

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DE USINAS NUCLEOELÉTRICAS EM UM MODELO ESTO
CÁSTICO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA À UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA

RENATO LUCAS PACHECO

FLORIANÓPOLIS, ABRIL, 1983

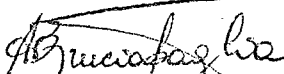
SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DE USINAS NUCLEOELÉTRICAS EM UM
MODELO ESTOCÁSTICO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA

Renato Lucas Pacheco

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



Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D.
Orientador




Prof. Augusto Humberto Bruciapaglia, Dr. Ing.
Coordenador do Curso de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica


APRESENTADA PERANTE A BANCA EXAMINADORA COMPOSTA DOS PROFESSORES.:



Hans Helmut Zürn, Ph.D.



Luiz Jaime Branco Machado, Dr. Ing.



Renato Carlson, Dr. Ing.

A meus pais e irmãos

A G R A D E C I M E N T O S

Ao Prof. Hans Helmut Zörn pela amizade e pela orientação prestada na elaboração deste trabalho.

Aos familiares, amigos e colegas pelo incentivo e sugestões, e a todos que colaboraram na realização deste trabalho.

A Universidade Federal de Santa Catarina e à CNEN pelo apoio técnico-financeiro.

Aos meus irmãos Roberto, Bárbara e Beatriz e à Lúcia Helena Martins pelo auxílio prestado na composição deste trabalho.

S U M Á R I O

RESUMO	1
ABSTRACT	2
SIMBOLOGIA	3
CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO	6
CAPÍTULO II - O MODELO ESTOCÁSTICO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA	9
2.1 - Introdução	9
2.2 - Representação das Funções Distribuição e Densidade de Probabilidade de Demanda	10
2.3 - Representação da Função Distribuição de Disponibilidade de Potência e da Função Densidade de Disponibilidade das Unidades Geradoras	13
2.3 - Característica de Produção Entrada-Saída das Unidades Geradoras Térmicas	15
2.5 - Convolução e Deconvolução	17
2.6 - Curva de Demanda não Atendida Modificada	19
2.7 - Truncamento da Cauda da Função Distribuição de Demanda não Atendida Modificada	20
2.8 - Testes e Análise da Técnica de Truncamento	22
2.8.1 - Introdução	22
2.8.2 - Principais Características do Sistema de Energia Elétrica	22
2.8.3 - Recursos do Código Utilizado	23
2.8.4 - Análise dos Resultados do Truncamento	23
CAPÍTULO III - AS TÉRMICAS NUCLEARES	31
3.1 - Introdução	31

3.2 - O Reator Nuclear	31
3.3 - O Reator PWR	34
3.4 - O Reator BWR	36
3.5 - O Reator HWR / CANDU	39
3.6 - Variação da Reatividade com a Temperatura	41
3.7 - A Necessidade de Parada dos Reatores	42
3.8 - O Custo da Geração Nucleoelétrica	43
CAPÍTULO IV - MODELO DE OPERAÇÃO DAS USINAS TÉRMICAS NUCLEARES	45
4.1 - Introdução	45
4.2 - Considerações Iniciais	45
4.3 - Diminuição de Potência com Ganho de Reatividade	46
4.4 - Especificações do Modelo	48
4.4.1 - Características de Produção Entrada-Saída das Unidades Geradoras Térmicas Nucleares	48
4.4.2 - Energia Disponível	48
4.4.3 - Tempo de Parada	48
4.4.4 - Influxo de Energia	48
4.4.5 - Potência Mínima Obrigatória de Operação	49
4.4.6 - Percentagem de Diminuição de Potência (CDPER)	49
4.4.7 - Fator de Capacidade de Operação (FCO)	49
4.4.8 - Tipos de Usinas Nucleares	50
4.5 - O Algoritmo	51
4.6 - Fluxograma	54
CAPÍTULO V - ANÁLISE DOS RESULTADOS	57
5.1 - Introdução	57
5.2 - Considerações Iniciais	57
5.2.1 - Dados do Sistema	57

5.2.2 - Dados para a Diminuição de Potência com Ganho de Reatividade	57
5.2.3 - Características de Produção Entrada-Saída das Unidades Geradoras Térmicas Nucleares	58
5.2.4 - Influxos de Energia	58
5.2.5 - Tempos de Parada	58
5.2.6 - Percentagem de Diminuição de Potência	58
5.2.7 - Código Utilizado	59
5.3 - Situações Simuladas e Resultados Obtidos	59
5.3.1 - Variação do Custo de Geração da Nuclear. Potência Mínima Fixada	59
5.3.2 - Variação do Custo de Geração da Nuclear. Potência Mínima Livre	60
5.3.3 - Variação da Disponibilidade da Nuclear	60
5.3.4 - Variação da Demanda dos Consumidores	61
5.3.5 - Variação da Disponibilidade Hidroelétrica ...	61
5.3.6 - Desempenho Simultâneo das Nucleares	61
5.3.7 - Desempenho da Nuclear com a Variação de TC ..	62
5.3.8 - Desempenho de uma Nuclear com Recarga Contínua	62
5.3.9 - Verificação do Tempo de Processamento	63
5.4 - Análises e Conclusões	63
CAPÍTULO VI - CONSIDERAÇÕES FINAIS	102
REFERÊNCIAS	105

R E S U M O

As usinas nucleares, devido ao aumento dos preços dos combustíveis fósseis e à escassez dos recursos hídricos em vários países, aliados às crescentes necessidades energéticas mundiais, ou ainda com o objetivo de absorção de tecnologia, estão tendo uma participação cada vez maior no mercado mundial de energia elétrica.

Neste trabalho é desenvolvido um modelo de simulação da operação de usinas nucleoeletricas, incorporado a um modelo estocástico de produção de energia. A operação das usinas nucleares é dividida em duas fases: na primeira a central está dentro do ciclo normal de operação, entre as recargas programadas. É tratada como uma usina térmica convencional, sem restrição de energia. Entretanto, é feito o acompanhamento do consumo da energia do núcleo do reator. A segunda fase começa, então, após o término da vida útil do núcleo, onde, através do procedimento de diminuição de potência com ganho de reatividade, prolonga-se a operação da central até atingir-se uma potência mínima previamente estabelecida.

Em complementação, visando um aprimoramento do modelo estocástico utilizado e a diminuição do tempo de processamento do algoritmo, em virtude do acoplamento do modelo de operação de usinas térmicas nucleares, efetuou-se o estudo do truncamento da cauda da função distribuição de demanda não atendida.

A B S T R A C T

Nuclear power plants are having an increasing role in the world electrical energy market, due to the increase in fossil fuel prices and the scarcity of hydraulic resources in various countries, in conjunction with increasing world needs, or still with the objective of technology absorption.

In this work a simulation model of nuclear plant operation is developed to fit into a stochastic energy production model. The operation of nuclear plants is divided into two phases: during the first the plant is within its normal operational cycle, between programmed recharges. Thus the nuclear plant is treated as a conventional thermal plant without energy constraint. However, an energy consumption follow-up of the reactor core is made. The second phase starts after the end of the useful life of the core, when by means of power reduction with reactivity gain the plant operation is extended until a previously set minimum power is reached.

In addition, in order to improve the stochastic model used, and also reduce its computational time burdened by the aggregation of the model of nuclear plant operation, a study of tail truncation of the unsupplied demand distribution function has been performed.

S I M B O L O G I A

- A : fator de diminuição média diária de potência.
- A_C : fator de diminuição média diária de potência corrigida.
- $A_{u_{ij}}$: disponibilidade em regime permanente da unidade geradora i acima do nível de potência j .
- CDPER : percentagem de diminuição de potência.
- C_g : custo de geração.
- FCO : fator de capacidade de operação.
- FCS : fator de capacidade de simulação ou referência.
- f_d : função densidade de probabilidade de demanda.
- f_d^* : função densidade de probabilidade de demanda discretizada.
- f_{dm} : função densidade de demanda não atendida modificada.
- f_{dm_i} : função densidade de demanda não atendida modificada até o carregamento da unidade geradora i .
- f_{dna} : função densidade de demanda não atendida.
- f_{dna_i} : função densidade de demanda não atendida até o carregamento da unidade geradora i .
- f_g : função densidade de disponibilidade de potência de geração.
- f_g^- : função densidade de disponibilidade de potência de geração subtrativa.
- f_u^* : função densidade de disponibilidade de potência da unidade de geração, discretizada.
- f_{u_i} : função densidade de disponibilidade de potência da unidade geradora i .
- G_d : função distribuição de demanda.
- G_d^* : função distribuição de demanda discretizada.
- G_{dm} : função distribuição de demanda não atendida modificada.

- G_{dm_i} : função distribuição de demanda não atendida modificada até o carregamento da unidade geradora i .
- G_{dna} : função distribuição de demanda não atendida.
- G_{dna_i} : função distribuição de demanda não atendida até o carregamento da unidade geradora i .
- G_u : função distribuição de disponibilidade de potência da unidade de geração.
- G_u^* : função distribuição de disponibilidade de potência da unidade de geração, discretizada.
- ISDD : duração da parada para manutenção e recarga.
- J : período atual do planejamento.
- j_k^{max} : número total de passos de potência correspondente à capacidade de potência da unidade k .
- J_r : período de retorno à operação da unidade geradora nuclear.
- K : número de dias do período.
- k_{ef} : fator de multiplicação efetivo.
- $K1$: número de dias do período antes de ser iniciada a diminuição de potência da unidade geradora nuclear.
- MWU : potência líquida nominal da central.
- MWU_a : potência média de operação no período anterior.
- MWU_n : potência média de operação no período atual.
- NP : potência de operação no final do período.
- P_d : variável aleatória demanda de potência.
- P_{d_k} : valor da demanda no nível k .
- P_{dna} : potência de demanda não atendida.
- P_{dna_i} : potência de demanda não atendida após sucessivos carregamentos dos geradores, incluído o gerador i .
- P_{dna_0} : valor inicial da demanda não atendida.
- P_{d_t} : potência total de demanda.

- P_g : potência de geração.
- P_{pc} : probabilidade de perda de carga.
- P_u : variável aleatória potência de saída da unidade geradora.
- P_{u_i} : potência de saída da unidade geradora i .
- $P_{u_{ij}}$: potência de saída da unidade geradora i no nível de geração j .
- $P_{u_{ij}}^{\min}$: potência mínima de saída da unidade geradora i no nível de geração j .
- P_{u_k} : potência de saída no nível k .
- TC : índice de truncamento da cauda da função distribuição de demanda não atendida modificada.
- t_p : tempo de processamento (execução).
- α_p : coeficiente de temperatura da potência.
- ΔP : passo de potência.
- $\Delta P\%$: variação percentual de potência.
- $\Delta \rho$: ganho de reatividade.
- $\Delta \rho_{\text{dia}}$: variação diária de reatividade.
- λ_i : custo médio incremental de produção da unidade geradora i .
- λ_{ij} : custo médio incremental de produção da unidade geradora i entre o nível de potência j e a potência mínima do segmento j .
- ρ : reatividade.
- ϕ_i : custo horário de combustível para produção de energia da unidade geradora i .
- $*$: indica operação de convolução.
- \neq : indica operação de deconvolução.

C A P Í T U L O I

INTRODUÇÃO

Com a crescente utilização de usinas térmicas nucleares em sistemas de geração de energia elétrica, devido principalmente à escassez dos recursos hídricos em algumas regiões e/ou aumento do custo do combustível das usinas térmicas convencionais (petróleo ou carvão mineral), ou ainda tendo em vista o desenvolvimento de tecnologia com este tipo de geração, objetivando o futuro aproveitamento da energia nuclear como uma nova fonte de energia primária, necessário se faz o desenvolvimento de modelos que bem representem este tipo de central térmica. São assim serão obtidos subsídios para um bom planejamento desses sistemas, também mais complexos em sua operação.

Uma usina nucleoeletrica, ao contrário das térmicas convencionais (a carvão, óleo diesel ou a gás), onde há relativa flexibilidade no fornecimento de combustível, está sujeita à limitação de energia. Isto se deve ao fato da necessidade da fabricação do combustível nuclear, que passa por várias fases industriais e serviços associados, desde a extração do minério até sua apresentação final. Exige-se, então, um planejamento a médio ou longo prazo a fim de permitir a compra desse combustível em tempo hábil para a operação, com as características adequadas ao tipo de operação que se propõe.

Existem modelos que simulam o funcionamento do núcleo do reator. Estes modelos^{13,18,22,23} fornecem, por exemplo, qual o enriquecimento inicial que deve ter um determinado lote de combustível para fornecer uma quantidade de energia, conhecida a duração do ciclo (intervalos entre recargas) e para um fator de capacidade de operação pré-estabelecido, simulando queima, enriquecimentos, etc..., enfim, fazendo a gerência do combustível nuclear.

O modelo apresentado neste trabalho visa simular a operação de usinas nucleares em sistemas hidro-termoeletricos, propiciando o conhecimento da energia gerada e do custo de geração dessas centrais, além de outros parâmetros de interesse para o planejador do sistema.

Os reatores nucleares considerados, do tipo térmico, são o PWR (Pressurized Water Reactor), o BWR (Boiling Water Reactor), que exigem parada programada para recarga, e o HWR/CANDU (Heavy Water Reactor/Canadian Deuterium Uranium), que permite sua recarga em operação.

O modelo desenvolvido permite um maior detalhamento da operação das usinas nucleares ligadas ao sistema de energia elétrica considerado. Dessa forma, usado em combinação com modelos de simulação do núcleo do reator nuclear, pode fornecer dados de entrada para esses modelos, por exemplo, para a determinação do enriquecimento inicial do lote de combustível para a central atender sua parte da curva de carga do sistema, além de prazos de parada, fator de capacidade de operação, etc... Por outro lado, conhecidas as condições iniciais de carregamento, o modelo permite avaliar o desempenho da usina térmica nuclear frente a possíveis variações nos procedimentos previstos para a sua operação. Uma outra aplicação muito importante seria no planejamento da manutenção das unidades geradoras.

A principal característica incorporada ao modelo, além do acompanhamento da energia consumida dos núcleos dos reatores nucleares e a consideração das recargas, com ou sem parada, é a consideração da "diminuição de potência com ganho de reatividade"^{01,21}.

Dependendo das condições hidrológicas e visando minimizar o uso de combustíveis mais caros, com uma redução do custo de geração de energia elétrica, certos reatores nucleares permitem, em vista de suas características de construção e segurança, prolongar seu ciclo operacional, aproveitando a característica de coeficiente negativo de reatividade⁰¹. Este procedimento consiste em diminuir-se a temperatura de operação, e, conseqüentemente, a potência gerada. Consegue-se assim um inventário de reatividade adicional que permite a operação por mais algum tempo.

O procedimento de redução de potência com ganho de reatividade, ou "coast-down"^{01,21}, possui uma duração ótima, que dependerá do sistema ao qual a central nucleoelétrica está interligada, considerações econômicas e limitações físicas. Em sistemas predominantemente termoeletricos, não é rotineiramente utilizado por não ser economicamente vantajoso a longo prazo e oferecer certas dificuldades adicionais ao planejamento, sobretudo em termos da necessidade de manutenção programada (preventiva) das unidades térmicas. Devido ao maior deplecionamento do lote de combustível, os lotes posteriores deverão possuir um maior enriquecimento inicial, o que implica em considerações econômicas e de segurança. Existe o risco de se ter uma relação entre potência térmica máxima e média (do núcleo) maior que a licenciada.

Já em sistemas predominantemente hídricos, pode-se obter resultados economicamente vantajosos. Por exemplo, com o atraso das chuvas previs-

tas, quando os reservatórios das grandes hidroelétricas já estão bastante deplecionados, pode-se prolongar a operação da nuclear, evitando-se com isto a operação de usinas térmicas mais caras, ou mesmo a alteração da escala de manutenção das unidades térmicas, previamente definida. Desta forma, o sistema se torna mais flexível e, se criteriosamente operado, mais econômico. Com o início das chuvas, com a água chegando aos reservatórios, a nuclear pode ser tranqüilamente retirada de operação para recarga e/ou manutenção. Por outro lado, um atraso na entrega dos lotes de combustível nuclear, de alguns dias, pode ser compensado com o prolongamento da operação da nuclear, armazenando-se a água economizada nos reservatórios das grandes usinas, para uso posterior, quando da saída da nuclear, compensando-se em parte o custo da parada.

O modelo de operação de usinas térmicas nucleares apresentado neste trabalho foi desenvolvido para ser incorporado a um modelo estocástico de produção de energia elétrica^{02,03,04}, visando seu aperfeiçoamento através do detalhamento da operação das centrais nucleoeletricas, tornando-o mais poderoso. O CAPÍTULO II, a seguir, apresenta este modelo estocástico, além de algumas características e detalhes do algoritmo utilizado.

O CAPÍTULO III, posteriormente, apresenta algumas características gerais de alguns tipos de reatores nucleares. O objetivo é oferecer subsídios para a elaboração e compreensão do modelo.

No CAPÍTULO IV é apresentado o modelo da térmica nuclear em si, com as considerações feitas e obtenção dos parâmetros necessários. É completado pela apresentação do algoritmo elaborado e de um fluxograma simplificado do mesmo.

Os testes realizados com o modelo encontram-se no CAPÍTULO V. Visam demonstrar as potencialidades do mesmo, bem como o funcionamento do algoritmo. Acompanham os resultados obtidos e análises dos resultados e do algoritmo.

Finalmente, no CAPÍTULO VI, são apresentadas as últimas considerações sobre o trabalho, bem como sugestões que permitam um maior aprimoramento do modelo e novas aplicações para o mesmo, de onde podem surgir novos trabalhos.

CAPÍTULO II

O MODELO ESTOCÁSTICO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA

2.1 - Introdução

Este trabalho de dissertação foi baseado no modelo estocástico de produção de energia desenvolvido por Booth⁰² e Balériaux et al.⁰³, que se acredita ser um dos mais completos e minuciosos hoje em dia, tendo em vista a avaliação do custo esperado de produção de cada unidade geradora pela consideração de demanda e disponibilidades de potência de geração aleatórias e da não linearidade das características de entrada-saída das unidades geradoras. Usou-se o algoritmo de Slater⁰⁴.

Os efeitos aleatórios de saídas forçadas de unidades geradoras são rigorosamente simulados. O método básico de Balériaux pode ser facilmente aplicado a sistemas que consistam inteiramente de unidades sem limitação de energia primária, ou seja, a produção de energia está limitada apenas pela capacidade de geração e disponibilidade da unidade considerada, em sua posição na curva de carga do sistema.

Exemplos de unidades sem restrição de energia primária são unidades térmicas tais como unidades a carvão, unidades a óleo, turbinas a gás e unidades nucleares no início do seu ciclo de recarga⁰⁵.

Este modelo estocástico já foi usado, em sua versão original, em trabalhos visando o planejamento de manutenção de unidades geradoras⁰⁶. Outras aplicações, com a inclusão de um modelo para unidades com restrição de potência e energia, foram feitas para avaliação da confiabilidade e custo de geração de sistemas de potência com restrições de potência e energia⁰⁷ e para a otimização da operação de sistemas hidroelétricos⁰⁸.

Este capítulo apresenta de maneira sucinta o modelo estocástico anteriormente comentado.

Ao final da descrição do modelo, é apresentada uma técnica visando a diminuição do tempo de processamento do algoritmo proposto, mediante o truncamento da cauda da função distribuição de demanda não atendida, visando-se com isto agilizar mais o modelo, com erros de solução controláveis.

Acompanham os resultados obtidos, de vários testes realizados e as conclusões tiradas, para vários índices de truncamento.

Os principais dados do sistema elétrico de potência usado nos testes, bem como alguns recursos do código utilizado, são também apresentados.

2.2 - Representação das Funções Distribuição e Densidade de Probabilidade de Demanda

Após a obtenção da curva de duração de demanda diária, a partir da expectativa de consumo do sistema de energia elétrica, como na Figura 2.1, pode-se converter este diagrama na função de distribuição de demanda (G_d), por uma simples troca dos eixos e a normalização da variável tempo⁰⁶. Este diagrama está ilustrado na Figura 2.2, e a função de distribuição de demanda é definida pela probabilidade

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

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

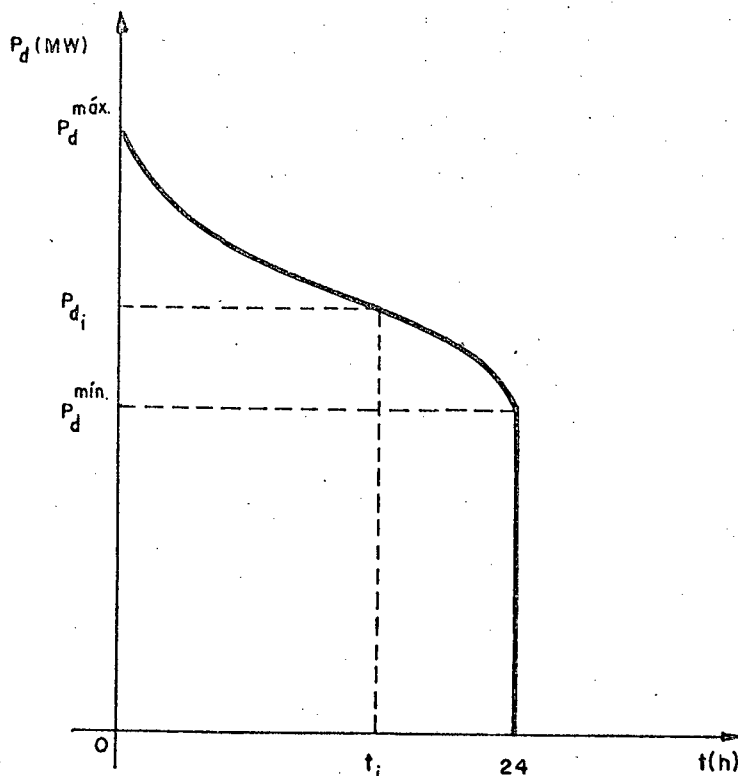


Figura 2.1 - Diagrama de duração de demanda diária.

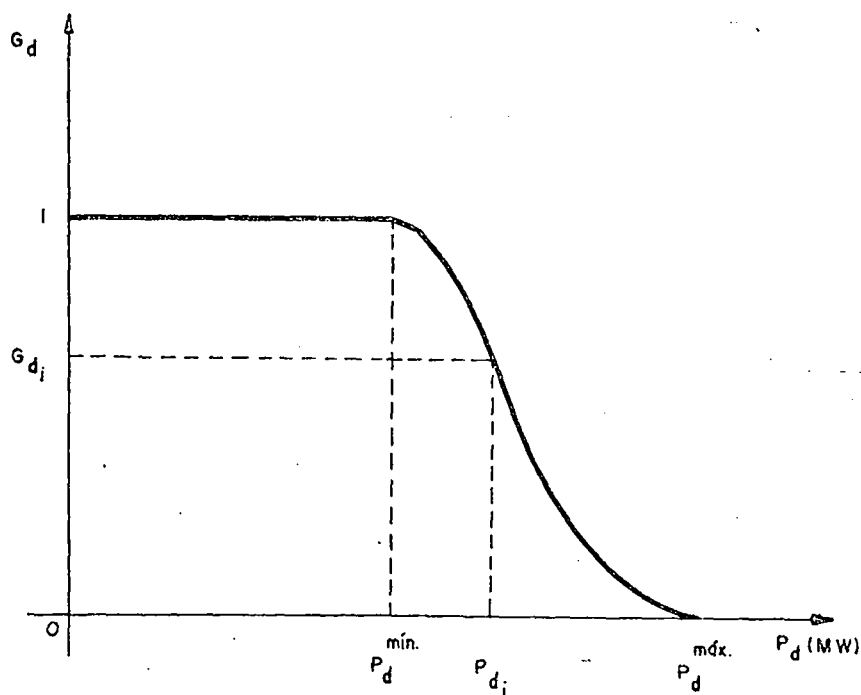


Figura 2.2 - Função distribuição de probabilidade de demanda.

A função distribuição de probabilidade de demanda \bar{e} , na prática, uma variável discreta, pois as demandas são normalmente observadas numa base horária. Assim, para representar a função distribuição de probabilidade de demanda discretizada $G_d^*(P_d)$, mostrada na Figura 2.3, torna-se computacionalmente conveniente uma conversão do eixo das abscissas em passos constantes de potência ΔP . Quanto menor o tamanho do passo, maior será o número de passos e maior a exatidão dos resultados; porém a custo de grande tempo computacional. Da mesma forma, um passo de maior tamanho levará a um menor número de passos, com maior rapidez de execução, mas com um decréscimo na qualidade dos resultados. Assim sendo, o tamanho do passo deve ser convenientemente escolhido para que se obtenha a melhor combinação exatidão-tempo de execução, tendo em vista o objetivo a que se propõe alcançar.

A função densidade de probabilidade de demanda f_d é igual à derivada negativa da função distribuição de probabilidade de demanda, ou seja,

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

Como se trabalha com a função distribuição de probabilidade de demanda discretizada, a função densidade de probabilidade de demanda utilizada (f_d^*) também será discreta nos mesmos passos de potência ΔP , com a forma mostrada na Figura 2.4.

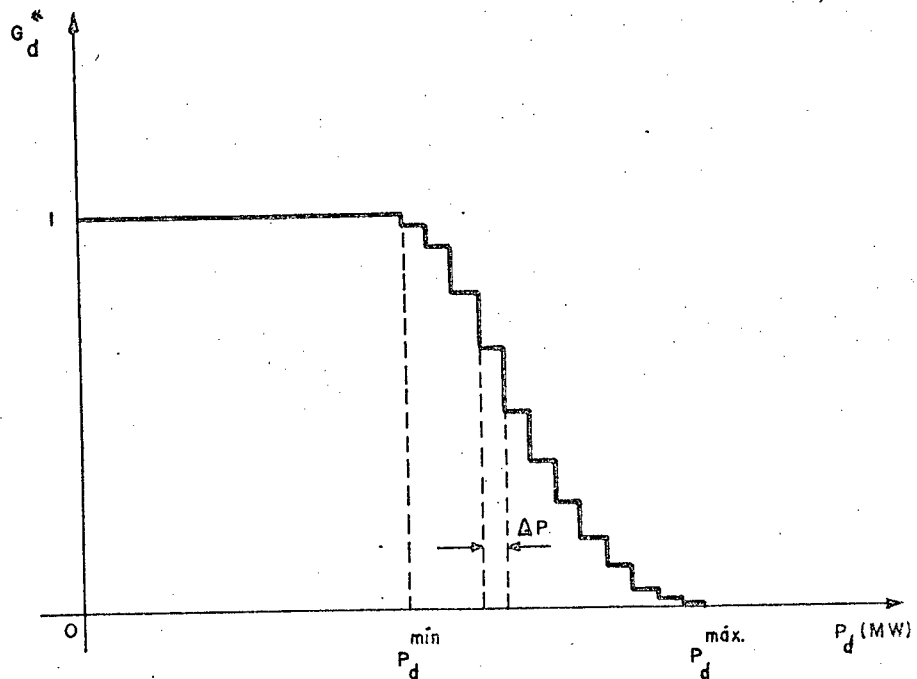


Figura 2.3 - Função distribuição de probabilidade de demanda discretizada.

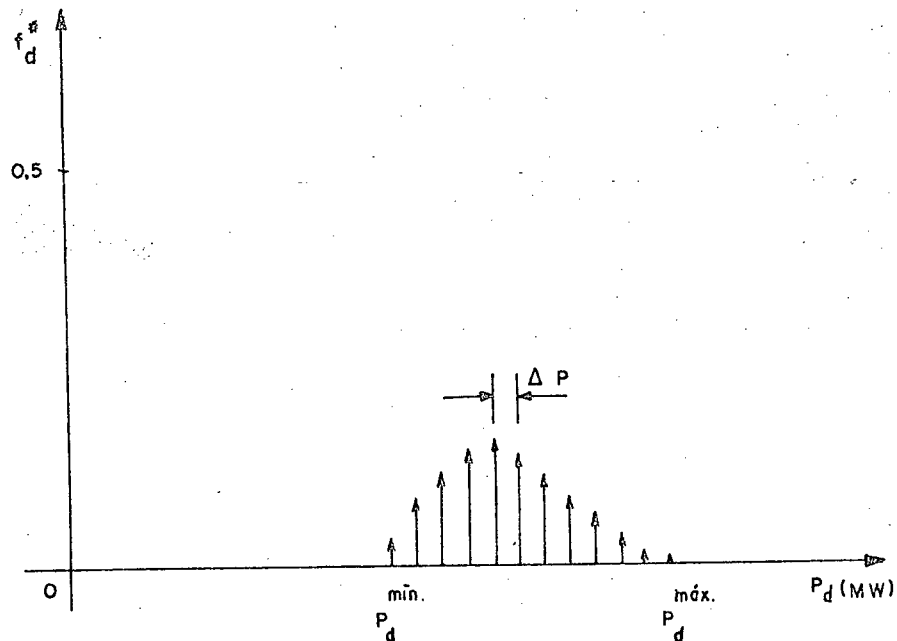


Figura 2.4 - Função densidade de probabilidade de demanda discretizada.

Assim, considerando as duas funções discretizadas em passos de potência, a função distribuição de probabilidade de demanda torna-se uma função escada (Figura 2.3), e a função densidade de probabilidade de demanda, um trem de impulsos (Figura 2.4).

2.3 - Representação da Função Distribuição de Disponibilidade de Potência e da Função Densidade de Disponibilidade das Unidades Geradoras

Segundo a teoria de confiabilidade, a disponibilidade de um componente é a probabilidade do mesmo ter condições de operação num dado instante de tempo⁰⁹. Neste caso, uma unidade geradora seria representada por um diagrama como o mostrado na Figura 2.5, ou seja, um modelo a dois estados, um operacional e outro não operacional.

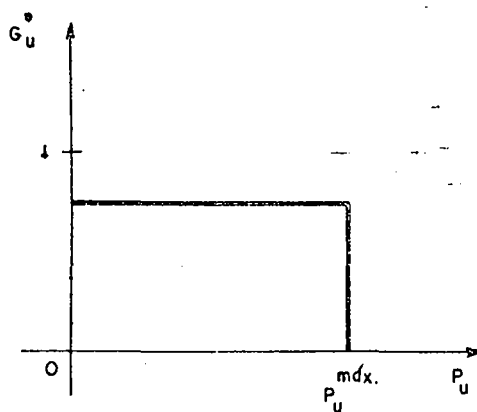


Figura 2.5.- Função distribuição de disponibilidade de potência (modelo a dois estados).

Entretanto, num sistema composto por unidades geradoras, esta definição é incompleta, já que uma grande variedade de falhas podem ocorrer sem que a unidade tenha que sair completamente do sistema, embora seja forçada a trabalhar a níveis mais baixos de potência, de forma que existem um ou mais estados operacionais para cada unidade. Neste caso, a disponibilidade deve ser considerada como uma função da potência de saída, sendo aparente que, quanto mais potência entrega a unidade, a probabilidade de falha aumenta. Assim, a representação mostrada na Figura 2.5 deve ser substituída pela representação múltipla mostrada na Figura 2.6, constituída de vários estados operacionais de saída (potência plena ou parcial) e um estado não operacional.

A função distribuição de disponibilidade de potência da unidade de geração é aqui definida como a probabilidade

$$G_u(P_u) = P \{P_u > P_{u_k}\}, \quad (2.3)$$

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 de geração k .

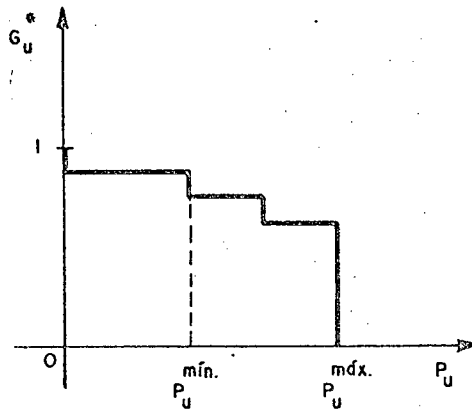


Figura 2.6 - Função distribuição de disponibilidade de potência (modelo a múltiplos estados).

Na prática, a função distribuição de disponibilidade de potência da unidade de geração é discreta (veja Figura 2.7), sendo representada por $G_u^*(P_u)$. Desta forma, a disponibilidade da unidade geradora i , em regime permanente, acima do nível de potência j de $P_{u_{ij}}$ MW é a probabilidade que a unidade seja operacional, e seja capaz de suprir uma potência maior que $P_{u_{ij}}$ MW, ou seja,

$$A_{u_{ij}} = P \{P_{u_i} > P_{u_{ij}}\} = G_{u_i}^*(P_{u_{ij}}). \quad (2.4)$$

A função densidade de disponibilidade de potência, mostrada na Figura 2.7, é obtida pela derivada negativa da função distribuição de disponibilidade de potência da unidade de geração, ou seja,

$$f_u^* = - \frac{dG_u^*}{dP_u}, \quad (2.5)$$

que é uma função impulsiva devido à discretização de $G_u^*(P_u)$.

Também aqui, visando o uso de computador, deve-se discretizar as funções distribuição e densidade de disponibilidade de potência em passos de potência ΔP , adotando-se o mesmo passo utilizado para as funções distribuição e densidade de demanda, conforme já comentado.

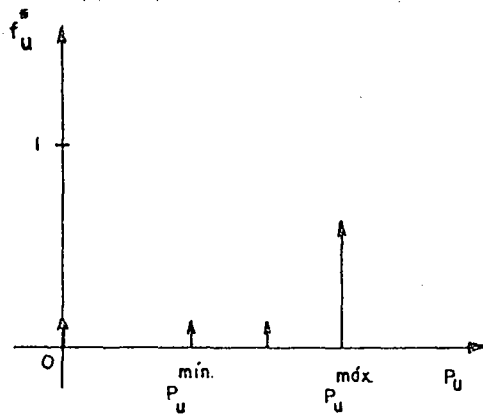


Figura 2.7 - Função densidade de disponibilidade de potência (modelo a múltiplos estados).

2.4 - Característica de Produção Entrada-Saída das Unidades Geradoras Térmicas

Neste modelo foi utilizada uma curva característica de produção entrada-saída não linear, como a mostrada na Figura 2.8, onde é representado o custo horário de combustível para a produção de energia (ϕ_i) em função da potência da unidade geradora (P_{u_i}), para cada unidade geradora i . No modelo desenvolvido por Slater⁰⁴, são usadas aproximações lineares por partes, mostrando uma série de pontos de quebra para assegurar uma solução razoavelmente acurada, sendo o esforço computacional aproximadamente proporcional ao número de segmentos de potência. Em geral, é conveniente que esses pontos de quebra coincidam com as discontinuidades de disponibilidade, vistas no Item 2.3, anterior.

Os segmentos de potência definidos pelos pontos de quebra são carregados separadamente, de acordo com uma ordem de carregamento, definida pelo custo médio incremental de produção de cada segmento das unidades geradoras. Uma curva de custo incremental de produção típica é mostrada na Figura 2.9, onde tem-se o custo incremental de produção da unidade geradora i versus a potência de saída da unidade.

