

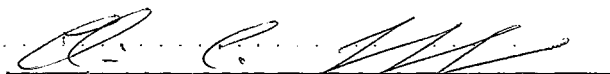
OPERAÇÃO ECONÔMICA DE SISTEMAS HIDROTERMICOS

"ALOCAÇÃO DE USINAS NA CURVA DE CARGA-ENERGIA"

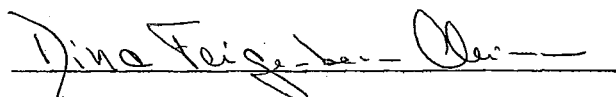
Wilson Guerra Armas

Tese submetida ao corpo docente da Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Grau de Mestre em Ciências (M.Sc.).

Aprovado por:



Prof. Clovis Caesar Gonzaga
Presidente



Prof. Dina Feigenbaun Cleiman



Dr. Ruy Eduardo Campello

Rio de Janeiro - Brasil

Janeiro de 1982

GUERRA ARMAS, WILSON ANIBAL

Formulação do Problema de Operação de Usinas Hidrotermoelétricas em termos Programação Linear e um Método Alternativo Orientados no Sentido de Minimizar os custos de Operação do Sistema Termoelétrico Complementar e Eventuais Deficits de Atendimento de Carga do Sistema.

VIII, 82p. 29,7 cm (COPPE-UFRJ, M.Sc., Engenharia de Sistemas, 1982).

Tese - Univ. Fed. Rio de Janeiro, Fac. de Engenharia.

1. Operação Econômica de Sistemas Hidrotermicos I. COPPE/UFRJ II. Alocação de Usinas na Curva de Carga-Energia (Série).

A Cristina, Silvita e Maykell
sempre minhas fontes de estímulo.

AGRADECIMENTOS

Ao Professor Clovis C. Gonzaga pela orientação e compreensão que criou condições necessárias à conclusão desta tese.

Ao Engenheiro Hernan Campero Quezada que com sua experiência estimulou-me a enveredar pelos caminhos que originaram este trabalho.

Ao Dr. Ruy Eduardo Campello, pela colaboração prestada na revisão do presente trabalho.

Aos professores Nelson Maculan Filho e Dina Feigenbaun Cleiman por sua inestimável cooperação e apoio durante a vida acadêmica na UFRJ.

Ao Dr. Félix Vaca Obando, por cujo empenho, foi possível minha vinda à COPPE.

Ao "Instituto Ecuatoriano de Eléctricação" - INECEL pela ajuda financeira e pela confiança em mim depositada.

E a todos aqueles amigos que de uma ou de outra forma colaboraram para a conclusão desta tese.

RESUMO

Sistemas hidrotérmicos são constituídos por usinas hidroelétricas e termoelétricas. Segundo as estratégias de finidas no planejamento da operação do sistema são obtidas metas de geração que definem em parte a potência e energia possíveis de serem utilizadas nas usinas hidroelétricas.

Considera-se o problema de colocar no mercado do sistema, a máxima energia e potência de ponta disponíveis nas usinas hidroelétricas.

O problema primeiro é formulado em termos de programação linear, orientado no sentido de minimizar o custo termoelétrico complementar e o custo dos eventuais déficits. O problema requer a linearização da curva de previsão de carga-energia, incluindo restrições do mercado, capacidade e operação das usinas.

A seguir é deduzido um método alternativo de solução do problema. Obtêm-se expressões para a alocação ótima individualizada das usinas na curva de carga-energia do sistema.

Finalmente um problema de aplicação é estudado.

RESUMEN

Sistemas hidrotérmicos son constituidos por centrales hidroeléctricas y termoeléctricas. Según las estrategias definidas en la planificación de la operación del sistema son obtenidas metas de generación que definen en parte la potencia y energía posibles de ser utilizadas en las centrales hidroeléctricas.

Se considera el problema de colocar en el mercado del sistema, la máxima energía y potencia de punta disponibles en las centrales hidroeléctricas.

El problema primero es formulado en terminos de programación-lineal, orientado en el sentido de minimizar el costo termoeléctrico complementar y el costo de eventuales deficits. El problema requiere restricciones del mercado, de la capacidad y operación de las centrales.

A seguir es deducido un método alternativo de solución del problema. Se obtiene expresiones para la colocación óptima individualizada de las centrales en la curva de carga-energía del sistema.

Finalmente un problema de aplicación es estudiado.

ÍNDICE

	<u>Pág.</u>
<u>CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO.....</u>	1
<u>CAPÍTULO II - O PROBLEMA DA SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO NO PLA- NEJAMENTO ENERGÉTICO</u>	4
Seção 1 - O sistema Hidrotérmico.....	5
Seção 2 - Representação da Demanda.....	10
Seção 3 - O Problema de Operação ou Alocação das Usinas em Curvas de Carga-Energia.....	17
<u>CAPÍTULO III - PROGRAMAÇÃO LINEAR APLICADA AO PROBLEMA...</u>	20
Seção 1 - Linearização da Curva Carga-Energia.....	20
Seção 2 - Formulação Matemática do Problema de Alocação em Termos de Programação Linear.....	24
Seção 3 - Algoritmo de Resolução.....	33
<u>CAPÍTULO IV - PROPOSIÇÃO DE UM MÉTODO ALTERNATIVO DE ALO- CAÇÃO.....</u>	34
Seção 1 - Lista de Prioridades.....	35
Seção 2 - Método de Alocação de Recursos.....	36

	Pag.
<u>CAPÍTULO V</u> - COMPARAÇÃO DOS MÉTODOS E CONCLUSÕES	42
<u>BIBLIOGRAFIA</u>	55

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

Um sistema hidrotérmico é composto por diversas usinas hidroelétricas que usam as afluições hidrológicas para a transformação em energia elétrica e de usinas termoelétricas que usam combustíveis com elevado custo para a complementação de geração.

O custo de operação de uma usina hidroelétrica é relativamente baixo, quando comparado ao de uma usina térmica. Este fato faz com que a energia hidroelétrica seja usada para deslocar, sempre que for possível, a utilização da geração térmica, obtendo nesta forma uma redução do custo total de produção do sistema.

Visando este objetivo, de minimizar o custo de operação do sistema, o problema proposto busca determinar uma estratégia ótima de alocação das usinas para o atendimento das cargas.

Para representar a carga, nos estudos de alocação de recursos existem modelos como a previsão de carga que ocorre cronologicamente, a previsão de duração da carga e a previsão por energia. Estes modelos são preparados, baseados nas experiências no sistema, no tempo da previsão, e refletem o crescimento esperado para as cargas do sistema no período de tempo considerado.

Utilizando o modelo de previsão de carga-energia, o problema estudado objetiva: alocar a máxima quantidade de potência e energia de ponta disponíveis nas usinas hidroelétricas, e além de avaliar a energia provável de cada tipo de usina, determinar a energia requerida para atender o nível máximo especificado de carga do sistema, em condições de otimalidade.

No segundo capítulo é conceituado o valor e custo de produção das usinas, e os modelos de carga para análise de recursos por carga, sendo apresentado o problema da operação das usinas (alocação) em curvas de carga-energia.

No capítulo III o problema de alocação das usinas em curvas de carga-energia é formulado em termos de programação linear. Na primeira seção do capítulo é apresentado um algoritmo de linearização da curva de previsão de carga-energia, que serve de base para a formulação do modelo linear.

O capítulo IV concentra a teoria de um algoritmo alternativo de solução do problema de alocação, que conduz aos mesmos resultados desejados.

No capítulo V, os modelos desenvolvidos anteriormente são aplicados a um caso de interesse, sendo expostas algumas conclusões.

NOTAÇÃO:

As expressões e parágrafos importantes de cada capítulo são numerados a esquerda da página, sendo a numeração contínua ao longo de um capítulo.

Referências a itens do mesmo capítulo são feitas pelo número da expressão. Referências a expressão de outro capítulo são apresentadas pelo número do capítulo em algarismos romanos seguido do número da expressão. A bibliografia é referenciada pelo nome do primeiro autor seguida do número de referência bibliográfica entre barras.

CAPÍTULO II

O PROBLEMA DA SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO NO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO

INTRODUÇÃO

O problema da simulação da operação de sistemas hidroelétricos é muito complexo requerendo a aplicação de técnicas de otimização para sua resolução, tais como a programação dinâmica estocástica, a programação não-linear e técnicas específicas para obter estratégias ótimas de operação do sistema. Utilizando hipóteses simplificadoras referidas ao sistema de transmissão e à operação é possível, no planejamento a médio e longo prazo, obter programas de geração do sistema para a satisfação do mercado, fazendo um simples balanço energético na curva de carga do mercado e com as usinas disponíveis no sistema elétrico.

A primeira seção trata da conceituação dos sistemas hidroelétricos, termoelétricos e dos custos de operação das usinas incluídas em cada um dos sistemas.

A seção seguinte é dedicada a conceituação e representação da demanda de energia elétrica e à obtenção da curva de carga-energia.

A última seção trata da modelagem das usinas em curvas de carga-energia que serão utilizadas no seguinte capítulo onde o problema de planejamento a médio prazo é formulado.

SEÇÃO 1 - O SISTEMA HIDROTÉRMICO

Um sistema hidrotérmico é composto de usinas hidroelétricas que utilizam as influências hidrológicas para transformá-las em energia elétrica e de usinas térmicas que utilizam combustível, de custo elevado, para a complementação da geração. Cada um desses sistemas é estudado a seguir.

1. O Sistema Hidroelétrico

É constituído por usinas hidráulicas que podem ou não ter reservatório de acumulação. No segundo caso são denominadas usinas a fio d'água e no primeiro usinas com reservatório que podem ser de regulação diária, mensal, anual ou sazonal. A função do reservatório é coletar e armazenar a água afluyente para utilização futura.

A geração elétrica se faz pela transformação de energia cinética em energia elétrica no gerador, obtida pelo fluxo d'água descarregada no reservatório através da turbina.

Definindo as características e restrições próprias de cada um desses componentes é possível definir estratê

gias admissíveis de operação. A toda estratégia admissível de operação está associada uma geração e uma potência elétrica.

O planejamento da operação das usinas hidroelétricas é feito em função do valor marginal d'água que requer técnicas de programação dinâmica estocástica. No presente trabalho é determinada uma prioridade de entrada em operação das usinas em função à magnitude do custo de produção.

2. Custo de Produção das Usinas Hidroelétricas

Segundo, INECEL [4], as despesas de operação e manutenção de uma usina hidroelétrica pode ser obtido, de forma aproximada por:

$$3. \quad c_h = a \cdot p^b$$

onde a é uma constante característica do sistema hidroelétrico, p é a capacidade em potência da usina dada em megawatts e b é um fator de redução do custo, por economia de escala.

4. Sistema de Geração Termoelétrica

Um sistema de geração termoelétrica é constituído por usinas térmicas que utilizam combustível (carvão, gás, etc.) para a sua operação. Basicamente, uma usina deste tipo opera pela transformação de energia térmica, obtida pela queima de material combustível, em energia elétrica. Este consumo de material não renovável faz com que o custo de operação de

um sistema térmico represente a parcela mais importante do custo de produção de energia elétrica em um sistema hidrotérmico.

O planejamento da operação de um sistema termoeletrico é portanto orientado no sentido de satisfazer o mercado consumidor a mínimo custo global.

5. Taxa de Calor

Um parâmetro comum utilizado para descrever o desempenho de uma unidade geradora é a taxa de calor que é a relação da entrada de combustível convertida a seu valor equivalente de aquecimento em termos de unidades de milhões de BTU por hora (BTU: = British Thermal Unit = quantidade de calor necessária para elevar em um grau Fahrenheit a temperatura de uma libra de água) dividida pela energia de saída em termos de kilowatt-hora por hora. A taxa de calor, é uma medida da eficiência da estação térmica produtora e é, de fato, geralmente expressa em BTU/kwh. (Fig. II.7).

$$6. T_c = \frac{I}{P} \rightarrow \text{taxa de calor}$$

onde I é o conteúdo total de BTU do combustível queimado por um período especificado e P são os kilowatt-hora gerados.

A taxa de calor constitui um meio conveniente para comparar a performance entre as várias usinas e para auxiliar na determinação de quais usinas devem ser colocadas em

operação para suprir uma determinada carga.

7. Taxa Incremental de Calor

A Taxa incremental de calor é utilizada quando desejamos considerar o despacho de várias usinas sincronizadas. A taxa incremental de calor é formada tomando-se a razão do aumento adicional na entrada do combustível de aquecimento requerido para alcançar uma variação adicional na energia de saída, isto é:

$$8. T_{ic} = \frac{dI}{dP} \rightarrow \text{taxa incremental de calor}$$

A taxa incremental de calor, tem a propriedade de que a área sob a curva da taxa incremental de calor representa a modificação na entrada entre dois níveis de saída. Na Fig. II.8, a diferença na entrada requerida para produzir uma saída de uma hora no nível P_b comparada com a do nível P_a é igual à área achureada mostrada. Esta área representa a diferença na taxa de entrada de energia calorífica no nível de saída de potência de P_b megawatt sobre a taxa de entrada de energia para o nível de saída de P_a megawatt.

