IEEE Trans. Power App. and syst., vol. Pas-97, N9 6, Nov/Dec., 1978.
- 08 - ZURN, H.H.: "Dynamic generator maintenance scheduling for optimal planned power system operation", University of Waterloo, Dep. of Electrical Engineering, Internal Report UWEE 76-1, 1976.
- 09 - PAPOULIS, A.: "Probability, random variables, and stochastic processes", New York, McGraw - Hill, 1965.
- 10 - KNIGHT, G.: "Power systems engineering and mathematics", London, Pergamon Press, 1972.
- 11 - NEUENSWANDER, J.R.: "Modern Power systems", Scranton, Pa.: International Textbook Co., 1971.
- 12 - ZURN, H.H.: "Generator maintenance scheduling computer program documentation", University of Waterloo, Dep. of Electrical Engineering Internal Report UWEE. 76-1, 1976.
- 13 - BILLINTON, R.; Ringlee, R.J.; Wood, A.J.: "Power-system reliability calculations", MIT Press Cambridge, Massachusetts and London, England, 1973.