O custo incremental é obtido pela derivada

$$\lambda_i = \frac{d\phi_i}{dP_{u_i}}, \quad (2.6)$$

e pode ser aproximado pela expressão:

$$\lambda_{ij} = \frac{\phi_i(P_{u_{ij}}) - \phi_i(P_{u_{ij}}^{\text{mín}})}{P_{u_{ij}} - P_{u_{ij}}^{\text{mín}}}, \quad (2.7)$$

que representa a razão do incremento do custo para um incremento de potência, entre o nível de potência j e a potência mínima do segmento j .

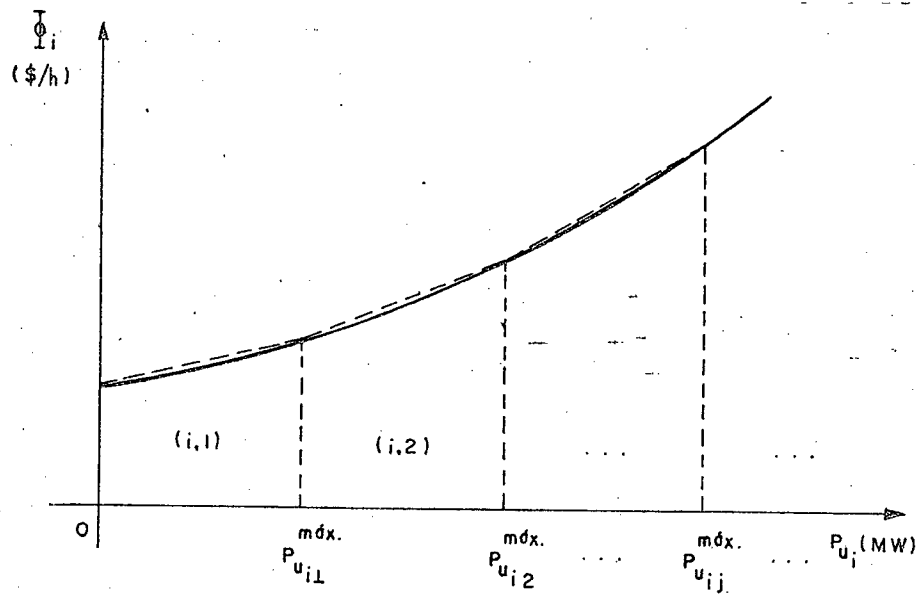


Figura 2.8 - Característica de produção entrada-saída da unidade geradora i .

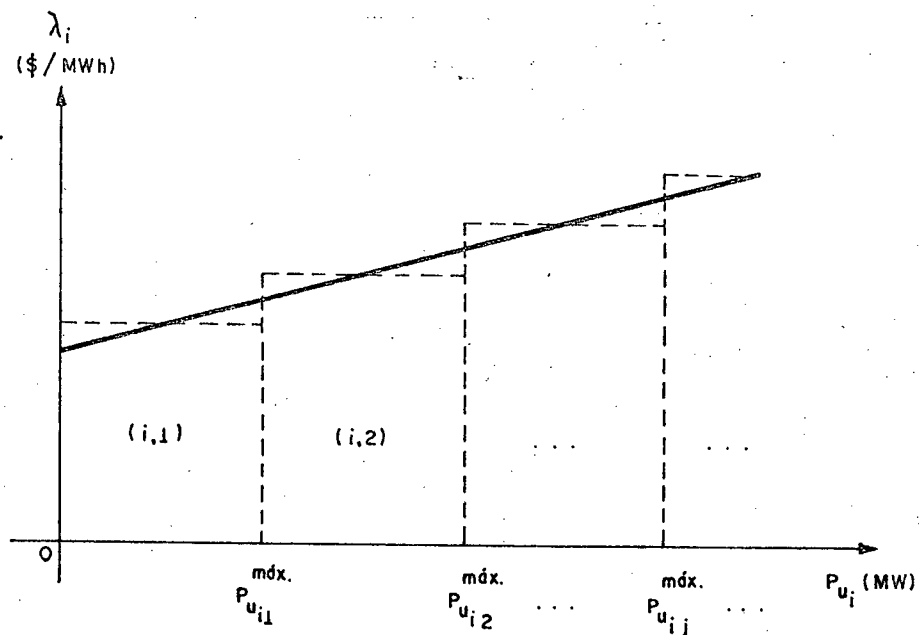


Figura 2.9 - Curva do custo incremental de produção da unidade geradora i .

2.5 - Convolução e Deconvolução

Interessa-se pela potência de demanda não atendida, representada por P_{dna} , e também pelo custo de geração de cada unidade.

A potência de demanda não atendida pode ser obtida pela expressão:

$$P_{dna} = P_d - P_g, \quad (2.8)$$

onde

$$P_g = \sum_i P_{u_i}. \quad (2.9)$$

P_d é a potência aleatória de demanda e P_g a potência aleatória de geração, obtida pelo somatório das contribuições individuais de todos os segmentos disponíveis de todas as unidades geradoras que contribuem ao sistema.

Para a obtenção do custo de geração de cada unidade numa dada ordem de carregamento e para o cálculo do custo de produção de energia, é interessante efetuar sucessivos carregamentos dos segmentos das unidades, pela combinação das expressões 2.8 e 2.9, obtendo-se:

$$P_{dna_i} = P_{dna_{i-1}} - P_{u_i} \quad (2.10)$$

onde P_{dna_i} é a demanda não atendida após sucessivos carregamentos de todos os geradores, incluindo o gerador i . O valor inicial da demanda não atendida é, obviamente, a potência de demanda, ou seja,

$$P_{dna_0} = P_d. \quad (2.11)$$

Como P_{dna} , P_g e P_{dna_i} são funções lineares das variáveis aleatórias P_{u_i} e P_d , como se observa nas equações 2.8 a 2.10, de acordo com a teoria das probabilidades, suas funções densidade correspondentes podem ser calculadas pela convolução das funções densidade das variáveis componentes, ou seja:

$$f_{dna}(P_{dna}) = f_d(P_{dna}) * \bar{f}_g(P_{dna}) \quad (2.12)$$

onde * indica a operação de convolução e $f_{\bar{}}(.)$ indica a função densidade de variável aleatória subtrativa.

Da mesma forma, a função densidade de disponibilidade de potência de geração f_g é obtida através de uma sucessão de convoluções das funções densidade de disponibilidade de cada unidade individual f_{u_i} , ou seja :

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

A equação de recorrência utilizada neste modelo descrito, em vista da utilização de funções discretizadas em passos de potência de tamanho ΔP , considerando carregamentos parciais e com o objetivo de uso em computadores digitais, seria a seguinte, conforme deduções mostradas na REFERÊNCIA 06, APÊNDICE II:

$$f_{dna_i}(j.\Delta P) = \sum_{k>j} f_{dna_{i-1}}(k.\Delta P) \cdot f_{u_i}(k.\Delta P - j.\Delta P), \text{ para todo } j. \quad (2.14)$$

O intervalo de variação de k é tal que todos os possíveis valores não nulos sejam considerados no somatório.

Devido à dependência estatística entre os segmentos de uma mesma unidade, não se pode realizar a convolução de cada segmento quando da sua introdução no sistema, conforme determina a pilha de carregamento. Desta forma, para se introduzir o segmento j ($j>1$) da unidade geradora i deve-se remover os $j-1$ segmentos prévios da unidade. O processo utilizado é a deconvolução, processo inverso da convolução, e aqui representado por $\bar{}$, útil também para a retirada de unidades inteiras, por exemplo, simulando sua saída para manutenção ou para avaliar sua contribuição individual ao sistema.

De acordo com o mesmo APÊNDICE II, já citado, a expressão de recorrência para as considerações deste trabalho é:

$$f_{dna_{i-1}}(j.\Delta P) = f_{dna_i}(j.\Delta P) \bar{f}_{u_i}(j.\Delta P), \quad (2.15)$$

cuja forma final é:

$$f_{dna_{i-1}}(j.\Delta P) = \frac{f_{dna_i}(j.\Delta P) - \sum_{k>j} f_{dna_{i-1}}(k.\Delta P) \cdot f_{u_i}(k.\Delta P - j.\Delta P)}{f_{u_i}(0)} \quad (2.16)$$

para todo j .

Como a equação anterior (2.16) é recorrente, ela exige uma condição inicial, que é dada pela expressão:

$$\lim_{j \rightarrow \infty} f_{\text{dna}_{i-1}}(j \cdot \Delta P) = 0. \quad (2.17)$$

O valor de $f_{u_i}(0)$ é sempre diferente de zero para unidades sujeitas a saídas forçadas desde que é a probabilidade de que a unidade i esteja indisponível.

Se uma unidade tem taxa de saída nula, o processo de convolução e deconvolução se converte em meros deslocamentos da função densidade de demanda não atendida para a esquerda e para a direita, respectivamente, de um valor correspondente à capacidade de potência da unidade que está sendo adicionada ou retirada do sistema.

2.6 - Curva de Demanda não Atendida Modificada

Em virtude das sucessivas convoluções devido às várias unidades que são entregues ao sistema, ocorre um deslocamento gradativo da função densidade de demanda não atendida para a esquerda, de tal forma que apenas a cauda da função (últimos impulsos) permanece na faixa de potências positivas, o que não é computacionalmente conveniente. Surge daí a função densidade de demanda não atendida modificada, que é obtida pela função densidade de demanda não atendida deslocada pela capacidade instalada já introduzida no sistema, ou seja,

$$f_{\text{dm}_i}(j \cdot \Delta P) = f_{\text{dm}_i}(j \cdot \Delta P + \sum_{k=1}^i j_k^{\text{máx}} \cdot \Delta P), \text{ para todo } j, \quad (2.18)$$

onde $j_k^{\text{máx}}$ é o número total de passos de potência correspondente à capacidade de potência da unidade k .

Neste caso, as equações de recorrência passam a ser:

$$f_{\text{dm}_i}(j \cdot \Delta P) = \sum_{k=j-j_i^{\text{máx}}}^{j_i^{\text{máx}}} f_{\text{dm}_{i-1}}(k \cdot \Delta P) \cdot f_{u_i}[(k - j + j_i^{\text{máx}}) \cdot \Delta P], \text{ para todo } j, \quad (2.19)$$

na convolução, e

$$f_{dm_{i-1}}(j.\Delta P) = \frac{1}{f_{u_i}(0)} \cdot \{ f_{dm_i}[(j + j_i^{\max}) . \Delta P] - \sum_{k > j - j_i^{\max}}^{j+1} f_{dm_{i-1}}(k.\Delta P) \cdot f_{u_i}[(k - j - j_i^{\max}). \Delta P] \}, \text{ para todo } j, \quad (2.20)$$

na deconvolução.

Finalmente, para obter-se as funções distribuição de probabilidade de demanda não atendida, G_{dna} , e a função de distribuição de demanda não atendida modificada, G_{dm} , utilizam-se as expressões:

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

e

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

A Figura 2.10 mostra formas típicas das funções distribuição de probabilidade de demanda (G_d), distribuição de probabilidade de demanda não atendida (G_{dna}) e distribuição de probabilidade de demanda não atendida modificada (G_{dm}). As áreas hachuradas, iguais entre si, representam, após conveniente transformação do eixo das ordenadas, a energia não suprida pelo parque de geração até a situação atual de carregamento.

2.7 - Truncamento da Cauda da Função Distribuição de Demanda não Atendida Modificada

O objetivo final deste trabalho é introduzir um modelo mais exato de operação de usinas nucleares, utilizando o modelo estocástico descrito. Entretanto, uma das primeiras preocupações neste sentido, já prevendo um aumento do tempo de execução do algoritmo implementado em virtude das alterações a serem introduzidas, foi tentar reduzir o tempo de computação, sem maiores prejuízos em termos da qualidade dos resultados.

O processo de convolução e de deconvolução é demorado, e graças a isto o modelo estocástico descrito e utilizado tem recebido algumas críticas quanto ao tempo de processamento, notadamente em sistemas com muitas

máquinas, inclusive em recente artigo¹¹. Entretanto, neste mesmo artigo, Bilton defende a técnica recursiva, citando os seguintes procedimentos, visando diminuir o tempo de processamento e a capacidade de memória utilizada:

- 1 - truncamento dos impulsos da convolução a partir de uma certa probabilidade acumulada;
- 2 - discretização das funções envolvidas em passos constantes de potência.

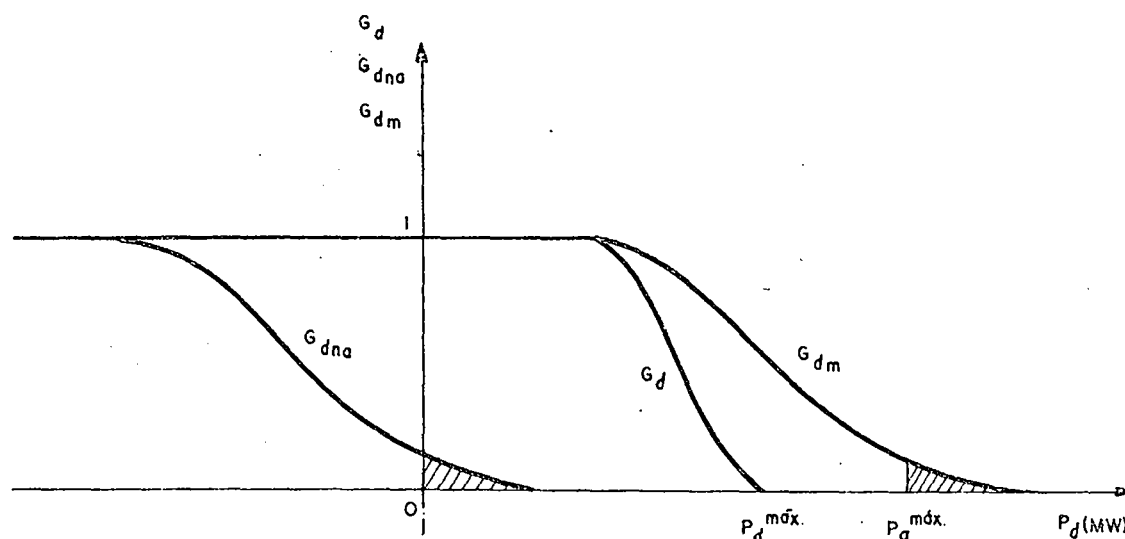


Figura 2.10 - Funções distribuição de probabilidade de demanda (G_d), distribuição de probabilidade de demanda não atendida (G_{dna}) e distribuição de probabilidade de demanda não atendida modificada (G_{dm}).

A discretização em passos de potência já foi anteriormente comentada, e o algoritmo utilizado já permitia a variação do número de passos ao gosto do usuário, dentro de uma faixa razoável. O tamanho do passo seria, então, obtido pelo valor máximo da demanda no intervalo de planejamento considerado, dividido pelo número de passos fornecido pelo usuário. Desta forma, restava então, o estudo da técnica de truncamento, sua implementação no algoritmo e posterior análise dos resultados.

Conforme se observa na Figura 2.10, a função distribuição de demanda não atendida modificada possui uma "cauda", resultante das sucessivas convoluções entre as funções densidade de demanda e densidade de disponibilidade de cada unidade geradora. Observou-se que nesta "cauda", os impulsos resultantes da convolução, notadamente após certo número de operações, são de amplitude bastante reduzida, com pouca influência nas convoluções seguintes, desperdiçando-se assim, tempo de cálculo. Dessa forma criou-se um índice de

truncamento (TC), com o objetivo de eliminar essa cauda. A solução adotada consiste em: após realizar-se a operação de convolução, acumulam-se os resíduos (impulsos pouco significativos) da direita para a esquerda, até atingir-se o valor de TC. Considera-se, então, a abscissa do último impulso adicionado como a abscissa máxima da função densidade de demanda não atendida modificada (e, conseqüentemente, da função distribuição de demanda não atendida modificada), desprezando-se todos os impulsos à sua direita. A soma obtida, é a ordenada desse ponto.

Entretanto, as operações de convolução e de deconvolução são operações lineares, e a deconvolução só tem sentido se as operações feitas sobre a função densidade de probabilidade de demanda não atendida modificada (f_{dm}) forem lineares, ou seja, não deve haver nem truncamento nem "peak shavings" antes de uma deconvolução.

Assim sendo, providências foram adotadas para evitar erros introduzidos pela deconvolução. A solução que se mostrou satisfatória foi manter-se a abscissa encontrada na convolução anterior, ao invés de recuar-se esse valor de um número de passos correspondente ao segmento (máquina) retirado, que seria o procedimento normal. Conseguiu-se, assim, para determinados valores de TC, um compromisso muito bom entre exatidão de resultados e tempo de processamento. Com TC igual a zero (TC=0), reproduz-se o algoritmo original, sem truncamentos.

2.8 - Testes e Análise da Técnica de Truncamento

2.8.1 - Introdução

Antes de passar-se aos testes e à análise dos resultados obtidos com o truncamento da cauda da função distribuição de demanda não atendida modificada, serão apresentados os principais dados do sistema de energia elétrica usado para os testes, bem como as principais características do código utilizado.

2.8.2 - Principais Características do Sistema de Energia Elétrica

Utilizou-se para testar a técnica de truncamento bem como o modelo de operação para usinas térmicas nucleares (CAPÍTULO V) um subsistema de energia elétrica canadense, (Ontário Hydro) na configuração que apresentava em 1975, que é um sistema predominantemente térmico, cujas principais características são:

- pico máximo de demanda térmica	:	7343 MW
- capacidade térmica total instalada	:	10598 MW
- número de unidades geradoras	:	31
- capacidade da menor unidade térmica	:	66 MW
- capacidade da maior unidade térmica	:	515 MW

2.8.3 - Recursos do Código Utilizado

O código utilizado neste trabalho¹², e ao qual foi incorporado o modelo de operação das térmicas nucleares (CAPÍTULO IV) foi escrito em linguagem FORTRAN IV.

O programa permite a divisão do intervalo de planejamento em até cinquenta e dois (52) períodos, compostos por três dias típicos, a saber: dia de semana (dia útil), sábado e domingo. As curvas de carga podem ser fornecidas com até vinte e quatro valores diários. Os períodos podem se apresentar, por exemplo, em meses, quinzenas ou semanas.

Da curva de carga de cada dia típico, em cada período, são subtraídas as potências oriundas de gerações pré-fixadas, gerações hidroelétricas e de compras de energia. Resulta, então, a demanda térmica, ou seja, a parte da demanda a ser atendida pelas centrais térmicas do sistema, convencionais ou nucleares, sujeitas ao planejamento. O carregamento das unidades geradoras térmicas, é feito de acordo com a ordem fornecida por uma "pilha de carregamento", onde os segmentos de potência destas unidades estão ordenados no sentido crescente de seus custos de geração.

2.8.4 - Análise dos Resultados do Truncamento

Nas Tabelas 2.1, 2.2 e 2.3 a seguir são apresentados os resultados obtidos para alguns parâmetros de teste (energia gerada pelo parque térmico, custo de geração térmica, energia não suprida, probabilidade de perda de carga e tempo de execução), para diversos valores de TC, com o objetivo de verificar-se a influência deste parâmetro sobre os demais. Na Tabela 2.1 utilizou-se passo de potência com tamanho de 73,430 MW, onde se obteve resultados mais exatos; na Tabela 2.2 o passo foi de 183,575 MW e por último, na Tabela 2.3 o passo foi de 367,150 MW, respectivamente 2,5 e 5,0 vezes maiores que o primeiro. Foram rodados doze períodos em cada caso, correspondendo a um intervalo de planejamento de um ano.

TC	ENERGIA GERADA ($\cdot 10^{+07}$ MWh)	CUSTO DE GERAÇÃO ($\cdot 10^{+08}$ \$)	ENERGIA NÃO SUPRIDA ($\cdot 10^{+04}$ MWh)	PROB. PERDA DE CARGA (dias/ano)	TEMPO DE EXECUÇÃO (s)
0,0	4,12957	1,26714	1,24080	1,74	51,97
10^{-10}	4,12957	1,26714	1,24080	1,74	48,98
10^{-06}	4,12957	1,26714	1,24157	1,74	42,66
10^{-05}	4,12957	1,26715	1,24552	1,74	38,78
10^{-04}	4,12956	1,26724	1,25692	1,75	36,34
10^{-03}	4,12962	1,26798	1,19629	1,81	34,15
10^{-02}	4,13077	1,27063	0,04870	0,69	28,77
10^{-01}	4,13082	1,23986	0,0	0,0	22,40
10^{00}	4,13082	0,60971	0,0	0,0	10,85

Tabela 2.1 - Variação de alguns parâmetros em função da variação de TC, para passo de potência de 73,430 MW.

TC	ENERGIA GERADA ($\cdot 10^{+07}$ MWh)	CUSTO DE GERAÇÃO ($\cdot 10^{+08}$ \$)	ENERGIA NÃO SUPRIDA ($\cdot 10^{+04}$ MWh)	PROB. PERDA DE CARGA (dias/ano)	TEMPO DE EXECUÇÃO (s)
0,0	4,12922	1,26721	1,59206	1,91	24,03
10^{-10}	4,12922	1,26721	1,59206	1,91	21,87
10^{-06}	4,12922	1,26721	1,59303	1,91	20,52
10^{-05}	4,12922	1,26722	1,59741	1,92	20,02
10^{-04}	4,12920	1,26732	1,61321	1,93	19,21
10^{-03}	4,12927	1,26809	1,53968	1,99	17,46
10^{-02}	4,13061	1,27135	0,20074	0,80	16,34
10^{-01}	4,13082	1,23934	0,0	0,00	13,83
10^{00}	4,13082	0,58411	0,0	0,00	09,30

Tabela 2.2 - Variação de alguns parâmetros em função da variação de TC, para passo de potência de 183,575 MW.

TC	ENERGIA GERADA ($\cdot 10^{+07}$ MWh)	CUSTO DE GERAÇÃO ($\cdot 10^{+08}$ \$)	ENERGIA NÃO SUPRIDA ($\cdot 10^{+04}$ MWh)	PROB. PERDA DE CARGA (dias/ano)	TEMPO DE EXECUÇÃO (s)
0,0	4,12772	1,26763	3,09943	2,53	19,81
10^{-10}	4,12772	1,26763	3,09943	2,53	17,94
10^{-06}	4,12772	1,26763	3,09997	2,53	16,94
10^{-05}	4,12772	1,26764	3,10225	2,53	16,73
10^{-04}	4,12773	1,26771	3,09254	2,53	16,38
10^{-03}	4,12796	1,26810	2,85516	2,48	15,31
10^{-02}	4,13055	1,26803	0,27430	0,43	15,24
10^{-01}	4,13082	1,22999	0,0	0,00	12,70
10^{00}	4,13083	0,54850	0,0	0,00	08,84

Tabela 2.3 - Variação de alguns parâmetros em função da variação de TC, para passo de potência de 367,150 MW.

Resta ainda, observar a influência do truncamento em relação ao carregamento do período. Desta forma, a Tabela 2.4 apresenta a energia não suprida e a probabilidade de perda de carga para um mês de carga elevada, e para um mês pouco carregado, em função de vários valores de TC, para passo de tamanho 73,430 MW. As Tabelas 2.5 e 2.6 apresentam os mesmos dados, para passos de 183,575 MW e 367,150 MW, respectivamente.

TC	ENERGIA NÃO SUPRIDA (MWh)		PROBABILIDADE DE PERDA DE CARGA (dias/ano)	
	CARGA ELEVADA	CARGA BAIXA	CARGA ELEVADA	CARGA BAIXA
0,0	$3,49599 \cdot 10^{+03}$	$3,43159 \cdot 10^{-02}$	$5,11 \cdot 10^{-01}$	$6,95 \cdot 10^{-06}$
10^{-10}	$3,49599 \cdot 10^{+03}$	$3,42694 \cdot 10^{-02}$	$5,11 \cdot 10^{-01}$	$6,95 \cdot 10^{-06}$
10^{-06}	$3,48812 \cdot 10^{+03}$	0,0	$5,11 \cdot 10^{-01}$	0,0
10^{-05}	$3,50949 \cdot 10^{+03}$	0,0	$5,12 \cdot 10^{-01}$	0,0
10^{-04}	$3,57683 \cdot 10^{+03}$	0,0	$5,15 \cdot 10^{-01}$	0,0
10^{-03}	$3,50569 \cdot 10^{+03}$	0,0	$5,56 \cdot 10^{-01}$	0,0
10^{-02}	$3,28549 \cdot 10^{+02}$	0,0	$1,77 \cdot 10^{-01}$	0,0
10^{-01}	0,0	0,0	0,0	0,0
10^{00}	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela 2.4 - Energia não suprida e probabilidade de perda de carga em função da variação de TC para um período de carga elevada e um período pouco carregado, para passo de 73,430MW.

TC	ENERGIA NÃO SUPRIDA (MWh)		PROBABILIDADE DE PERDA DE CARGA (dias/ano)	
	CARGA ELEVADA	CARGA BAIXA	CARGA ELEVADA	CARGA BAIXA
0,0	$4,51803 \cdot 10^{+03}$	$1,19938 \cdot 10^{-01}$	$5,19 \cdot 10^{-01}$	$3,37 \cdot 10^{-05}$
10^{-10}	$4,51803 \cdot 10^{+03}$	$1,19888 \cdot 10^{-01}$	$5,19 \cdot 10^{-01}$	$3,37 \cdot 10^{-05}$
10^{-06}	$4,52066 \cdot 10^{+03}$	0,0	$5,19 \cdot 10^{-01}$	0,0
10^{-05}	$4,53607 \cdot 10^{+03}$	0,0	$5,20 \cdot 10^{-01}$	0,0
10^{-04}	$4,61052 \cdot 10^{+03}$	0,0	$5,24 \cdot 10^{-01}$	0,0
10^{-03}	$4,54998 \cdot 10^{+03}$	0,0	$5,62 \cdot 10^{-01}$	0,0
10^{-02}	$6,63040 \cdot 10^{+02}$	0,0	$1,60 \cdot 10^{-01}$	0,0
10^{-01}	0,0	0,0	0,0	0,0
10^{00}	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela 2.5 - Energia não suprida e probabilidade de perda de carga em função da variação de TC para um período de carga elevada e um período pouco carregado, para passo de 183,575MW.

TC	ENERGIA NÃO SUPRIDA (MWh)		PROBABILIDADE DE PERDA DE CARGA (dias/ano)	
	CARGA ELEVADA	CARGA BAIXA	CARGA ELEVADA	CARGA BAIXA
0,0	$8,55676 \cdot 10^{+03}$	$2,26257 \cdot 10^{00}$	$6,70 \cdot 10^{-01}$	$2,90 \cdot 10^{-04}$
10^{-10}	$8,55676 \cdot 10^{+03}$	$2,26263 \cdot 10^{00}$	$6,70 \cdot 10^{-01}$	$2,90 \cdot 10^{-04}$
10^{-06}	$8,55807 \cdot 10^{+03}$	$1,69657 \cdot 10^{00}$	$6,70 \cdot 10^{-01}$	$2,59 \cdot 10^{-04}$
10^{-05}	$8,55662 \cdot 10^{+03}$	0,0	$6,70 \cdot 10^{-01}$	0,0
10^{-04}	$8,63251 \cdot 10^{+03}$	0,0	$6,73 \cdot 10^{-01}$	0,0
10^{-03}	$8,53087 \cdot 10^{+03}$	0,0	$7,01 \cdot 10^{-01}$	0,0
10^{-02}	$1,12330 \cdot 10^{+03}$	0,0	$1,59 \cdot 10^{-01}$	0,0
10^{-01}	0,0	0,0	0,0	0,0
10^{00}	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela 2.6 - Energia não suprida e probabilidade de perda de carga em função da variação de TC para um período de carga elevada e um período pouco carregado, para passo de 367,150MW.

Para uma melhor visualização dos resultados, na Figura 2.11 apresenta-se, em forma de gráfico, o custo de geração (Cg), representado pelas linhas tracejadas, e o tempo de processamento (ou execução) (tp), representado pelas linhas contínuas. Na Figura 2.12 apresenta-se a probabilidade de perda de carga. Em ambos os gráficos, o índice 1 (um) representa dados obtidos com passo de 73,430MW; o 2 (dois), os dados com passo de 183,575MW; e finalmente o índice 3 (três), os dados obtidos com passo de 367,150 MW.

Pela análise das tabelas e das Figuras 2.11 e 2.12, pode-se tirar algumas conclusões, com as que seguem:

1 - quanto maior for o truncamento, menor será o tempo de execução, inicialmente com uma redução gradativa; e a partir de $TC = 10^{-3}$, aproximadamente, uma diminuição mais acentuada, notadamente no caso de passo de potência menor;

2 - quanto maior o passo de potência, menor o tempo de execução, embora às custas da exatidão, conforme já comentado;

3 - a partir de um certo grau de truncamento, o algoritmo se torna mais "determinístico", e o tempo de execução bem como os parâmetros calculados passam a ser praticamente independentes do tamanho do passo;

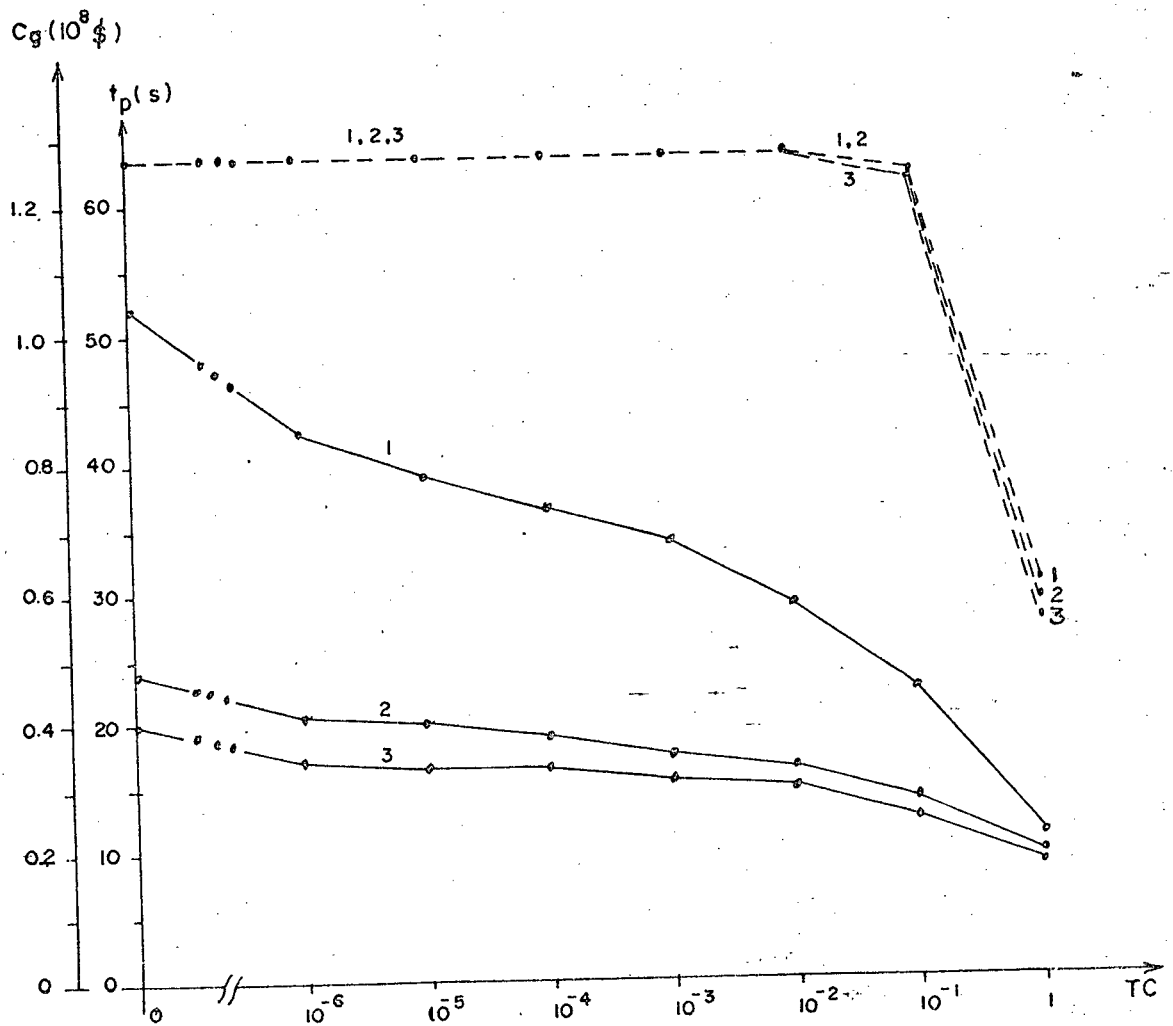


Figura 2.11 - Custo de geração (C_g) (linha tracejada) e tempo de processamento (linha contínua) em função de TC , para passos de 73,430 MW (1), 183,575 MW (2) e 367,150 MW (3).

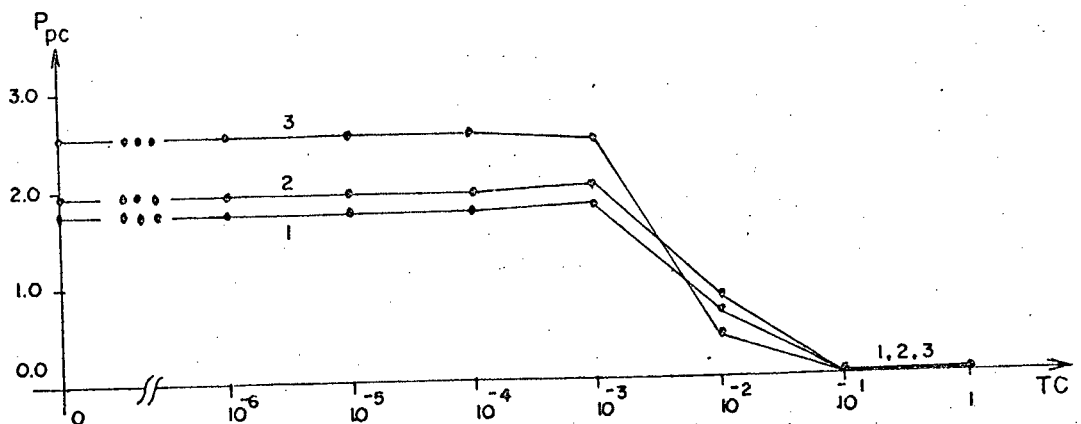


Figura 2.12 - Probabilidade de perda de carga (P_{pc}) em função de TC , para passos de 73,430 MW (1); 183,575 MW (2) e 367,150 MW (3).