9. Custo de Combustível

A curva de custo de combustível ou custo de produção em dólares/hora para uma dada saída em megawatt-hora/hora, é obtida multiplicando a taxa de entrada de calor I pelo

custo por unidade de calor para o combustível empregado (dólares/MBTU).

Taxa de custo $F(P)$ ($\frac{\text{dólares}}{\text{hora}}$): = preço do combustível ($\frac{\text{dólares}}{\text{MBTU}}$) x entrada ($\frac{\text{MBTU}}{\text{hora}}$).

$$10. F(P) = \alpha I$$

Do mesmo modo, um custo médio de produção para energia, F/P , dólares/MWh pode ser conformado pelo produto da taxa de calor e do preço do combustível.

$$11. \text{Custo médio de produção} = \frac{\alpha I}{P} = \frac{F}{P} \text{ (dólares/MWh)}$$

12. Custo Incremental de Produção

Com significado para o despacho econômico é o custo adicional de produção, comumente designado como "custo incremental", formado pelo produto do preço do combustível e taxa incremental de calor:

$$13. \frac{dF}{dP} = \alpha \frac{dI}{dP} \text{ (dólares/MWh)}$$

Os custos do combustível formam a principal parte dos custos de produção associados com um gerador termoelétrico. Os custos adicionais de produção incluem mão-de-obra e

suprimentos associados com a manutenção e a operação. Em alguns casos, esta parte dos custos adicionais, que variam com a saída, tem sido considerada como um ajuste de uma porcentagem fixa aos custos dos combustíveis para operação da usina ; em outros casos, eles tem sido ignorados e o despacho é feito com base somente nos custos incrementais dos combustíveis. Maiores detalhes a respeito pode encontrar-se em PTI [1].

SEÇÃO 2 - REPRESENTAÇÕES DA DEMANDA

Existem três modelos largamente usados para representar a carga nos estudos de alocação de recursos para as cargas. Eles constituem a previsão de cargas que ocorrem cronologicamente, a previsão de duração da carga e a previsão da carga por energia.

14. Previsões Cronológicas de Cargas

São utilizadas no planejamento a curto prazo , assim como no comprometimento da geração para atender a demanda, na distribuição horária de carga entre várias usinas, e para a determinação dos tempos de partida e de parada para a geração das unidades em períodos específicos de tempo.

A curva cronológica de carga, Fig. II.2.a, é uma sequência de cargas que ocorrem cronologicamente, isto é, a cada instante t é associado uma carga $D(t)$.

$$15. D(.) = [0, T] \rightarrow R^+$$

$$T \rightarrow D(t)$$

As curvas cronológicas de carga podem ser preparadas para qualquer período de tempo $[0, T]$, tal como um ano, um mês, uma semana, como for necessário.

16. Curvas de Duração de Carga

As curvas de duração de carga podem ser usadas para períodos de tempo onde a alocação integrada de recursos não estiver sensivelmente afetada pelas limitações na acumulação de recursos.

A curva de duração de carga delinea as horas cumulativas de operação com uma carga dada, ou mais alta, durante o período de tempo especificado. É um gráfico muito útil na determinação da quantidade do tempo de operação para atender um nível de carga especificado.

A curva de duração de carga pode ser obtida a partir da curva cronológica de carga. Associando a cada valor de carga P , o tempo total $\tau(P)$ durante o qual $D(t) \geq P$ temos a curva

$$17. P \rightarrow \tau(P) \quad \tau: R^+ \rightarrow [0, T]$$

$$P \rightarrow \tau(P) \text{ Tal que } D(t) \geq P$$

A curva de duração de carga, Fig. II.2.b., é a inversa desta curva, ou seja:

18. $\bar{D}(\cdot): [0, T] \rightarrow [0, 1]$

$$\tau(P) \rightarrow \bar{D}(t)$$

que é monótona decrescente.

19. Curva Carga-Energia

Uma considerável aplicação na alocação de hidro-energia, é a curva de carga-energia que indica o valor da energia sob a curva cronológica de carga, em um nível de carga especificado ou menos. Como tal, ela é a área, sob a curva da duração de carga, que se encontra abaixo da linha de carga especificada. O valor de energia dada no gráfico da curva de carga-energia é a quantidade de kilowatts-hora que deveriam ser fornecidos para atender o dado ciclo de carga, na carga especificada ou menos. A curva da energia proporciona um meio rápido para achar a energia requerida para servir um nível da do de carga.

Posto que a curva de carga-energia constitui a base do presente trabalho é necessário apresentar a sua elaboração.

20. Elaboração da Curva Carga-Energia

A Figura II.1, mostra uma curva de carga-energia obtida a partir da curva cronológica de carga. A área sob a curva cronológica da carga é a energia consumida pela carga, durante um período de tempo especificado $[0, T]$. A energia é

avaliada pela integral

$$21. \int_0^T D(t) dt$$

A curva de duração de carga é um reordenamento dos valores de carga (potência média horária) da curva cronológica em ordem de magnitude decrescente, Fig. II.1.b.

As áreas sob a curva de duração de carga e a correspondente curva cronológica são iguais. Posto que é impraticável a determinação da equação analítica das curvas, a área de energia é determinada graficamente. É feito por adição de leitura, em qualquer uma das curvas, no ponto médio para cada período de meia hora e o total obtido, dividido por dois.

A curva de carga-energia, Fig. II.1.c, é o gráfico da integração cumulativa da área sob a curva de carga, começando em zero versus a carga dada P . Matematicamente é a integral:

$$22. \int_0^P t(D) dD$$

onde t representa as horas de duração do acréscimo de carga dD .

Na Figura II.1.a, a carga mínima para a curva de carga é " c " kilowatt. Entre "zero" e " c " kilowatt, as integrações sucessivas são diretamente proporcionais a carga, e a cur

va de carga-energia é plotada como um segmento de reta entre os dois limites. Logo a curva de carga-energia desvia-se de uma linha reta a uma curva estritamente convexa. Posto que as áreas elementares subsequentes decrescem continuamente como a carga cresce, a curva tem um incremento contínuo da derivada ao pico da carga. Embora não seja uma parábola, é chamada de "curva parabólica".

A energia correspondente ao pico da carga é igual à energia total na curva de carga. Assim da energia incluída nos valores de carga "a" kilowatt e "b" kilowatt nas curvas de carga, Fig. II.1.a.b, obtém-se as correspondentes energia em "a'" e "b'" kilowatt-horas. A quantidade de energia é "a' - b'" kilowatt-hora. A prolongação da porção linear até a ordenada na obsica total dos kilowatt-hora define a carga média. É o valor da carga que as curvas cronológicas e de duração tiverem no suposto que elas foram retangulares e contendo a mesma energia total.

Assim a curva de carga-energia associada a cada valor de carga D, Fig. II.3, o valor de energia E(D), calculada pela expressão:

$$23. E(D) = \int_0^T \min\{D, D(t)\} dt$$

onde E(D) é representado no eixo horizontal.

Desta forma é possível obter a energia demandada correspondente a cada nível da potência, isto é:

$$E_1 = D_1 t = \int_0^{D_1} t \, dD = \overline{ab}$$

$$E_2 = D_2 t' = \int_{D_1}^{D_2} t' \, dD = \overline{bc}$$

$$E_3 = D_3 t'' = \int_{D_2}^{D_3} t'' \, dD = \overline{cd}$$

$$E_4 = D_4 t''' = \int_{D_3}^{D_4} t''' \, dD = \overline{de}$$

$ET = E_1 + E_2 + E_3 + E_4 = \overline{ae} \rightarrow$ energia total associada à curva de carga.

Assim qualquer segmento de reta, S_p , representada na curva parabólica pode-se considerar como a hipotenusa de um triângulo retângulo equivalente à energia associada, $|E_p|$, a uma variação de potência $|D_p|$ da curva de carga, Fig. II.4.

$|D_p|$, define os limites da integração na curva de carga e o correspondente $|E_p|$ o valor numérico da integração. Geralmente este valor é equivalente ao somatório sequencial das potências médias horárias na curva de carga, é possível então equacionar as seguintes relações:

$$24. |E_p| = \sum_{i=1}^n D_i \rightarrow (\text{MWh})$$

$$25. D_i \leq |D_p| \rightarrow (\text{MW})$$

$$26. \alpha_p = \frac{|E_p|}{|D_p|} = \frac{\sum_{i=1}^n D_i}{|D_p|} \rightarrow (\text{horas})$$

onde:

E_p = energia associada a um segmento S_p da curva parabólica

D_p = potência (carga) associada a segmento S_p da curva parabólica

D_i = potência média horária na curva de carga

α_p = constante para cada ponto da curva parabólica.

Maiores informações a respeito podem ser encontradas em Victor [3].

27. Curvas Normalizadas

É conveniente representar as curvas normalizando os valores de carga e tempo, obtendo características como o grau de variação da carga num período de tempo, que é chamado de fator de carga, Fig. II.5. Curvas normalizadas fornecem uma caracterização do mercado que adiciona mais informações aos conceitos de mercado de ponta, de base ou mercado de energia.

É comum adotar formatos padronizados para essas curvas, representando mercados com características conhecidas de consumo, partindo-se desses formatos para executar planejamentos.

SEÇÃO 3 - O PROBLEMA DE OPERAÇÃO

Dando normas simples pelo reles das características da operação das usinas é possível definir triangulos equivalentes da operação de cada usina. Alocando istos triângulos até saturar totalmente a curva com triangulos, consegue-se abastecer os consumos do sistema tanto em potencia como em energia.

As relações anteriores, 24, 25 e 26 permitem associar a cada para de valores (E_p, D_p) definidos na curva parabólica, uma determinada sequência de potências médias horárias na curva de carga.

Sejam:

E_u = energia disponível na usina n

D_u = potência (carga) disponível na usina n

S_p = segmento da curva parabólica

S_u = segmento de alocação da usina n.

O ajuste das disponibilidades de potência e energia da usina na curva parabólica e a faixa de operação na curva de carga, ficam determinadas quando são cumpridas as seguintes relações:

$$28. S_u \geq S_p$$

$$29. |E_u| \geq |E_p|$$

$$30. |D_u| \geq |D_p|$$

A sequência das potências médias horárias da usina "n" são obtidas pela projeção de $|D_u| = |D_p|$ sob a curva de carga. A ilustração II.4 mostra graficamente o processo, Victor ³.

A sequência de potências horárias equivalentes representa fisicamente a decomposição da disponibilidade de energia em potência da usina na curva de carga. Desta maneira é possível obter programas de geração para uma ou várias usinas desde que seja conhecido, no mínimo, uma das variáveis. Ajustando-se as sucessivas usinas logra-se o atendimento à carga. Se a carga não é totalmente atendida com as disponibilidades das usinas obtém-se uma faixa residual. Esta faixa residual é completada com a operação de usinas térmicas e/ou intercâmbios com outros sistemas, para que não existam déficits de fornecimento.

Na prática o ajuste pode ser realizado de diferentes maneiras dependendo das características e do número de usinas do sistema.

No presente trabalho procura-se realizar o ajuste discretizando o equacionamento do problema de forma a aplicar critérios lineares na resolução do mesmo; como apresenta-se num primeiro caso, no Capítulo III, onde o problema é resolvido aplicando programação linear, e em um segundo caso onde o problema é resolvido por alocação sequencial das usinas na curva de carga-energia tal como apresenta-se no Capítulo IV, com o nome de método direto de alocação de usinas na curva carga-energia.

CAPÍTULO III

PROGRAMAÇÃO LINEAR APLICADA AO PROBLEMA

A eleição da curva parabólica de carga para estudar a operação do sistema baseia-se em que é mais simples representar a energia por um segmento e não por uma área como ocorre nas curvas de carga e duração.

O fato de utilizar uma curva de carga para a simulação da operação das usinas requer a utilização de programação não-linear, sem embargo discretizando o equacionamento do problema é possível aplicar critérios lineares na resolução do mesmo.

A primeira seção apresenta o desenvolvimento de um algoritmo de linearização da curva de carga-energia que será utilizado na seção seguinte onde o problema de ajuste, em termos de programação linear, é formulado.

A última seção é dedicada a enunciar o algoritmo de resolução utilizado.

SEÇÃO 1 - LINEARIZAÇÃO DA CURVA CARGA-ENERGIA

A linearização da curva de carga-energia busca representar a curva através de patamares chamados de triângulos de carga. O primeiro triângulo, na base da curva, é real-

mente linear, pelo que a linearização é aplicada à zona não-linear do diagrama de cargas.

A escolha do critério de linearização oferece algumas dificuldades porquanto o método empregado deve ser sistemático e o erro de ajuste deve ser mínimo, isto é, a curva parabólica linearizada tem que manter as características da curva real, pois fisicamente representa uma carga que deve ser atendida.

1. Formulação do Problema de Linearização

O problema é resolvido substituindo a parte não linear da curva carga-energia por uma curva linear por partes. Os valores de interesse da curva estão no intervalo $[E_0, E_f]$. Na Fig. II.10.a, conhecidos os valores da curva nos pontos E_0 e E_f , a reta r_1 que liga estes pontos é obtida pela equação:

$$2. r_1 = m_1(E - E_0) + D_0 \rightarrow \text{reta } r_1$$

$$3. m_1 = \text{tg}.G_1 = (D_f - D_0)/(E_f - E_0) \rightarrow \text{inclinação } m_1 \text{ de } r_1$$

É possível calcular os desvios de cada ponto da curva em relação à reta r_1 . O desvio máximo representa o máximo erro e_1 de aproximação da reta à curva, portanto o ponto E_1 da curva, Fig. II.10.a, onde é obtida e_1 , é escolhido como pivô para a nova reta r_2 que aproxima a curva. r_2 é obtido pela equação:

$$4. r_2 = m_2(E - E_0) + D_0 \rightarrow \text{reta } r_2$$

$$5. m_2 = \text{tg}.G_2 = (D_1 - D_0)/(E_1 - E_0) \rightarrow \text{inclinação } m_2 \text{ de } r_2$$

Aplicando o mesmo procedimento busca-se encontrar um erro \hat{e}_i abaixo de um valor considerado tolerável. Assim a reta r_i correspondente ao erro \hat{e}_i define a primeira aproximação linear no ponto E_{i-1} da curva. Em geral a equação da reta \bar{e} :

$$6. r_i = m_i(E - E_0) + D_0 \rightarrow \text{reta } r_i$$

$$7. m_i = \text{tg}.G_i = \begin{cases} (D_f - D_0)/(E_f - E_0) & \text{para } i = 1 \\ (D_{i-1} - D_0)/(E_{i-1} - E_0) & \text{para } i \geq 2 \end{cases}$$

onde m_i é a inclinação da reta r_i .

A nova aproximação da curva no intervalo $[E_{i-1}, E_f]$, é obtido aplicando o mesmo critério anterior. Este critério aplicado sucessivamente, permite sistematizar a linearização da curva como se ilustra nas Figs. II.10.b, II.10.c., e finalmente a curva linearizada na Fig. II.11.b.

8. Algoritmo de linearização (Fig. II.11.a)

Passo Inicial: Escolher uma constante $\epsilon > 0$ igual ao erro tolerável, fazer $k = 1$, $I = 1$; e vá para os passos principais:

Passos Principais:

1. Calcular a inclinação m_k da reta que liga os pontos da curva (E_0, D_0) e (E_f, D_f) , e \bar{v} para o passo 2.

$$m_k = \text{tg. } G_k = \begin{cases} (D_f - D_0) / (E_f - E_0) & \text{para } k = 1 \\ (D_{k-1} - D_0) / (E_{k-1} - E_0) & \text{para } k \geq 2 \end{cases}$$

2. Determinar a equação da reta r_k , \bar{v} para o passo 3.

$$r_k = m_k(E - E_0) + D_0 \quad \text{para } E \in [E_0, E_f]$$

3. Resolver o problema de maximizar o erro \bar{e} , determinar \bar{e}_k , E_k , \bar{v} para o passo 4.

$$\max \{ \bar{e} = r_k(E) - D_c \mid E_0 \leq E \leq E_f \}$$

onde:

\bar{e} = erro (distância da reta r_k à curva na abscissa E)

$r_k(E)$ = ponto da reta na abscissa E

D_c = ponto real da curva parabólica em E.

4. Se $\bar{e}_k \leq \epsilon$, fazer $E_0 = AI = E_{k-1}$, $D_0 = DI = D_{k-1}$, $I = I + 1$ e vá para o passo 5; de outro modo fazer $k = k + 1$ e volte ao passo 1.

5. Se $D_f - DI \leq \epsilon$, pare. De outro modo vá para o passo 1.

SEÇÃO 2 - FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE ALOCAÇÃO EM TERMOS DE PROGRAMAÇÃO LINEAR

O objetivo geral do problema a resolver é colocar a máxima energia e potência de ponta disponíveis nas usinas hidroelétricas, de acordo com as metas obtidas segundo as estratégias definidas no planejamento da operação, em função do custo termoelétrico complementar e dos custos de eventuais déficits.

Isto é, trata-se de achar a configuração de funcionamento econômico do sistema termoelétrico complementar minimizando seu custo de operação e os custos de déficit no fornecimento de carga ao sistema.

9. Custos das Usinas Térmicas

Como já foi analisado, a natureza geral das funções do custo (porém, é lógico, não o valor) é a mesma para usinas a carvão, a óleo e a gás. As usinas nucleares podem ser também incluídas, porém as usinas hidroelétricas necessitam de outra análise.

A programação linear requer que estes custos de operação sejam aproximado por funções lineares; esta linearização pode obter-se aproximando a função não-linear do custo de funcionamento por um número de seções lineares.

No presente estudo o gerador original, com gerações limite P_{\min} e P_{\max} é substituído por um gerador equivalente, Fig. III.1, onde os limites de geração são mantidos e a função do custo é dada, segundo Shen [5], por:

$$10. F = a \times P \rightarrow \text{dólares/hora (US \$/hora)}$$

onde:

a = custo incremental aproximado do funcionamento, dado em dólares/megawatt-hora (ou simplesmente US \\$/MWh).

P = potência gerada dada em megawatt (MW).

Deste modo o custo de produção, F_j , de cada unidade térmica, k , no triângulo de carga j é:

$$11. F_j = a_k T_{kj} \quad \text{para } k \in K \rightarrow \text{dólares/hora (US \$/hora)}$$

$$\quad \quad \quad \text{para } j \in J$$

onde:

K = conjunto de índices; cada índice $k \in K$ representa o tipo de usina k .

J = conjunto de índices; cada índice $j \in J$ representa o patamar o triângulo de carga j na curva de carga-energia linearizada.

T_{kj} = é a potência da usina térmica k alocada no patamar j

a_k = custo incremental de produção da usina térmica k .

multiplicando este custo pelo número de horas, b_j (Cap. II - 26), que a usina, k , funciona no triângulo de carga, j , com a potência, T_{kj} , temos:

$$12. F_j = b_j a_k T_{kj} \quad \text{para } k \in K \rightarrow \text{Dólares (US \$)}$$

$$\text{para } j \in J$$

O custo global de operação do sistema térmico será:

$$13. F = \sum_{j=1}^J \sum_{k=1}^K b_j a_k T_{kj} \rightarrow \text{dólares (US \$)}$$

14. Custos de Déficits no Atendimento de Carga

Neste trabalho são incluídos custos altos de déficits, com a finalidade de evitar déficit no fornecimento de carga do sistema.

Com este intuito considera-se a curva de carga dividida em duas parcelas plenamente diferenciáveis: base e não-base (ou ponta). O custo de déficit na base é considerado igual ao maior custo de operação das usinas a vapor. O custo de déficit na não-base é feito igual ao maior custo das usinas a gás.

Chamando de, d_j , o custo de déficit no triângulo de carga j , o custo de déficit global do sistema será:

$$15. \sum_{j=1}^J d_j \times D_j \rightarrow \text{dólares/hora}$$

multiplicando este custo pelo tempo, b_j , em que foi mantido o déficit, D_j , no patamar, j , é obtido:

$$16. \sum_{j=1}^J b_j \times d_j \times D_j \rightarrow \text{dólares}$$

que é o custo global de déficit do sistema.

Assim a função dos custos a otimizar é:

$$17. \text{Minimizar } F = \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J b_j a_k T_{kj} + \sum_{j=1}^J b_j d_j D_j$$

18. Restrições

Um conjunto de variáveis H_{ij} , T_{kj} , potências geradas, deve ser agora escolhido de modo a proporcionar a mini-

mização à função custo. Essa escolha não pode ser arbitrária e é necessário observar simultaneamente certas restrições de igualdade e desigualdade.

19. Restrições de Igualdade

Como a escolha dos H_{ij} , T_{kj} , deve ser consistente com o balanço energético do sistema, as restrições de igualdade correspondem à condição de atendimento da carga de cada triângulo através das usinas hidroelétricas, termoelétricas e eventuais desligamentos de carga:

$$20. \sum_{i=1}^I H_{ij} + \sum_{k=1}^K T_{kj} + D_j = c_j \quad \text{para } j \in J$$

onde:

c_j = carga incremental correspondente ao triângulo de carga j

H_{ij} = potência média gerada pela usina hidroelétrica i , no triângulo de carga j .

I = conjunto de índices; cada índice $i \in I$ representa o tipo de usina hidroelétrica i .

21. Restrições de Desigualdade

Correspondem à não utilização acima das quantidades de energia e potência disponíveis nas unidades geradoras do sistema termoelétrico em análise.

As limitações de energia são impostas pelas disponibilidades existentes nas usinas hidroelétricas.

As limitações de potência são impostas pelas características de operação das usinas hidroelétricas e termoelétricas. Geralmente apresentam-se por limitações técnicas, tais como a caldeira ou instabilidade da turbina, requisitos de segurança do sistema etc.

22. Disponibilidade de Energia Hidroelétrica

Corresponde à condição de não ultrapassar a energia disponível em cada usina hidroelétrica:

$$23. \sum_{j=1}^J b_j H_{ij} \leq e_i^h \text{ para } i \in I$$

onde:

b_j = tangente do ângulo superior, α , do triângulo de carga j

e_i^h = energia total disponível na usina hidroelétrica i , no período analisado.

24. Disponibilidade de Potência

Visa a condição de não ultrapassar a potência total disponível em cada usina hidroelétrica e em cada usina termoelétrica:

$$25. \sum_{j=1}^J H_{ij} \leq p_i^h \quad \text{para } i \in I$$

onde:

p_i^h : = potência total disponível na usina hidroelétrica i no período considerado.

$$26. \sum_{j=1}^J T_{kj} \leq p_k^t \quad \text{para } k \in K$$

onde:

p_k^t : = potência total disponível na usina termoelétrica k

27. Limites de Variáveis

Incluem as características técnicas e econômicas da operação das usinas.

Embora seja possível limitar inferior e superiormente a geração disponível de cada usina em cada triângulo de carga, segundo as características das usinas disponíveis e as restrições de segurança do sistema, o normal é ter-se gera

ções mínimas contínuas em algumas usinas e alguns triângulos. No presente trabalho é considerado o caso mais geral, isto é, gerações mínimas contínuas em algumas usinas somente no triângulo base da curva carga-energia:

$$28. H_{ij} \geq m_i^h \quad \text{para } j = 1,$$

$$29. H_{ij} \geq 0 \quad \text{para } j \geq 2; \quad j \in J, i \in I.$$

onde:

m_i^h = mínima carga admissível na usina hidroelétrica i

$$30. T_{kj} \geq m_k^t \quad \text{para } j = 1,$$

$$31. T_{kj} \geq 0 \quad \text{para } j \geq 2, \quad \text{para } j \in J, k \in K.$$

onde:

m_k^t = mínima carga admissível na usina termoelétrica k .

É possível, também, limitar superior e inferiormente a geração térmica disponível nos patamares ou triângulos de carga, segundo as características das usinas termoelétricas disponíveis e as restrições de segurança do sistema.

Em resumo o objetivo é resolver o seguinte problema de otimização:

"Encontrar um conjunto de produções, H_{ij} , T_{kj} , que satisfazendo a equação, 17, e as restrições, 20, 23, 25, 26, 28, 29, 30, 31 minimize a soma de todos os custos de produção F ".

$$17. \min F = \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J b_j a_k T_{kj} + \sum_{j=1}^J b_j d_j D_j$$

s.a.a.

$$20. \sum_{i=1}^I H_{ij} + \sum_{k=1}^K T_{kj} + D_j = c_j \quad \text{para } j \in J$$

$$23. \sum_{j=1}^J b_j H_{ij} \dots \leq e_i^h \quad \text{para } i \in I$$

$$25. \sum_{j=1}^J H_{ij} \dots \leq p_i^h \quad \text{para } i \in I$$

$$26. \sum_{j=1}^J T_{kj} \dots \leq p_k^t \quad \text{para } k \in K$$

$$28. H_{ij} \dots \geq m_i^h \quad \text{para } j = 1, j \in J \\ \text{para } i \in I$$

$$29. H_{ij} \dots \geq 0 \quad \text{para } j \geq 2, j \in J \\ \text{para } i \in I$$

$$30. T_{kj} \dots \geq m_k^t \quad \text{para } j = 1, j \in J \\ \text{para } k \in K$$

$$31. T_{kj} \dots \geq 0 \quad \text{para } j \geq 2, j \in J$$

$$\text{para } k \in K$$

SEÇÃO 3 - ALGORITMO DE RESOLUÇÃO

O algoritmo utilizado para a resolução deste modelo linear é o simplex revisado que utiliza a forma produto da inversa. No presente trabalho utilizamos o sistema de programação matemática tempo que se encontra implantado no computador B-6700 do Núcleo de Computação Eletrônica da UFRJ.