4 - o custo de geração é praticamente independente para os três passos adotados, a não ser para valores muito grandes de TC;

5 - o valor da energia gerada é praticamente independente do valor de TC e dos passos adotados;

6 - a probabilidade de perda de carga, embora permaneça praticamente constante até pelo menos $TC = 10^{-4}$, oferece um valor mais conservador para um maior passo de potência. Para valores grandes de TC (acima de 10^{-3}), o problema se torna mais "determinístico" e, como se esperava, a probabilidade de perda de carga diminui, até tornar-se nula, independentemente dos valores de passo adotados. O mesmo se pode afirmar em relação à energia não suprida;

7 - para um mês menos carregado, os valores obtidos para energia não suprida e probabilidade de perda de carga foram nulos para valores de TC desde 10^{-6} até 10^0 . Como esses valores eram realmente pequenos (veja no caso de $TC = 0$), observa-se que se pode, nesse caso, usar valores altos de TC para obter-se essas soluções, independentemente dos valores de passo adotados. Já no mês de carga elevada, o mesmo não se afirma, e TC deve ser escolhido em função da exatidão desejada, como também o tamanho do passo a ser adotado (Tabelas 2.4, 2.5 e 2.6);

8 - quanto maior o passo de potência, menos vantagem se obtém com o aumento de TC (maior truncamento).

A partir das conclusões acima, nas condições dos testes, observa-se que o valor de TC que fornece o melhor compromisso tempo/exatidão dos resultados, é $TC = 10^{-4}$, com uma redução de tempo da ordem de 30%, para passo de 73,430MW; 20%, para passo de 183,575MW; e 17%, para passo de 367,150MW, em relação ao tempo de execução para $TC = 0$, respectivamente a cada passo, mantendo-se praticamente a mesma exatidão.

Outra observação que pode ser feita é quanto à redução do tempo em função do tamanho do passo, com uma vantagem de quase 62% a favor do maior passo, para $TC = 0$, e de quase 55%, para $TC = 10^{-4}$, embora com perda de exatidão em alguns parâmetros calculados, quando comparado ao caso rodado com passo de 73,430MW. Nesta mesma comparação, as vantagens a favor do passo de 183,575MW (valor intermediário) foram de quase 54% para $TC = 0$ e 47% para $TC = 10^{-4}$.

Finalmente, observa-se que a conveniência ou não de se ter um

maior afinamento do passo e/ou do TC, dependerá muito da exatidão desejada para os resultados, conforme o objetivo que se tenha em mente quando da utilização do modelo estocástico descrito, sendo que as vantagens, em termos de tempo de processamento oferecidas pelas duas técnicas, se tornarão mais evidentes à medida que o sistema possuir mais máquinas e/ou cada máquina possuir mais segmentos de potência.

CAPÍTULO III

AS TÉRMICAS NUCLEARES

3.1 - Introdução

O objetivo final deste trabalho é a apresentação de um modelo mais real e completo de operação de usinas termonucleares, visando sua utilização no modelo estocástico de produção descrito no CAPÍTULO II. Foram incluídas nesse modelo, características peculiares deste tipo de usina, sujeito à limitação de energia primária. Assim sendo, antes de passar-se ao desenvolvimento do modelo propriamente dito, busca-se neste capítulo estas características, ligadas ao tipo de reator utilizado.

Este capítulo fornece informações gerais sobre reatores e plantas (usinas) nucleares, propiciando subsídios para a elaboração do modelo pretendido.

Os tipos de reatores considerados são o PWR (Pressurized Water Reactor) e o BWR (Boiling Water Reactor), pertencentes à família dos reatores LWR (Light Water Reactor), ou reator de água leve (H_2O), que adotam a água comum para a moderação e refrigeração. Outro será o HWR/CANDU (Heavy Water Reactor/Canadian Deuterium Uranium), ou reator de água pesada (D_2O), o reator canadense de Deutério e Urânio, que utiliza água pesada para moderação e refrigeração.

O interesse nos primeiros tipos de reatores, os PWR e BWR, deve-se ao fato de constituírem, atualmente, a maioria dos reatores utilizados em instalações nucleoeletricas, sendo o PWR o reator adquirido no acordo nuclear BRASIL-ALEMANHA. Quanto ao HWR/CANDU, com mais de quinze anos de operação comercial no Canadá, possui a interessante característica de permitir a recarga durante a operação, solucionando o problema de limitação de energia primária, o que conduz a novas considerações para sua modelagem. O rendimento termodinâmico desses sistemas está em torno de 30%.

3.2 - O Reator Nuclear

O tipo de reator utilizado até o momento nas usinas nucleoeletricas comerciais é o de fissão, e será este o tipo estudado.

A fissão é produzida quando certos núcleos de número atômico e de massa elevados, com grande força nuclear repulsiva, após a absorção de um nêutron tornam-se excitados e se dividem em dois núcleos mais leves (menor número de massa), denominados fragmentos de fissão. Estas reações são acompanhadas de grande liberação de energia. Ocorre também a emissão de novos nêutrons, que podem atingir novos núcleos, ocasionando novas fissões, e proporcionando assim uma reação em cadeia. Um átomo que pode sofrer fissão em seu núcleo é chamado fissil (seu núcleo é fissil). O combustível nuclear é o elemento que contém os átomos fissíveis¹³.

O reator nuclear é o sistema onde estas reações são mantidas em condições controladas, de forma que se possa utilizar a energia liberada para fins específicos, como propulsão marítima, geração de eletricidade, etc...

De acordo com a energia dos nêutrons que causam as fissões, pode-se ter sistemas reatores térmicos ou sistemas reatores rápidos. Nos sistemas reatores térmicos as fissões são causadas por nêutrons térmicos, ou sejam, nêutrons que estão em equilíbrio térmico com o meio ambiente, com pequena energia cinética proveniente da agitação térmica do meio, da ordem de 0,0253 eV, e velocidade de 2200 m/s, a 20°C. É o caso mais comum entre os reatores comerciais, sendo o sistema utilizado nos reatores PWR, BWR e HWR, que serão abordados neste capítulo. Já nos sistemas reatores rápidos, as fissões são produzidas por nêutrons rápidos, de grande energia cinética (em torno de 0,1 MeV). Este sistema reator, embora já bastante desenvolvido, não será assunto deste trabalho.

Numerosos são os sistemas de reatores nucleares, mas existem certas características gerais que todos possuem, em maior ou menor grau. Conforme o esquema mostrado na Figura 3.1, de um reator esférico, um sistema reator consta de um núcleo ativo, onde está o elemento combustível, por exemplo Dióxido de Urânio, revestido por aço inoxidável ou Zircaloy - 2 (liga de Zircônio), sendo estes últimos, materiais estruturais. Se o sistema for térmico, necessita-se também um moderador, cuja função é diminuir, fora do elemento combustível para evitar absorções, a energia dos nêutrons rápidos, produzidos na fissão, transformando-os em nêutrons térmicos, principalmente através de choques de dispersão elástica. Neste núcleo são mantidas em cadeia as reações de fissão, produzindo-se a energia calorífica.

O refletor de nêutrons tem a função de reduzir a perda de nêutrons por escape, dispersando-os de volta ao núcleo. A blindagem biológica é

feita para proteger o meio ambiente dos nêutrons de alta velocidade e raios γ . A função da blindagem térmica é proteger a blindagem biológica, ficando internamente a esta.

O calor gerado no núcleo deve ser eliminado adequadamente, utilizando-se para isso um refrigerante líquido ou gasoso. No caso de se desejar a produção de energia elétrica, pode-se transmitir o calor do refrigerante a um fluido de trabalho, com o fim de produzir vapor d'água ou gás a altas temperaturas. O vaso de pressão resiste à pressão do fluido refrigerante.

Finalmente existem as barras de controle, que podem ser de três tipos: a barra de compensação é usada na partida do reator, com um elevado equivalente de reatividade e operada com baixa velocidade, permitindo um ajuste grosso do fluxo neutrônico (ou da potência térmica) no núcleo do reator; a barra de regulação, com um pequeno equivalente de reatividade e operada com alta velocidade, permite um ajuste fino do fluxo. Regula as variações de reatividade causadas pela concentração de venenos (absorvedores de nêutrons) oriundos das fissões, perda de combustível ("queima"), variações de temperatura, etc... Por último, a barra de segurança, com um equivalente de reatividade sensivelmente superior ao excesso máximo de reatividade incorporada ao reator e operada em altas velocidades, que permite "apagar" (parar) o reator.

A reatividade é definida pela expressão:

$$\rho = \frac{k_{ef} - 1}{k_{ef}}, \quad (3.1)$$

onde k_{ef} é o fator de multiplicação efetivo, ou seja, a relação entre o número de nêutrons produzidos por fissão em cada geração e o número total de nêutrons perdidos por absorção ou por escape, na geração anterior. Se $k_{ef} = 1$, a fissão é mantida em cadeia (o reator está crítico); se $k_{ef} < 1$, a cadeia será extinta de modo gradual (o reator está sub-crítico), e se $k_{ef} > 1$, a cadeia de reações aumenta de forma contínua, podendo, se não controlada, levar o reator à destruição (o reator está super-crítico).

A geração de calor dentro de um reator é proporcional ao número de fissões, que por sua vez depende do fluxo de nêutrons, que pode ser controlado pelas barras de controle ou pela adição ou remoção de combustível, moderador ou refletor. A máxima potência calorífica que se pode retirar de um reator estará limitada pela capacidade de refrigerar-se seu núcleo. Quanto maior a temperatura do vapor ou fluido de trabalho, maior o rendimento termodinâmico.

mico, existindo, entretanto, limites tecnológicos: deve-se impedir que se estabeleçam tensões térmicas ou temperaturas internas elevadas, que podem provocar danos irreparáveis ao sistema.

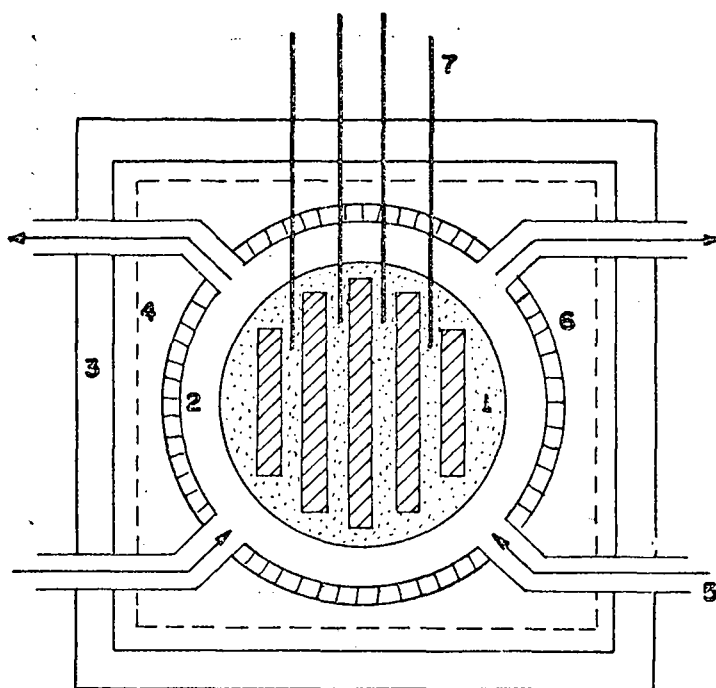


Figura 3.1 - Esquema de um reator esférico. 1 - núcleo (barras de combustível e moderador); 2 - refletor; 3 - blindagem biológica; 4 - blindagem térmica; 5 - circulação de refrigerante; 6 - vaso de pressão; 7 - barras de controle.

3.3 - O Reator PWR

O PWR (Pressurized Water Reactor), ou reator de água pressurizada¹⁴, é um sistema térmico moderado e refrigerado à água comum (H_2O) e utiliza urânio enriquecido na forma de dióxido. O enriquecimento (percentagem de Urânio-235, espécie físsel, na amostra de urânio) é da ordem de 3%, contra o "enriquecimento" de aproximadamente 0,7% do urânio natural, que contém 99,3% de Urânio-238. Aliás, é interessante notar que o Urânio-238, embora não sendo físsel, é fértil, ou seja, através da radiação, transforma-se em elemento físsel, no caso o Plutônio-239, que pode ser aproveitado como combustível em outros reatores. É o que ocorre em reatores conversores.

Este tipo de reator se caracteriza pela circulação da água de refrigeração a alta pressão, a fim de que possa atingir altas temperaturas sem se vaporizar. Exige-se, desta forma, um circuito trocador de calor, como

na Figura 3.2, onde o calor do circuito primário, de alta pressão, será cedido ao circuito secundário que funciona numa menor pressão. A água então será evaporada e aplicada numa turbina a vapor, em cujo eixo estará acoplado o gerador elétrico. Este sistema de reator é chamado de ciclo INDIRETO, visto que requer um trocador de calor para produzir vapor. Numa grande instalação pode existir mais de um gerador de vapor, ou seja, mais de um circuito de refrigeração.

A pressão do vapor d'água determina a temperatura máxima que o sistema pode atingir e, portanto, o rendimento térmico, que desta forma fica limitado por problemas práticos que surgem devido à elevada pressão. Também deve-se considerar que a água a temperaturas elevadas é bastante corrosiva, exigindo cuidados especiais no revestimento dos dutos e na manutenção do sistema.

Apesar desses inconvenientes, os reatores PWR são bem desenvolvidos, visto serem de projeto relativamente simples e terem demonstrado que seu funcionamento é seguro e de fácil controle.

Atualmente já se permite certa ebulição em alguns canais de refrigeração, o que torna possível a obtenção de densidades de potência mais altas e traz certa melhora de rendimento no ciclo termodinâmico, pelo aumento da temperatura média do refrigerante, em relação à temperatura da saturação.

Devido ao efeito da dilatação da água, estes reatores tem um coeficiente de temperatura fortemente negativo, sendo por isto muito estáveis. Ou seja, ao aumentar a demanda da turbina, a água retorna ao núcleo do reator numa temperatura mais baixa, com maior densidade e, conseqüentemente, mais eficiente como elemento moderador, o que tende a aumentar a reatividade. Desta forma se aumentam as reações de fissão e a energia gerada; quer dizer, o sistema segue a demanda da turbina. Com a diminuição da demanda, a temperatura se eleva, e o efeito contrário é então verificado, culminando com a diminuição da energia térmica gerada.

Conforme se observa no esquema mostrado na Figura 3.2, existe, no circuito primário, um pressurizador, elemento cuja função é controlar excessivas variações de pressão nesse circuito. O circuito elétrico de aquecimento tem por finalidade a manutenção da temperatura de projeto do circuito, levando, inclusive, a uma vaporização parcial da água quando necessário um crescimento da pressão.

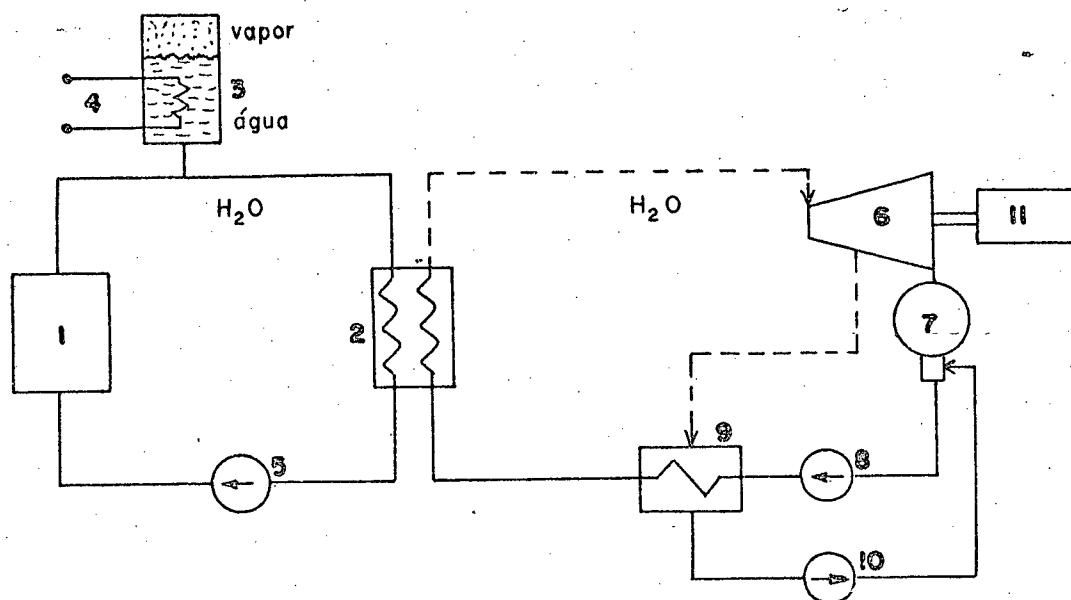


Figura 3.2 - Diagrama de fluxo de um sistema PWR (linha contínua representa fase líquida; linha tracejada representa vapor). 1 - reator; 2 - trocador de calor; 3 - pressurizador; 4 - aquecedor elétrico; 5 - bomba primária; 6 - turbina; 7 - condensador; 8 - bomba de condensado (bomba secundária); 9 - pré-aquecedor de superfície; 10 - bomba de drenagem do pré-aquecedor; 11 - gerador elétrico.

3.4 - O Reator BWR

O BWR (Boiling Water Reactor), ou reator de água em ebulição, também um sistema térmico moderado e refrigerado a água comum (líquida e vapor), usa Dióxido de urânio com enriquecimento da ordem de 2,4%. Aqui também pode ser obtido o Plutônio-239 como subproduto da fissão.

A característica básica deste tipo de reator é a geração direta de vapor em seu núcleo, com a possibilidade de se obter vapor com elevados níveis de pressão e temperatura, embora com um reduzido grau de superaquecimento. A produção direta de vapor no núcleo não só é um método muito eficiente de extração de calor, mas também elimina a necessidade de um trocador de calor independente como gerador de vapor. Dessa forma, pode funcionar a pressões mais baixas que os sistemas sem ebulição equivalentes. Por outro lado, pode-se extrair mais energia em forma de calor latente do que na forma de calor sensível. Em consequência, os requisitos de circulação de refrigerante em um reator de água em ebulição são modestos, se comparados com as altas potências de bombeamento que são necessárias em um sistema de água a pressão.

Existem variações nas plantas deste tipo de reator, porém todas elas pertencem a uma ou outra das categorias principais, ou sejam, o sistema de CICLO DIRETO, mostrado na Figura 3.3, onde a água ferve no vaso de pressão do reator e o vapor alimenta diretamente a turbina. A refrigeração do núcleo pode ser obtida por circulação forçada ou circulação natural do refrigerante. Este sistema tem o inconveniente de não seguir a demanda da turbina, pois ao aumentar a demanda de vapor, a pressão do reator diminui, aumentando com isto a quantidade de vapor e diminuindo a reatividade, ao contrário do que se desejaria. A segunda categoria é o sistema de CICLO DUPLO, onde parte da energia do reator é utilizada diretamente na turbina em forma de vapor, e uma outra parte, em forma de água quente, é bombeada até um gerador de vapor secundário, mostrado na Figura 3.4, onde uma quantidade adicional de vapor se forma, para ser aplicada num estágio de menor pressão, retornando ao reator, a água fria. Dessa forma, com um dimensionamento adequado do gerador de vapor secundário, um aumento da demanda na turbina implica numa diminuição da temperatura e, como consequência, num aumento da reatividade, conseguindo-se assim um seguimento da demanda, característico dos reatores PWR. Este fato, aliado à tendência de se admitir certa ebulição nos PWR e se admitir pressões mais elevadas nos BWR, aproxima conceitualmente esses dois tipos de reatores, de tal forma, que as vantagens e desvantagens do reator de água em ebulição, se aproximam daquelas vistas para os reatores de água pressurizada. Note-se ainda que a introdução do ciclo duplo tornou menos importante a vantagem dos BWR pela ausência do trocador de calor.

As desvantagens principais dos reatores tipo BWR são a dificuldade de se assegurar a mesma taxa de transferência de calor entre os tubos e a água, devido às diferentes fases do refrigerante, e o sério risco de contaminação da água de refrigeração dos condensadores, provenientes de um rio, lago ou oceano, contaminando água de domínio público. As turbinas e dutos devem ser protegidos contra radiação, já que a água de refrigeração se contiver substâncias minerais em suspensão, pode se tornar radioativa.

Este tipo de reator, conforme demonstrado experimentalmente, possui também características de auto-controle, em condições de funcionamento não extremas. O vapor d'água, por sua menor densidade, é um moderador menos eficiente que a água líquida, ou seja, um aumento da potência térmica seria acompanhado por um aumento da quantidade de vapor e, conseqüentemente, por uma diminuição de reatividade. Atuam também outros fatores, como por exemplo, a dilatação da água.

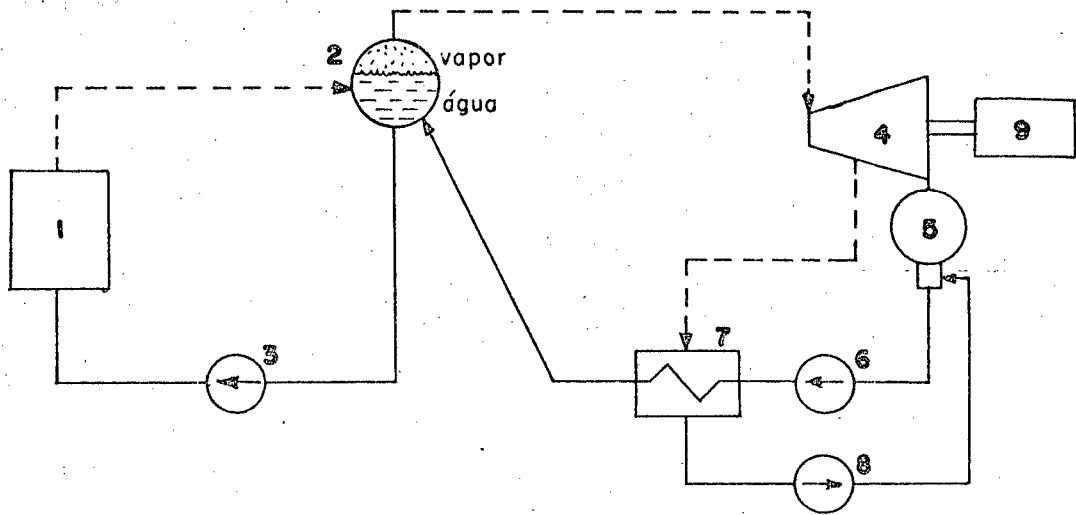


Figura 3.3 - Diagrama de fluxo de um sistema BWR, CICLO DIRETO (linha contínua representa fase líquida, linha tracejada representa vapor). 1 - reator; 2 - separador de vapor; 3 - bomba de recirculação do reator; 4 - turbina; 5 - condensador; 6 - bomba de alimentação do reator; 7 - pré-aquecedor de superfície; 8 - bomba de drenagem do pré-aquecedor; 9 - gerador elétrico.

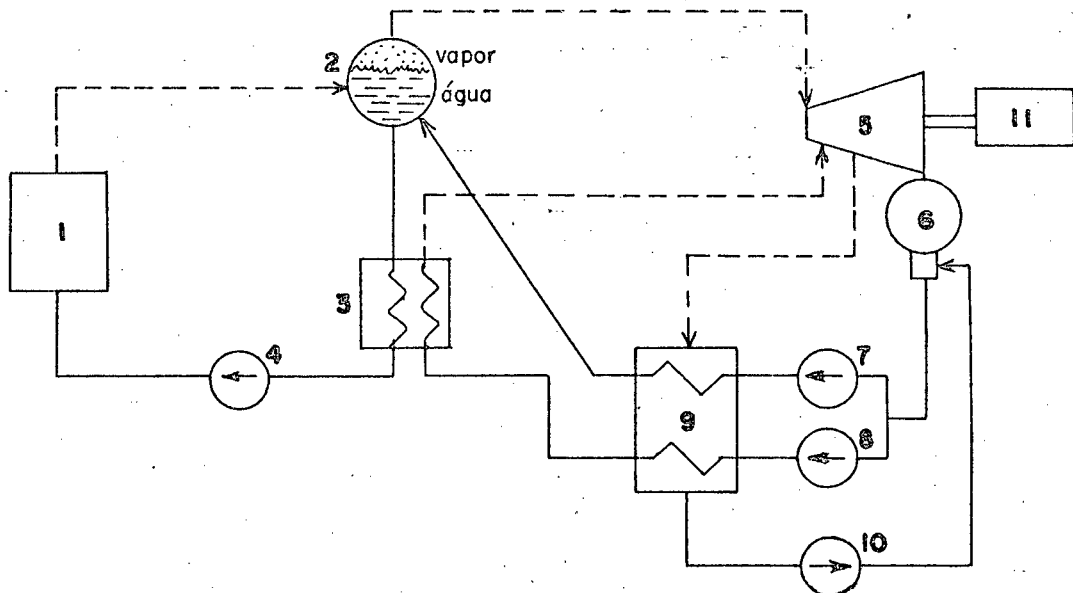


Figura 3.4 - Diagrama de fluxo de um sistema BWR, CICLO DUPLO (linha contínua representa fase líquida; linha tracejada representa vapor). 1 - reator; 2 - separador de vapor; 3 - gerador de vapor secundário; 4 - bomba de circulação do reator; 5 - turbina; 6 - condensador; 7 - bomba de alimentação do reator; 8 - bomba de alimentação do gerador de vapor secundário; 9 - pré-aquecedor de superfície; 10 - bomba de drenagem do pré-aquecedor; 11 - gerador elétrico.

Finalmente, como existe maior concentração de água no corpo inferior do núcleo, o fluxo neutrônico e a potência térmica tendem a formar picos nesta região, distorções estas que são compensadas parcialmente em vários reatores pela colocação das barras de controle no fundo do reator.

3.5 - O Reator HWR / CANDU

O HWR / CANDU (Heavy Water Reactor / CANadian Deuterium Uranium), ou reator de água pesada, moderado e refrigerado a água pesada (D_2O), constitui também um sistema térmico. Devido às melhores características da água pesada como moderador, em vista da sua insignificante absorção de nêutrons, este reator utiliza urânio natural como combustível. O Plutônio-239 pode ser obtido como novo elemento físsil. O urânio está na forma de dióxido (UO_2).

Este reator, do tipo pressurizado, possui, como no PWR, um circuito trocador de calor, conforme mostrado na Figura 3.5. O calor gerado é transportado pelo refrigerante (D_2O), mantido na forma líquida, e cedido ao circuito secundário. Neste circuito circula água leve (H_2O), que será evaporada para ser entregue à turbina. É um reator de CICLO INDIRETO.

Em relação ao circuito termodinâmico, são encontradas neste sistema as mesmas restrições da solução PWR, e uma dificuldade adicional é a obtenção de água pesada, um processo relativamente caro, sendo os canadenses, atualmente, os únicos fabricantes em larga escala no mundo. Por outro lado, o uso do urânio natural, dispensando as caras técnicas de enriquecimento, torna este sistema atraente, sendo atualmente, em termos comerciais, o que obtém mais energia elétrica por quilograma (Kg) de minério de urânio extraído das minas^{15,16}.

Uma característica muito interessante desse tipo de reator, não exclusiva, mas não encontrada nos PWR e BWR, é a possibilidade de recarga sob condições normais de operação, já que este sistema permite o uso de uma máquina especial que faz a carga e a descarga dos elementos combustíveis sem a necessidade de parar o reator. Este procedimento proporciona uma eficiente utilização do combustível sem gastos de parada, o que diminui o custo da energia gerada, levando-se em conta que o tempo de parada é caro e contribui sensivelmente para o custo da energia nuclear.

Este reator, ao contrário do PWR e BWR, que são envolvidos em grandes vasos de pressão, é formado por um grande tanque de água pesada mantida a pressão atmosférica e baixa temperatura, atuando como moderador. Este

tanque é atravessado por um certo número de tubos, nos quais se introduzem os elementos combustíveis cilíndricos. A circulação do refrigerante, numa pressão adequada para que não entre em ebulição, é feita por canais anulares em torno do elemento combustível. Estas características deram origem a denominação de "tubos de pressão" para aqueles tubos, e é justamente este arranjo que permite a recarga sem a parada do reator.

O arranjo dos "tubos de pressão" não é viável nos outros dois tipos de reatores considerados (PWR e BWR). A água comum (água leve), a despeito de ser um excelente moderador, é também grande absorvedora de nêutrons. Assim, para bem aproveitar-se suas características de moderação, sem permitir-se uma exagerada absorção, são exigidos núcleos compactos, com delgadas lâminas de água entre os elementos combustíveis, impossibilitando o uso dos tubos e exigindo a adoção do "vaso de pressão". Já a água pesada, um moderador menos eficiente, por outro lado não absorve nêutrons, de forma que a espessura do moderador não é um problema, permitindo a solução dos tubos de "pressão", com suas vantagens em termos de operação e manutenção.

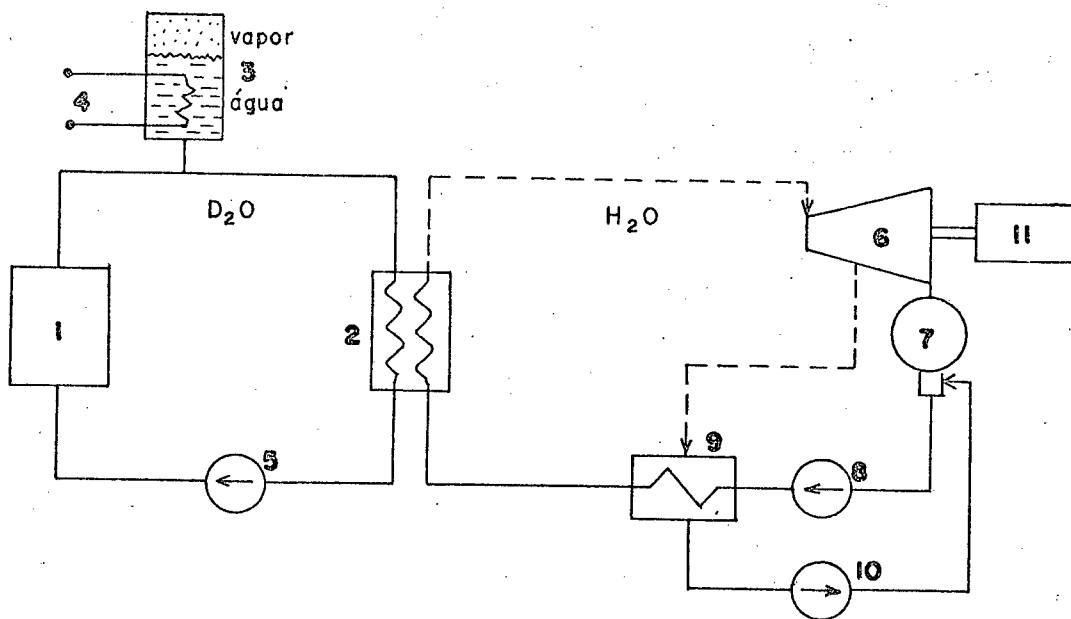


Figura 3.5 - Diagrama de fluxo de um sistema HWR (linha contínua representa fase líquida; linha tracejada representa vapor). 1 - reator; 2 - trocador de calor; 3 - pressurizador; 4 - aquecedor elétrico; 5 - bomba primária (D_2O); 6 - turbina; 7 - condensador; 8 - bomba de condensador (bomba secundária) (H_2O); 9 - pré-aquecedor de superfície; 10 - bomba de drenagem do pré-aquecedor; 11 - gerador elétrico.

3.6 - Variação da Reatividade com a Temperatura

Sempre é desejável, para efeitos de segurança, que a reatividade de um reator nuclear tenha um coeficiente de temperatura negativo, ou seja:

$$\frac{d\rho}{dT} < 0 \quad (3.2)$$

Por exemplo, se o fator de multiplicação efetivo (k_{ef}) de um reator em estado estacionário experimenta por qualquer motivo um aumento transitório, produzirá-se paralelamente um aumento da densidade neutrônica e, conseqüentemente, um aumento na velocidade de fissão, com o que a temperatura do reator irá elevar-se. Se o coeficiente de temperatura de reatividade for negativo, esta elevação deverá diminuir o fator de multiplicação efetivo, compensando, assim, o incremento inicial. Caso contrário, o reator seria instável frente a variação de temperatura, e sua operação seria muito pouco segura. Raciocínio semelhante pode ser usado quando de uma diminuição de k_{ef} .

Certas características de funcionamento e construção contribuem para obter-se um coeficiente negativo de temperatura resultante para a reatividade. Entre estes fatores pode-se citar o aumento do escape de nêutrons com o aumento da temperatura e a absorção de nêutrons pelo Urânio-238, que aumenta à medida que a temperatura sobe, devido ao efeito do alargamento Doppler, ou seja, o alargamento dos picos de ressonância (faixas de energia ou velocidade dos nêutrons onde a seção de choque ou probabilidade de captura do Urânio-238 aumenta consideravelmente) produzido pelo aumento do movimento aleatório dos núcleos reagentes. Cabe aqui salientar que também a probabilidade de fissão aumenta, mas como a concentração de Urânio-238 nos reatores vistos anteriormente é bem maior, o efeito líquido é a diminuição da reatividade com o aumento da temperatura. Aliás, é justamente o coeficiente de temperatura de reatividade do combustível o mais importante a ser considerado, dada a sua pequena constante de tempo, frente à constante de tempo do moderador, refrigerante e outros materiais estruturais, já que existe uma certa inércia na transferência do calor gerado no combustível para esses outros elementos. Outros fatores que contribuem para um coeficiente de temperatura de reatividade negativo já foram verificados quando da descrição dos sistemas PWR, BWR e HWR.

Esta característica da variação da reatividade com a temperatura, com o coeficiente resultante negativo, pode ser explorada na operação

dessas térmicas nucleares, com o fim de prolongar o seu ciclo operacional, e o modelo a ser desenvolvido no próximo capítulo incorpora esta característica.

3.7 - A Necessidade de Parada dos Reatores

Normalmente a parada de um reator nuclear se dará de duas formas, ou sejam, a parada controlada ou deliberada e a parada forçada.

Se a parada controlada for de longa duração, como por exemplo, para recarga e/ou manutenção, preventiva ou corretiva, o procedimento a ser utilizado é indiferente. Ao contrário, se for uma parada rápida para reparos externos, deve-se introduzir as barras de controle pouco a pouco, de forma a obter-se uma diminuição gradual do fluxo até um nível de potência que se possa tolerar sem riscos, visando minimizar a acumulação de Xenônio no reator, um grande absorvedor de nêutrons (veneno) e simplificar a operação de colocação em marcha do reator. O veneno mais importante produzido por fissão é o Xenônio-135, devido a sua excepcionalmente alta seção eficaz de captura para nêutrons térmicos. Este isótopo se forma diretamente como produto de fissão, em proporção pequena (ao redor de 0,2%). Entretanto, sua fonte principal é a desintegração radioativa do Telúrio-135 e Iodo-135, que se produzem em 6,1% das fissões do Urânio-235 por nêutrons térmicos. O desaparecimento do Xenônio-135 dá-se por desintegração radioativa e por absorção de nêutrons, sendo este último o principal fator, e que deixa de existir justamente numa parada instantânea do reator. Em consequência, ocorre um aumento exagerado na concentração deste veneno, conforme se pode observar na Figura 3.6, obtida da REFERÊNCIA 13. Deve-se, desta forma, para assegurar um funcionamento contínuo do reator, evitar-se ao máximo uma parada forçada.