A referência básica para esse sistema é Vaca Obando ¹⁰ onde a utilização do programa é descrita em detalhes.

CAPÍTULO IVPROPOSIÇÃO DE UM MÉTODO ALTERNATIVO DE ALOCAÇÃO

No capítulo anterior foi desenvolvido um modelo simplificado de programação linear para a alocação das unidades na curva parabólica de carga, buscando satisfazer uma sequência prevista de carga a um custo total de operação mínimo.

Neste capítulo é desenvolvida uma técnica diferente para a resolução do mesmo problema. Esta técnica, chamada de "Método Direito de Alocação de Usinas na Curva de Carga-Energia", utiliza uma tabela de prioridades de alocação sequencial definida previamente; isto é, as usinas são alocadas sequencialmente, obtendo-se, depois de cada alocação, curvas parabólicas residuais a serem atendidas pelas usinas seguintes.

A primeira seção é dedicada à lista de prioridades de alocação sua elaboração e aplicação.

Na seção seguinte é apresentado o método de alocação das usinas na curva carga-energia.

SEÇÃO 1 - LISTA DE PRIORIDADES

É baseada na suposição de que as unidades com mais favorável custo operacional de melhor eficiência são carregadas nos pontos de sua melhor eficiência de operação.

1. Elaboração

É elaborada com o número suficiente de unidades, que devem funcionar, de modo que a soma de capacidade disponível iguale a carga máxima no ponto máximo da curva de carga. A seguir as unidades escolhidas são colocadas em linha em ordem ao custo incremental da operação, no ponto de operação de melhor eficiência das unidades geradoras.

2. Aplicação

Da lista de prioridades, que contém todas as unidades em linha, uma de cada vez é selecionada e alocada na curva de carga-energia em base da melhor eficiência.

Ajustando nesta forma as sucessivas usinas logra-se o atendimento à carga do sistema. Se a carga não é totalmente atendida com as disponibilidades de recursos em potência e energia das usinas, obtem-se uma faixa residual. Esta faixa residual é o déficit obtido da alternativa de alocação de recursos e deve ser complementado com a operação de usinas térmicas para que não existam déficits de fornecimento de carga no

sistema.

SEÇÃO 2 - MÉTODO DE ALOCAÇÃO DE RECURSOS

Com os recursos em potência e energia das unidades disponíveis do sistema, busca-se o atendimento do mercado saturando a curva de carga-energia com os triângulos equivalentes à operação das usinas correspondentes.

Com esta finalidade a curva de carga-energia é dividida em duas partes plenamente diferenciáveis, isto é, a parcela linear que chamaremos de "base" da curva de carga-energia, e a parte não-linear da curva que chamaremos de "não-base".

3. Alocação na Base

Na base da curva de carga-energia são alocadas as potências mínimas que por condições elétricas, mecânicas e de salto, devem ser despachadas primeiro.

O problema acima é resolvido por simples interpolação linear, basta alocar as potências mínimas das usinas no eixo vertical da curva demanda-energia do sistema e obter as energias geradas por cada uma no eixo horizontal. A equação geral que calcula a energia correspondente a uma potência dada aplicando interpolação linear é; Fig. IV.2:

$$4. E_C = E_{I-1} + \left(\frac{P_C - P_{I-1}}{P_I - P_{I-1}} \right) \times (E_I - E_{I-1})$$

onde:

E_C = energia desconhecida

P_C = potência conhecida

P_I = ordenada da curva no ponto I

E_I = abscissa da curva no ponto I

5. Alocação Fora da Base

Subtraindo da potência e energia disponíveis em cada usina, a carga e a energia mínima alocada na curva, obtemos a potência e energia residual que deverão ser colocados no tramo da curva restante.

Quando os recursos residuais são de potência e energia como ocorre com as usinas hidroelétricas, a alocação é feita na curva tratando de ajustar ao máximo estes valores.

Quando os recursos residuais são de potência, caso típico das usinas térmicas o ajuste na curva é feito tratando de obter a máxima energia possível de colocar.

6. Ajuste Hidroelétrico:

Com a energia comprometida a gerar, ΔE_G , e a carga a atingir, ΔP_D , de cada usina hidráulica, procura-se um ponto (E, P) na curva demanda-energia tal que o ajuste feito na curva gere um mínimo de erro possível.

No esquema IV.3 apresenta-se o problema graficamente e a seguir analiticamente. Chamando:

$$7. e_1 = \Delta E - \Delta E_G = (-) \rightarrow \text{erro por defeito}$$

$$8. e_2 = \Delta E - \Delta E_G = (+) \rightarrow \text{erro por excesso}$$

$$9. e = |\Delta E - \Delta E_G| \rightarrow \text{erro absoluto}$$

onde:

ΔE_G = energia comprometida a gerar no período de estudo

ΔE = energia colocada correspondente à alocação da carga ΔP_D na curva de carga-energia

ΔP_D = potência disponível para ponta da usina.

Adicionalmente a energia obtida para um dado nível de carga é dada por:

$$10. \Delta E = E - E'$$

Mantendo fixo o nível de potência dado a energia comprometida \tilde{e} é alocada começando pela ponta, e deslocando ao longo da curva o triângulo equivalente de operação da unidade, tratando de minimizar o erro de ajuste à curva no mercado de energia, isto é:

$$11. \text{Minimizar} \{e = |E - E' - \Delta E_G| / E_0 \leq E \leq E_f\}$$

onde:

E = abscissa de alocação da carga residual, ΔP_D , da usina no nível P da curva.

E' = abscissa para o nível de carga P' da curva.

E' é determinado por interpolação linear, basta entrar com P' na curva e obter E' .

P' é obtido subtraindo do nível de potência P , a carga residual, ΔP_D , da usina:

$$13. P' = P - \Delta P_D$$

Pode dar-se o caso de que na alocação da usina na curva, começando pela ponta, os recursos disponíveis da usina sejam insuficientes aos requerimentos exigidos pela carga da usina. Neste caso colocamos a energia disponível reduzindo a potência da usina. No caso oposto de dispor maior energia para a potência dada, colocamos a energia possível para essa potência.

14. Ajuste Termoelétrico

A utilização ao máximo da capacidade das térmicas mais baratas sempre gera uma política de custo mínimo, portanto a alocação sequencial da potência residual das usinas térmicas na curva parabólica é feito procurando obter a máxima energia possível de ser colocada.

Começando pela ponta da curva de carga-energia deslocamos ao longo da curva a potência comprometida, $\Delta P'$, da usina, tratando de maximizar a energia colocada, $\Delta E'$. Fig. IV.4.

Chamando de ΔE a energia colocada pela usina na curva parabólica, e de ΔP a potência residual térmica a ser atingida, o problema é formulado no sentido de maximizar a energia, ΔE , alocada na curva, mantendo fixa a potência residual, ΔP , dada.

Posto que:

$$15. \Delta E = E - E'$$

o problema fica:

$$16. \text{Maximizar}\{\Delta E = E - E' / E_0 \leq E \leq E_f\}$$

Nesta forma resolvendo os problemas: 4, 11, 16, restritos a 12, consegue-se saturar a curva de carga-energia com triângulos equivalentes à operação de cada usina. Desta forma resultam atendidos os consumos tanto em potência como em energia.

CAPÍTULO V

COMPARAÇÃO DOS MÉTODOS E CONCLUSÕES

Para fins comparativos dos métodos e para deduzir as respectivas conclusões foi utilizado o sistema elétrico do Equador com sua configuração estimada para o ano de 1985.

A primeira seção é dedicada para descrever o sistema, suas disponibilidades, necessidades e custos de operação.

A seção a seguir é utilizada para apresentar os resultados obtidos no balanço energético feito com cada um dos métodos.

A última seção do Capítulo trata da comparação dos métodos e suas conclusões.

SEÇÃO 1 - DESCRIÇÃO DO SISTEMA

O planejamento, execução e controle do sistema elétrico equatoriano é de responsabilidade do Instituto Equatoriano de Eletrificação, INECEL.

A geração e transmissão da energia elétrica é distribuída e comercializada ao usuário por empresas elétricas organizadas juridicamente como sociedades anônimas, das quais

o Estado Equatoriano através da INECCEL é o maior acionista, com exceção de uma empresa elétrica que é conformada por capitais norte-americanos.

Na atualidade o país tem 17 empresas elétricas, que por sua localização geográfica constituem 9 sistemas regionais, Gráfico V.1.

1. Disponibilidade de Geração

Baseado na análise do crescimento da população, dos programas de desenvolvimento dos diferentes setores econômicos e do planejamento geral do desenvolvimento do país, tem-se por meta, no ano de 1985, alcançar uma capacidade total garantida de 1718 MW dos quais 49.16% (844.60 MW) serão térmicos e 50.84% (873.40 MW) provenientes de usinas hidráulicas.

A conformação do sistema de geração e do sistema de transmissão para 1985 é apresentado no Gráfico V.2. As usinas que devem estar operando são apresentadas em forma pormenorizada na Tabela V.1.

O sistema de transmissão estará constituído basicamente por um anel a 230 KV e ramais de 138 KV para atingir os sistemas regionais.

2. Previsões do Consumo Elétrico

As previsões de consumo de energia elétrica constituem a base fundamental para o planejamento e dimensionamento dos sistemas de geração, transmissão e distribuição.

Estas previsões devem refletir necessariamente as hipóteses que, no desenvolvimento sócio-econômico global, são fixadas pelos organismos governamentais do país.

Visando este objetivo são utilizadas técnicas e métodos que permitam obter resultados que limitem os efeitos de fatores que irão incidir em estimações por excesso ou por defeito, com as correspondentes consequências que estes fatos implicariam (deseconomias, serviços inadequados, etc.).

As técnicas empregadas nas previsões do consumo de energia elétrica do consumo se agrupam nos chamados métodos: globais, semi-globais e analíticos.

3. Métodos Globais

Baseiam-se na extrapolação do consumo de energia elétrica total segundo as tendências estatísticas ou por correlações com parâmetros macroeconômicos. Estas extrapolações são feitas ajustando matematicamente os valores observados com os parâmetros explicativos, e analisando-se o ajuste é adequado para a previsão futura.

4. Métodos Semi-Globais

Fazem-se análises específicas dos diferentes parâmetros que intervêm na previsão de cada um dos setores de consumo.

Exemplo: para o setor residencial, considera-se a população servida, os consumos específicos, o crescimento demográfico, o salário, a tarifa, etc.

5. Métodos Analíticos

Tendem a aplicar análise individual a cada tipo do setor industrial, a cada tipo de consumo residencial, a cada classe de consumo comercial.

No caso do Equador foi aplicado o método semi-global aos consumos setoriais de cada região. Os valores obtidos são conferidos mediante o método semi-global aplicado aos consumos setoriais totais do país. E este último a sua vez é conferido por métodos globais aplicados a consumo total do país.

Desta forma determinado o consumo previsto a dezembro de 1985 é de 1407.08 megawatt que corresponde à máxima demanda do sistema neste ano.

6. Curva de Carga-Energia Mensal

O gráfico V.3 apresenta a curva de carga energia do sistema para um fator de carga 0.50. O número de pontos escolhidos para definir a curva é maior nos trechos onde a derivada muda rapidamente.

Os dados são expressos em tanto por cento (%), isto é são valores percentuais. Tabela V.2.

7. Custos de Operação

Por não dispor as curvas de custo de produção das unidades componentes do sistema, para determinar os custos de operação das usinas que serão incluídas na elaboração da lista de prioridades de alocação das usinas na curva de carga-energia, foi utilizado as seguintes equações, segundo Baquero [2].

8. Usinas Hidroelétricas

$$9. F_h = 3.4247 \times P^{0.69}$$

onde:

F_h = despesas de operação em dólares/hora

P = carga da usina em megawatt.

10. Usinas a Gás

$$11. F_g = \frac{6.29 \times 4938.8 \times P^{-0.12}}{10500.0 \times 0.8755} \times \text{CDOIL}$$

onde:

$4938.8 \times P^{-0.12}$ = consumo específico das usinas, dado em Kcal/KWh.