O tempo de parada do reator irá depender, evidentemente, dos motivos que levaram à parada e também do tipo, avanço tecnológico e tamanho do reator e outros fatores, como imprevistos, envenenamentos, etc...

Para os reatores PWR e BWR deve ser prevista uma parada para recarga e manutenção, normalmente a cada 12 meses (ciclo anual), quando já não se conseguem níveis de reatividade que permitam a operação normal dos reatores, embora isto não signifique o esgotamento do elemento físsil. Para os HWR/CANDU deve-se prever paradas periódicas para manutenção geral, já que as recargas e pequenos reparos nos "tubos de pressão" podem ser feitos com a unidade operando.

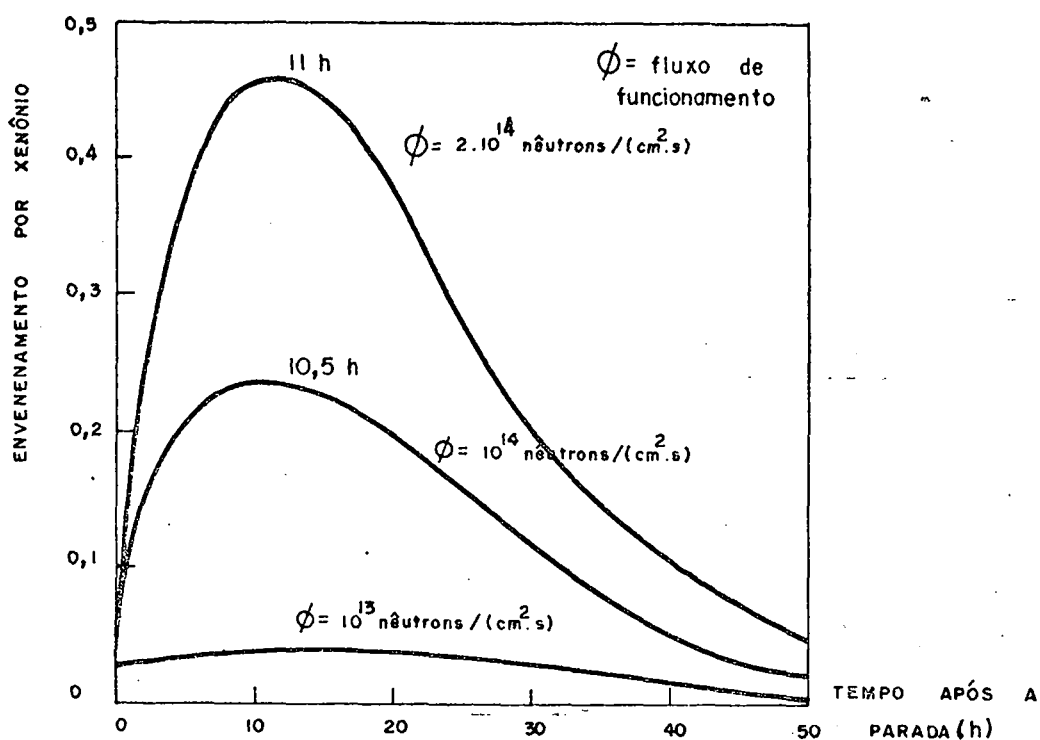


Figura 3.6 - Envenenamento por Xenônio-135 após a parada do reator, para diversos fluxos de funcionamento. (FONTE : REFERÊNCIA 13, página 297).

3.8 - O Custo da Geração Nucleoelétrica

Vários são os custos envolvidos na utilização de energia nuclear, como os custos fixos da instalação, custo do combustível e custo de operação e manutenção.

Nos custos fixos da instalação estão os custos diretos como terras e direitos sobre a terra (não se depreciam), estruturas e beneficiamentos, equipamentos da planta (usina), unidades de geração, equipamento elétrico acessório e outros (sujeitos à depreciação). Nos custos indiretos incluem-se custos de contratos, projetos, engenharia, inspeção e juros durante a construção. Considera-se ainda como custo fixo, o custo de depreciação do investimento.

No custo do combustível deve-se considerar o custo de fabricação do elemento combustível, do reprocessamento do combustível irradiado (queimado), do consumo do Urânio-235, do uso (taxa de arrendamento quando o combustível não é propriedade da empresa geradora e sim de Comissões de Energia Atômica ou custo proporcional ao investimento, quando o combustível é propriedade particular), da separação do plutônio obtido a partir do Urânio-238 e do

transporte; este último, o menor deles.

No custo de operação e de manutenção estão incluídos gastos com pessoal especializado, sendo semelhante ao de uma planta de geração térmica convencional, pois o número de pessoas envolvidas é pequeno, de forma que este custo representa menos de 10% do custo de produção de energia.

Deve-se aqui salientar que, ao contrário de uma usina térmica convencional, onde todo o combustível é queimado, o combustível irradiado num reator nuclear possui ainda um grande valor comercial residual, pois no reprocessamento o combustível não usado é recuperado para posterior reaproveitamento, além de obter-se o Plutônio-239 e radioisótopos. Este valor deve ser considerado como crédito no cálculo dos custos.

Assim a composição de todos esses custos e créditos, alguns de difícil obtenção ou estimativa, e que dependem do tipo de reator, do avanço tecnológico, do combustível empregado, do grau de enriquecimento desejado, do processo de fabricação adotado, da conjuntura econômica internacional e outros fatores, que devem ser analisados cuidadosamente para cada planta e em cada situação, darão o custo da energia nucleoe elétrica e permitirão obter, pela consideração do rendimento da central, as características de entrada-saída de geração dessas usinas.

CAPÍTULO IV

MODELO DE OPERAÇÃO DAS USINAS TÉRMICAS NUCLEARES

4.1 - Introdução

Neste capítulo é apresentado o modelo proposto para a operação de usinas térmicas nucleares, baseado nas características dos reatores PWR, BWR e HWR, apresentadas no CAPÍTULO III.

Este modelo, conforme já enfatizado, é incorporado ao modelo estocástico de produção de energia elétrica descrito no CAPÍTULO II, visando seu aperfeiçoamento mediante uma representação mais completa das usinas térmicas nucleares no fim de seu ciclo operacional.

Inicialmente são apresentadas as principais considerações feitas para a modelagem, juntamente com um estudo sobre diminuição de potência com ganho de reatividade e os parâmetros de interesse. Posteriormente se apresenta o algoritmo desenvolvido, culminando com um diagrama de fluxo simplificado do mesmo.

4.2 - Considerações Iniciais

Na modelagem da térmica nuclear, separou-se sua operação em duas fases distintas. A primeira compreende seu ciclo normal de operação, em que é tratada como uma usina térmica convencional. Não se considera restrição de energia, embora se acompanhe período a período o consumo de combustível no seu núcleo. Quando a reatividade resultante do núcleo não é suficiente para manter a operação, ou seja, foi gasta toda a energia disponível para operação à potência nominal, começa a segunda fase. Adota-se, então, a diminuição de potência com ganho de reatividade⁰¹.

O procedimento de diminuição de potência com ganho de reatividade consiste em reduzir-se gradativamente a potência e, conseqüentemente, a temperatura de operação. Com isso, graças à característica de coeficiente de temperatura de reatividade negativo desses reatores (PWR, BWR e HWR) e à redução da concentração de Xenônio devido ao decréscimo do fluxo de nêutrons, se consegue um inventário de reatividade adicional. Permite-se, então, que se prolongue a operação do reator por mais algum tempo. A temperatura do reator

pode ser alterada pela variação da vazão do fluido refrigerante ou, quando houver um circuito secundário, também pela variação do fluxo do fluido de trabalho neste circuito.

Uma usina só pode adiar a parada para recarga até o instante em que a redução gradativa de potência máxima atinja a potência mínima obrigatória para operação.

4.3 - Diminuição de Potência com Ganho de Reatividade

O coeficiente de temperatura da potência é definido pela expressão:

$$\alpha_p = \frac{dp}{dp} \quad (4.1)$$

Este coeficiente pode ser apresentado em forma de curvas, como a mostrada na Figura 4.1, obtida através da simulação do primeiro ciclo do núcleo de Angra I¹⁷ (reator PWR).

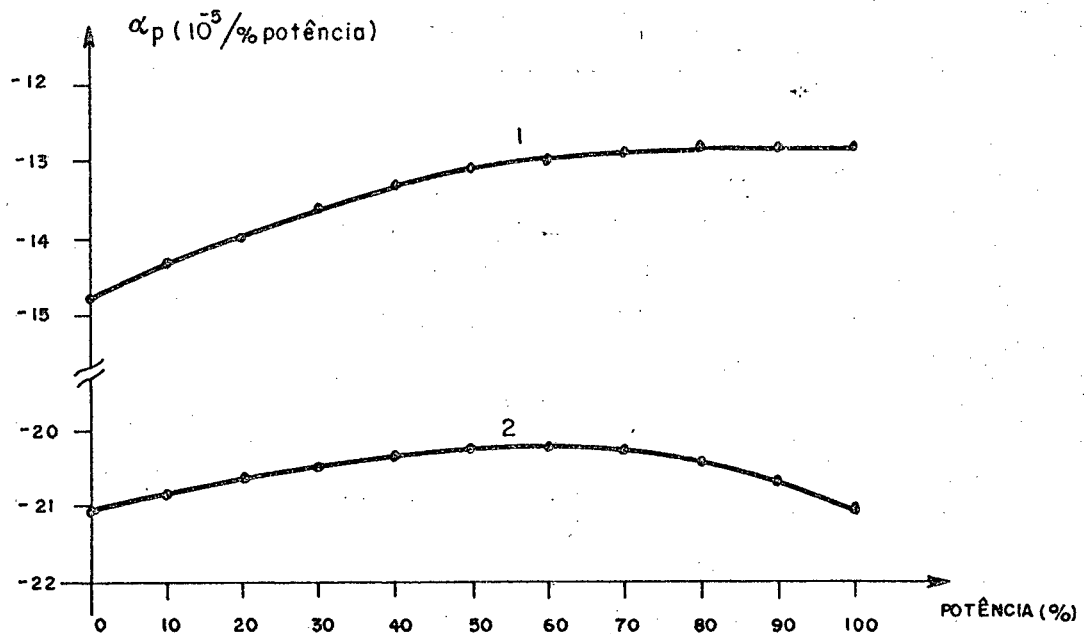


Figura 4.1 - Coeficiente de temperatura da potência (α_p) em função da potência para o primeiro ciclo de ANGRA I. 1 - início da vida do núcleo; 2 - fim da vida do núcleo. (FONTE: REFERÊNCIA 17).

Um valor médio, que se poderia supor representativo da família dos reatores PWR (deveria ser obtida uma curva específica para cada tipo, tamanho e avanço tecnológico do reator) seria:

$$\alpha_p = \frac{\Delta\rho}{\Delta P\%} = - 21 \cdot 10^{-5} \quad (4.2)$$

Admitindo-se uma potência mínima de operação de 30%, ou seja, uma variação entre a potência nominal e a potência mínima de operação de 70% ($\Delta P\% = - 70\%$), obtêm-se o máximo ganho de reatividade:

$$\Delta\rho = - 21 \cdot 10^{-5} \cdot \Delta P\% = - 21 \cdot 10^{-5} \cdot (-70) = 0,0147 \quad (4.3)$$

Através da simulação de ANGRA I, com o auxílio do código LEOPARD¹⁸ (Lifetime Evaluating Operations Pertinent to the Analysis of Reactor Designs), um modelo de simulação do núcleo do reator, tomando um passo de queima de 1000 Mwd/t no fim do ciclo, para um enriquecimento inicial médio de 2,2%, supondo um fator de capacidade de operação da usina de 0,82 obtêm-se uma variação de reatividade diária:

$$\Delta\rho_{\text{dia}} = 263,6 \cdot 10^{-6} / \text{dia} \quad (4.4)$$

Assim,

$$\frac{\Delta\rho}{\Delta\rho_{\text{dia}}} = \frac{0,0147}{263,6 \cdot 10^{-6}} \approx 56 \text{ dias}, \quad (4.5)$$

ou seja, pode-se, nestas condições, prolongar a operação da usina por mais 56 dias, com uma diminuição média de 1,25% da potência nominal por dia, fornecida pela relação:

$$A = \frac{\Delta P\%}{\Delta t} = \frac{70\%}{56} = 1,25\% / \text{dia} \quad (4.6)$$

Análises semelhantes poderiam ser feitas para outros reatores, obtendo-se valores característicos para cada tipo.

4.4 - Especificações do Modelo

4.4.1 - Característica de Produção Entrada-Saída das Unidades Geradoras Térmicas Nucleares

Adotou-se uma característica semelhante à descrita no Item 2.4 (CAPÍTULO II), para as térmicas convencionais. O modelo e o algoritmo desenvolvido admitem, entretanto, a consideração de qualquer outra curva característica que pode, inclusive, penalizar ou favorecer a diminuição de potência com ganho de reatividade. Os parâmetros da curva dependerão de cada usina, incluindo aqueles parâmetros econômicos citados no Item 3.8 do CAPÍTULO III.

A divisão em segmentos de potência, cada qual com sua disponibilidade, também aqui é adotada. Os segmentos são carregados separadamente, de acordo com uma ordem de carregamento, definida pelo custo médio incremental de produção de cada segmento (Item 2.4, CAPÍTULO II).

4.4.2 - Energia Disponível

É a energia que o núcleo possui para operação a potência nominal. Pode ser considerada na forma de energia elétrica ou na forma de energia calorífica, devendo, neste último caso, ser convertida em energia elétrica pela consideração do rendimento da central na faixa de potência de operação, para controlar-se o consumo dessa energia à medida que a central entrega energia elétrica ao sistema.

Esta energia, no algoritmo desenvolvido para o modelo, é positiva durante a primeira fase de operação (a potência nominal), e assume valores negativos durante a fase dois (a potência reduzida). É o fator indicativo da necessidade ou não de iniciar-se a diminuição de potência com ganho de reatividade.

4.4.3 - Tempo de Parada

É o tempo necessário às operações de recarga e/ou manutenção, incluídos procedimentos de parada e partida do reator. É fornecido em número de períodos à base semanal, quinzenal ou mensal.

4.4.4 - Influxo de Energia

É a energia obtida através das recargas. Pode ser fornecida em forma de energia elétrica ou energia térmica, conforme seja tratada a energia

disponível, já que a ela será adicionada. Quando a nuclear pára para recarga, sua energia disponível na volta à operação é o influxo de recarga. Se a recarga for contínua, feita com a unidade em operação, a energia disponível soma-se o influxo de recarga.

Neste trabalho se considera que o gasto de energia do núcleo (ou queima do combustível nuclear) com o tempo seja linear. Por exemplo, para uma determinada quantidade de energia, pode-se utilizar o reator o dobro do tempo, se for mantido com a metade da potência prevista para operação. Entretanto, esta consideração pode ser facilmente modificada no algoritmo e/ou código utilizado, com a introdução de funções mais elaboradas, desde que conveniente, e se disponha dos parâmetros necessários.

O influxo de energia, ou recarga, deve ser suficiente, no algoritmo desenvolvido, para colocar a usina nuclear em regime normal de funcionamento, ou seja, deixá-la em condições de operar à potência nominal.

4.4.5 - Potência Mínima Obrigatória de Operação

A potência mínima obrigatória de operação é estabelecida visando satisfazer duas condições, quais sejam; manter a usina em controle automático e evitar a operação da turbina de baixa pressão continuamente em cargas muito baixas. Isto pode ocasionar um acréscimo exagerado na erosão das palhetas dos últimos estágios¹⁹.

Considera-se que a limitação da potência mínima em 30% da potência nominal satisfaz as restrições acima.

4.4.6 - Porcentagem de Diminuição de Potência (CDPER)

Indica, para cada unidade, em quanto a potência pode ser diminuída. Varia de 0% (usinas onde não se admite redução de potência) até 70% (usinas que poderão operar com até 30% da potência nominal). Este índice é escolhido a critério do planejador.

4.4.7 - Fator de Capacidade de Operação (FCO)

O fator de capacidade de operação é aqui definido como a relação entre a potência média gerada pela usina e sua potência líquida nominal.

A relação linear entre queima de combustível nuclear e potência entregue pela unidade se supõe verdadeira durante as duas fases consideradas para a operação da central.

Assim, o fator de diminuição média diária de potência (A), ob-

tido através da simulação do núcleo do reator, para um dado fator de capacidade, deverá ser corrigido em função do fator de capacidade de operação no período de planejamento considerado, ou seja:

$$A_c = \frac{A \cdot FCO}{FCS} \quad , \quad (4.7)$$

onde A_c é o fator de diminuição média diária de potência corrigido, e FCS é o fator de capacidade de simulação ou de referência.

A determinação do fator de capacidade de operação da térmica nuclear é obtido, neste trabalho, simulando o carregamento prévio das unidades, até o último segmento disponível da última unidade nuclear, no período considerado. Este carregamento é feito para o dia útil típico. Determina-se, então, a energia gerada por cada nuclear, considerando-se sua posição na curva de carga e as disponibilidades de cada segmento. Obtém-se, a seguir, a potência média diária, que dividida pela potência nominal da central, fornece o fator de capacidade de operação. Este fator se supõe constante para todo o período, inclusive para os demais dias típicos do mesmo.

4.4.8 - Tipos de Usinas Nucleares

As usinas térmicas nucleares foram divididas em dois tipos: o tipo 1, englobando as usinas com recarga convencional (exigem parada para recarga), e o tipo 2, composto pelas usinas que permitem recarga contínua (em operação).

Nuclear tipo 1: o algoritmo desenvolvido efetua automaticamente a parada após o término do período de diminuição de potência com ganho de reatividade, fixado pela percentagem de redução de potência desejada. Após o tempo de parada da unidade, que é um dado conhecido, esta volta a operar normalmente, com o influxo de energia (recarga) fornecido.

Nuclear tipo 2: pode-se forçar uma parada para manutenção e recarga, que se dará automaticamente após o período de diminuição de potência com ganho de reatividade. Neste caso, será fornecida a duração (tempo) de parada. As recargas previstas para após a parada serão deslocadas no tempo pelo número de períodos que esta durou. Caso não seja indicada uma parada e ocorra uma interrupção de geração por falta de combustível, a usina voltará a operar automaticamente após a obtenção de uma recarga suficiente.

Em ambos os tipos de usina, uma recarga insuficiente para colocar a usina em condições de operar com todos os seus segmentos (potência nominal) implicará na retirada de operação definitiva da usina envolvida.

4.5 - O Algoritmo

O modelo de operação das usinas térmicas nucleares pode ser sintetizado através dos passos do algoritmo apresentado a seguir:

1 - Efetuar o carregamento prévio das unidades disponíveis para geração, até o último segmento disponível da última usina nuclear, para o dia útil típico do período sob planejamento. Determinar a energia gerada pelas nucleares.

Os passos seguintes são realizados para cada unidade geradora nuclear.

2 - Subtrair da energia disponível para o período (incluindo o influxo no período), a energia gerada, considerando-o composto somente por dias úteis típicos.

3 - Verificar se a energia disponível resultante é positiva. Se for, ir ao PASSO 11. Caso contrário, iniciar a fase de diminuição de potência com ganho de reatividade (PASSO 4).

4 - Determinar o fator de diminuição média diária de potência para fator de capacidade de operação (A_c).

4.1 - Obter o fator de diminuição média diária de potência para fator de capacidade de simulação (ou referência) da usina (A).

4.2 - Calcular o fator de capacidade de operação (FCO).

4.3 - Calcular o fator de diminuição média diária de potência corrigido (A_c):

$$A_c = \frac{A \cdot FCO}{FCS}$$

5 - Verificar quantos dias úteis do período, supostos consecutivos, podem ser atendidos à potência nominal, através da energia disponível pela unidade antes do carregamento prévio (K_1 dias de um total de K dias do período).

6 - Efetuar a diminuição de potência para os dias restantes ($K - K_1$) do período atual. Calcular a potência de geração no final do período (NP):

$$NP = MWU_a - MWU \cdot A_c \cdot (K - K_1), \quad (4.8)$$

onde MWU_a é a potência de operação no final do período anterior e MWU é a potência nominal da central.

7 - Determinar a potência média de operação no período ($MWUU_n$). Esta potência, que representa a média das potências máximas diárias durante o período, é obtida pela expressão:

$$MWUU_n = (MWUU_a \cdot K1 + ((MWUU_a + NP)/2) \cdot (K - K1))/K \quad (4.9)$$

A Figura 4.2 expressa graficamente a situação acima.

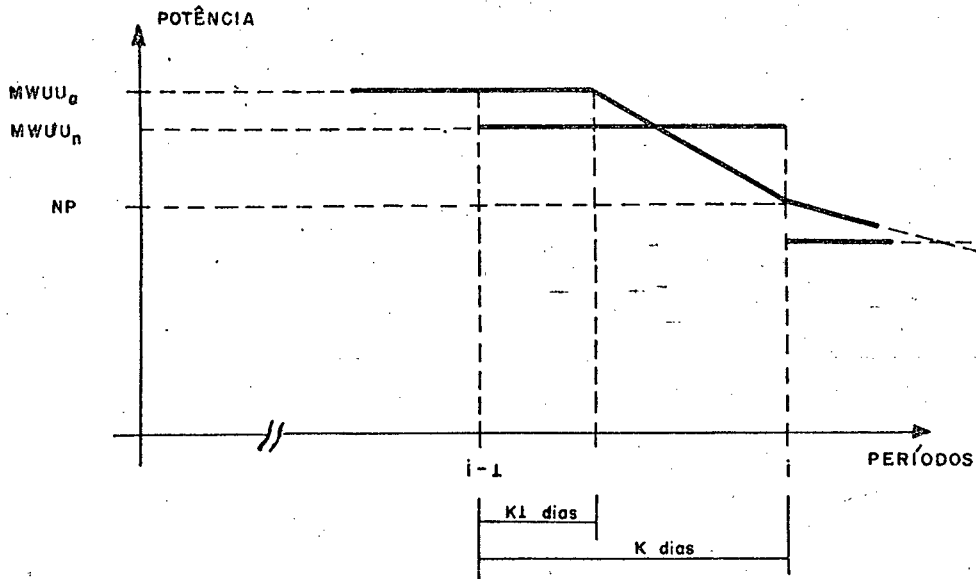


Figura 4.2 - Determinação da potência média ($MWUU_n$) de operação no período i .

8 - Verificar se a máquina ultrapassou a potência mínima permitida para operação:

$$NP < MWU \cdot (1 - CDPER/100) \quad (4.10)$$

Caso afirmativo, ir ao PASSO 13. Caso contrário, seguir ao PASSO 9.

9 - Verificar, pelo valor de potência média gerada no período atual ($MWUU_n$), com quantos segmentos a máquina deverá operar.

A Figura 4.3 ilustra o procedimento.

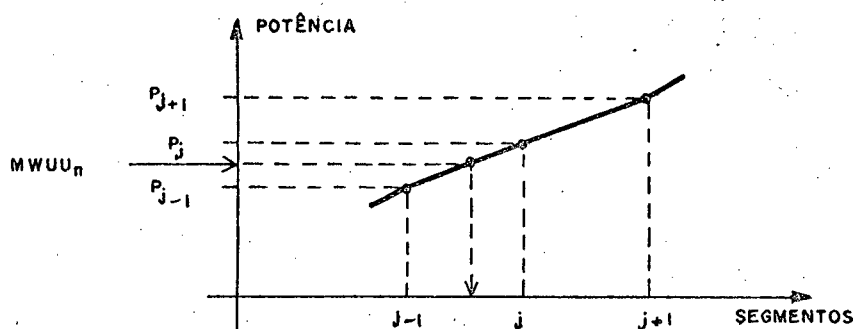


Figura 4.3 - Determinação do número de segmentos de potência disponíveis para operação.

Neste caso, a máquina operará com j segmentos, o último com potência reduzida.

10 - Modelar a nova máquina probabilística com j segmentos de potência e potência de $MWUU_n$ MW.

11 - Retornar ao valor de energia disponível anterior ao carregamento prévio. A máquina está pronta para o carregamento definitivo na forma do algoritmo de Slater.

12 - Se existirem mais nucleares, retornar ao PASSO 2. Caso contrário, partir para o carregamento definitivo, completo, executado para os três dias típicos (dia útil, sábado e domingo). No próximo período, retornar ao PASSO 1. FIM.

13 - Se a máquina atingiu a potência mínima, retirá-la de operação. Zerar o número de segmentos disponíveis, a potência média de operação e a energia disponível.

14 - Preparar a máquina para nova recarga. Determinar o período no qual a máquina voltará a operar. No período J ,

$$J_r = J + ISDD, \quad (4.11)$$

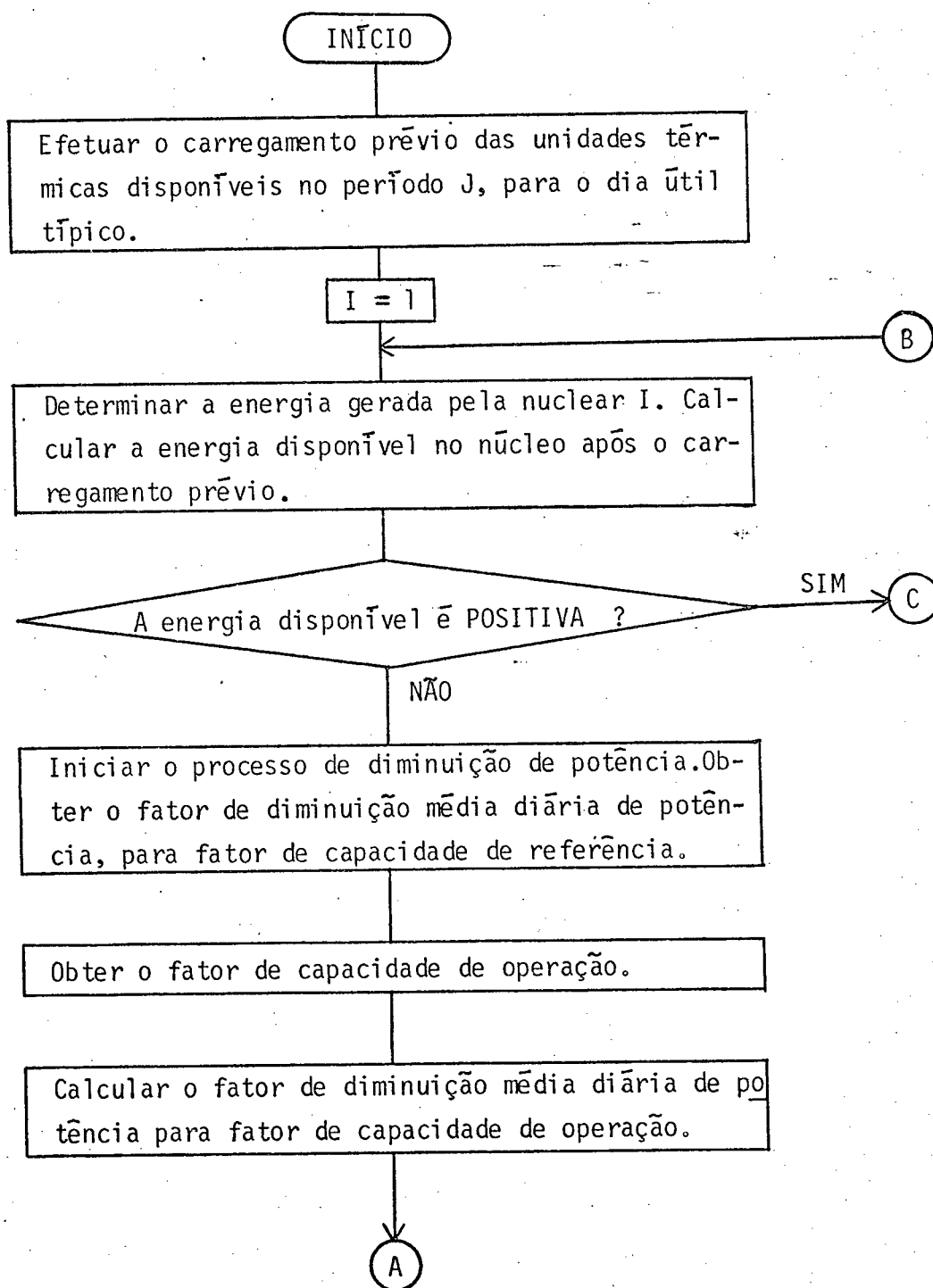
onde J_r é o período de retorno à operação da unidade considerada e ISDD é a duração da parada, em períodos.

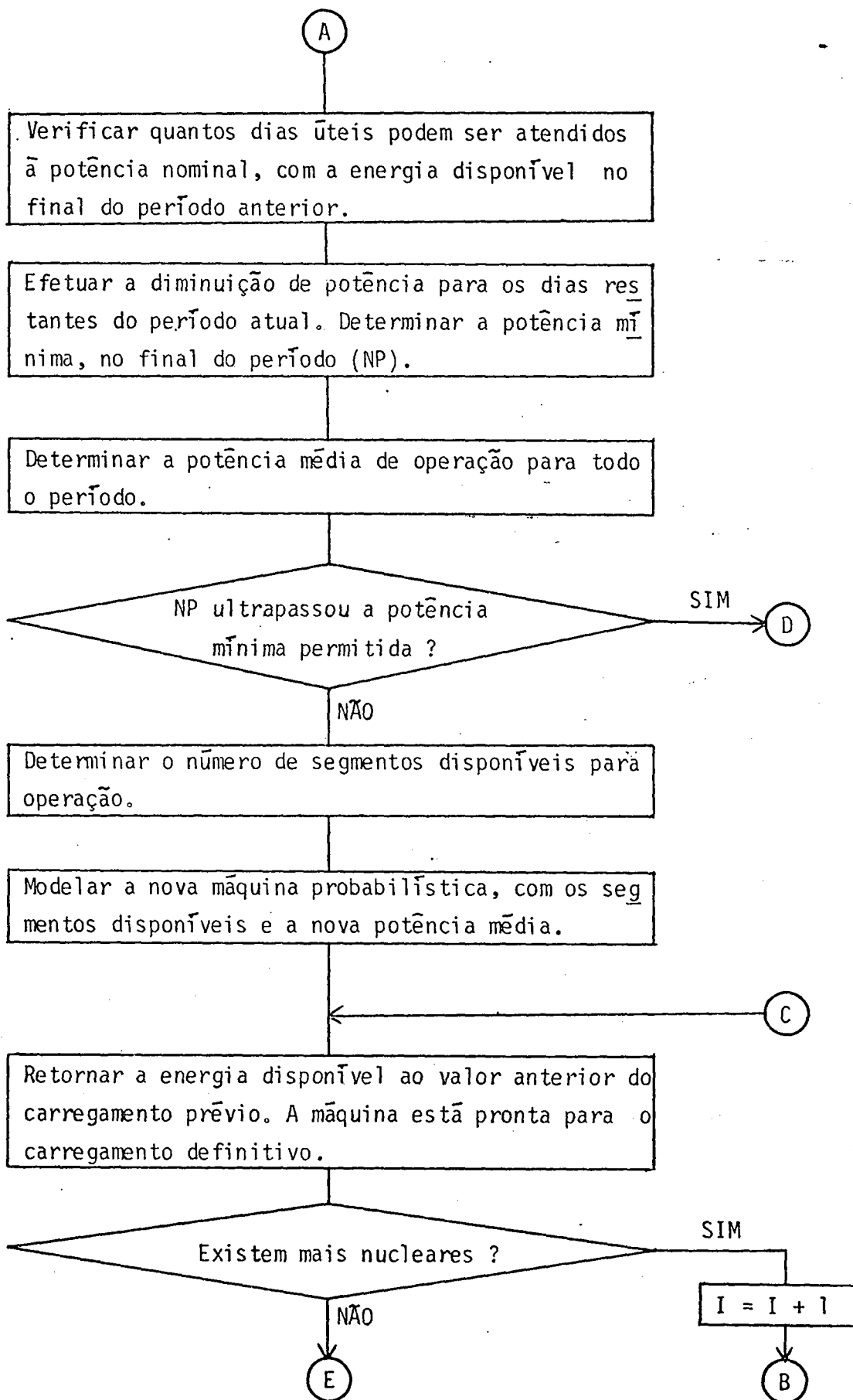
15 - Se houver algum problema com os dados de recarga, retirar a máquina definitivamente de operação. Avisar.

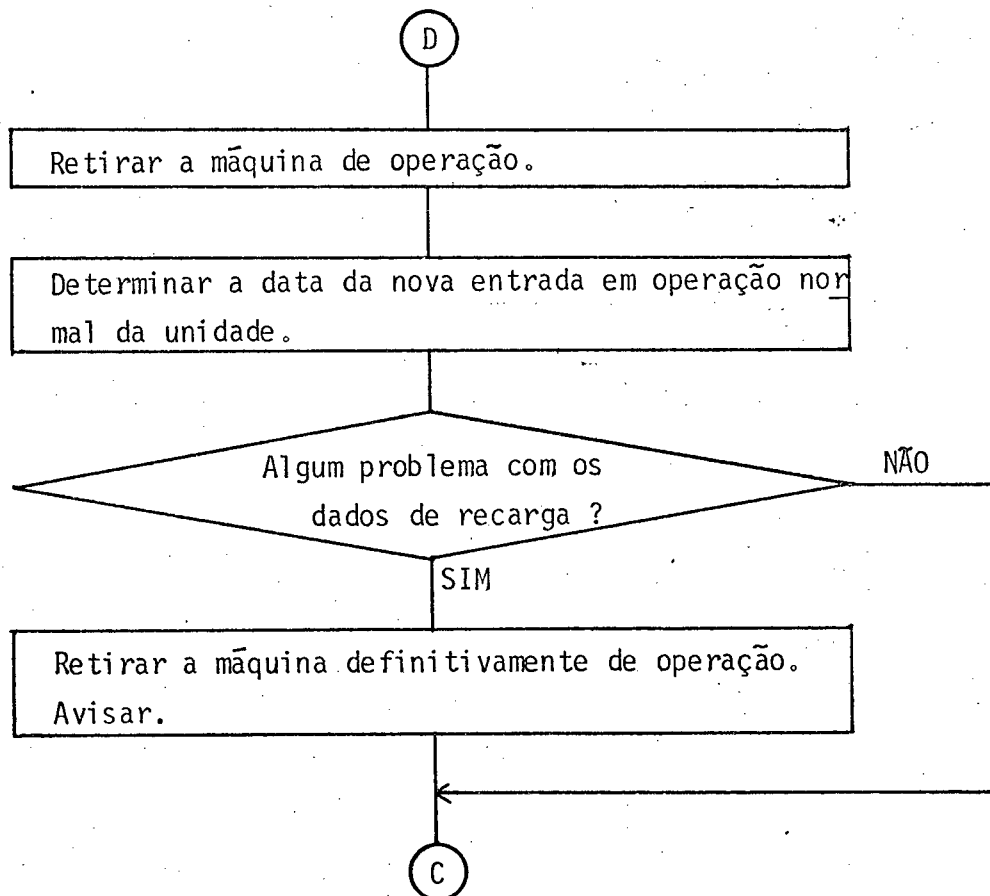
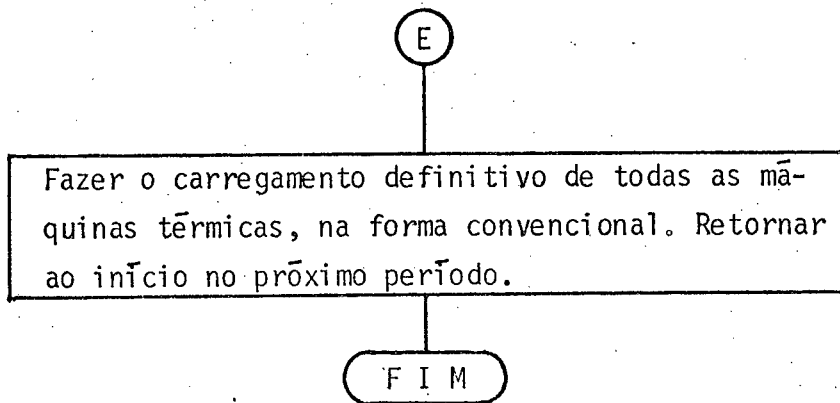
16 - Recuar ao PASSO 11.