10500.0 = poder calorífico do óleo Diesel em Kcal/kg

0.8755 = densidade específica do óleo Diesel.

CDOIL = custo do barril do óleo Diesel dado em dólares. (20.0 dólares/barril)

F_g = custo de produção dado em milésimos de dólar/KWh.

12. Usinas a Vapor

$$13. F_v = \frac{6.29 \times 4604.8 \times P^{-0.13}}{9800.0 \times 0.9465} \times \text{CBUNK}$$

onde:

$4604.8 \times P^{-0.13}$ = consumo específico das usinas dado em Kcal/KWh

9800.0 = poder calorífico do bunker dado em Kcal/
Kgr.

0.9465 = densidade específica do bunker

F_v = custo de produção dado em milésimos de dō-
lar/KWh.

14. Lista de Prioridades

A Tabela V.3 apresenta a lista de prioridades de alocação das usinas na curva de carga energia elaborada para o presente trabalho.

As unidades que devem funcionar são colocadas em linha em ordem ao custo incremental da operação.

O número da unidade na lista de prioridade é ilustrado na coluna 1. O nome e o tipo da usina estão na coluna 2. A carga mínima e o custo da operação para cada unidade estão relacionados nas colunas 3 e 4, e os custos da operação em capacidade máxima e de carga máxima estão indicadas nas colunas 5 e 6. O declive da linha reta que liga o custo de carga mínima com o custo de carga máxima é dado na coluna 7 e é o custo incremental constante equivalente para a aproximação da linha reta à curva de custo da unidade. A coluna 8 dá a proporção do custo máximo para o regime máximo da unidade.

Devido à suposição de uma linha reta da curva de custos, compreende-se que o ponto de operação de melhor eficiência para cada unidade ocorre no seu regime máximo.

Assim, a coluna 8 mede o custo de operação na melhor eficiência.

Uma estimativa dos custos de operação para o sistema pode ser feita desenvolvendo uma curva do custo do sistema formada por segmentos de linha reta entre as acumulações sucessivas nos pontos de operação máxima das unidades, como é ilustrado nas colunas 9 e 10 da Tabela V.3. A coluna 9 relaciona a soma de saídas máximas da unidade para as unidades neste nível de prioridades, ou menos, e a coluna 10 relaciona a soma correspondente dos custos de operação de carga máxima.

Informação básica para esse ponto é a referência [1] onde a lista de prioridades é estudada em detalhe.

SEÇÃO 2 - RESULTADOS OBTIDOS

As Tabelas V.4 e V.5 mostram as saídas correspondentes ao problema de alocação, resolvido por "Programação Linear" e pelo "Método Direto". Nelas aparecem alocadas 14 usinas hidroelétricas e termoelétricas, que atendem a curva de carga mensal do sistema, como é ilustrado nos gráficos V.4 e V.5.

15. Programação Linear

Para a aplicação do modelo linear a curva de carga-energia foi linearizada segundo III.8, obtendo-se a curva representada por dez triângulos de carga, Δ , como se ilustra na Tabela V.6 e no Gráfico V.6. Esta saída corresponde a um erro tolerável de 0.8% no ajuste linear.

Com os dados da curva linearizada formulamos o modelo de alocação de recursos em termos de programação linear.

O problema presente foi resolvido utilizando o sistema de programação matemática tempo que se encontra implantado no computador B-6700 do Núcleo de Computação Eletrônica da UFRJ.

O problema estático é conformado de 31 restrições, 181 variáveis e 471 elementos que corresponde a uma densidade de 8.39% da matriz. Estas estatísticas incluem uma variável de folga para cada restrição.

16. Resultados

Os triângulos de carga definidos são atendidos totalmente em seus requisitos de potência e energia.

A operação das usinas é feita individualmente na faixa dos triângulos de carga que atende as restrições de ope-

ração, e de disponibilidades de recursos das usinas.

A alocação mais econômica é obtida com 212 iterações. O valor da função objetivo é de 1242.59 equivalente a 6283.66 mil de dólares que representa o custo mensal mínimo da operação do sistema.

Somando as gerações individuais, tanto térmicos quanto hidráulicos, obtemos a geração total que atinge a carga do sistema, Tabela V.4.

17. Análise dos Resultados

Os resultados obtidos satisfazem o objetivo esperado no enunciado do problema, isto é, coloca a máxima quantidade de potência e energia de ponta (não-base) disponíveis nas usinas hidroelétricas do sistema.

Dos requisitos totais do sistema que são 984.96 MW e 205.430 GWh fora da base, 595.90 MW (60.50%) e 138.283 GWh (67.31%) são alocados pelas usinas hidráulicas e o restante 389.06 MW (39.50%) e 67.147 GWh (32.69%) pelas usinas termoelétricas.

18. Método Direto

Baseado na listagem de prioridades, Tabela V.3, das unidades colocadas em linha, uma de cada vez é selecionada

e alocada, segundo método exposto no Capítulo IV - Seção 2, na curva de carga-energia em base da melhor eficiência, isto é, as usinas são alocadas sequencialmente, obtendo-se, depois de cada alocação, curvas parabólicas residuais a serem atendidas pelas usinas seguintes.

O programa de computação formulado para realizar os cálculos correspondentes à alocação das usinas, na curva de carga-energia, não é apresentado neste trabalho.

Os resultados alcançados é ilustrado na Tabela V.5, e esquematicamente no Gráfico V.5.

19. Resultados

A curva de carga-energia do sistema é atendida totalmente pelos triângulos equivalentes da operação das usinas.

O custo da alternativa de alocação é determinado multiplicando a quantidade de energia alocada de cada usina pelo correspondente custo marginal.

O valor obtido é de 6391.32 mil de dólares que representa o custo mensal de geração do sistema.

20. Análise dos Resultados

Da mesma forma que o método de programação linear, os resultados obtidos satisfazem inteiramente o objetivo esperado na formulação do problema. Isto é, colocar a máxima quantidade de potência e energia de ponta (não-base) disponíveis nas usinas hidroelétricas do sistema.

Dos Requisitos totais do sistema que são 984.96 MW e 205.430 GWh para não-base, 595.69 MW (60.48) e 138.225 (67.29%) são colocados pelas usinas hidroelétricas e o restante 389.27 MW (39.52%) e 67.204 GWh (32.71%) pelas usinas térmicas.

SEÇÃO 3 - COMPARAÇÃO DOS MÉTODOS

Uma análise dos dados resultantes indica que os procedimentos de alocação utilizados não experimentam maiores diferenças que as causadas pela linearização da curva de carga-energia na alocação de recursos feita por programação linear.

Notáveis diferenças são encontradas nos tempos de computação empregados no processamento dos modelos.

O tempo de 43 segundos é utilizado pelo modelo linear, e 15 segundos pelo método direto.

21. Conclusões

Tendo em vista testes realizados conclui-se que as principais vantagens obtidas com a utilização da curva parabólica são:

- . Obtenção de gerações consistentes e viáveis, com relação a condições normais de operação, mantendo-se coerência com os objetivos globais.
- . Admite reprogramação das disponibilidades das usinas nos diferentes níveis e etapas do planejamento de operações.
- . São realizáveis estudos plurianuais de alocação simultânea da potência e energia disponíveis nas usinas para as diferentes hipóteses hidrológicas.
- . Cálculo e análise de sensibilidade dos custos de geração.
- . Análise de sensibilidade hidráulica.
- . Políticas de operação hidráulica e térmica para períodos com hidrológicas críticas.

BIBLIOGRAFIA

1. PTI, "Operação Econômica e Planejamento", Curso de Engenharia em Sistemas Elétricos de Potência, série PTI, Convênio Eletrobrás/UFSM. Volume 9, 1979.
2. Baquero Francisco, "Modelo de Operação Simulada do Sistema Nacional Interconectado", Instituto Equatoriano de Eletrificação (INECEL), Julho 1980.
3. Victor Heck Niklitschek, "Planejamento e Operação Econômica de Sistemas Elétricos", V Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo VII, Recife, PE - Brasil, 1979.
4. INECEL, Ministério de Recursos Naturais e Energéticos do Equador. Pan Mestre de Eletrificação. Período 1980-1985. Tomo I. Capítulos: 7, 8 - Dezembro, 1979.
5. Shen, C. M. Laughton, "Power - System Load Scheduling with Security Constraints Using Dual Linear Programming", Proc. Inst. Elec. Eng. (GB), Vol. 117, nº 11, November 1970, 2117-27.
6. M. J. Steinberg, T. M. Smith, "Economy Loading of Power Plants and Electric Systems", John Wiley and Sons., New York, 1943.

7. G. C. Boyer, "Shave Hours of Calculation Using Energy-Load and Load Duration Curves", *Power*, New York, Vol. 91, June 1947, pp. 79-82.
8. Freeman, E. N. and J. S. Clubb, "Computer Application to Load Resource Analysis", *IEEE Transactions PA & S.*, April 1964, pp. 336-340.
9. Brudenell, R. N. and J. H. Gilbreath, "Economic Complementary Operation of Hydro-Storage and Steam Power in the Integrated TVA System", *AIEE Transactions P & A*, June 1959, pp. 136-156.
10. Vaca Obando, "Sistemas de Programação Matemática para Sistemas de Grande Porte Tempo", COPPE/UFRJ, 1977.
11. INECEL, "Estudio de Mercado de Energia Eletrica do Equador, Período 1978-1990", Novembro 1978.
12. Olle I. Elgerd, "Introdução à Teoria de Sistemas de Energia Elétrica", McGraw-Hill, 1978.

TABELA V.1 - Disponibilidade de Geração do Sistema - dezembro 1985

USINAS	POTÊNCIA			ENERGIA GARANTI- DA (Gwh)	CUSTO INCRE- MENTAL US\$/Mwh
	INSTA- LADA	GARANTI- DA	CONTÍNUA		
	(MW)	(MW)	(MW)		
<u>Hidráulicas:</u>		782.40	179.03	295.15	
H1. Autoprodutores	-	8.50	2.11	5.13	-
H2. Paute A	300.00	262.20	59.94	60.32	0.609
H3. Paute B	200.00	174.80	39.96	121.41	0.691
H4. Agoyan A	150.00	138.00	31.55	56.25	0.743
H5. Sistemas Regio- nais	-	135.30	30.93	37.46	0.748
H6. Pisayambo	69.20	63.60	14.54	14.58	0.945
<u>Térmicas:</u>		844.60	235.70		
T1. Sistemas Regio- nais D.	-	238.70	95.42		22.987
T2. Estero salado	172.00	138.80	32.93		24.666
T3. Esmeraldas	125.00	116.00	26.59		25.248
T4. Autoprodutores	-	65.90	12.80		27.174
T5. Sist. regio- nais V.	-	40.90	11.26		28.912
T6. Sist. Regio- nais G.	-	129.40	30.39		37.707
T7. Sist. Regio- nais Q.G.	-	84.70	18.01		39.674
T8. Guangopolo	31.20	30.20	8.30		44.901
		1718.00	414.73		

TABELA V.2 - Curva de Carga - Energia do Sistema

PONTO	ENERGIA	POTÊNCIA
	(% MW)	(% GWh)
1	0.00	0.00
2	60.00	30.00
3	62.50	31.50
4	65.00	32.95
5	67.50	34.50
6	70.00	36.25
7	72.50	38.25
8	75.00	40.35
9	77.50	42.40
10	80.00	44.85
11	81.50	46.30
12	82.50	47.35
13	85.00	50.00
14	86.50	52.06
15	87.50	53.50
16	88.50	55.10
17	90.00	57.65
18	91.50	60.83
19	92.50	63.00
20	93.00	64.10
21	93.50	65.37
22	95.00	69.38
23	96.00	72.40
24	96.50	74.32
25	98.00	81.00
26	98.50	83.40
27	98.80	85.40
28	99.00	86.65
29	99.50	92.00
30	100.00	100.00