4.6 - Fluxograma

Finalizando a apresentação do modelo, é apresentado a seguir o fluxograma simplificado do algoritmo apresentado no item anterior.







CAPÍTULO V

ANÁLISE DOS RESULTADOS

5.1 - Introdução

Alguns testes realizados com o modelo, bem como algumas análises e conclusões a respeito dos resultados obtidos são apresentados neste CAPÍTULO. Visam demonstrar as potencialidades do algoritmo programado e, principalmente, seu desempenho.

O principal objetivo das situações simuladas foi uma análise qualitativa do modelo desenvolvido, e, desta forma, alguns dados de entrada, notadamente os de recarga das nucleares, foram escolhidos não necessariamente para simular um caso prático, real, mas para obter-se certos resultados que conviham para uma análise mais completa e detalhada do modelo, em suas várias opções, e nas diversas condições de operação do sistema de energia elétrica.

5.2 - Considerações Iniciais

5.2.1 - Dados do Sistema

Os dados do sistema de energia elétrica são os apresentados no Item 2.8.2 (CAPÍTULO II). São consideradas cinco (5) usinas nucleares: PICKERING 1 (NUCLEAR 1), PICKERING 2 (NUCLEAR 2), PICKERING 3 (NUCLEAR 3), PICKERING 4 (NUCLEAR 4) e DOUGLAS 1 (NUCLEAR 5). As usinas do grupo PICKERING possuem potência líquida de 515 MW, dividida em cinco (5) segmentos, a saber, de 155 MW (potência mínima obrigatória para operação), 200 MW, 300 MW, 400 MW e de 515 MW. DOUGLAS 1 possui potência líquida de 208 MW, dividida em dois segmentos, de 63 MW (potência mínima obrigatória para operação) e de 208 MW.

5.2.2 - Dados para a Diminuição de Potência com Ganho de Reatividade

Foram utilizados os dados obtidos via simulação de Angra I, apresentados no Item 4.2 (CAPÍTULO IV). Supuseram-se válidos para todas as nucleares. Admitiu-se uma diminuição média diária de potência de 1,25%, ao fim da operação normal do núcleo, correspondente a um fator de capacidade de operação de 82%.

5.2.3 - Características de Produção Entrada-Saída das Unidades Geradoras Térmicas Nucleares

Adotou-se uma função quadrática, onde os coeficientes foram ajustados conforme os objetivos propostos em cada teste. A modificação da função custo, tendo em vista simular um aumento ou diminuição do custo de geração nuclear, foi feita pela multiplicação de todos os coeficientes da função por um escalar convenientemente escolhido.

5.2.4 - Influxos de Energia

Foram arbitrados valores convenientes, tendo em vista o que se pretendia mostrar em cada caso, dando ênfase maior ao desempenho das nucleares e do algoritmo. Em geral as recargas, para as usinas sob observação, foram bem aquêm de valores reais. O motivo, normalmente, foi demonstrar as reais capacidades do modelo em situações bem desfavoráveis. Na maioria das situações, os valores de recarga foram os mesmos para casos equivalentes, com divisão do intervalo de planejamento em doze (12) e cinquenta e dois (52) períodos. Tentou-se, desta forma, manter-se as mesmas configurações para situações equivalentes. A exceção foi feita quando da simulação de uma nuclear com recarga contínua, já que nesta situação se tentou mostrar o desempenho do algoritmo em condições de operação distintas, sem a preocupação de relacionar-se a situação simulada para doze (12) períodos com a de cinquenta e dois (52) períodos.

5.2.5 - Tempos de Parada

Arbitraram-se tempos de parada para manutenção e recarga baseados nos valores apresentados pela bibliografia consultada, para usinas do porte das simuladas. Para as usinas do grupo PICKERING adotou-se um tempo de dois (02) períodos, para intervalo de planejamento dividido em doze (12) períodos, e oito (08) períodos para divisão em cinquenta e dois (52) períodos. No caso DOUGLAS 1, arbitrou-se o tempo de parada em, respectivamente, três (03) e onze (11) períodos.

5.2.6 - Percentagem de Diminuição de Potência

Na maioria dos casos, permitiu-se a máxima diminuição de potência (70%) para a usina em observação. As demais usinas receberam energia abundante, não existindo, desta forma, necessidade de diminuição de potência, e assim este fator não influiu. Na simulação do desempenho de várias nucleares operando simultaneamente, foram arbitrados valores convenientes, de acordo com os objetivos do teste.

5.2.7 - Código Utilizado

O código utilizado (programa FORTRAN IV) foi o apresentado no Item 2.8.3 (CAPÍTULO II), com as modificações necessárias para permitir a introdução do modelo de operação de usinas nucleares, e o truncamento, opcional, da cauda da função distribuição de demanda não atendida modificada²⁰ (Item 2.8, CAPÍTULO II).

5.3 - Situações Simuladas e Resultados Obtidos

Simularam-se diversas condições de operação, passíveis de ocorrerem num caso real, que permitiram os testes e as análises do modelo de operação de usinas térmicas nucleares, dentro do modelo estocástico de produção de energia. Todos os testes foram feitos considerando-se inicialmente um intervalo de planejamento de doze (12) períodos, dividindo-se posteriormente este intervalo em cinquenta e dois (52) períodos. Buscou-se, neste último caso, um maior detalhamento da operação do sistema de energia elétrica.

Na maioria das situações foi simulada a operação com diminuição de potência com ganho de reatividade para apenas uma usina nuclear (NUCLEAR 4), considerada do tipo 1 (recarga convencional), ou seja, do tipo que exige uma parada completa para recarga. O objetivo foi permitir uma análise isolada do comportamento de uma usina nuclear em fase de diminuição de potência. As demais usinas nucleares, embora simuladas como tais, receberam um grande influxo inicial de energia, não entrando, desta forma, em processo de diminuição de potência.

São apresentadas a seguir as situações simuladas, com uma explicação do que representam e/ou para que servem. Os desempenhos da nuclear (ou nucleares) em cada situação são apresentados em forma de tabelas e gráficos.

Todas as alterações de dados foram feitas a partir de um conjunto básico de dados de entrada, escolhido para os testes, retornando-se à condição básica antes de iniciar-se uma nova simulação.

5.3.1 - Variação do Custo de Geração da Nuclear. Potência Mínima Fixada.

Nesta situação se deseja verificar a variação do desempenho de uma térmica nuclear frente a variações do seu custo de geração. Isto equivaleria, por exemplo, às variações dos preços do combustível nuclear no mercado internacional.

Fixou-se uma potência mínima de operação, no caso, 155 MW, o que implica, para o algoritmo utilizado, no carregamento obrigatório do primeiro segmento da unidade (potência mínima).

Adotou-se nos testes uma função custo básica e, posteriormente, a mesma função multiplicada por dezoito (X 18) e por trinta (X 30), forçando-se a nuclear a ocupar na curva de carga uma posição de base, intermediária e mais próxima da ponta, respectivamente.

As Tabelas 5.1a e 5.1b apresentam os resultados obtidos pela simulação, respectivamente para doze (12) e cinquenta e dois (52) períodos. As Figuras 5.1a e 5.1b apresentam graficamente estes resultados.

5.3.2 - Variação do Custo de Geração da Nuclear. Potência Mínima Livre.

É uma situação semelhante à anterior. Entretanto, com a potência mínima liberada, o carregamento dos segmentos de potência da usina nuclear é feito por um critério exclusivamente econômico, podendo, por conseguinte, a unidade ser carregada completamente na ponta. Adotou-se também aqui a função custo básica da situação anterior e a mesma função multiplicada por dezoito (X 18) e por trinta (X 30).

Os resultados obtidos para esta simulação se encontram nas Tabelas 5.2a e 5.2b, e ilustrados graficamente através das Figuras 5.2a e 5.2b, para doze (12) e cinquenta e dois (52) períodos.

5.3.3 - Variação da Disponibilidade da Nuclear.

O aumento ou diminuição da disponibilidade da usina térmica nuclear pode ocorrer por problemas técnicos e/ou manutenção. Uma outra forma de variar este fator visaria simular a conveniência ou não de operar a nuclear, tendo em vista, principalmente, a abundância ou não de energia hidroeletétrica.

Considerou-se, nesta situação, três casos, a saber: um com a disponibilidade original, do conjunto básico de dados, outro com uma diminuição de um décimo (- 0,1) nas disponibilidades de cada segmento, e, o terceiro, com uma diminuição de dois décimos (- 0,2), onde a nuclear apresentou sua menor disponibilidade. Os valores originais das disponibilidades são 0,9400; 0,9000; 0,8700; 0,8400 e 0,8000, respectivamente para os segmentos de 155, 200, 300, 400 e 515 MW das unidades Pickering.

Nas Tabelas 5.3a e 5.3b e nas Figuras 5.3a e 5.3b estão os resultados obtidos nesta simulação.

5.3.4 - Variação da Demanda dos consumidores

O aumento ou diminuição da demanda dos consumidores, em relação a um valor esperado ou previsto, é uma das formas de variar a demanda térmica, ou seja, aquela parte da demanda a ser atendida pelas usinas térmicas, convencionais ou nucleares.

Nesta situação simularam-se aumentos da demanda em 50% e 10% e diminuições de 50% e 10%, em relação ao valor previsto. Adotou-se a função custo da nuclear multiplicada por dezoito ($\times 18$), pois com a função custo básica a nuclear está muito na base da curva de carga, de forma que o aumento da demanda pouco ou nada deveria influir.

Os resultados se encontram nas Tabelas 5.4a e 5.4b, representadas graficamente, para aumento e diminuição de demanda em 50%, juntamente para o caso da demanda prevista, nas Figuras 5.4a e 5.4b, para doze (12) e cinquenta e dois (52) períodos, respectivamente.

5.3.5 - Variação da Disponibilidade Hidroelétrica

O aumento ou diminuição da disponibilidade de geração hidroelétrica, decorrente, principalmente, de condições hidrológicas favoráveis ou não, é outra forma de variar a demanda térmica, diminuindo-a ou aumentando-a, respectivamente.

O aumento da disponibilidade hidroelétrica foi simulado pela "conversão" de 5740 MW térmicos em hidroelétricos, com a atribuição de custo de geração zero e altas disponibilidades de seus segmentos para algumas usinas, que desta forma passaram a atuar na base da curva de carga. Já a diminuição da disponibilidade hidroelétrica foi simulada pela elevação do custo de geração, liberação de potência mínima e diminuição das disponibilidades de algumas usinas de base, que assim foram deslocadas para posições superiores da curva de carga, com o conseqüente deslocamento da nuclear mais para a base.

Nas Tabelas 5.5a e 5.5b se encontram os resultados obtidos, ilustrados graficamente através das Figuras 5.5a e 5.5b.

5.3.6 - Desempenho Simultâneo das Nucleares

Aqui se procurou mostrar a operação simultânea de várias usinas nucleares (cinco (5) ao todo, conforme Item 5.2.1), com diferentes influxos iniciais de energia, percentagens de diminuição de potência (PICKERING 1 e 2 : 50% ; PICKERING 3 : 35% ; PICKERING 4 : 70% ; DOUGLAS 1 : 60%), tempos de

parada, custos de geração, potências disponíveis e influxos de recarga.

Os resultados oriundos desta simulação estão nas Tabelas 5.6a e 5.6b e Figuras 5.6a e 5.6b.

5.3.7 - Desempenho da Nuclear com a Variação de TC

Aproveitou-se o caso anterior, um dos que consumiu mais tempo de processamento (execução), onde o índice de truncamento da cauda da função distribuição de demanda não atendida modificada (TC) utilizado foi zero (sem truncamento). Variou-se então este índice para 10^{-3} , 10^{-4} (valor indicado pelos testes do Item 2.8.4) e 10^{-5} . Objetivou-se, com isto, a observação da variação do tempo de execução e da exatidão dos resultados com a variação de TC. A usina observada foi a NUCLEAR 4.

As Tabelas 5.7a e 5.7b, juntamente com as Figuras 5.7a e 5.7b mostram os resultados da simulação. Os tempos de execução em função de TC, para doze (12) e cinquenta e dois (52) períodos, estão reunidos na Tabela 5.9 e apresentados na Figura 5.9, graficamente.

5.3.8 - Desempenho de uma Nuclear com Recarga Contínua

Com o propósito de verificar-se as possibilidades de simulação de uma usina nuclear com recarga contínua, ou seja, aquela que não precisa de parada programada para recarga, converteu-se a usina NUCLEAR 4 numa térmica nuclear tipo 2 (recarga contínua). As demais foram mantidas como do tipo 1 (recarga convencional), com um grande influxo inicial de energia (não pararam, nem reduziram potência).

Neste teste, dois casos foram considerados. No primeiro, considerou-se a operação da nuclear sem parada programada para recarga, com influxos de energia (recargas contínuas) sendo introduzidas ao longo de sua operação. Estes influxos ocorreram no início dos períodos 01, 04 e 10, para intervalo de planejamento dividido em doze (12) períodos, e 01, 23 e 42, para divisão em cinquenta e dois (52) períodos. No segundo caso, considerando-se uma parada programada para recarga e manutenção, os influxos ocorreram nos períodos 01, no período de reinício da operação após parada (automático) e no período 08, sujeito a adiamento conforme tempo de parada (Item 4.4.8), para doze (12) períodos. No caso de cinquenta e dois (52) períodos, este último influxo foi previsto para o período 30.

Os resultados da simulação se encontram nas Tabelas 5.8a e 5.8b,

respectivamente para doze (12) e cinquenta e dois (52) períodos. As Figuras 5.8a e 5.8b ilustram estes resultados.

5.3.9 - Verificação do Tempo de Processamento

A título de curiosidade, simularam-se, ainda, mais dois casos. No primeiro consideraram-se todas as nucleares com energia suficiente para operação em todo o intervalo de planejamento (grande influxo inicial), sem necessidade de diminuição de potência e sem paradas programadas. No segundo, "converteram-se" todas as nucleares em térmicas convencionais, mantendo-se, entretanto, as mesmas funções custo, disponibilidades, etc... A fixação da potência mínima foi mantida. Os resultados obtidos, evidentemente, foram iguais, a não ser o acompanhamento da energia disponível, feito no primeiro caso.

O interesse destes testes foi a obtenção dos tempos de execução necessários para cada caso, e sua comparação com o tempo necessário para simular várias nucleares operando simultaneamente (Item 5.3.6). Estes tempos mostram a evolução do custo da simulação, em termos de tempo de CPU (tempo de máquina), com o aumento das possibilidades oferecidas pelo algoritmo.

A Tabela 5.10, ilustrada graficamente pela Figura 5.10, mostra esta evolução.

5.4 - Análises e Conclusões

Pela análise dos resultados obtidos, mostrados nas tabelas e figuras do item anterior (Item 5.3), várias observações podem ser feitas e importantes conclusões podem ser tiradas a respeito do modelo desenvolvido e do algoritmo programado, bem como da operação das usinas térmicas nucleares, obtida através deste modelo:

1 - A divisão do intervalo de planejamento em cinquenta e dois (52) períodos, mostra com melhor precisão a operação da nuclear, fornecendo com melhor exatidão o instante da parada obrigatória, ao ser atingida a potência mínima permitida para operação, escolhida pelo planejador do sistema. Já era o esperado.

2 - Como a diminuição de potência com ganho de reatividade é função direta do fator de capacidade de operação da unidade geradora considerada, os "degraus" de diminuição de potência são maiores no início da fase da redução, decrescendo a seguir. Este efeito, mais visível quanto mais na base da

curva de carga está operando a unidade, é explicado da seguinte forma: quanto maior a potência disponível, menor é a energia gerada e, conseqüentemente, o fator de capacidade de operação, implicando numa menor diminuição da potência. Nos casos de cinquenta e dois (52) períodos evidencia-se uma tendência exponencial da diminuição de potência com ganho de reatividade.

3 - As durações das paradas programadas foram as especificadas, para cada unidade geradora.

4 - Pode-se evitar a diminuição de potência, parando-se a unidade ao término da fase de operação normal, zerando-se a percentagem de diminuição de potência. Aliás, o algoritmo permite a parada forçada da unidade em qualquer período, zerando seus segmentos disponíveis neste período, através dos dados de entrada.

5 - Variação do custo de geração da nuclear. Potência mínima fixada: quanto mais barata for a energia fornecida pela nuclear, mais segmentos estarão operando na base e, desta forma, maior será o seu fator de capacidade de operação. Assim, no caso de diminuição de potência, para uma mesma energia inicial, mais rapidamente e de forma mais acentuada se dará o início da fase de diminuição de potência com ganho de reatividade. O contrário se dá com o aumento do custo, onde a nuclear prolonga seu ciclo de operação, embora, por outro lado, não seja, normalmente, uma situação economicamente vantajosa. Através dos gráficos das Figuras 5.1a e 5.1b pode-se observar estas situações.

6 - Variação do custo de geração da nuclear. Potência mínima livre: também aqui, em função do custo de geração, diferentes posições da curva de carga são ocupadas pela nuclear, como se pode deduzir pelo valor do fator de capacidade de operação em cada caso. Deve-se observar que, com a liberação do primeiro segmento da base (potência mínima livre), a adoção de um custo mais elevado (Curva 3, Figuras 5.2a e 5.2b) levou a nuclear a ocupar uma posição totalmente de ponta, sendo, na prática, inconcebível sua operação nesta função. Como no caso anterior, não houve grande variação entre as Curva 1 (custo básico) e Curva 2 (custo básico multiplicado por dezoito), já que a nuclear, com estes custos, está ocupando posições de base com a maioria de seus segmentos. As Figuras 5.2a e 5.2b mostram esta situação.

7 - É possível simular a nuclear totalmente na base como normalmente é utilizada na prática, especificando sua potência disponível no período como potência mínima permitida para operação.

8 - Variação da disponibilidade da nuclear: quanto menos disponível, menor é a quantidade de energia gerada por período, menor o fator de capacidade de operação e, conseqüentemente, maior tempo de operação é possível. Isto é o que se observa nas Tabelas 5.3a e 5.3b e Figuras 5.3a e 5.3b.

9 - Variação da demanda dos consumidores: na situação simulada, onde a nuclear possui alguns segmentos em posições superiores da curva de carga, uma maior demanda implica em operar estes segmentos mais na base. Isto resulta numa maior energia gerada (maior fator de capacidade de operação) e antecipação da data da parada automática da unidade para recarga e manutenção. O contrário ocorre com uma diminuição de demanda. As Tabelas 5.4a e 5.4b e as Figuras 5.4a e 5.4b mostram esta tendência. Entretanto, deve ser observado que, apesar das grandes variações de demanda, os efeitos resultantes foram relativamente discretos. Outra observação que deve ser feita é a ocorrência de uma certa "oscilação" do fator de capacidade entre os casos simulados, com algumas inversões entre as curvas para alguns períodos. Isto se deve ao fato do algoritmo, com o fim de simular situações reais de operação, a partir de um certo valor de probabilidade de perda de carga, escolhido a critério do usuário, completa o carregamento das unidades que já possuem segmentos carregados para então introduzir as demais unidades (de "ponta") disponíveis no período, formando, então, a reserva do sistema. Desta forma, dependendo da carga no período, ocorre uma mudança da filosofia de carregamento das unidades, alterando a configuração do parque gerador e justificando os resultados obtidos.

10 - Variação da disponibilidade hidroelétrica: aqui, uma menor geração hidroelétrica implica em menos energia na base, e, conseqüentemente, os segmentos superiores da nuclear são deslocados para posições inferiores da curva de carga, com aumento do seu fator de capacidade e diminuição do tempo de operação entre recargas. O contrário ocorre com o aumento da geração hidroelétrica. É a tendência observada nas Tabelas 5.5a e 5.5b e Figuras 5.5a e 5.5b, onde as observações feitas no parágrafo anterior (9), relativas às "oscilações" do fator de capacidade, também aqui são aplicadas.

11 - Desempenho simultâneo das nucleares: os tempos de parada, a diminuição de potência, datas de recarga e percentagens de diminuição de potência para cada caso, ocorreram de acordo com o esperado. Devido às posições tipicamente de base das usinas nucleoeletricas simuladas, muito pouca influência a saída de uma unidade exerceu sobre as demais, mesmo sobre aquelas em fase de diminuição de potência, cabendo ao resto do sistema ou às compras de energia

suprir as perdas de geração.

12 - Desempenho da nuclear com a variação de TC: os resultados foram os esperados, ou seja, uma diminuição do tempo de processamento com o aumento de TC, mas com o prejuízo na exatidão dos resultados (Tabelas 5.7a, 5.7b e 5.9, juntamente com as Figuras 5.7a, 5.7b e 5.9). Entretanto, para avaliação unicamente do desempenho da nuclear, os resultados obtidos para $TC = 10^{-3}$ são ainda satisfatórios, notadamente para o caso de divisão do intervalo de planejamento em doze (12) períodos. Por outro lado, neste caso, a economia de tempo não é tão significativa, já que os períodos são poucos.

13 - Desempenho de uma nuclear com recarga contínua: várias observações podem ser feitas a partir das Tabelas 5.8a e 5.8b e Figuras 5.8a e 5.8b:

- No caso de não existir parada programada para recarga e manutenção, três situações podem ocorrer. A primeira é uma recarga com a usina operando ainda em seu ciclo normal, ou seja, sem diminuição de potência. A segunda, uma recarga quando a usina já se encontra em fase de diminuição de potência com ganho de reatividade. Neste caso, ocorre o decaimento de potência proporcionalmente ao fator de capacidade de operação no período, como nos casos vistos anteriormente, até que um novo influxo de energia (nova carga de combustível nuclear) coloque novamente a usina em condições de operar a plena potência. É o que se observa entre os períodos 01 e 04 (Curva 1) ou 07 e 10 (Curva 2) da Figura 5.8a e os períodos 33 e 42 (Curva 1) ou 35 e 38 (Curva 2) da Figura 5.8b. A terceira situação é um atraso na recarga. Aqui a usina, se for permitido, prolonga sua operação através da diminuição de potência com ganho de reatividade, até atingir sua potência mínima, quando então é automaticamente retirada de operação, somente voltando a operar após a ocorrência de um novo influxo. É o que se percebe entre os períodos 04 e 10 (Curva 1), na Figura 5.8a ou entre os períodos 06 e 23 (Curva 1), na Figura 5.8b.

- No caso de haver parada programada, não sendo especificada uma data para tal, ocorre a diminuição de potência com ganho de reatividade até o valor permitido, de forma idêntica às das usinas com parada obrigatória para recarga. No retorno à operação, novo influxo é introduzido automaticamente, colocando a usina novamente em plenas condições de operação. Isto acontece entre os períodos 01 e 06 (Curva 2) da Figura 5.8a e 05 e 26 (Curva 2), da Figura 5.8b. Deve ser observado que os influxos posteriores foram deslocados de dois períodos (tempo de parada), no caso de planejamento de doze (12) períodos.

Assim, o influxo previsto para o início do período 08 ocorreu no início do período 10. No caso de cinquenta e dois (52) períodos, este deslocamento foi de 08 períodos (do início do período 29 para o início do período 37), com o tempo de parada de 08 períodos. No mais, o funcionamento do reator nuclear é semelhante ao caso de não haver parada programada.

14 - Adotando-se intervalos e valores convenientes de recarga, e dependendo do intervalo e duração das paradas para manutenção, pode-se obter com a nuclear de recarga contínua, um maior fator de capacidade de operação médio para longos períodos, sem necessidade de grandes recargas no início do ciclo de operação, como exigiria uma nuclear com recarga convencional.

15 - Tempo de processamento: como não poderia deixar de ser, ocorre um aumento significativo do tempo de processamento (Tabela 5.10 e Figura 5.10) à medida que mais nucleares são colocadas no sistema. Este aumento é mais sensível, logicamente, para divisão do intervalo de planejamento em cinquenta e dois (52) períodos.

PERÍODO	CUSTO DE GERAÇÃO DA NUCLEAR (POT. MÍN. FIXADA).					
	BÁSICO		X 18		X 30	
	P O T	F. CAP.	P O T	F. CAP.	P O T	F. CAP.
01	515	87,23	515	77,99	515	58,88
02	494	83,97	515	77,49	515	56,46
03	324	56,97	421	70,47	486	53,89
04	0	0,0	248	44,06	364	45,58
05	0	0,0	0	0,0	252	35,95
06	515	87,23	0	0,0	0	0,0
07	490	83,34	515	78,68	0	0,0
08	311	54,85	515	76,26	515	60,04
09	0	0,0	427	69,56	515	60,03
10	0	0,0	262	46,07	474	49,83
11	515	87,23	0	0,0	352	41,99
12	490	83,35	0	0,0	245	33,29

Tabela 5.1a - Variação do custo de geração da nuclear. Potência mínima fixada (12 períodos); P O T : potência de operação no período (MW) ; F. CAP.: fator de capacidade de operação no período (%); X 18 : custo básico (de teste) multiplicado por 18 ; X 30 : custo básico, multiplicado por 30.

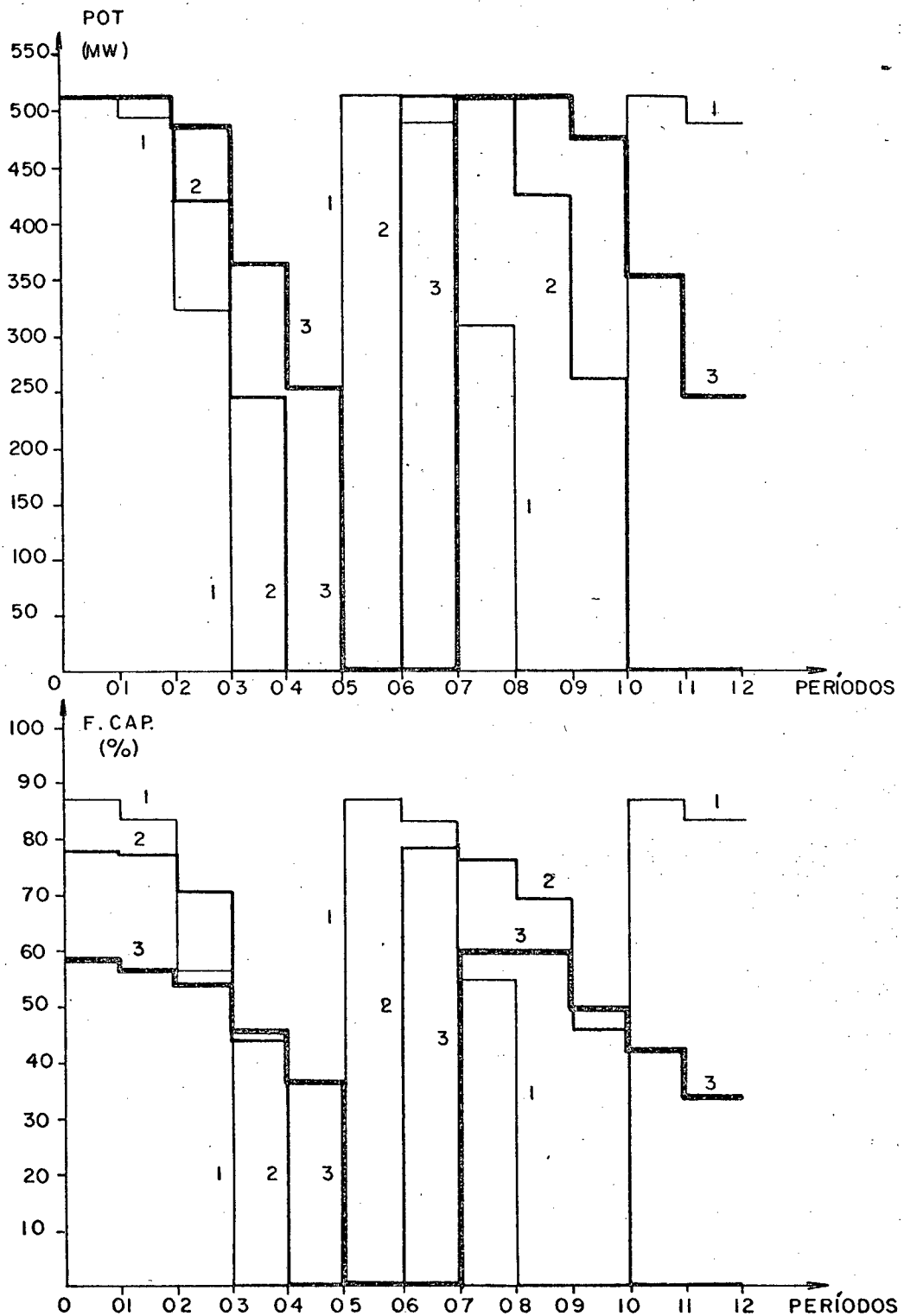


Figura 5.1a - Variação do custo de geração da nuclear. Potência mínima fixada (12 períodos). NO ALTO : potência de operação (MW) versus período. EMBAIXO : fator de capacidade de operação (%) versus período. Curva 1 (linha fina) : custo básico; Curva 2 (linha média) : custo básico multiplicado por dezoito ($\times 18$); Curva 3 (linha grossa) : custo básico multiplicado por trinta ($\times 30$).

PERÍODO	CUSTO DE GERAÇÃO DA NUCLEAR (POT. MÍN. FIXADA)					
	BÁSICO		X 18		X 30	
	P O T	F.CAP.	P O T	F.CAP.	P O T	F.CAP.
01	515	87,23	515	76,66	515	55,15
02	515	87,23	515	77,88	515	58,45
03	515	87,23	515	77,88	515	58,45
04	515	87,23	515	77,88	515	58,45
05	515	87,23	515	77,36	515	55,96
06	515	87,23	515	77,36	515	55,96
07	511	86,61	515	77,36	515	55,96
08	470	80,24	508	76,87	515	55,96
09	424	73,09	470	73,88	515	54,00
10	382	66,43	429	70,80	515	54,00
11	344	60,23	389	67,25	508	53,66
12	309	54,52	351	61,10	480	52,18
13	277	49,17	316	54,69	451	49,63
14	249	44,44	285	50,25	425	47,32
15	223	40,04	256	45,35	399	46,66
16	200	36,16	230	41,07	374	45,13
17	179	32,49	206	36,74	347	47,98
18	0	0,0	184	33,17	320	43,72
19	0	0,0	165	29,93	298	38,16
20	0	0,0	0	0,0	277	36,93
21	0	0,0	0	0,0	257	35,70
22	0	0,0	0	0,0	237	35,47
23	0	0,0	0	0,0	218	33,93
24	0	0,0	0	0,0	199	32,37
25	0	0,0	0	0,0	181	30,78
26	515	87,23	0	0,0	164	28,89
27	515	87,23	0	0,0	0	0,0
28	515	87,23	515	78,50	0	0,0
29	515	87,23	515	78,50	0	0,0
30	515	87,23	515	78,50	0	0,0
31	515	87,23	515	74,85	0	0,0
32	511	86,60	515	74,85	0	0,0
33	470	80,24	515	74,71	0	0,0
34	424	73,09	515	74,85	0	0,0
35	382	66,43	511	76,77	515	62,08
36	344	60,23	477	72,84	515	58,11
37	309	54,52	437	69,66	515	58,11
38	277	49,17	398	67,45	515	58,11
39	249	44,44	361	61,54	515	55,63
40	223	40,04	326	56,49	515	54,18
41	200	36,16	294	51,88	515	54,18
42	179	32,49	264	46,87	515	54,18
43	0	0,0	237	42,35	515	54,18
44	0	0,0	213	38,35	515	56,18
45	0	0,0	191	34,58	507	56,72
46	0	0,0	171	31,09	476	48,35
47	0	0,0	0	0,0	447	46,14
48	0	0,0	0	0,0	421	45,32
49	0	0,0	0	0,0	395	41,95
50	0	0,0	0	0,0	370	43,72
51	515	87,23	0	0,0	347	39,64
52	515	87,23	0	0,0	324	39,00

Tabela 5.1b - Variação do custo de geração da nuclear. Potência mínima fixada (52 períodos); P O T : potência de operação no período (MW) ; F.CAP : fator de capacidade de operação no período (%); X 18 : custo básico (de teste) multiplicado por 18 ; X 30 : custo básico, multiplicado por 30.

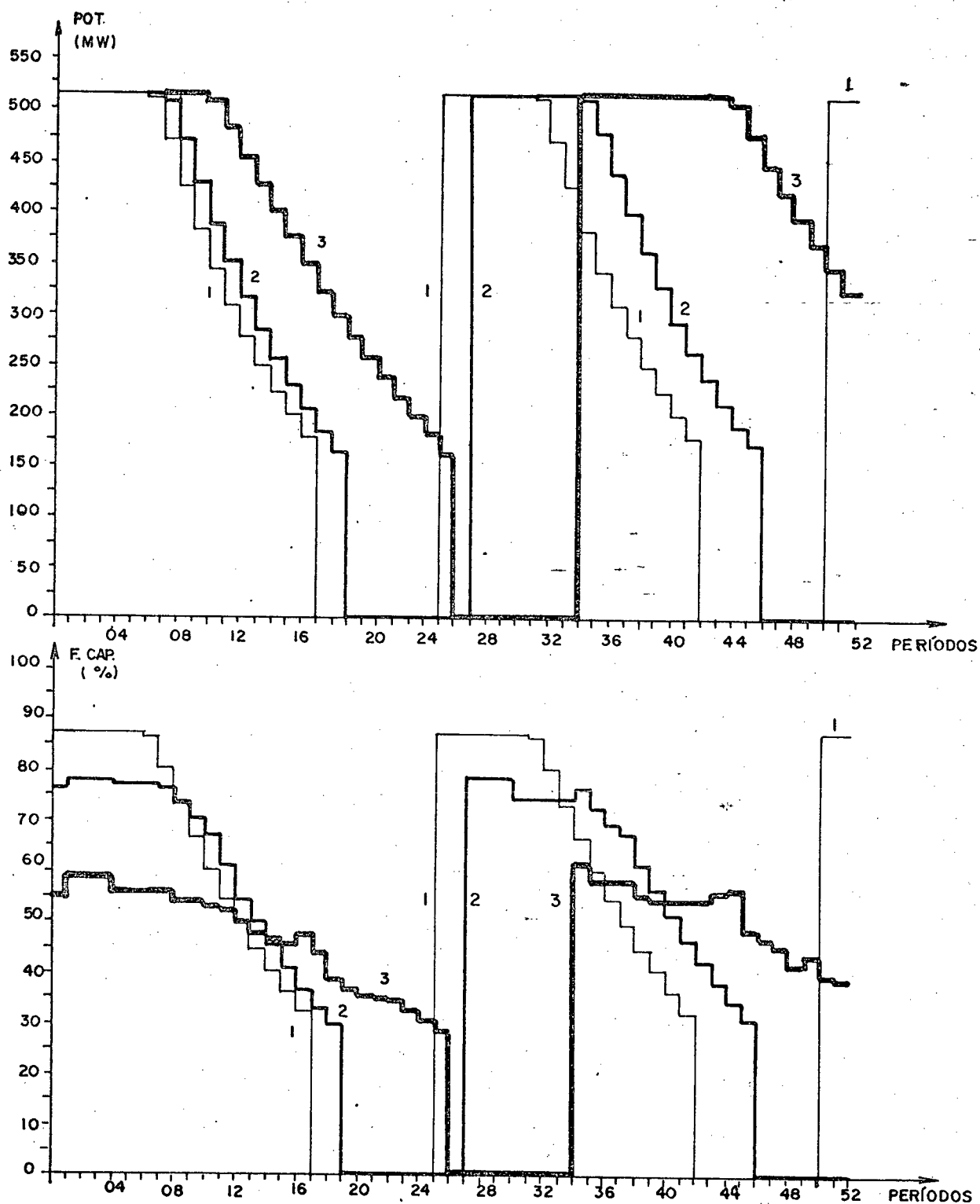


Figura 5.1b - Variação do custo de geração da nuclear. Potência mínima fixada (52 períodos). NO ALTO : potência de operação (MW) versus período. EMBAIXO : fator de capacidade de operação (%) versus período. Curva 1 (linha fina) : custo básico; Curva 2 (linha média) : custo básico multiplicado por dezoito (x 18); Curva 3 (linha grossa) : custo básico multiplicado por trinta (x 30).

PERÍODO	CUSTO DE GERAÇÃO DA NUCLEAR (POT.MÍN.LIVRE)					
	BÁSICO		X 18		X 30	
	P O T	F.CAP.	P O T	F.CAP.	P O T	F.CAP.
01	515	87,23	515	77,99	515	6,06
02	494	83,97	515	77,50	515	6,21
03	324	56,97	421	70,47	515	2,16
04	0	0,0	248	44,06	515	0,10
05	0	0,0	0	0,0	515	0,00
06	515	87,23	0	0,0	515	0,00
07	490	83,34	515	78,68	515	0,00
08	311	54,85	515	76,26	515	0,00
09	0	0,0	427	69,56	515	0,02
10	0	0,0	262	46,07	515	0,18
11	515	87,23	0	0,0	515	0,59
12	490	83,35	0	0,0	515	4,71

Tabela 5.2a - Variação do custo de geração da nuclear. Potência mínima livre (12 períodos); P O T : potência de operação no período (MW) ; F.CAP.: fator de capacidade de operação no período (%); X 18 : custo básico (de teste) multiplicado por 18 ; X 30 : custo básico, multiplicado por 30.

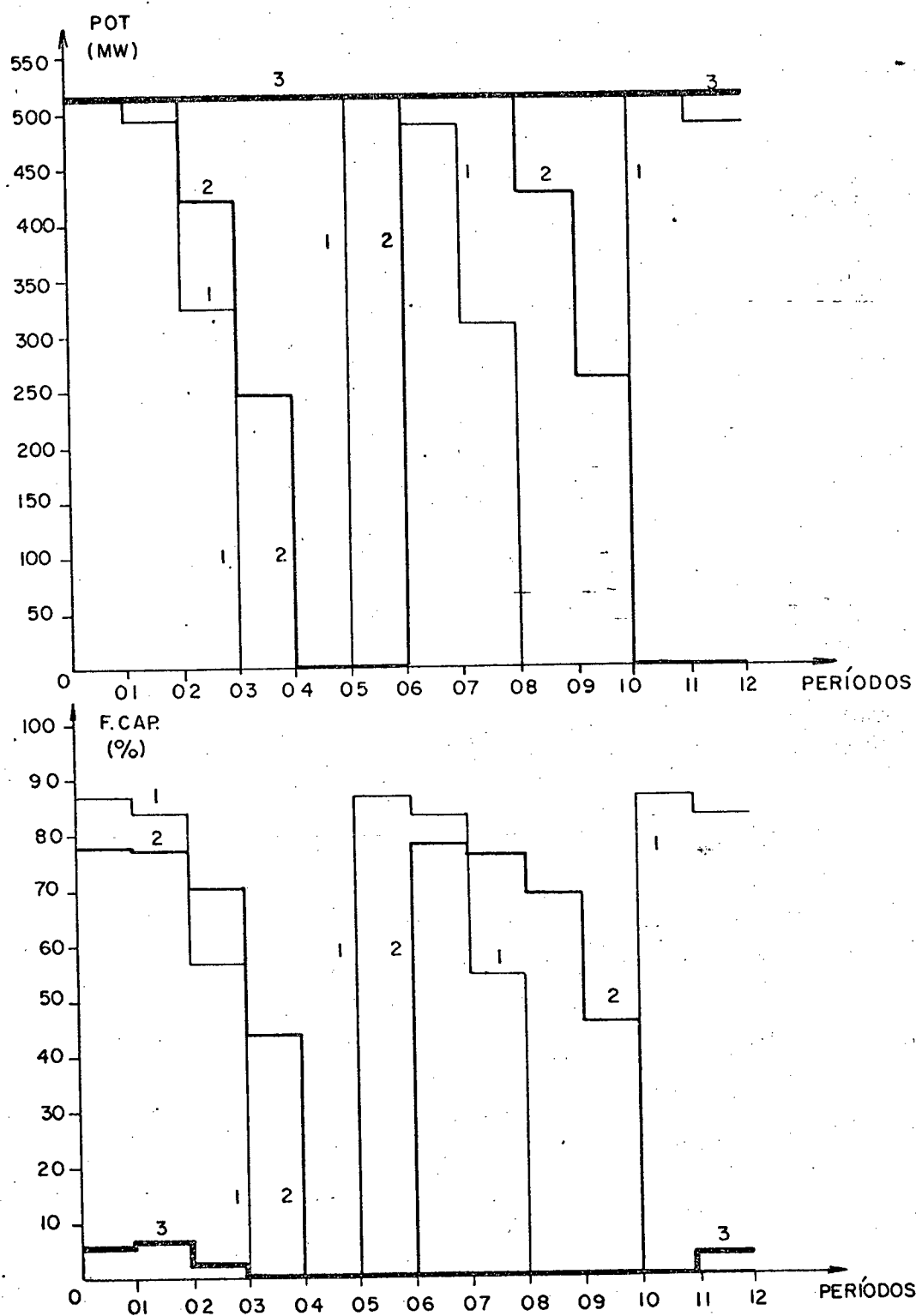


Figura 5.2a - Variação do custo de geração da nuclear. Potência mínima livre (12 períodos). NO ALTO : potência de operação (MW) versus período. EMBAIXO : fator de capacidade de operação (%) versus período. Curva 1 (linha fina) : custo básico; Curva 2 (linha média) : custo básico multiplicado por dezoito (x 18); Curva 3 (linha grossa) : custo básico multiplicado por trinta (x 30).

PERÍODO	CUSTO DE GERAÇÃO DA NUCLEAR (POT.MÍN.LIVRE)					
	BÁSICO		X 18		X 30	
	P O T	F.CAP.	P O T	F.CAP.	P O T	F.CAP.
01	515	87,23	515	76,66	515	7,84
02	515	87,23	515	77,88	515	5,90
03	515	87,23	515	77,88	515	5,90
04	515	87,23	515	77,88	515	5,90
05	515	87,23	515	77,36	515	5,35
06	515	87,23	515	77,36	515	5,35
07	511	86,61	515	77,36	515	5,35
08	470	80,24	508	76,87	515	5,35
09	424	73,09	470	73,88	515	1,69
10	382	66,43	429	70,80	515	1,69
11	344	60,23	389	67,25	515	1,69
12	309	54,52	351	61,10	515	1,69
13	277	49,17	316	54,67	515	0,08
14	249	44,43	285	50,25	515	0,13
15	223	40,04	256	45,33	515	0,08
16	200	36,16	230	41,05	515	0,08
17	179	32,49	206	36,72	515	0,00
18	0	0,0	184	33,17	515	0,00
19	0	0,0	165	29,91	515	0,00
20	0	0,0	0	0,0	515	0,00
21	0	0,0	0	0,0	515	0,00
22	0	0,0	0	0,0	515	0,00
23	0	0,0	0	0,0	515	0,00
24	0	0,0	0	0,0	515	0,00
25	0	0,0	0	0,0	515	0,00
26	515	87,23	0	0,0	515	0,00
27	515	87,23	0	0,0	515	0,00
28	515	87,23	515	78,49	515	0,00
29	515	87,23	515	78,49	515	0,00
30	515	87,23	515	78,49	515	0,00
31	515	87,23	515	74,85	515	0,00
32	511	86,61	515	74,85	515	0,00
33	470	80,24	515	74,71	515	0,00
34	424	73,09	515	74,85	515	0,00
35	382	66,43	511	76,77	515	0,03
36	344	60,23	477	72,84	515	0,02
37	309	54,52	437	69,66	515	0,02
38	277	49,16	398	67,44	515	0,02
39	249	44,43	361	61,54	515	0,10
40	223	40,04	326	56,49	515	0,06
41	200	36,16	294	51,88	515	0,06
42	179	32,49	264	46,87	515	0,06
43	0	0,0	237	42,35	515	0,06
44	0	0,0	213	38,35	515	0,54
45	0	0,0	191	34,58	515	0,54
46	0	0,0	171	31,09	515	0,54
47	0	0,0	0	0,0	515	0,54
48	0	0,0	0	0,0	515	3,51
49	0	0,0	0	0,0	515	5,58
50	0	0,0	0	0,0	515	4,73
51	515	87,23	0	0,0	515	5,58
52	515	87,23	0	0,0	515	3,08

Tabela 5.2b - Variação do custo de geração da nuclear. Potência mínima livre (52 períodos); P O T : potência de operação no período (MW) ; F.CAP.: fator de capacidade de operação no período (%); X 18 : custo básico (de teste) multiplicado por 18 ; X 30 : custo básico, multiplicado por 30.

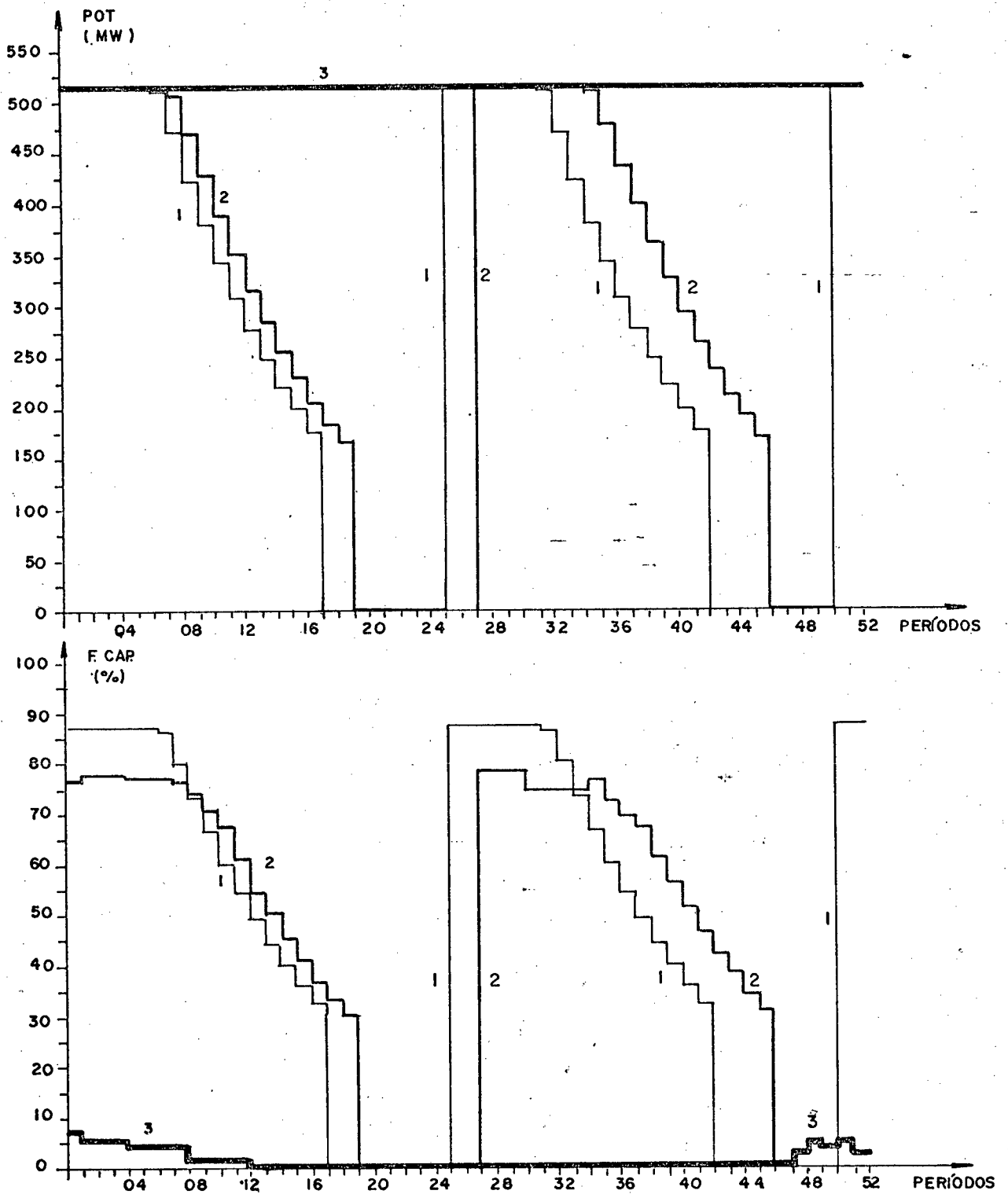


Figura 5.2b - Variação do custo de geração da nuclear. Potência mínima livre (52 períodos). NO ALTO : potência de operação (MW) versus período. EMBAIXO : fator de capacidade de operação (%) versus período. Curva 1 (linha fina) : custo básico; Curva 2 (linha média) : custo básico multiplicado por dezoito ($\times 18$); Curva 3 (linha grossa) : custo básico multiplicado por trinta ($\times 30$).

PERÍODO	DISPONIBILIDADE DA NUCLEAR					
	ORIGINAL		- 0,1		- 0,2	
	P O T	F.CAP.	P O T	F.CAP.	P O T	F.CAP.
01	515	87,23	515	77,23	515	67,23
02	494	83,97	515	77,23	515	67,23
03	324	56,97	421	64,45	439	58,37
04	0	0,0	251	39,90	289	39,97
05	0	0,0	0	0,0	0	0,0
06	515	87,23	0	0,0	0	0,0
07	490	83,34	515	77,23	515	67,23
08	311	54,85	515	77,23	515	67,23
09	0	0,0	424	64,86	436	58,02
10	0	0,0	254	40,35	287	39,71
11	515	87,23	0	0,0	0	0,0
12	490	83,35	0	0,0	0	0,0

Tabela 5.3a - Variação da disponibilidade da nuclear (12 períodos).
P O T : potência de operação no período (MW); F.CAP. : fator de capacidade de operação no período (%); - 0,1 : disponibilidade original com menos um décimo em cada segmento de potência; - 0,2 : disponibilidade original com menos dois décimos em cada segmento de potência.

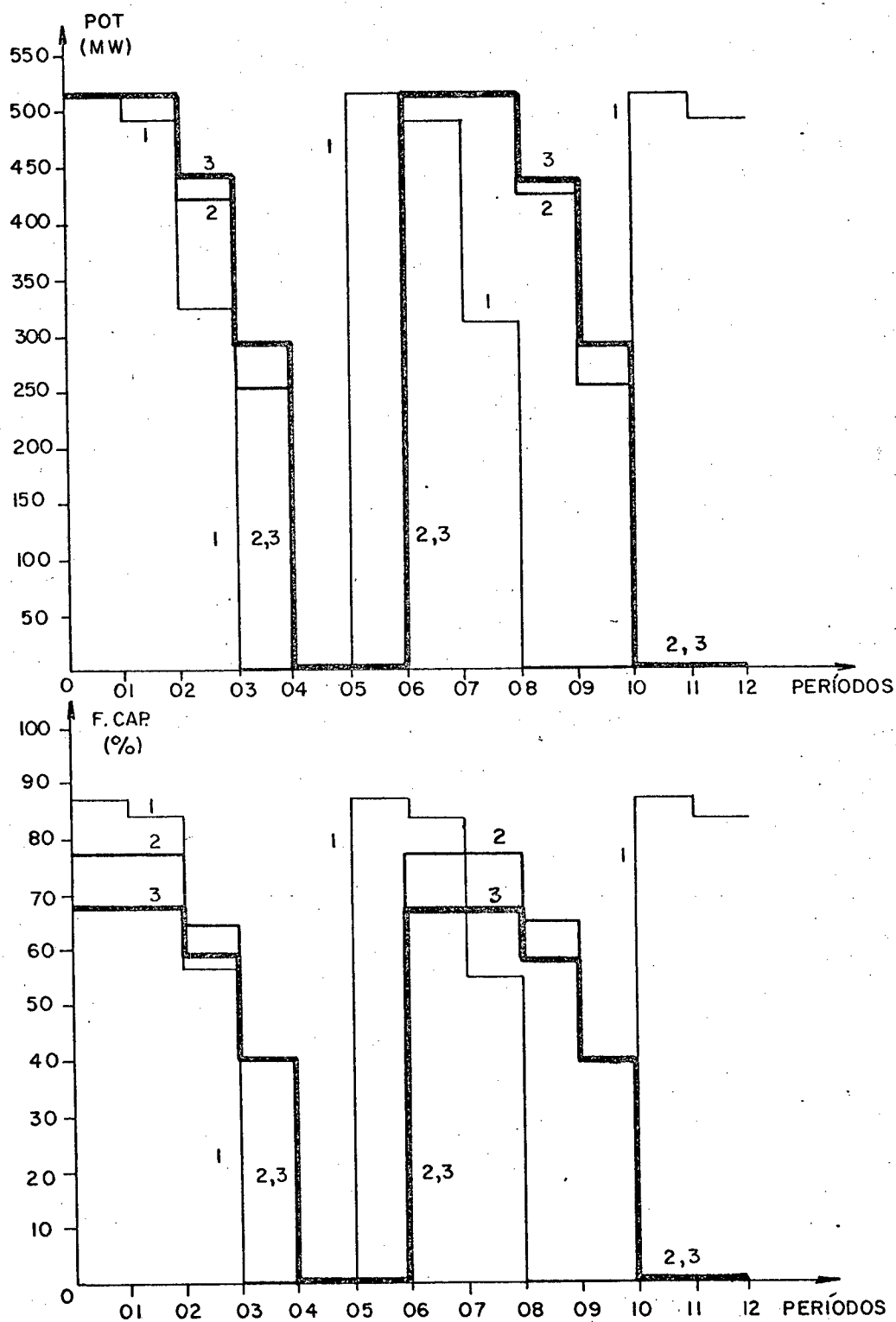


Figura 5.3a - Variação da disponibilidade da nuclear (12 períodos). NO ALTO : potência de operação (MW) versus período. EMBAIXO : fator de capacidade de operação (%) versus período. Curva 1 (linha fina): disponibilidade original; Curva 2 (linha média): disponibilidade original com menos um décimo em cada segmento de potência (- 0,1); Curva 3 (linha grossa): disponibilidade original com menos dois décimos em cada segmento de potência (- 0,2).

PERÍODO	DISPONIBILIDADE DA NUCLEAR					
	ORIGINAL		- 0,1		- 0,2	
	P O T	F.CAP.	P O T	F.CAP.	P O T	F.CAP.
01	515	87,23	515	77,23	515	67,23
02	515	87,23	515	77,23	515	67,23
03	515	87,23	515	77,23	515	67,23
04	515	87,23	515	77,23	515	67,23
05	515	87,23	515	77,23	515	67,23
06	515	87,23	515	77,23	515	67,23
07	511	86,61	515	77,23	515	67,23
08	470	80,24	508	76,28	515	67,23
09	424	73,09	470	71,11	512	66,88
10	382	66,43	430	65,68	481	63,27
11	344	60,23	392	60,45	445	59,07
12	309	54,52	358	55,56	411	55,11
13	277	49,17	326	50,96	380	51,34
14	249	44,44	296	46,63	351	47,74
15	223	40,04	269	42,59	324	44,39
16	200	36,16	245	39,00	299	41,27
17	179	32,49	223	35,71	276	38,28
18	0	0,0	202	32,57	254	35,42
19	0	0,0	183	29,63	234	32,81
20	0	0,0	166	26,99	215	30,34
21	0	0,0	0	0,0	198	28,12
22	0	0,0	0	0,0	182	25,94
23	0	0,0	0	0,0	167	23,90
24	0	0,0	0	0,0	0	0,0
25	0	0,0	0	0,0	0	0,0
26	515	87,23	0	0,0	0	0,0
27	515	87,23	0	0,0	0	0,0
28	515	87,23	0	0,0	0	0,0
29	515	87,23	515	77,23	0	0,0
30	515	87,23	515	77,23	0	0,0
31	515	87,23	515	77,23	0	0,0
32	511	86,60	515	77,23	515	67,23
33	470	80,24	515	77,23	515	67,23
34	424	73,09	515	77,23	515	67,23
35	382	66,43	515	77,23	515	67,23
36	344	60,23	508	76,28	515	67,23
37	309	54,52	470	71,11	515	67,23
38	277	49,17	430	65,68	515	67,23
39	249	44,44	392	60,45	515	67,23
40	223	40,04	358	55,56	512	66,88
41	200	36,16	326	50,96	481	63,27
42	179	32,49	296	46,63	445	59,07
43	0	0,0	269	42,59	411	55,11
44	0	0,0	245	39,00	380	51,34
45	0	0,0	223	35,71	351	47,74
46	0	0,0	202	32,57	324	44,38
47	0	0,0	183	29,63	299	41,27
48	0	0,0	166	26,99	276	38,28
49	0	0,0	0	0,0	254	35,42
50	0	0,0	0	0,0	234	32,82
51	515	87,23	0	0,0	215	30,34
52	515	87,23	0	0,0	197	27,98

Tabela 5.3b - Variação da disponibilidade da nuclear (52 períodos).
P O T : potência de operação no período (MW); F.CAP. : fator de capacidade de operação no período (%); - 0,1 : disponibilidade original com menos um décimo em cada segmento de potência; - 0,2 : disponibilidade original com menos dois décimos em cada segmento de potência.

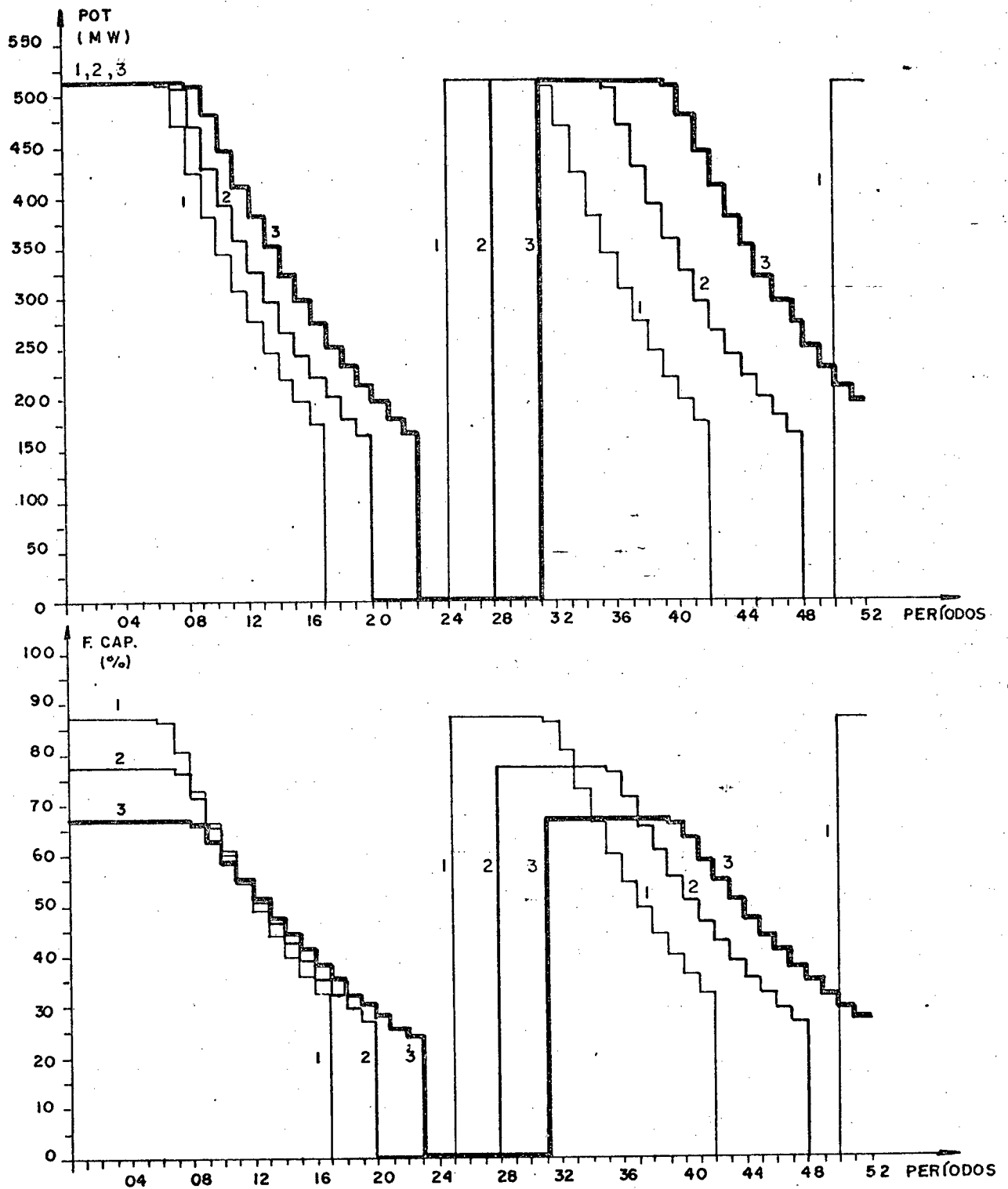


Figura 5.3b - Variação da disponibilidade da nuclear (52 períodos). NO ALTO : potência de operação (MW) versus período. EMBAIXO : fator de capacidade de operação (%) versus período. Curva 1 (linha fina): disponibilidade original; Curva 2 (linha média) : disponibilidade original com menos um décimo em cada segmento de potência (- 0,1) ; Curva 3 (linha grossa) : disponibilidade original com menos dois décimos em cada segmento de potência (- 0,2).

PER	D E M A N D A D O S C O N S U M I D O R E S									
	- 5 0 %		- 1 0 %		PREVISTA		+ 1 0 %		+ 5 0 %	
	POT	F.CAP.	POT	F.CAP.	POT	F.CAP.	POT	F.CAP.	POT	F.CAP.
01	515	78,64	515	75,67	515	77,99	515	76,60	515	85,63
02	515	77,73	515	78,45	515	77,49	515	76,77	497	84,02
03	429	66,79	418	69,92	421	70,47	422	69,93	332	58,27
04	274	42,03	244	43,18	248	44,06	252	44,83	0	0,0
05	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
06	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	515	73,92
07	515	37,51	515	73,75	515	78,68	515	77,64	515	74,23
08	515	58,45	515	76,29	515	76,26	515	75,68	428	68,71
09	494	54,43	427	68,52	427	69,56	426	68,48	260	46,29
10	355	50,57	261	45,46	262	46,07	257	45,54	0	0,0
11	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
12	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	515	85,00

Tabela 5.4a - Variação da demanda dos consumidores (12 períodos) .
 PER : período; POT : potência de operação no período (MW); F.CAP.:
 fator de capacidade de operação no período (%); - 50%: demanda infe-
 rior à prevista em 50%; - 10%: demanda inferior à prevista em 10%;
 + 10% : demanda superior à prevista em 10%; + 50% : demanda supe-
 rior à prevista em 50%.

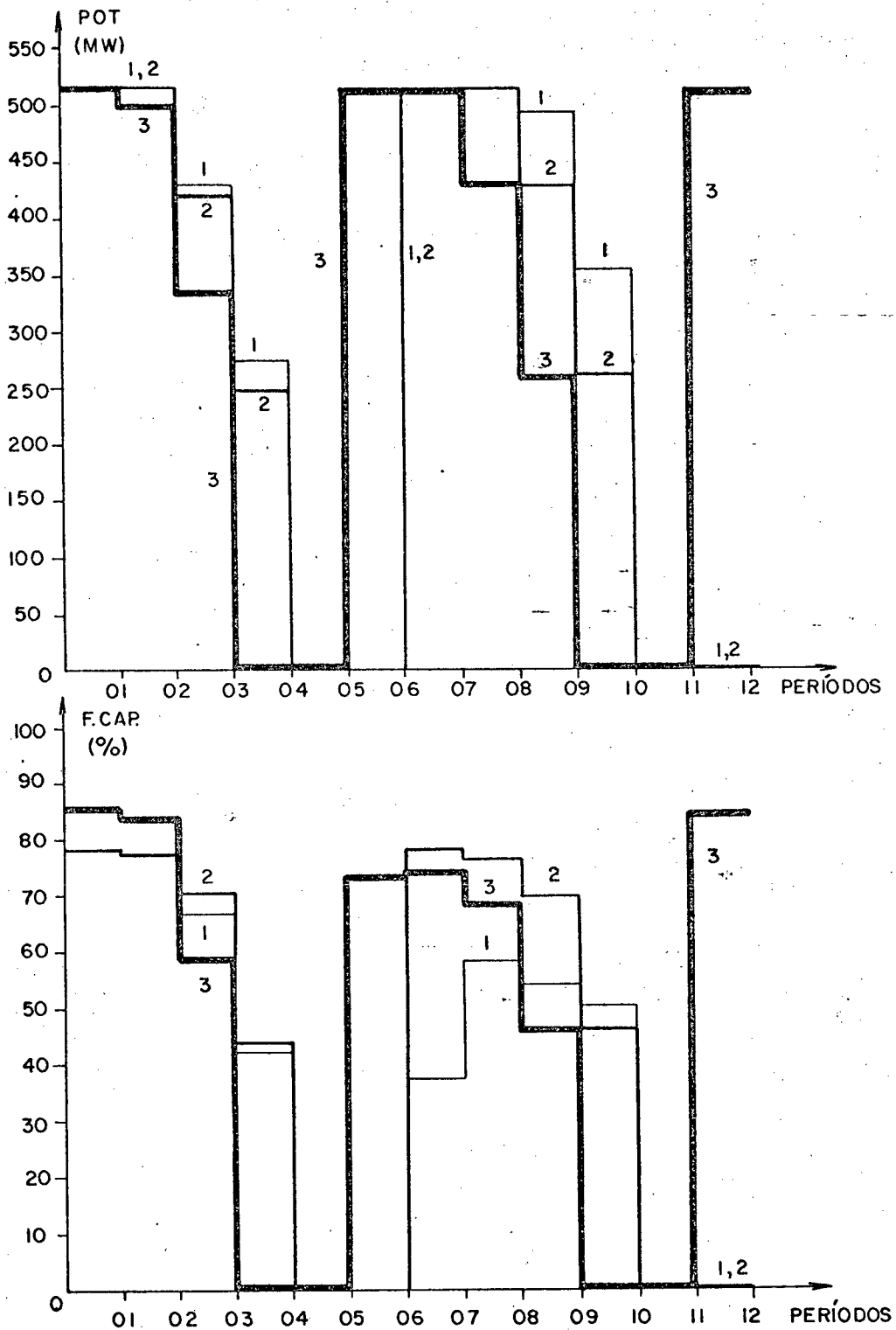


Figura 5.4a - Variação da demanda dos consumidores (12 períodos). NO ALTO : potência de operação (MW) versus período. EMBAIXO : fator de capacidade de operação (%) versus período. Curva 1 (linha fina) : demanda inferior à prevista em 50% (- 50%); Curva 2 (linha média) : demanda prevista; Curva 3 (linha grossa) : demanda superior à prevista em 50% (+ 50%).

PER	D E M A N D A D O S C O N S U M I D O R E S									
	- 5 0 %		- 1 0 %		PREVISTA		+ 1 0 %		+ 5 0 %	
	POT	F.CAP.	POT	F.CAP.	POT	F.CAP.	POT	F.CAP.	POT	F.CAP.
01	515	74,95	515	76,74	515	76,66	515	76,74	515	86,04
02	515	78,48	515	77,85	515	77,88	515	76,57	515	85,50
03	515	78,48	515	77,85	515	77,88	515	76,57	515	85,50
04	515	78,48	515	77,85	515	77,88	515	76,57	515	85,50
05	515	76,97	515	77,67	515	77,36	515	76,01	515	86,63
06	515	76,97	515	77,67	515	77,36	515	76,01	515	86,63
07	515	76,97	515	77,67	515	77,36	515	76,01	515	86,63
08	508	76,51	508	77,19	508	76,87	511	75,78	491	83,04
09	468	67,43	469	74,72	470	73,88	477	73,07	445	75,38
10	427	65,62	427	71,28	429	70,80	436	70,57	401	69,48
11	390	63,10	387	67,05	389	67,25	397	67,74	361	62,99
12	355	58,94	349	60,93	351	61,10	359	62,03	325	57,13
13	323	46,43	314	53,88	316	54,69	324	55,79	292	51,65
14	296	44,56	283	49,64	285	50,25	292	51,59	262	46,61
15	270	41,33	255	44,87	256	45,35	262	46,47	235	42,05
16	246	38,77	229	40,74	230	41,07	235	41,97	211	38,01
17	225	25,48	205	36,38	206	36,74	211	37,69	189	34,23
18	206	22,59	184	33,12	184	33,17	189	34,23	169	30,74
19	187	23,52	165	29,88	165	29,93	169	30,70	0	0,0
20	170	22,38	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
21	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
22	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
23	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
24	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
25	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
26	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
27	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	515	73,90
28	0	0,0	515	73,32	515	78,50	515	77,24	515	73,90
29	515	36,85	515	73,32	515	78,50	515	77,24	515	73,90
30	515	36,85	515	73,32	515	78,50	515	77,24	515	73,90
31	515	59,96	515	73,56	515	74,85	515	77,35	515	72,80
32	515	59,96	515	73,56	515	74,85	515	77,35	515	72,80
33	515	58,64	515	76,71	515	74,71	515	76,05	515	74,04
34	515	59,96	515	73,56	515	74,85	515	77,35	515	72,80
35	515	58,60	515	75,23	511	76,77	511	75,47	495	73,56
36	515	62,69	495	72,87	477	72,84	478	73,13	455	70,07
37	515	62,69	454	70,57	437	69,66	437	70,43	416	68,14
38	515	62,69	415	67,27	398	67,45	398	66,50	379	64,33
39	505	65,40	377	64,08	361	61,54	361	61,76	342	59,30
40	470	59,31	341	58,15	326	56,49	327	56,64	308	54,22
41	435	57,36	308	53,55	294	51,88	295	52,21	277	49,17
42	400	56,90	278	48,89	264	46,87	265	47,14	249	44,44
43	367	53,79	250	44,32	237	42,35	237	42,41	223	40,04
44	333	55,98	224	40,21	213	38,35	213	38,35	200	36,16
45	301	51,90	200	36,16	191	34,58	191	34,58	179	32,49
46	271	47,24	179	32,49	171	31,09	171	31,09	0	0,0
47	243	42,82	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
48	218	39,16	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
49	196	35,46	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
50	176	31,96	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
51	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
52	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0

Tabela 5.4b - Variação da demanda dos consumidores (52 períodos) .
 PER : período; POT : potência de operação no período (MW); F.CAP.:
 fator de capacidade de operação no período (%); - 50% : demanda infe-
 rior à prevista em 50%; - 10% : demanda inferior à prevista em 10%;
 + 10% : demanda superior à prevista em 10%; + 50% : demanda supe-
 rior à prevista em 50%.