TABELA V.3 - Custos de Operação do Sistema Total - Listagem de Prioridade

Nº ORDEM	USINAS TIPO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		P_{\min} (MW)	C_{\min} (US\$/h)	P_{\max} (MW)	C_{\max} (US\$/h)	d_c/d_p (US\$/MWh)	$\frac{\Delta C_{\max}}{\Delta P_{\max}}$ (US\$/MWh)	ΣP_{\max} (MW)	ΣC_{\max} (US\$/MWh)		
1	H1 f.a.	2.11	0.000	8.50	0.000	-	-	8.50	0.000		
2	H2 r.	59.94	57.709	262.20	159.764	0.505	0.609	270.70	159.764		
3	H3 r.	39.96	43.626	174.80	120.775	0.572	0.691	445.50	280.539		
4	H4 r.	31.55	37.062	138.00	102.598	0.616	0.743	583.50	383.137		
5	H5 r.	30.93	36.558	135.30	101.209	0.619	0.748	718.80	484.346		
6	H6 r.	14.54	21.717	63.60	60.118	0.783	0.945	782.40	544.464		
7	T1 v.	95.42	2017.111	238.70	5487.033	21.049	22.987	1021.10	6031.497		
8	T2 v.	32.93	979.289	138.80	3423.614	23.088	24.666	1159.90	9455.111		
9	T3 v.	26.59	813.038	116.00	2928.764	23.663	25.248	1275.90	12383.875		
10	T4 v.	12.80	430.406	65.90	1790.755	25.619	27.174	1341.80	14174.630		
11	T5 v.	11.26	384.986	40.90	1182.511	26.907	28.912	1382.70	15357.141		
12	T6 g.	30.39	1363.514	129.40	4879.314	35.509	37.707	1512.10	20236.455		
13	T7 g.	18.01	860.416	84.70	3360.424	37.487	39.674	1596.80	23596.879		
14	T8 g.	8.30	435.156	30.20	1356.010	42.048	44.901	1627.00	24952.889		

f.a. = hidroelétrica a fio d'água

r. = hidroelétrica com reservatório

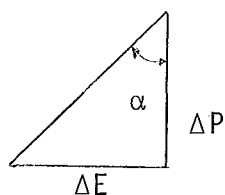
v = térmica vapor

g = térmica gás

TABELA V.6 - Curva "Potência-Energia" Linearizada

PONTO	CURVA		TRIÂNGULO DE CARGA		b:
	ENERGIA(%)	POTÊNCIA(%)	ΔE	ΔP	$ \Delta E / \Delta P $
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000
2	60.00	30.00	60.00	30.00	2.0000
3	70.00	36.25	10.00	6.25	1.6000
4	85.00	50.00	15.00	13.75	1.0909
5	90.00	57.65	5.00	7.65	0.6536
6	93.50	65.36	3.50	7.71	0.4534
7	96.00	72.41	2.51	7.05	0.3555
8	98.00	81.01	2.00	8.60	0.2325
9	99.00	86.66	1.00	5.65	0.1768
10	99.50	91.98	0.50	5.32	0.0935
11	100.00	100.00	0.50	8.02	0.0626

Triângulo de Carga:



$$b = \text{tg}.\alpha = \Delta E / \Delta P$$

TABELA V.4 - Operação do Sistema Hidrotermico - Método: Programação Linear

ESTACIONAMENTO DE CARGA	.41		.42		.43		.44		.45		.46		.47		.48		.49		.50		I BASE		I MKO BASE		TOTAL						
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH			
H1	2.111	1.541	5.779	3.375	0.553	0.220												2.11	1.541	6.33	3.595	2.44	5.136								
H2	59.942	43.757			29.312	4.851												59.94	43.757	202.20	16.558	262.14	60.345								
F3	47.419	34.615	92.163	47.993	45.171	17.988												47.42	34.615	127.31	65.971	174.75	100.586								
H4	31.519	23.026			48.981	19.503	57.535	13.725										31.52	23.028	106.62	33.229	158.04	56.237								
H5	30.656	22.596					5.628	1.343	20.546	3.400	76.231	10.151						30.96	22.588	104.41	14.694	135.36	37.492								
H6	14.493	10.580																14.49	10.580	49.11	4.008	65.60	54.59								
TOTAL HIDRÁUL.	186.44	136.099	87.94	51.938	84.71	37.711	69.16	15.069	49.86	8.281	99.20	12.872	73.83	6.284	79.50	5.130	47.70	1.628		136.44	136.059	595.90	138.283	762.34	274.382						
T1	95.400	69.641																95.40	69.641	142.24	49.936	238.64	119.577								
T2	32.926	24.056																32.93	24.056	105.81	73.705	136.74	37.752								
T3	26.594	19.413																27.157	0.927	82.193	1.421	26.59	19.413	29.35	24.348	115.64	21.761				
T4	12.604	9.347																50.655	1.157	12.80	9.347	50.65	1.157								
T5	11.257	8.217																11.26	3.217												
T6	20.353	22.187																30.39	22.187												
T7	18.011	13.148																18.01	13.148												
T8	8.302	6.060																8.30	6.060												
TOTAL TÉRMICO	235.69	172.049			88.76	39.325	44.48	10.611	58.63	9.702	47.18	4.004					27.16	0.927	112.85	2.578	235.69	172.049	389.06	67.147	624.75	239.196					
SISTEMA	422.13	308.148	87.94	51.356	183.47	77.036	107.64	25.680	108.47	17.953	99.20	12.872	121.01	10.268	79.50	5.130	74.86	2.555	112.85	2.578	422.13	308.148	894.89	265.430	1407.706	512.578					

CURVA CARGA — ENERGIA

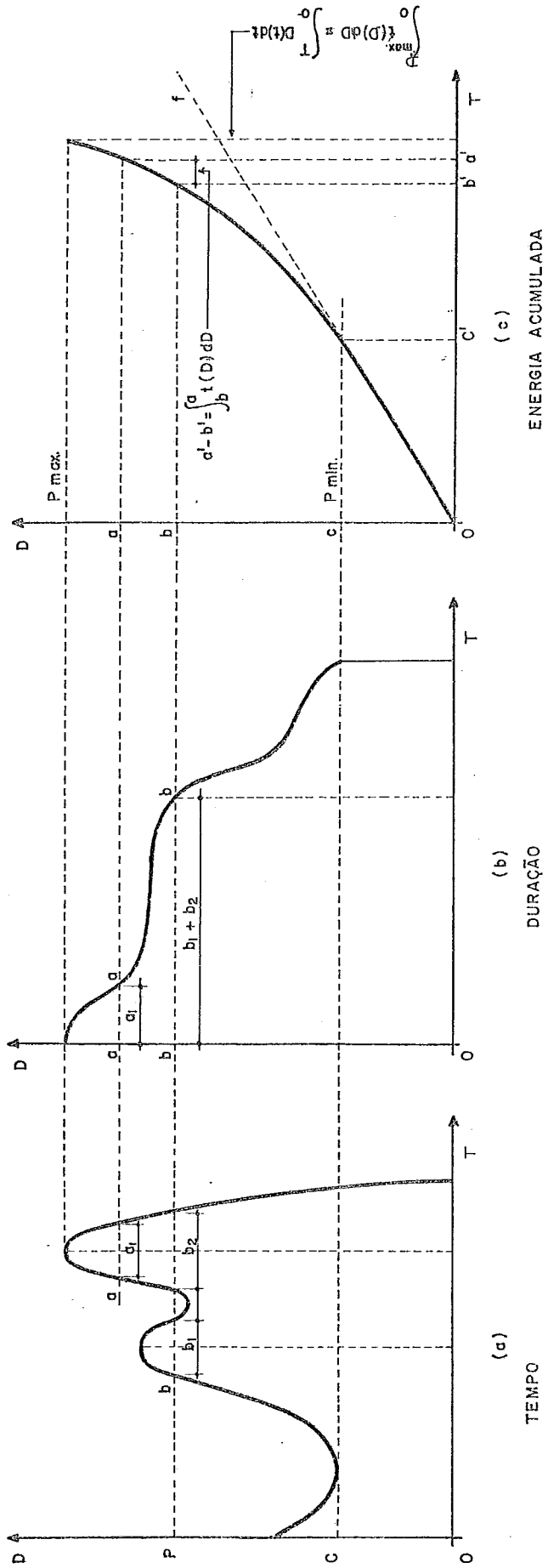


FIGURA II.1 CURVA CRONOLOGICA DE CARGA E SUAS DERIVADAS CURVAS: DURAÇÃO DE CARGA E CARGA — ENERGIA.

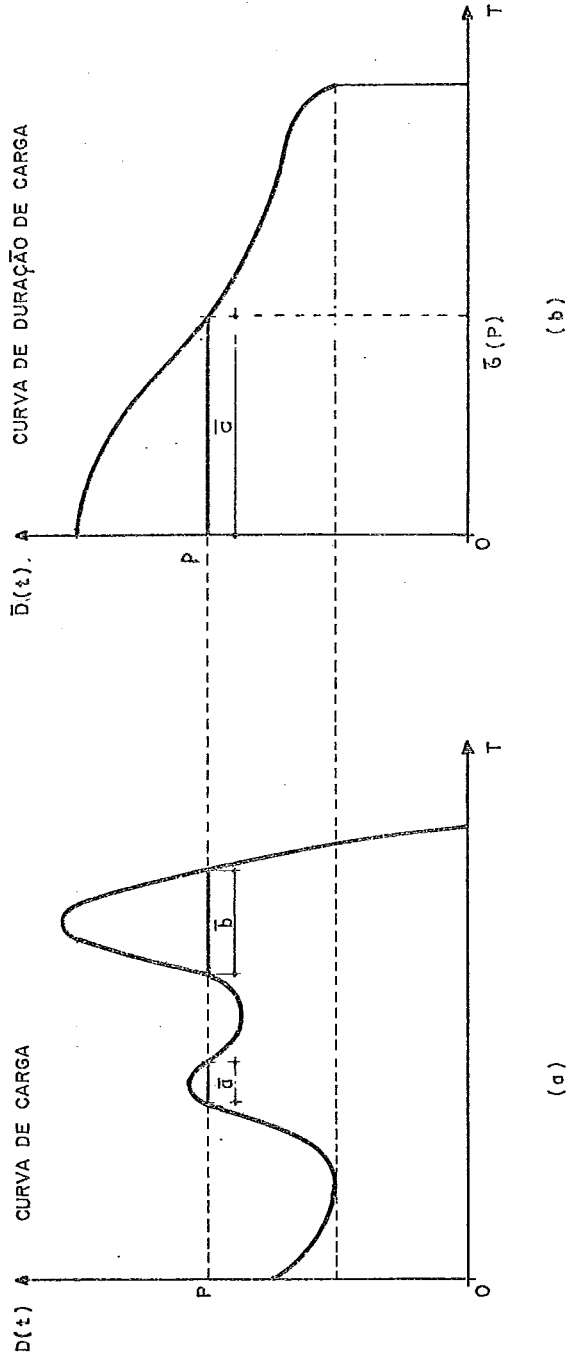
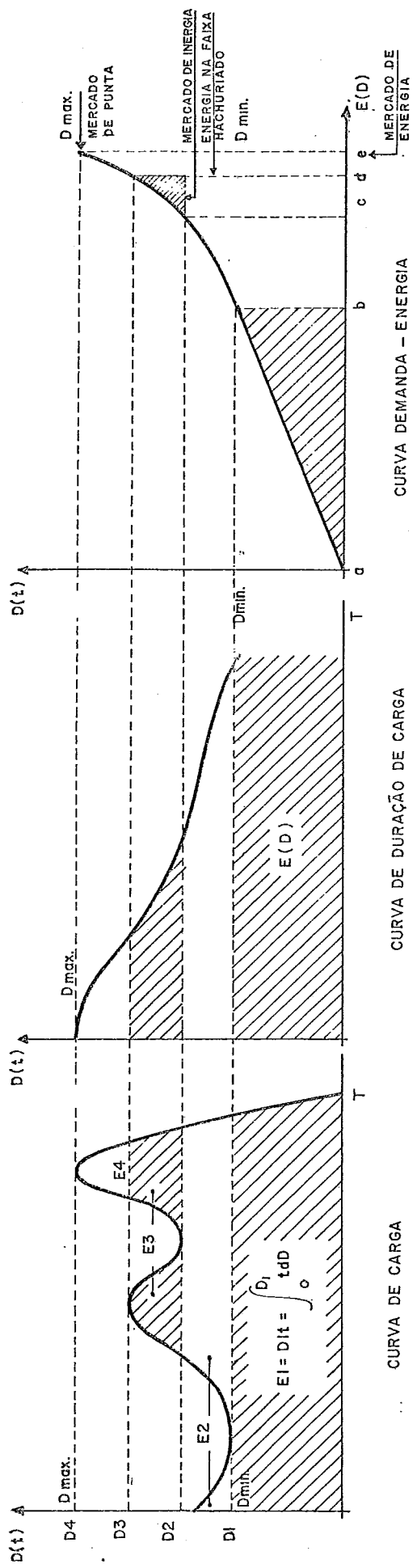