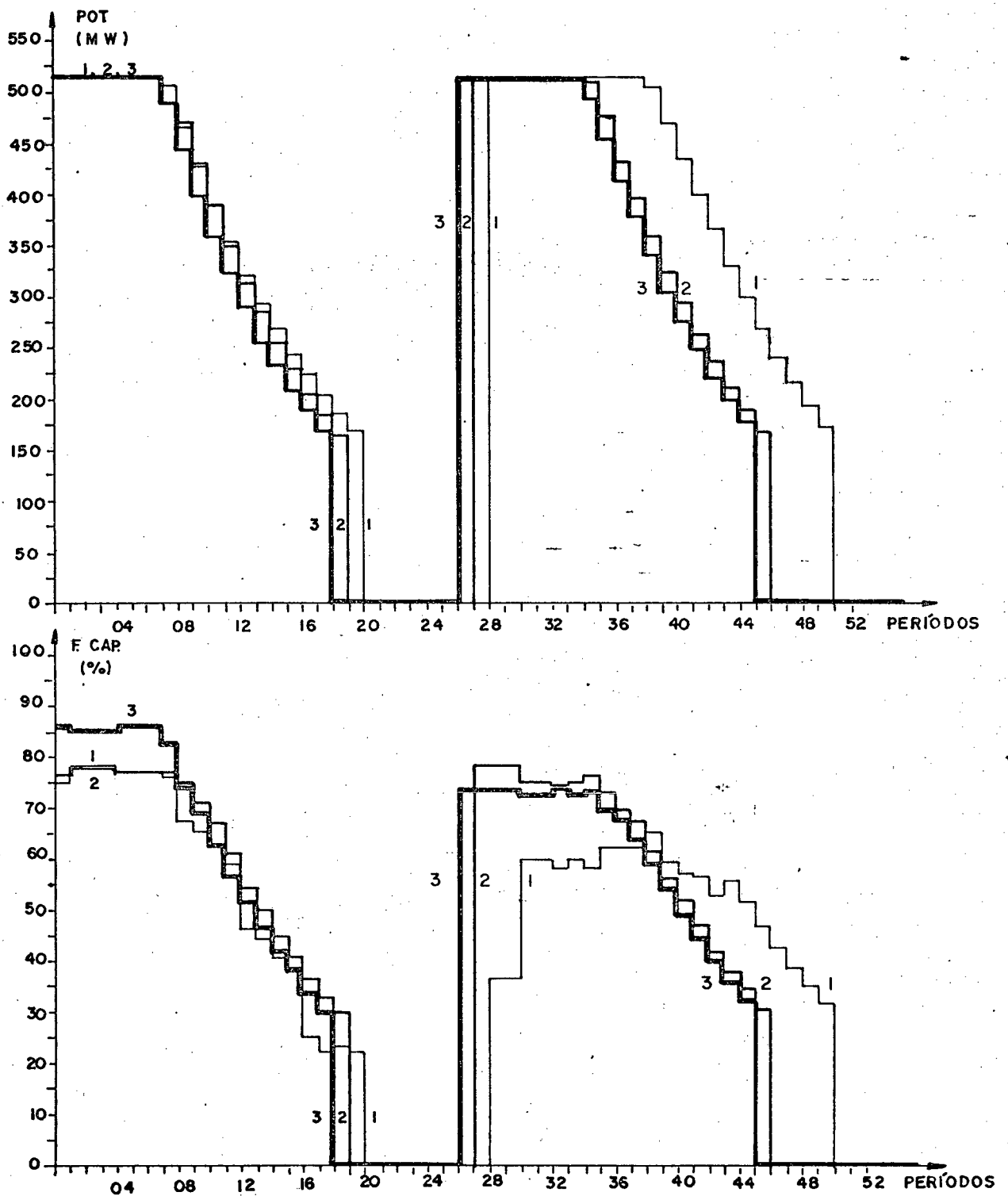


Figura 5.4b - Variação da demanda dos consumidores (52 períodos). NO ALTO : potência de operação (MW) versus período. EMBAIXO : fator de capacidade de operação (%) versus período. Curva 1 (linha fina) : demanda inferior à prevista em 50% (- 50%) ; Curva 2 (linha média) : demanda prevista ; Curva 3 (linha grossa) : demanda superior à prevista em 50% (+ 50%).

PERÍODO	DISPONIBILIDADE HIDROELÉTRICA					
	M E N O R		PREVISTA		M A I O R	
	P O T	F.CAP.	P O T	F.CAP.	P O T	F.CAP.
01	515	79,04	515	77,99	515	63,79
02	508	78,93	515	77,49	515	64,26
03	373	64,85	421	70,47	459	56,28
04	0	0,0	248	44,06	327	42,85
05	0	0,0	0	0,0	0	0,0
06	515	73,40	0	0,0	0	0,0
07	515	77,09	515	78,68	515	66,98
08	425	69,96	515	76,26	515	52,74
09	254	45,28	427	69,56	471	59,21
10	0	0,0	262	46,07	341	45,29
11	0	0,0	0	0,0	228	34,56
12	515	77,33	0	0,0	0	0,0

Tabela 5.5a - Variação da disponibilidade hidroelétrica (12 períodos). P O T : potência de operação no período (MW); F.CAP. : fator de capacidade de operação no período (%); M E N O R : disponibilidade hidroelétrica menor que a prevista; M A I O R : disponibilidade hidroelétrica maior que a prevista.

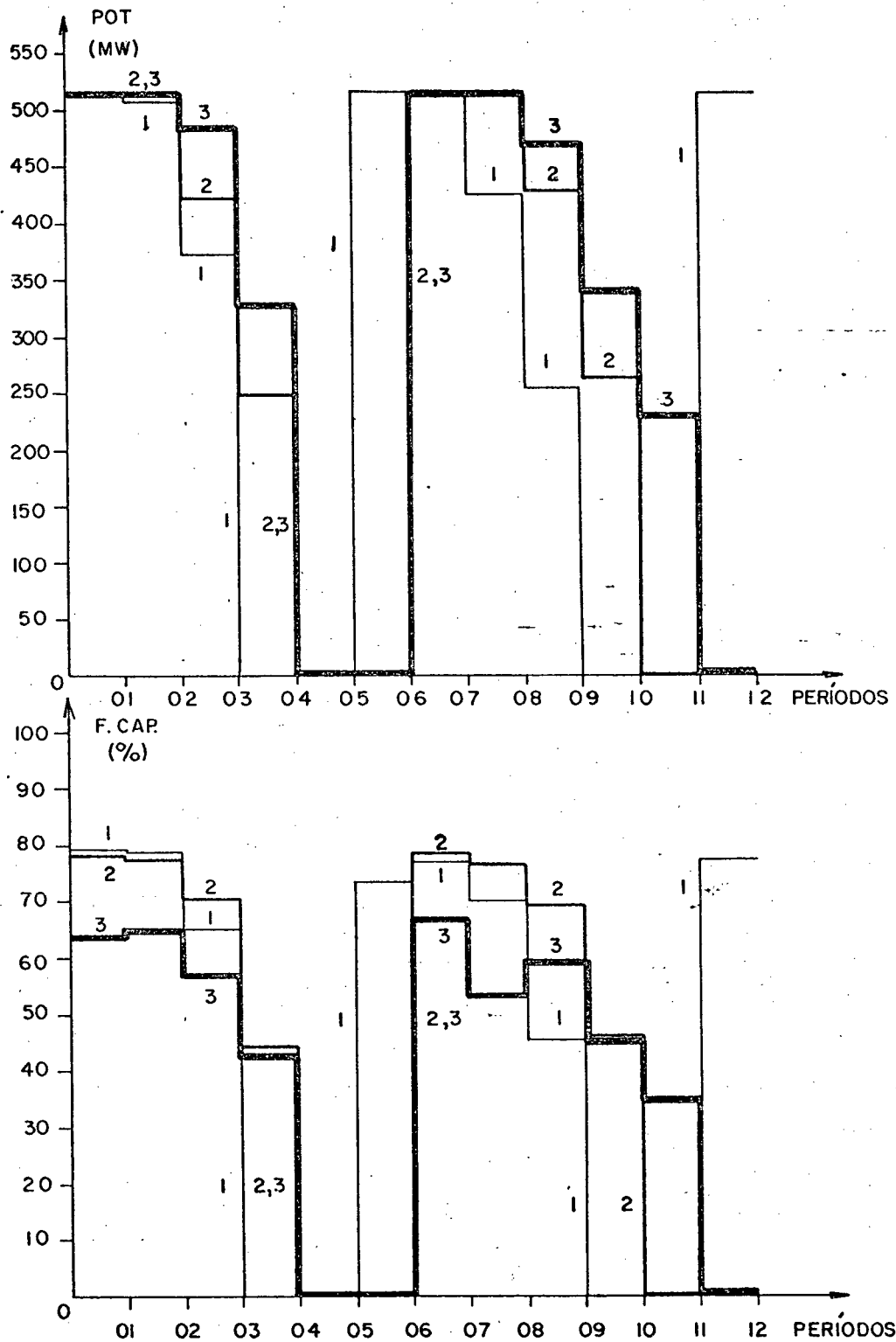


Figura 5.5a - Variação da disponibilidade hidroelétrica (12 períodos). NO ALTO : potência de operação (MW) versus período. EMBaixo : Fator de capacidade de operação (%) versus período. Curva 1 (linha fina) : disponibilidade menor que a prevista ; Curva 2 (linha média) : disponibilidade prevista ; Curva 3 (linha grossa) : disponibilidade maior que a prevista.

PERÍODO	DISPONIBILIDADE HIDROELÉTRICA					
	M E N O R		P R E V I S T A		M A I O R	
	P O T	F.CAP.	P O T	F.CAP.	P O T	F.CAP.
01	515	79,88	515	76,66	515	57,13
02	515	78,97	515	77,88	515	67,37
03	515	78,97	515	77,88	515	67,37
04	515	78,97	515	77,88	515	67,37
05	515	78,90	515	77,36	515	64,03
06	515	78,90	515	77,36	515	64,03
07	515	78,90	515	77,36	515	64,03
08	504	78,01	508	76,87	515	64,03
09	463	73,68	470	73,88	515	55,22
10	422	70,45	429	70,80	504	54,67
11	382	66,29	389	67,25	474	54,79
12	344	60,15	351	61,10	445	51,76
13	310	54,37	316	54,69	417	48,92
14	279	49,50	285	50,25	391	46,86
15	251	44,77	256	45,35	366	44,48
16	225	40,38	230	41,07	341	42,80
17	201	36,33	206	36,74	316	46,35
18	180	32,66	184	33,17	292	41,45
19	0	0,0	165	29,93	269	41,72
20	0	0,0	0	0,0	246	39,23
21	0	0,0	0	0,0	224	33,64
22	0	0,0	0	0,0	204	33,11
23	0	0,0	0	0,0	185	31,38
24	0	0,0	0	0,0	168	29,68
25	0	0,0	0	0,0	0	0,0
26	0	0,0	0	0,0	0	0,0
27	515	76,98	0	0,0	0	0,0
28	515	76,98	515	78,50	0	0,0
29	515	76,98	515	78,50	0	0,0
30	515	76,98	515	78,50	0	0,0
31	515	76,08	515	74,85	0	0,0
32	515	76,08	515	74,85	0	0,0
33	515	75,92	515	74,71	515	54,18
34	511	75,84	515	74,85	515	63,39
35	478	71,75	511	76,77	515	56,47
36	439	70,27	477	72,84	515	59,47
37	400	67,70	437	69,66	515	59,47
38	363	62,33	398	67,45	515	59,47
39	327	56,93	361	61,54	515	54,32
40	295	52,21	326	56,49	515	57,10
41	265	47,14	294	51,88	515	57,10
42	237	42,41	264	46,87	515	57,10
43	213	38,35	237	42,35	500	56,29
44	191	34,59	213	38,35	468	48,71
45	171	31,09	191	34,58	437	47,29
46	0	0,0	171	31,09	412	54,60
47	0	0,0	0	0,0	384	44,67
48	0	0,0	0	0,0	355	45,57
49	0	0,0	0	0,0	331	42,64
50	0	0,0	0	0,0	308	39,05
51	0	0,0	0	0,0	286	37,58
52	0	0,0	0	0,0	263	37,43

Tabela 5.5b - Variação da disponibilidade hidroelétrica (52 períodos). P O T : potência de operação no período (MW); F.CAP. : fator de capacidade de operação no período (%); M E N O R : disponibilidade hidroelétrica menor que a prevista; M A I O R : disponibilidade hidroelétrica maior que a prevista.

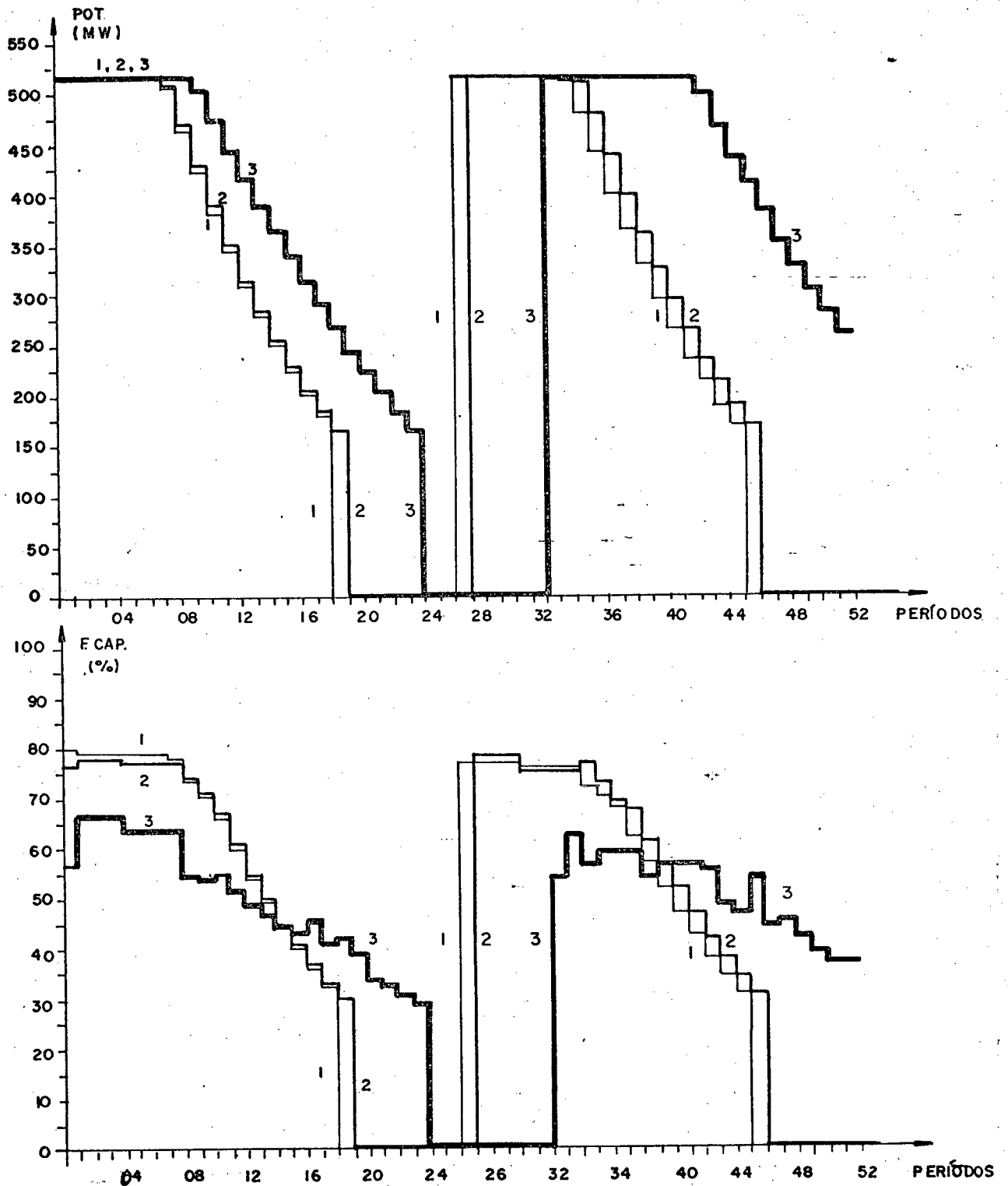


Figura 5.5b - Variação da disponibilidade hidroelétrica (52 períodos). NO ALTO : potência de operação (MW) versus período. EMBAIXO : Fator de capacidade de operação (%) versus período. Curva 1 (linha fina) : disponibilidade menor que a prevista ; Curva 2 (linha média) : disponibilidade prevista ; Curva 3 (linha grossa) : disponibilidade maior que a prevista.

PER	DESEMPENHO DAS NUCLEARES									
	NUCLEAR 1		NUCLEAR 2		NUCLEAR 3		NUCLEAR 4		NUCLEAR 5	
	POT	F.CAP.	POT	F.CAP.	POT	F.CAP.	POT	F.CAP.	POT	F.CAP.
01	515	87,23	515	87,23	515	87,23	515	87,23	208	85,12
02	515	87,23	515	87,23	494	83,97	494	83,97	201	82,33
03	515	87,23	471	80,39	0	0,0	324	56,97	136	56,39
04	432	74,33	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
05	0	0,0	0	0,0	515	87,23	0	0,0	0	0,0
06	0	0,0	515	87,23	489	83,19	515	87,23	0	0,0
07	515	87,23	490	83,34	0	0,0	490	83,34	208	85,12
08	487	82,88	0	0,0	0	0,0	311	54,85	198	81,13
09	0	0,0	0	0,0	515	87,23	0	0,0	130	54,00
10	0	0,0	515	87,23	490	83,34	0	0,0	0	0,0
11	515	87,23	489	83,19	0	0,0	515	87,23	0	0,0
12	490	83,35	0	0,0	0	0,0	490	83,35	0	0,0

Tabela 5.6a - Desempenho simultâneo das nucleares (12 períodos) .
 PER : período; POT : potência de operação no período (MW); F.CAP.:
 fator de capacidade de operação no período (%). NUCLEAR 1, NUCLEAR
 2, NUCLEAR 3 e NUCLEAR 4 - potência líquida de 515MW; NUCLEAR 5 -
 potência líquida de 208MW.

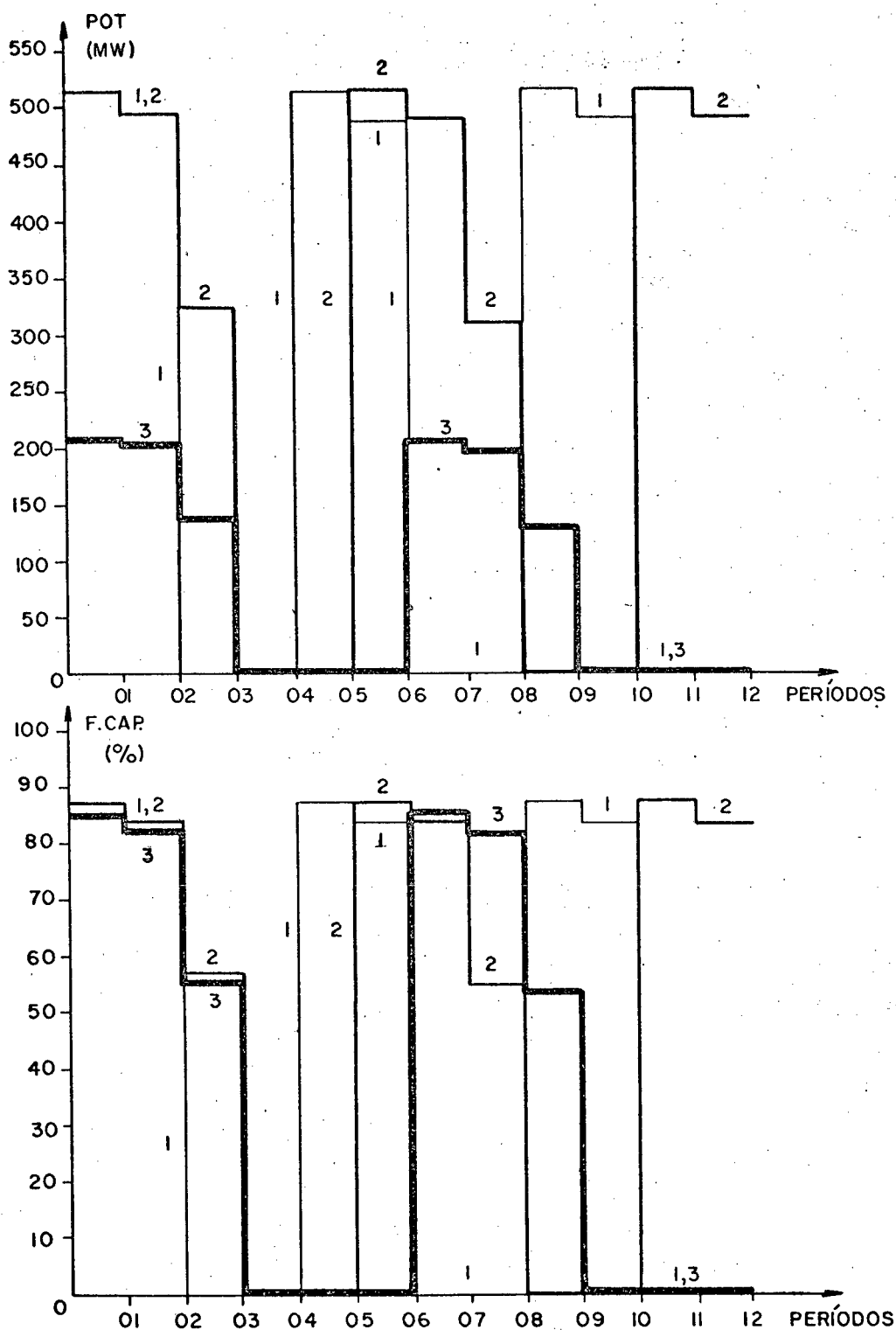


Figura 5.6a - Desempenho simultâneo das nucleares (12 períodos). NO ALTO : potência de operação (MW) versus período. EMBAIXO : fator de capacidade de operação (%) versus período. Curva 1 (linha fina) : NUCLEAR 3 (515MW) ; Curva 2 (linha média) : NUCLEAR 4 (515MW) ; curva 3 (linha grossa) : NUCLEAR 5 (208MW).

PER	DESEMPENHO DAS NUCLEARES									
	NUCLEAR 1		NUCLEAR 2		NUCLEAR 3		NUCLEAR 4		NUCLEAR 5	
	POT	F.CAP.	POT	F.CAP.	POT	F.CAP.	POT	F.CAP.	POT	F.CAP.
01	515	87,23	515	87,23	515	87,23	515	87,23	208	85,12
02	515	87,23	515	87,23	515	87,23	515	87,23	208	85,12
03	515	87,23	515	87,23	515	87,23	515	87,23	208	85,12
04	515	87,23	515	87,23	515	87,23	515	87,23	208	85,12
05	515	87,23	515	87,23	515	87,23	515	87,23	208	85,12
06	515	87,23	515	87,23	515	87,23	515	87,23	208	85,12
07	515	87,23	515	87,23	511	86,61	511	86,61	208	85,12
08	515	87,23	515	87,23	470	80,24	470	80,24	199	81,53
09	515	87,23	515	87,23	424	73,09	424	73,09	180	73,95
10	515	87,23	515	87,23	382	66,42	382	66,43	163	67,17
11	515	87,23	496	84,28	0	0,0	344	60,23	148	61,18
12	515	87,23	454	77,75	0	0,0	309	54,52	133	55,19
13	515	87,23	410	70,91	0	0,0	277	49,17	120	50,01
14	503	85,36	369	64,31	0	0,0	249	44,44	109	45,62
15	458	78,37	332	58,27	0	0,0	223	40,04	98	41,23
16	413	71,38	298	52,71	0	0,0	200	36,16	89	37,63
17	372	64,79	0	0,0	0	0,0	179	32,49	0	0,0
18	334	58,60	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
19	300	53,05	0	0,0	515	87,22	0	0,0	0	0,0
20	0	0,0	0	0,0	515	87,23	0	0,0	0	0,0
21	0	0,0	0	0,0	515	87,23	0	0,0	0	0,0
22	0	0,0	0	0,0	515	87,23	0	0,0	0	0,0
23	0	0,0	0	0,0	515	87,23	0	0,0	0	0,0
24	0	0,0	0	0,0	515	87,23	0	0,0	0	0,0
25	0	0,0	515	87,23	511	86,60	0	0,0	0	0,0
26	0	0,0	515	87,23	470	80,23	515	87,23	0	0,0
27	0	0,0	515	87,22	424	73,09	515	87,23	0	0,0
28	515	87,23	515	87,22	382	66,42	515	87,23	203	85,12
29	515	87,23	515	87,23	0	0,0	515	87,23	208	85,12
30	515	87,23	515	87,23	0	0,0	515	87,23	208	85,12
31	515	87,22	511	86,60	0	0,0	515	87,23	208	85,12
32	515	87,23	470	80,23	0	0,0	511	86,61	208	85,12
33	515	87,22	424	73,09	0	0,0	470	80,24	208	85,12
34	511	86,60	382	66,43	0	0,0	424	73,09	208	85,12
35	470	80,24	344	60,23	0	0,0	382	66,43	199	81,53
36	424	73,09	309	54,52	0	0,0	344	60,23	180	73,95
37	382	66,42	277	49,17	515	87,23	309	54,52	163	67,17
38	344	60,23	0	0,0	515	87,23	277	49,17	148	61,18
39	309	54,52	0	0,0	515	87,23	249	44,44	133	55,19
40	277	49,17	0	0,0	515	87,23	223	40,04	120	50,01
41	0	0,0	0	0,0	515	87,23	200	36,16	109	45,62
42	0	0,0	0	0,0	515	87,23	179	32,49	98	41,22
43	0	0,0	0	0,0	511	86,61	0	0,0	89	37,64
44	0	0,0	0	0,0	470	80,24	0	0,0	0	0,0
45	0	0,0	0	0,0	424	73,09	0	0,0	0	0,0
46	0	0,0	515	87,23	382	66,43	0	0,0	0	0,0
47	0	0,0	515	87,23	0	0,0	0	0,0	0	0,0
48	0	0,0	515	87,23	0	0,0	0	0,0	0	0,0
49	515	87,23	515	87,23	0	0,0	0	0,0	0	0,0
50	515	87,23	515	87,23	0	0,0	0	0,0	0	0,0
51	515	87,23	515	87,23	0	0,0	515	87,23	0	0,0
52	515	87,23	508	86,14	0	0,0	515	87,23	0	0,0

Tabela 5.6b - Desempenho simultâneo das nucleares (52 períodos) .
 PER : período; POT : potência de operação no período (MW); F.CAP.:
 fator de capacidade de operação no período (%). NUCLEAR 1, NUCLEAR
 2, NUCLEAR 3 e NUCLEAR 4 - potência líquida de 515MW; NUCLEAR 5 -
 potência líquida de 208MW.

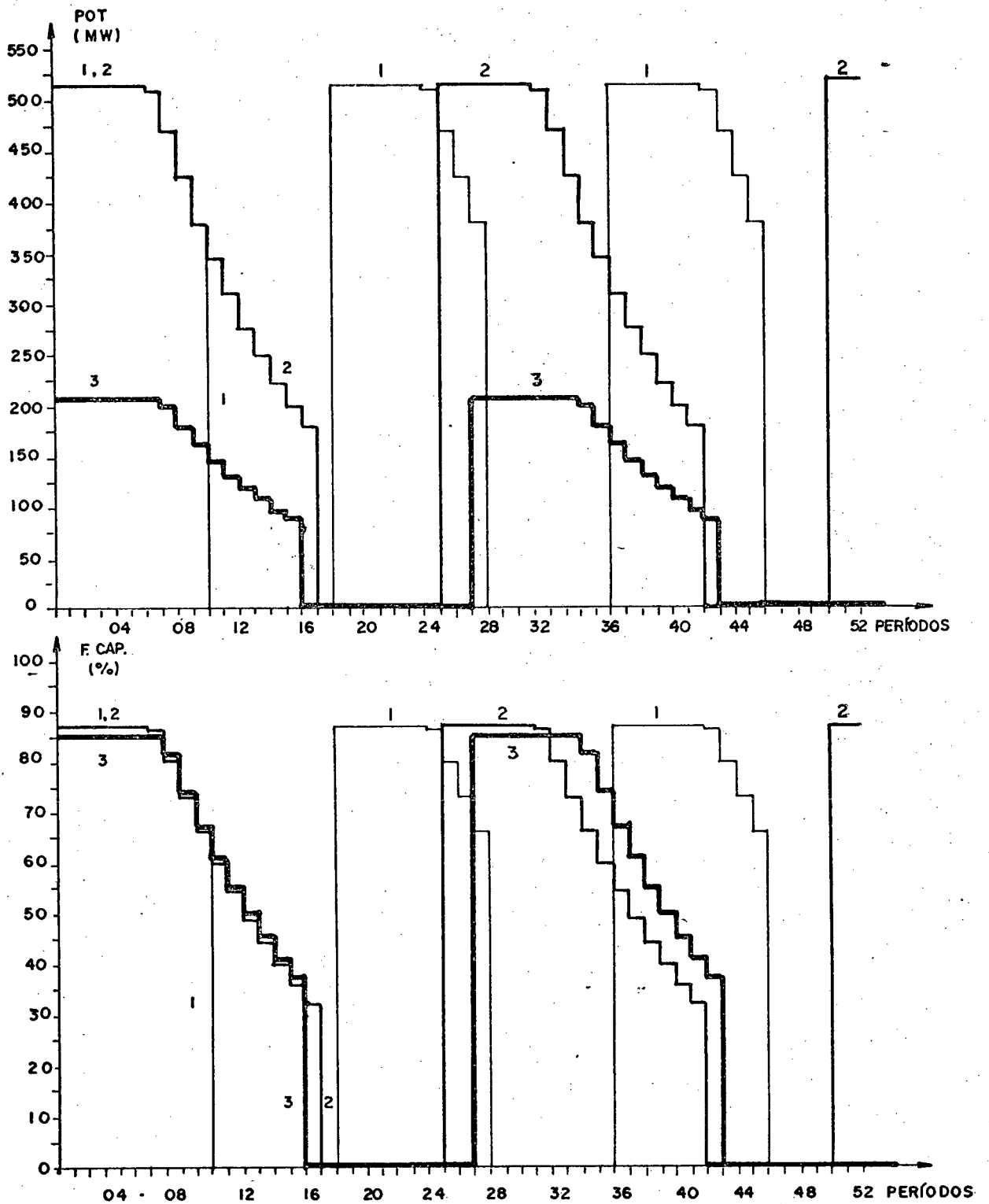


Figura 5.6b - Desempenho simultâneo das nucleares (12 períodos).
 NO ALTO : potência de operação (MW) versus período. EMBAIXO : fa-
 tor de capacidade de operação (%) versus período. Curva 1 (linhã
 fina) : NUCLEAR 3 (515MW) ; Curva 2 (linhã média) : NUCLEAR 4
 (515MW) ; curva 3 (linhã grossa) : NUCLEAR 5 (208MW).

PERÍODO	DESEMPENHO DA NUCLEAR COM A VARIAÇÃO DE TC							
	TEMPO DE EXECUÇÃO							
	TC = 10^{-3}		TC = 10^{-4}		TC = 10^{-5}		TC = 0,0	
	T= 00min47,10s		T= 00min48,89s		T= 00min53,06s		T= 01min08,54s	
	P O T	F.CAP.	P O T	F.CAP.	P O T	F.CAP.	P O T	F.CAP.
01	515	87,01	515	87,20	515	87,23	515	87,23
02	494	83,74	494	83,94	494	83,97	494	83,97
03	324	56,72	324	56,94	324	56,96	324	56,97
04	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
05	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
06	515	87,02	515	87,20	515	87,22	515	87,23
07	493	83,57	490	83,32	490	83,34	490	83,34
08	318	55,81	311	54,83	311	54,84	311	54,85
09	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
10	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
11	515	86,94	515	87,20	515	87,23	515	87,23
12	493	83,65	490	83,32	490	83,34	490	83,35

Tabela 5.7a - Desempenho da nuclear com a variação de TC (12 períodos). TC : índice de truncamento. P O T : potência de operação no período (MW); F.CAP. : fator de capacidade de operação no período (%); T : tempo de execução.