FIGURA II.2



CURVA DEMANDA - ENERGIA

CURVA DE DURAÇÃO DE CARGA

CURVA DE CARGA

FIGURA II.3

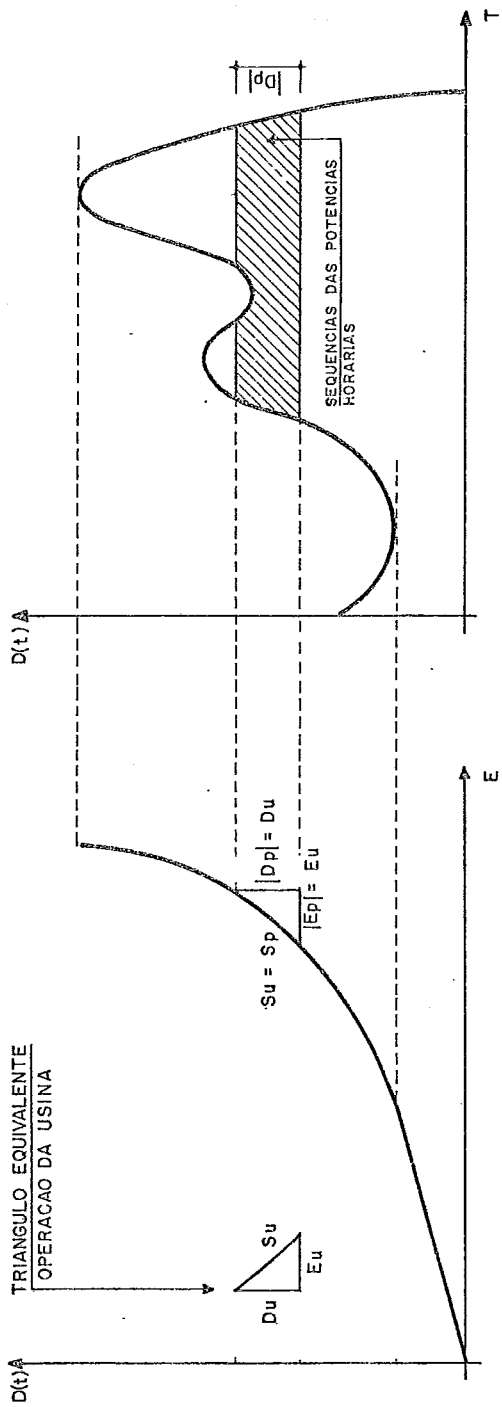


GRAFICO II.4 ENERGIA ASSOCIADA A UMA VARIAÇÃO DE POTENCIA DA CURVA DE CARGA

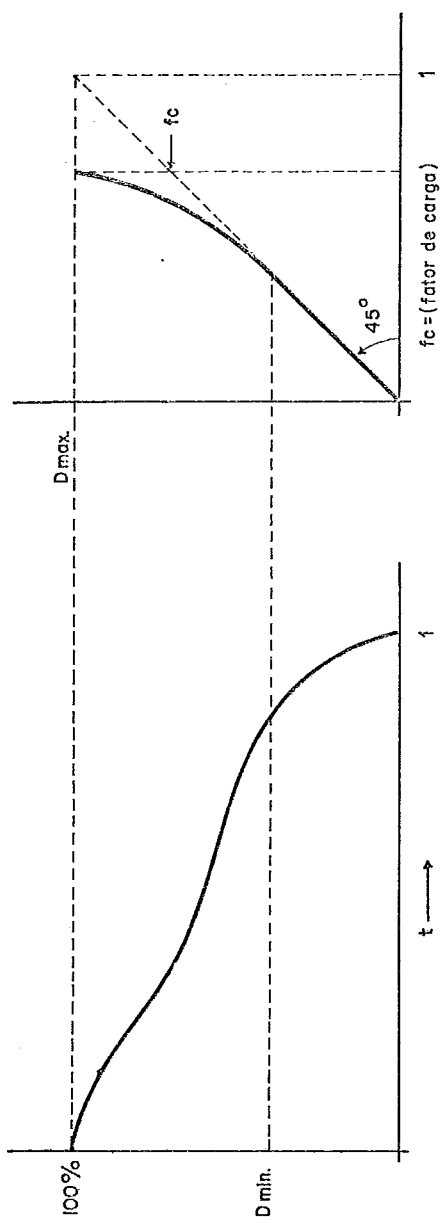


FIGURA II.5 FATOR DE CARGA

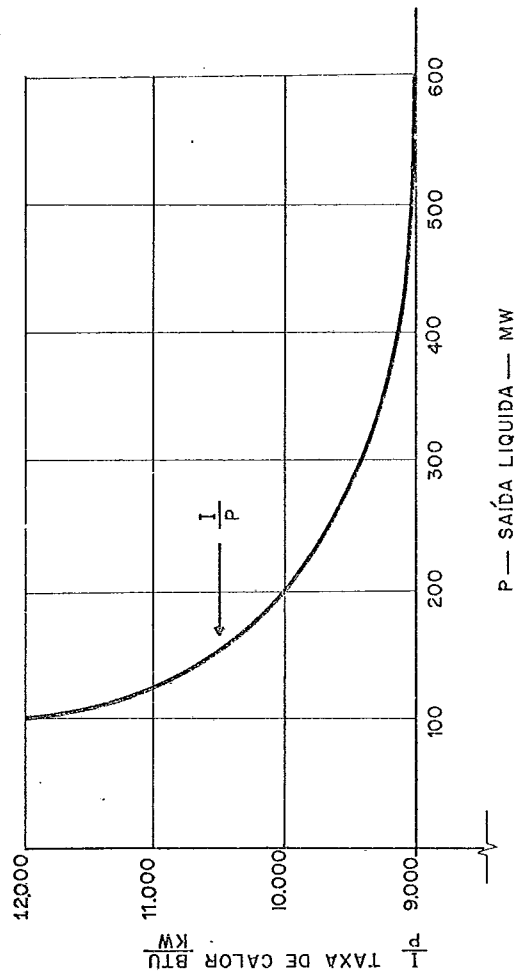


FIGURA II.7 TAXA DE CALOR — SAÍDA LIQUIDA

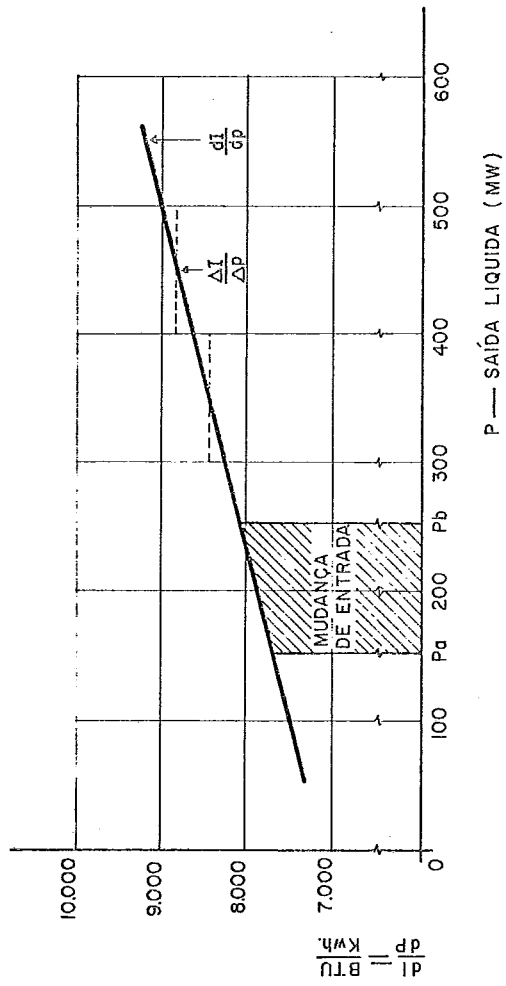


FIGURA II.8 TAXA INCREMENTAL DE CALOR

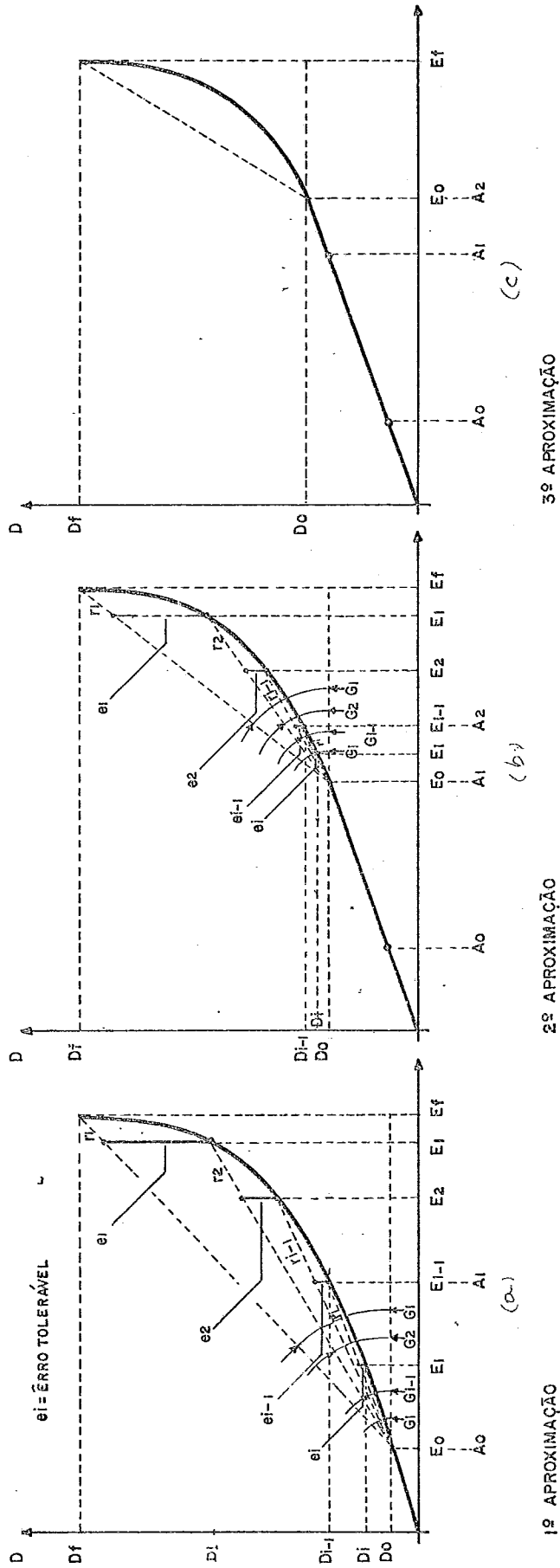


FIGURA II.10 LINEARIZAÇÃO DA CURVA POTENCIA — ENERGIA

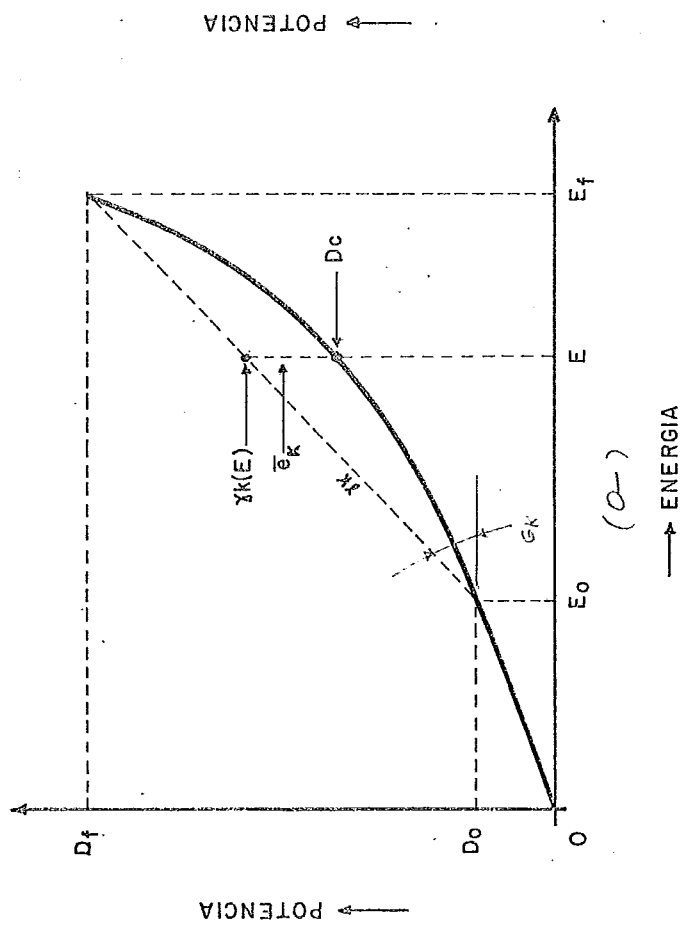
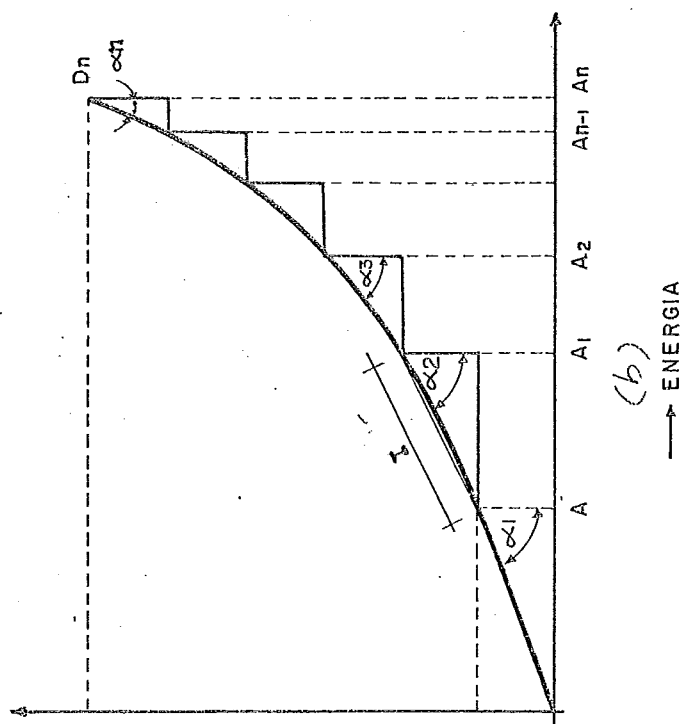