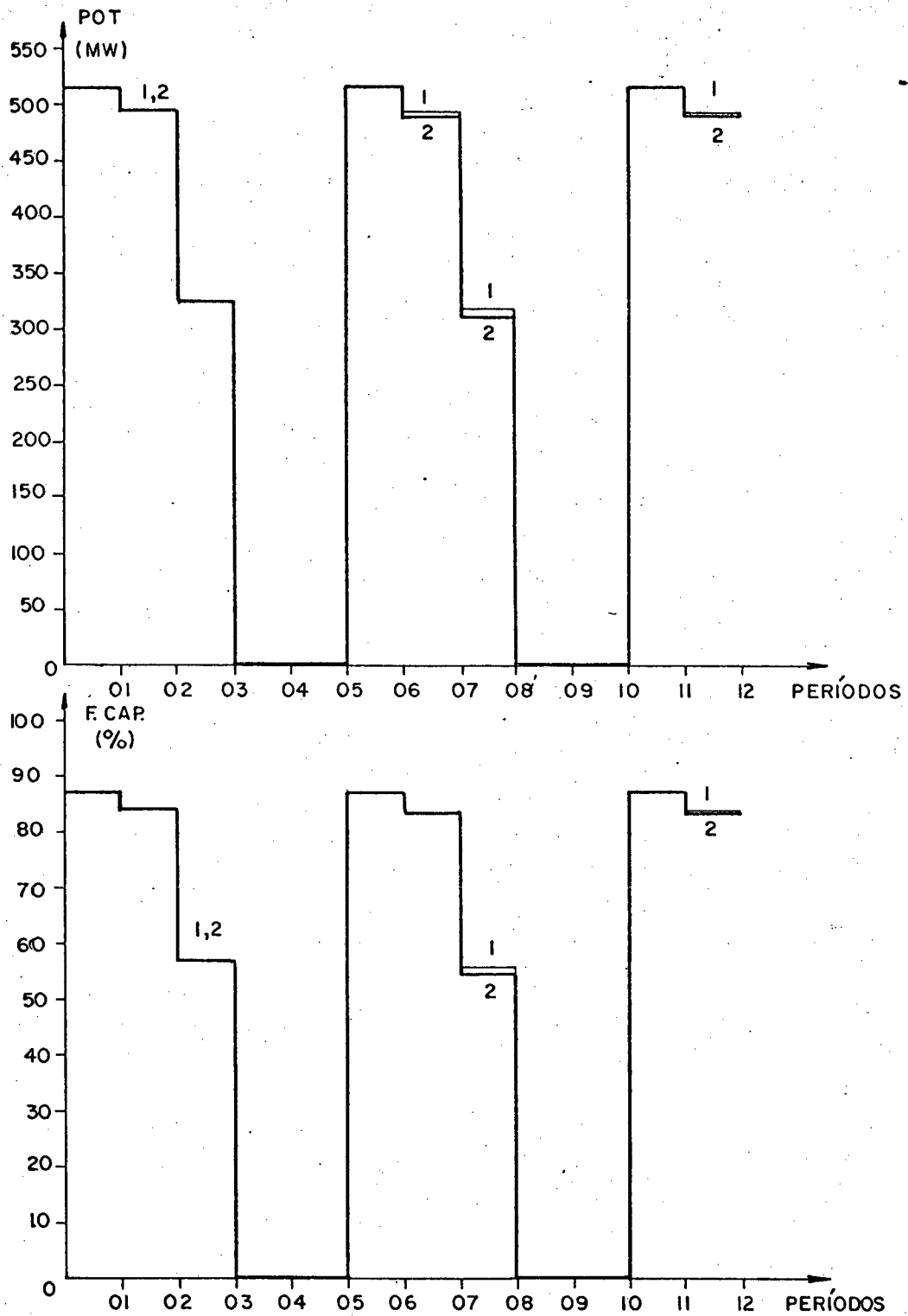


Figura 5.7a - Desempenho da nuclear com a variação de TC (12 períodos). NO ALTO : potência de operação (MW) versus período. EM-BAIXO : fator de capacidade de operação (%) versus período. Curva 1 (linha fina) : índice de truncamento (TC) igual a 10^{-3} ; Curva 2 (linha média) : índice de truncamento (TC) igual a 0,0 (coincidente com $TC = 10^{-5}$ e $TC = 10^{-4}$).

PERÍODO	DESEMPENHO DA NUCLEAR COM A VARIAÇÃO DE TC							
	TEMPO DE EXECUÇÃO							
	TC = 10 ⁻³		TC = 10 ⁻⁴		TC = 10 ⁻⁵		TC = 0,0	
	T= 02min55,04s		T= 03min13,45s		T= 03min19,18s		T= 04min23,22s	
	P O T	F.CAP.	P O T	F.CAP.	P O T	F.CAP.	P O T	F.CAP.
01	515	86,99	515	87,20	515	87,23	515	87,23
02	515	86,88	515	87,19	515	87,23	515	87,23
03	515	86,88	515	87,19	515	87,23	515	87,23
04	515	86,88	515	87,19	515	87,23	515	87,23
05	515	86,91	515	87,19	515	87,23	515	87,23
06	515	86,91	515	87,19	515	87,23	515	87,23
07	513	86,60	511	86,57	511	86,61	511	86,61
08	477	81,02	470	80,20	470	80,24	470	80,24
09	431	73,85	424	73,06	424	73,09	424	73,09
10	388	67,16	382	66,40	382	66,43	382	66,43
11	349	60,83	344	60,21	344	60,23	344	60,23
12	314	55,14	310	54,65	309	54,52	309	54,52
13	282	49,94	278	49,33	277	49,17	277	49,17
14	254	45,23	250	44,59	249	44,44	249	44,44
15	228	40,82	224	40,21	223	40,04	223	40,04
16	204	36,76	200	36,15	200	36,16	200	36,16
17	183	33,13	179	32,48	179	32,49	179	32,49
18	164	29,82	0	0,0	0	0,0	0	0,0
19	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
20	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
21	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
22	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
23	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
24	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
25	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
26	0	0,0	515	87,20	515	87,22	515	87,23
27	515	86,93	515	87,20	515	87,22	515	87,23
28	515	86,95	515	87,20	515	87,22	515	87,23
29	515	86,94	515	87,19	515	87,22	515	87,23
30	515	86,94	515	87,19	515	87,22	515	87,23
31	515	86,92	515	87,19	515	87,22	515	87,23
32	515	86,92	511	86,57	511	86,60	511	86,61
33	515	86,91	470	80,21	470	80,23	470	80,24
34	491	83,19	424	73,05	424	73,09	424	73,09
35	444	75,91	382	66,41	382	66,42	382	66,43
36	400	69,16	344	60,21	344	60,23	344	60,23
37	360	62,69	310	54,66	309	54,52	309	54,52
38	324	56,52	278	49,33	277	49,16	277	49,17
39	292	51,63	250	44,60	249	44,43	249	44,44
40	262	46,59	224	40,21	223	40,04	223	40,04
41	235	42,02	200	36,15	200	36,16	200	36,16
42	211	37,96	179	32,48	179	32,49	179	32,49
43	189	34,20	0	0,0	0	0,0	0	0,0
44	169	30,72	0	0,0	0	0,0	0	0,0
45	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
46	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
47	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
48	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
49	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
50	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
51	0	0,0	515	87,20	515	87,23	515	87,23
52	0	0,0	515	87,19	515	87,23	515	87,23

Tabela 5.7b - Desempenho da nuclear com a variação de TC (52 períodos). TC : índice de truncamento. P O T : potência de operação no período (MW); F.CAP. : fator de capacidade de operação no período (%); T : tempo de execução.

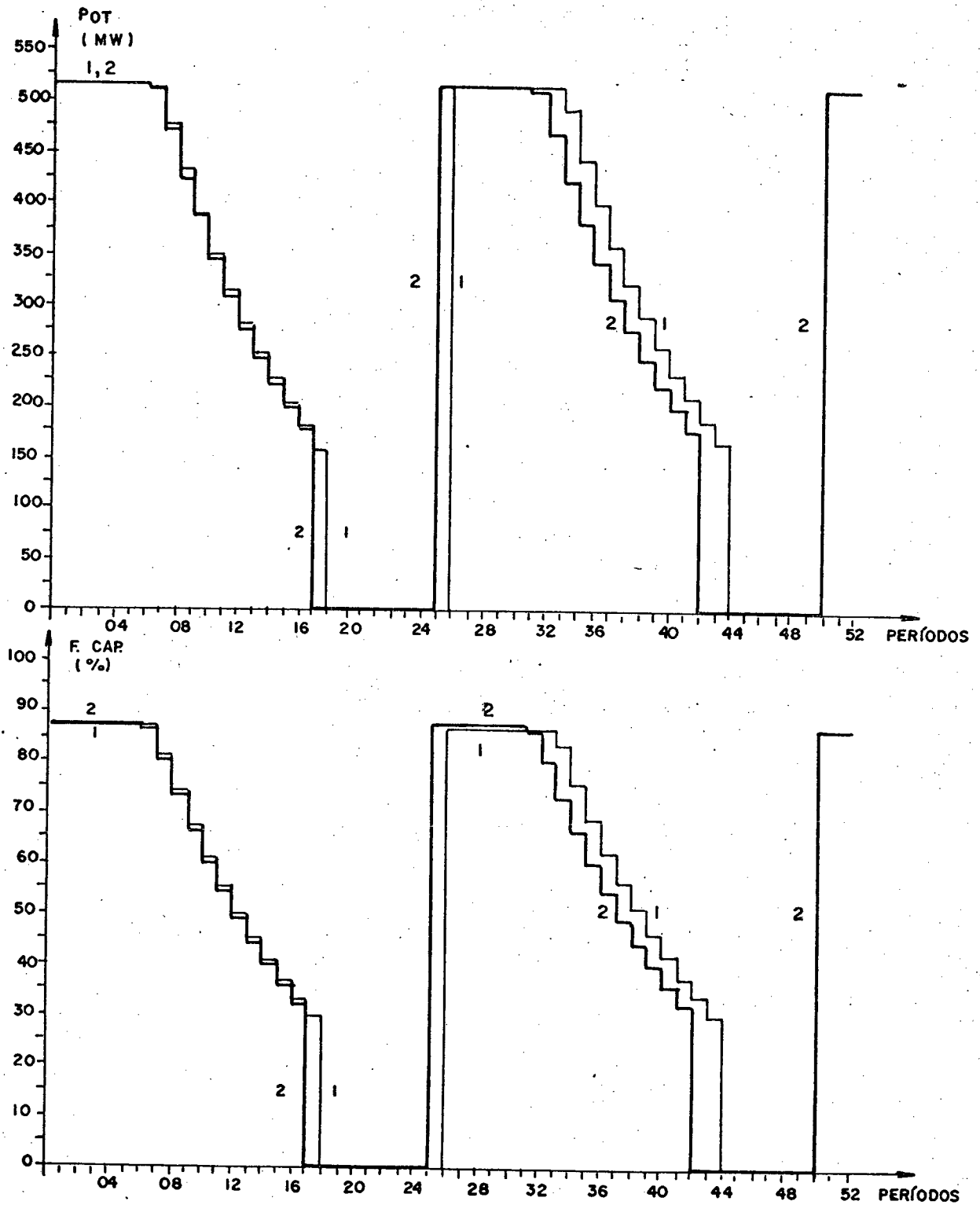


Figura 5.7b - Desempenho da nuclear com a variação de TC (52 períodos). NO ALTO : potência de operação (MW) versus período. EMBAIXO : fator de capacidade de operação (%) versus período. Curva 1 (linha fina) : índice de truncamento (TC) igual a 10^{-3} ; Curva 2 (linha média) : índice de truncamento (TC) igual a 0,0 (coincidente com $TC = 10^{-5}$ e $TC = 10^{-4}$).

PERÍODO	NUCLEAR COM RECARGA CONTÍNUA			
	SEM PARADA PROGR.		COM PARADA PROGR.	
	P O T	F.CAP.	P O T	F.CAP.
01	515	87,23	515	87,23
02	494	83,97	494	83,97
03	324	56,97	324	56,97
04	515	87,23	0	0,0
05	475	81,01	0	0,0
06	290	51,36	515	87,23
07	0	0,0	515	87,23
08	0	0,0	479	81,64
09	0	0,0	296	52,38
10	515	87,23	515	87,23
11	515	87,23	486	82,72
12	409	70,76	305	53,87

Tabela 5.8a - Desempenho de uma nuclear com recarga contínua (12 períodos). P O T : potência de operação no período (MW); F.CAP. : fator de capacidade de operação no período (%); SEM PARADA PROGR.: sem parada programada para recarga; COM PARADA PROGR.: com parada programada para recarga.

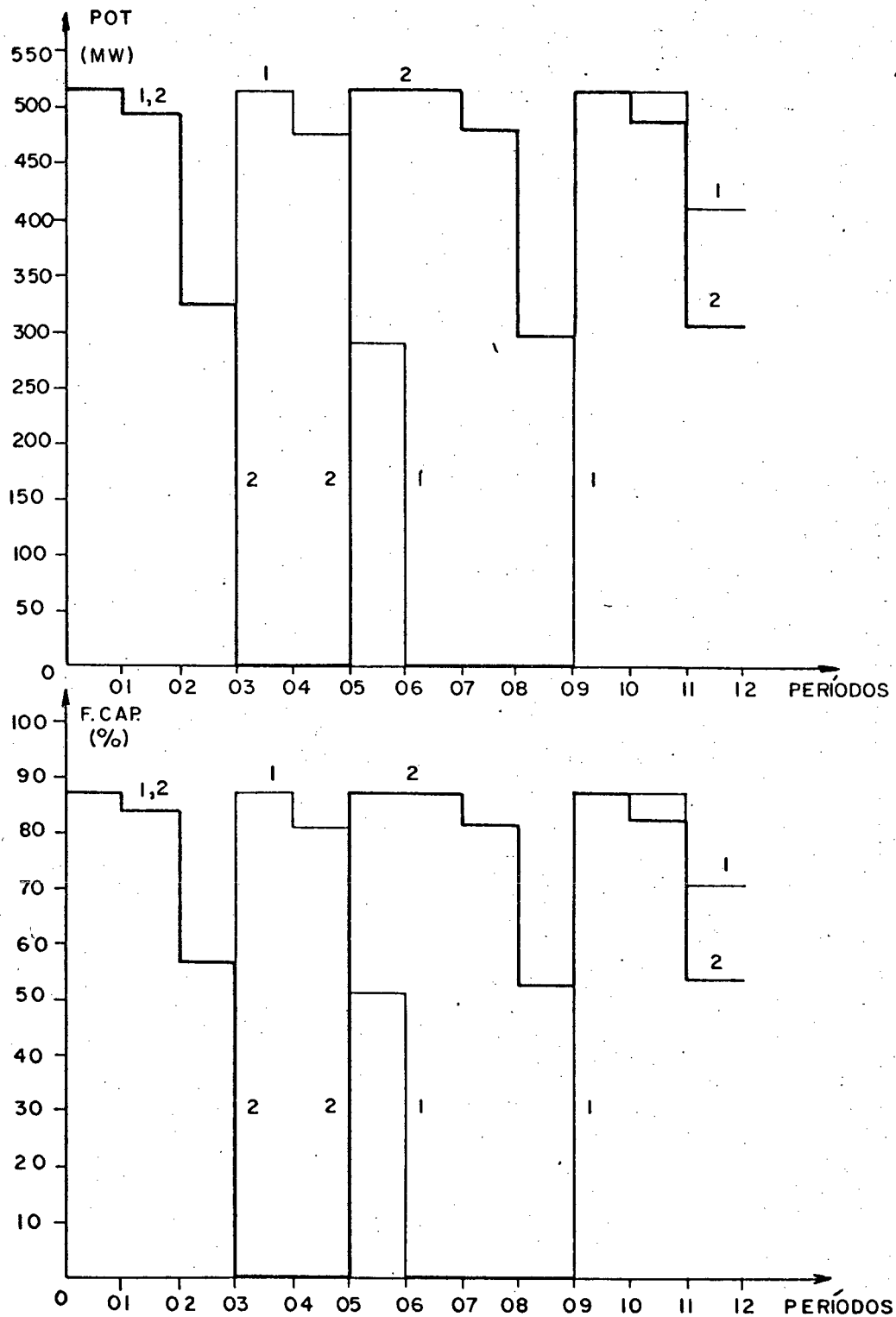


Figura 5.8a - Desempenho de uma nuclear com recarga contínua (12 períodos). NO ALTO : potência de operação (MW) versus período. EM BAIXO : fator de capacidade de operação (%) versus período. Curva 1 (linha fina) : nuclear sem parada programada para recarga ; Curva 2 (linha média) : nuclear com parada programada para recarga.

PERÍODO	NUCLEAR COM RECARGA CONTÍNUA			
	SEM PARADA PROGR.		COM PARADA PROGR.	
	P O T	F.CAP.	P O T	F.CAP.
01	515	87,23	515	87,23
02	515	87,23	515	87,23
03	515	87,23	515	87,23
04	515	87,23	515	87,23
05	515	87,23	515	87,23
06	515	87,23	515	87,23
07	511	86,61	511	86,61
08	470	80,24	470	80,24
09	424	73,09	424	73,09
10	382	66,43	382	66,43
11	344	60,23	344	60,23
12	309	54,52	309	54,52
13	277	49,17	277	49,17
14	249	44,44	249	44,44
15	223	40,04	223	40,04
16	200	36,16	200	36,16
17	179	32,49	179	32,49
18	0	0,0	0	0,0
19	0	0,0	0	0,0
20	0	0,0	0	0,0
21	0	0,0	0	0,0
22	0	0,0	0	0,0
23	515	87,23	0	0,0
24	515	87,23	0	0,0
25	515	87,23	0	0,0
26	515	87,23	515	87,23
27	515	87,23	515	87,23
28	515	87,23	515	87,23
29	515	87,23	515	87,23
30	515	87,23	515	87,23
31	515	87,23	515	87,23
32	515	87,23	515	87,23
33	515	87,23	515	87,23
34	491	83,50	515	87,23
35	444	76,20	515	87,23
36	400	69,36	511	86,61
37	360	62,84	470	80,24
38	324	56,97	515	87,23
39	291	51,53	515	87,23
40	261	46,46	515	87,23
41	234	41,90	515	87,23
42	515	87,23	515	87,23
43	515	87,23	515	87,23
44	491	83,50	511	86,61
45	444	76,20	470	80,24
46	400	69,36	424	73,09
47	360	62,84	382	66,43
48	324	56,97	344	60,23
49	291	51,53	309	54,52
50	261	46,46	277	49,17
51	234	41,90	249	44,44
52	208	37,51	221	39,71

Tabela 5.8b - Desempenho de uma nuclear com recarga contínua (52 períodos). P O T : potência de operação no período (MW); F.CAP. : fator de capacidade de operação no período (%); SEM PARADA PROGR.: sem parada programada para recarga; COM PARADA PROGR.: com parada programada para recarga.

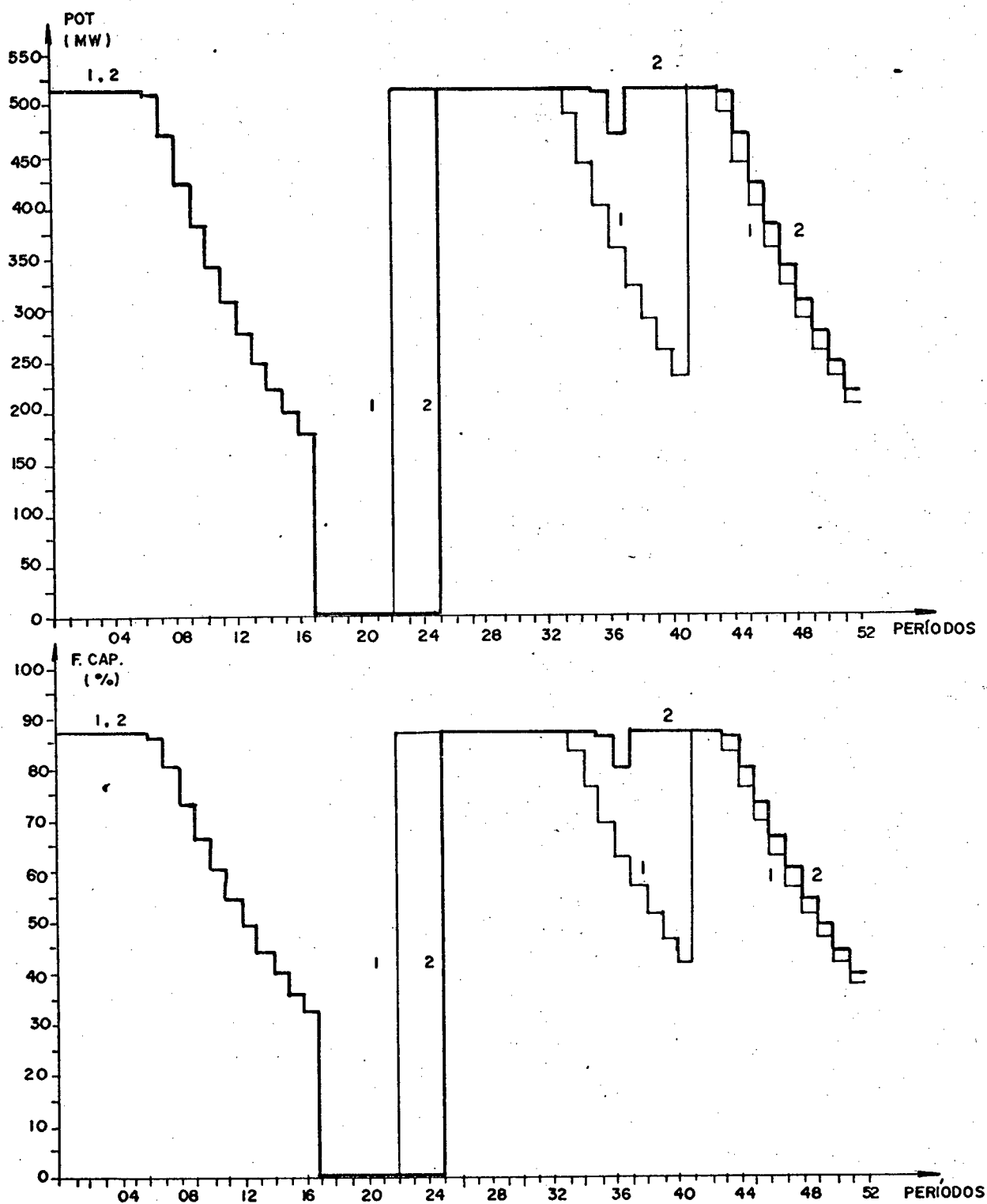


Figura 5.8b - Desempenho de uma nuclear com recarga contínua (52 períodos). NO ALTO : potência de operação (MW) versus período. EM BAIXO : fator de capacidade de operação (%) versus período. Curva 1 (linha fina) : nuclear sem parada programada para recarga ; Curva 2 (linha média) : nuclear com parada programada para recarga.

TC	TEMPO DE PROCESSAMENTO	
	12 PERÍODOS	52 PERÍODOS
10^{-3}	00 min 47,10 s	02 min 55,04 s
10^{-4}	00 min 48,89 s	03 min 13,45 s
10^{-5}	00 min 53,06 s	03 min 19,18 s
0,0	01 min 08,54 s	04 min 23,22 s

Tabela 5.9 - Tempos de processamento com a variação de TC, para intervalo de planejamento dividido em doze (12) e cinquenta e dois (52) períodos.

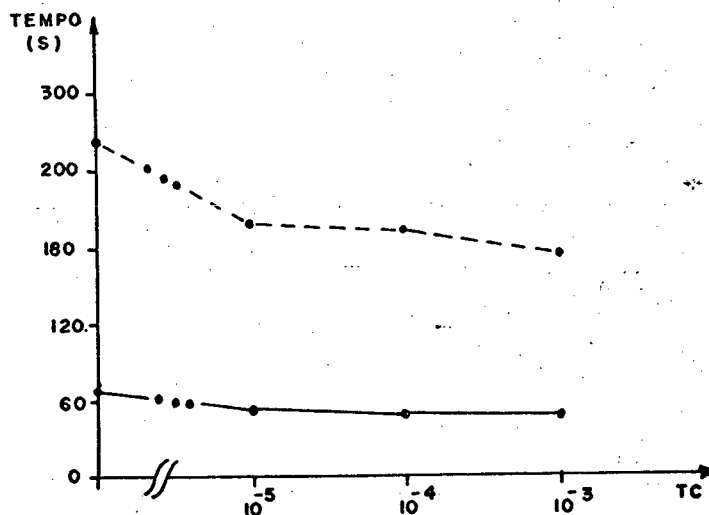


Figura 5.9 - Tempos de processamento com a variação de TC, para intervalo de planejamento dividido em doze (12) períodos (linha cheia) e cinquenta e dois (52) períodos (linha tracejada).

CASO	TEMPO DE PROCESSAMENTO	
	12 PERÍODOS	52 PERÍODOS
01	00 min 51,32 s	03 min 20,85 s
02	00 min 58,99 s	03 min 47,27 s
03	01 min 08,54 s	04 min 23,22 s

Tabela 5.10 - Tempos de processamento obtidos com o algoritmo . CASO 1 : sem operação de nucleares; CASO 2 : operação de nucleares sem necessidade de diminuição de potência (energia inicial suficiente para atender todo o intervalo à plena potência) ; CASO 3 : operação de nucleares com diminuição de potência.

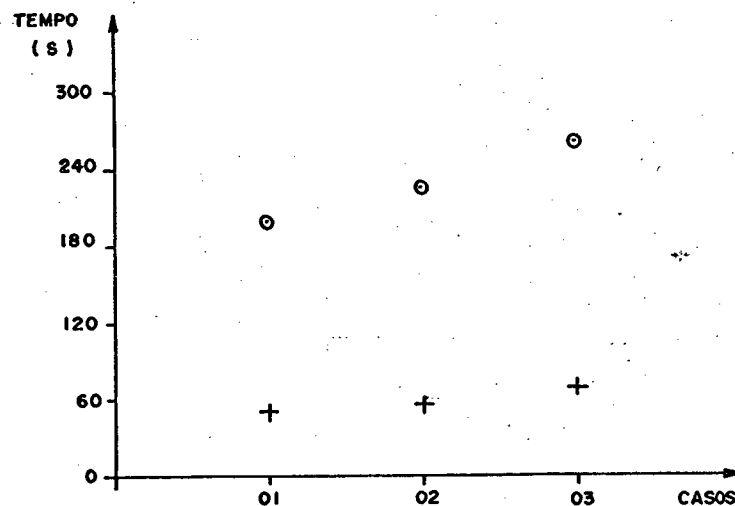


Figura 5.10 - Tempos de processamento obtidos com o algoritmo . CASO 1 : sem operação de nucleares; CASO 2 : operação de nucleares sem necessidade de diminuição de potência; CASO 3 : operação de nucleares com diminuição de potência. + : tempos para intervalo de planejamento dividido em doze (12) períodos; o : tempos para divisão em cinquenta e dois (52) períodos.

C A P Í T U L O VI

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo de encerramento são colocadas as últimas considerações a respeito do modelo de operação de usinas térmicas nucleares, e do algoritmo desenvolvido. Juntam-se sugestões para o prosseguimento do trabalho ou desenvolvimento de outras frentes de pesquisa dentro do mesmo assunto.

No tocante ao modelo e seu algoritmo, os resultados apresentados foram os desejados. Mostraram-se suas várias opções, algumas inerentes, e outras obtidas juntamente com o modelo estocástico de produção de energia, ao qual foi acoplado. Convém colocar, entretanto, que este último modelo, além dos recursos mostrados neste trabalho, possui outros, não apresentados por não haver interesse direto para os testes propostos. Podem ser obtidos através das referências.

Não se deve esquecer, também, que os valores obtidos pela simulação, e apresentados nas tabelas e gráficos, são valores esperados para todo o período. Assim, principalmente no caso da divisão do intervalo de planejamento em doze (12) períodos, não implica, necessariamente, que a usina nucleoeletrica vá operar, como mostram algumas situações, com um baixo fator de capacidade todo o tempo, podendo, inclusive, estar fora de operação parte do período.

Quanto à opção por um carregamento prévio para a verificação das condições de operação da nuclear no período considerado, ao invés de se utilizar, por exemplo, um sistema predictor a partir de dados do período anterior ou períodos anteriores, ela se justifica principalmente pela necessidade de manutenção das unidades geradoras, em que a saída de uma unidade de grande porte, aliada a uma possível variação da demanda, pode resultar numa configuração bem diferente da dos períodos anteriores. Outra razão seria a alteração introduzida pelo início da diminuição de potência com ganho de reatividade de alguma unidade no período, que poderia influenciar a operação das demais. O algoritmo permite, com uma ligeira modificação, fazer-se o carregamento prévio iterativo até obter-se uma convergência, visando uma melhor exatidão dos resultados, não justificada pelo grande aumento do tempo necessário para execução.

Conforme enfatizado no transcorrer do trabalho, o modelo permite certos aprimoramentos. Estes, juntamente com novas opções para seu uso, são arrolados a seguir, e podem ser objeto de futuras pesquisas ou complementações.

São eles:

- Consideração do custo fixo: o modelo estocástico de produção não leva diretamente em conta, ao ordenar as unidades para o carregamento de acordo com o custo incremental médio de seus segmentos, o custo fixo de geração nem os custos de partida e parada das unidades.
- Pesquisa de uma função custo mais adequada à usina nuclear : adotou-se uma função quadrática, semelhante a das térmicas convencionais.
- Relação consumo - tempo da nuclear: esta relação (Item 4.4.4) considerada linear neste trabalho, pode ser objeto de um estudo mais cuidadoso.
- Dados para a diminuição de potência com ganho de reatividade : devem ser obtidos dados adequados para cada reator nuclear.
- Duração ótima do período de diminuição de potência com ganho de reatividade: podem ser desenvolvidos algoritmos que, em função das necessidades do sistema, favoreçam ou penalizem a operação da nuclear em fase de diminuição de potência, de modo a otimizar a operação do sistema.
- Escalonamento da manutenção: este modelo, na forma apresentada, pode ser incorporado a um programa de planejamento de manutenção⁰⁶, onde a parada da nuclear para manutenção e/ou recarga pode ser antecipada ou retardada de acordo com as exigências do sistema, buscando-se o melhor desempenho do sistema em termos de critérios pré-estabelecidos, como o menor custo de geração ou uma maior confiabilidade, no intervalo de planejamento considerado.
- Combinação com outros modelos nucleares: pode-se utilizar este modelo em combinação com modelos de simulação do núcleo do reator nuclear, de forma que um forneça dados para o outro. O uso iterativo destes modelos pode ser interessante para otimização de intervalos de recarga, datas de parada, enriquecimento inicial do lote de combustível, etc..., em função do sistema ao qual a usina nucleoeletrica está ligada.
- Consideração de reatores rápidos: estes reatores, não considerados neste trabalho, podem ser objeto de pesquisas, visando buscar suas características operacionais.

Finalmente deve ser considerado que, embora a operação da usina nuclear em seguimento de carga não seja atualmente utilizada, com o aumento da participação nuclear na geração de energia elétrica, esta situação tende a se modificar, através do carregamento da nuclear em várias posições da curva de

carga²⁴. Portanto, haverá a necessidade de ser incorporada aos programas de planejamento de sistemas a operação da nuclear tanto em base como em seguimento de carga. Justifica-se assim o algoritmo desenvolvido, que permite estas opções de operação, mostradas nas várias situações simuladas, onde a nuclear frequentemente operava com segmentos de potência deslocados da base do sistema de energia elétrica.

REFERÊNCIAS

- 01 - MUNIZ, A.A.: *Representação da térmica nuclear junto ao planejamento energético*, Dissertação de Mestrado em Engenharia Nuclear, COPPE/UFRJ, 1979.
- 02 - BOOTH, R.R.: *Power system simulation model based on probability analysis*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. Pas-91, nº 1, Jan.-Feb., 1972, pp. 62-69.
- 03 - BALÉRIAUX, 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 (édition S.R.B.E.), vol. 5, nº 7, July 1967, pp. 3-24.
- 04 - SLATER, K.J.: *Stochastic system model*, Ontario Hydro Report, 1972.
- 05 - MANHIRE, B.; Jenkins, R.T.: *A new technique for simulating the operation of multiple assigned-energy generating units suitable for use in generation system expansion planning models*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, nº 10, October, 1982, pp. 3861-3869.
- 06 - 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.
- 07 - COELHO, H.F.N.: *Avaliação da confiabilidade e custo de geração de um sistema de potência com imposição de restrições de potência e energia*, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, 1979.
- 08 - COELHO, J.: *Otimização econômica da operação de sistemas hidrelétricos mediante utilização de um modelo estocástico de produção de energia*, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, 1980.

- 09 - BILLINTON, R.: *Power system reliability evaluation*, New York, Gordon and Breach, 1970.
- 10 - PAPOULIS, A.: *Probability, random variables, and stochastic processes*, New York, McGraw-Hill, 1965.
- 11 - HAMOUD, G.; Billinton, R.: *Uncertainty considerations in frequency for duration analysis for radial and two interconnected systems*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, nº 10, October, 1982, pp. 3658-3668.
- 12 - ZURN, H.H.: *Generator maintenance scheduling computer program documentation*, University of Waterloo, Dep. of Electrical Engineering, Internal Report UWEE 76-1, 1976.
- 13 - GLASSTONE, S.; Sesonske, A.: *Ingeniería de reactores nucleares*, Barcelona, Editorial Reverté S.A., 1975.
- 14 - TAVORA, F.J.P.: *Termodinâmica e usinas nucleares*, São Paulo, Ivan Rossi Editora, 1979.
- 15 - FANJOY, G.R.; Bain, A.S.: *CANDU FUEL - Fifteen years of power reactor experience*, artigo IAEA-CN-36/184, apresentado no IAEA International Conference on Nuclear Power and its Fuel Cycle, Salzburg, Austria, 2-13 May 1977.
- 16 - FANJOY, G.R.; Bodie, L.L.: *Canadian nuclear fuel operating experience*, artigo apresentado no ANS/CNA Topical Meeting, Commercial Nuclear Fuel Technology, Toronto, Canada, April 27-30, 1975.
- 17 - FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS : *Final safety analysis of central nuclear Alme. Álvaro Alberto Unit 1*, Rio de Janeiro.
- 18 - MARTINEZ, A.S.; Teixeira, A.R.; Rosa, A.R.: *Modificações no código LEOPARD no cálculo do fluxo de nêutrons em reatores a água sob pressão*, COPPE/UFRJ, PTC 25/78.

- 19 - ANDRADE, G.G.: *Algumas observações sobre falhas na Usina de Santa Cruz, FURNAS, Rio de Janeiro, 1978.*
- 20 - PACHECO, R.L.: *Modelo de operação de usinas térmicas nucleares junto a um modelo estocástico de produção de energia - Manual do usuário, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, em elaboração.*
- 21 - HAYSLETT, T.L.; Ratliff, J.R.; Robertson, J.D.: *Forward planning of refueling outages, Nuclear Engineering International, April 1979, pp. 47-52.*
- 22 - BOLDORI, P.; Bozzola, S.; Giorcelli, M.: *ONDA: programa per il calcolo del ricambio di combustibile in reattori ad acqua bollente di grande potenza, Energia Nucleare, vol. 23, nº 2, febbraio, 1976, pp. 91-97.*
- 23 - MOTODA, H.; Herczeg, J.; Sesonske, A.: *Optimization of refueling schedule for Light-Water Reactors, Nuclear Technology, vol. 25, March, 1975, pp. 477-496.*
- 24 - CHOU, Q.B.: *Characteristics and maneuverability of CANDU nuclear power stations operated for based-load and load-following generation, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-94, nº 3, May-June, 1975, pp. 792-801.*