FIGURA II.11 CURVA PARABÓLICA LINEARIZADA

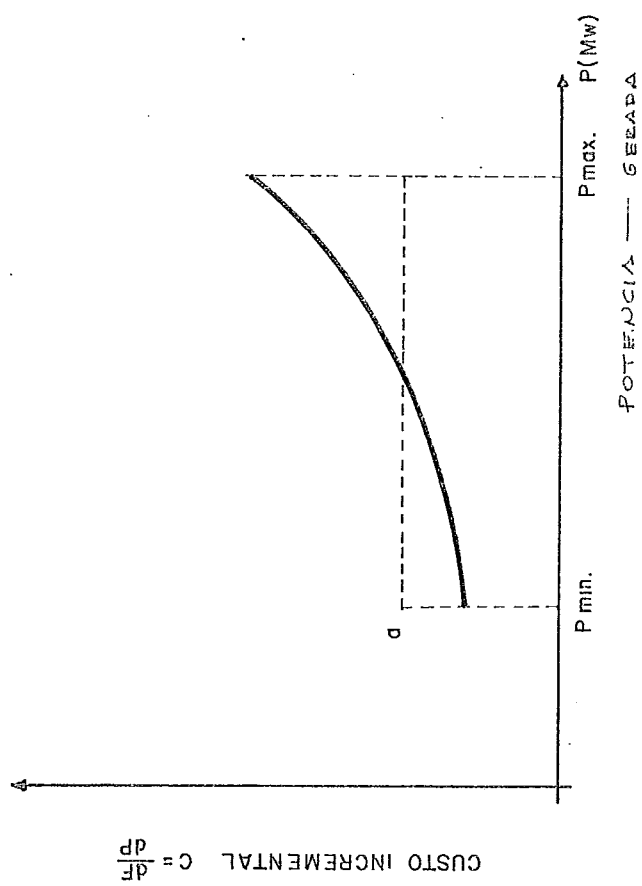


FIGURA III.1. CUSTO INCREMENTAL DO GERADOR

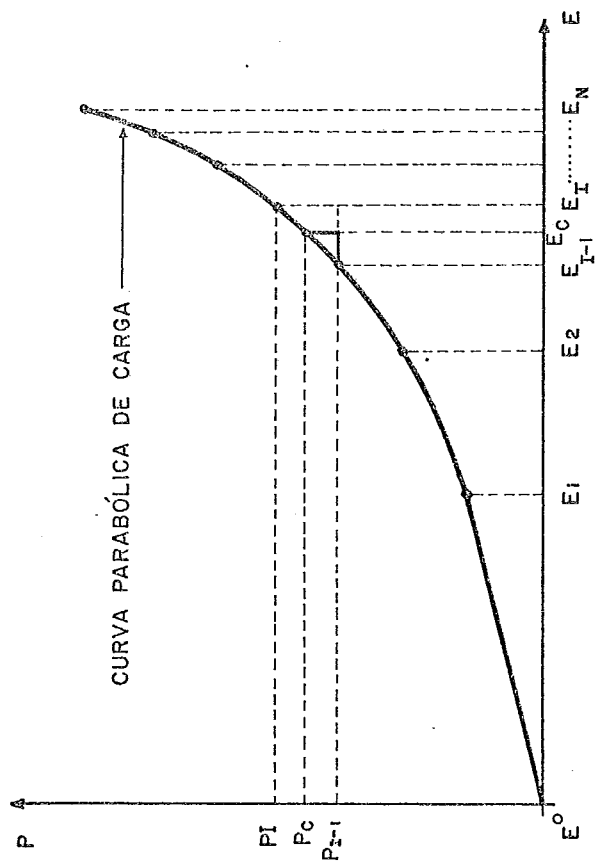


FIGURA IV.2
 INTERPOLAÇÃO LINEAR CURVA
 DEMANDA — ENERGIA

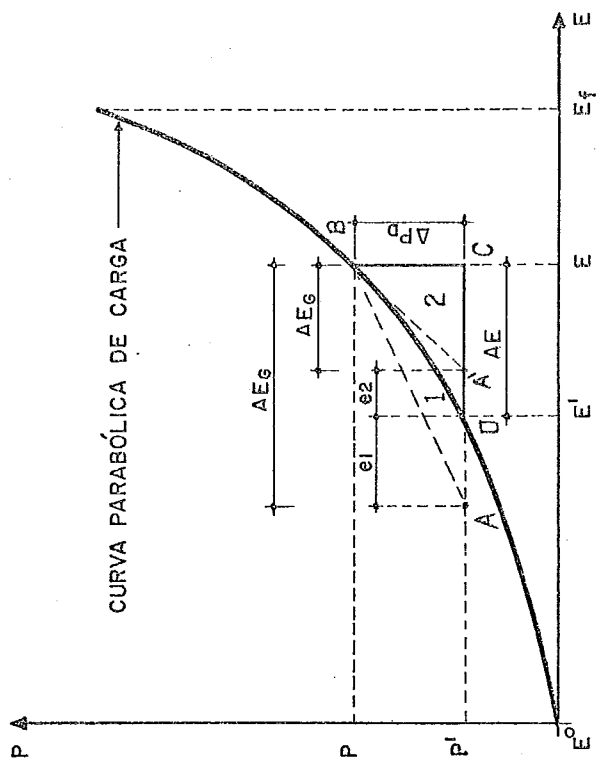


FIGURA IV.3 ERRO DE AJUSTE DA ENERGIA E POTENCIA DISPONIVEIS NA CURVA DEMANDA — ENERGIA.

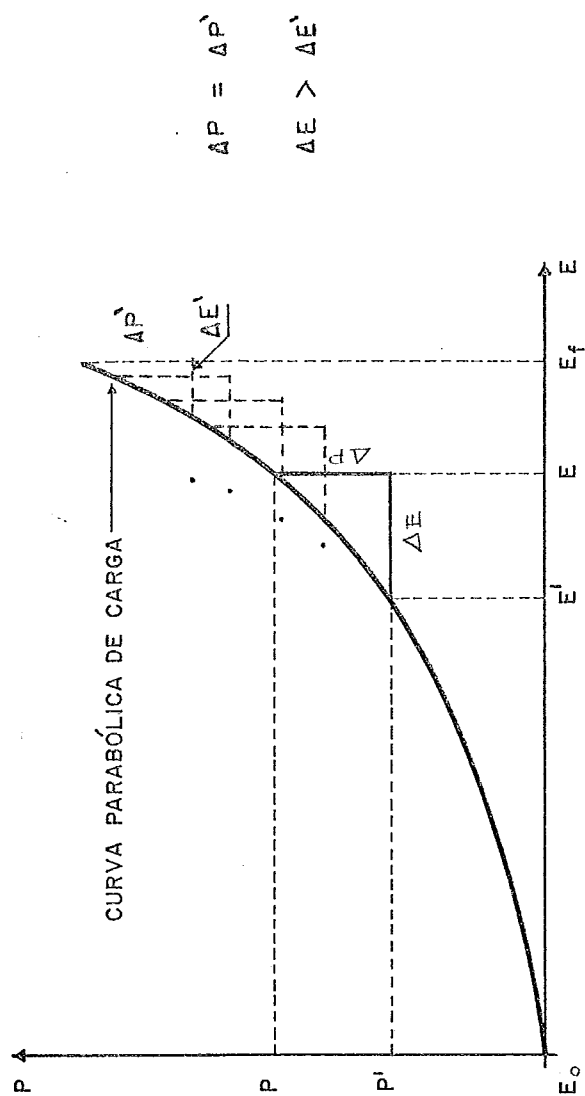
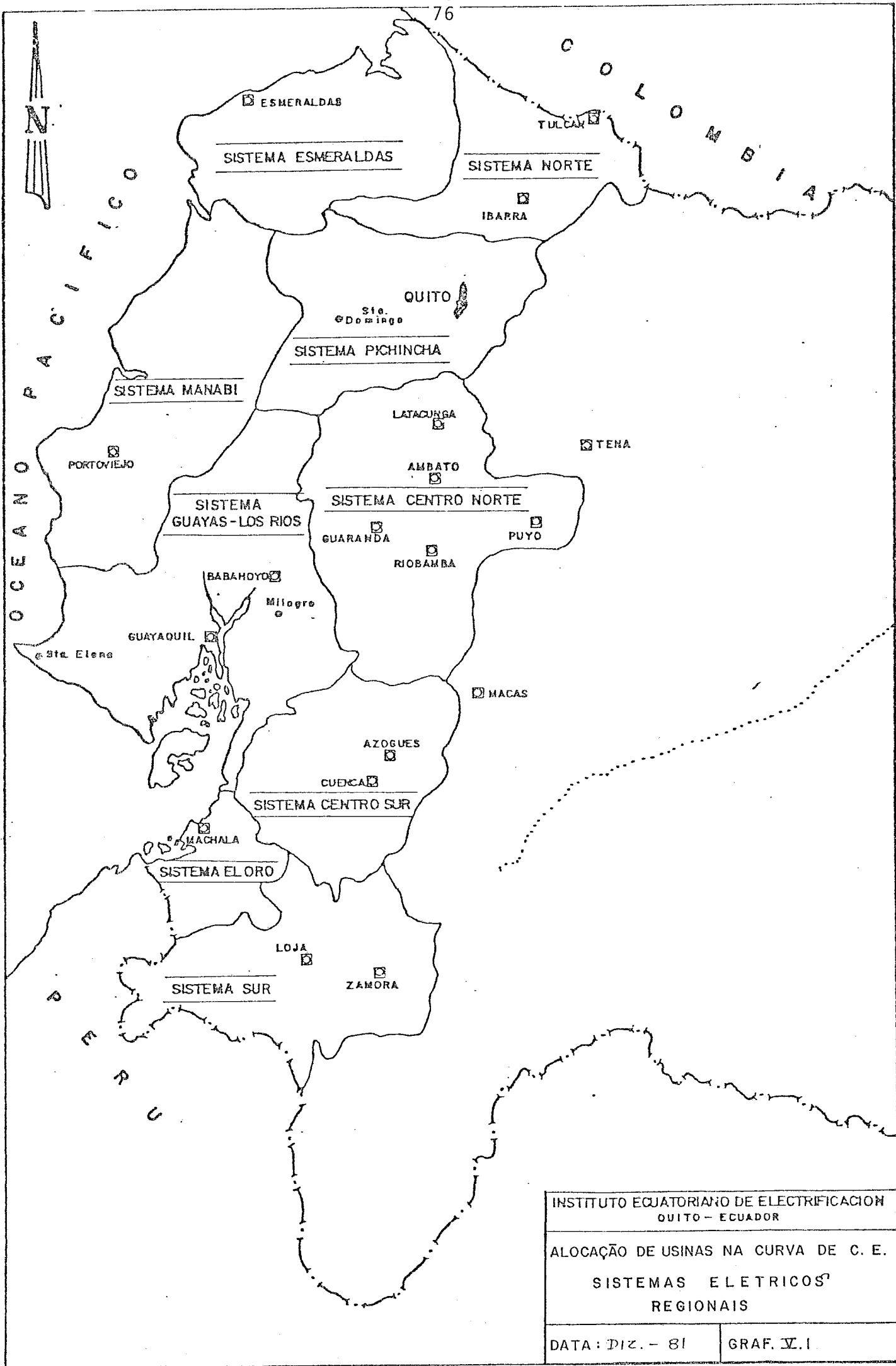


FIGURA IV.4 ALOCAÇÃO DE USINAS NA CURVA
DEMANDA — ENERGIA



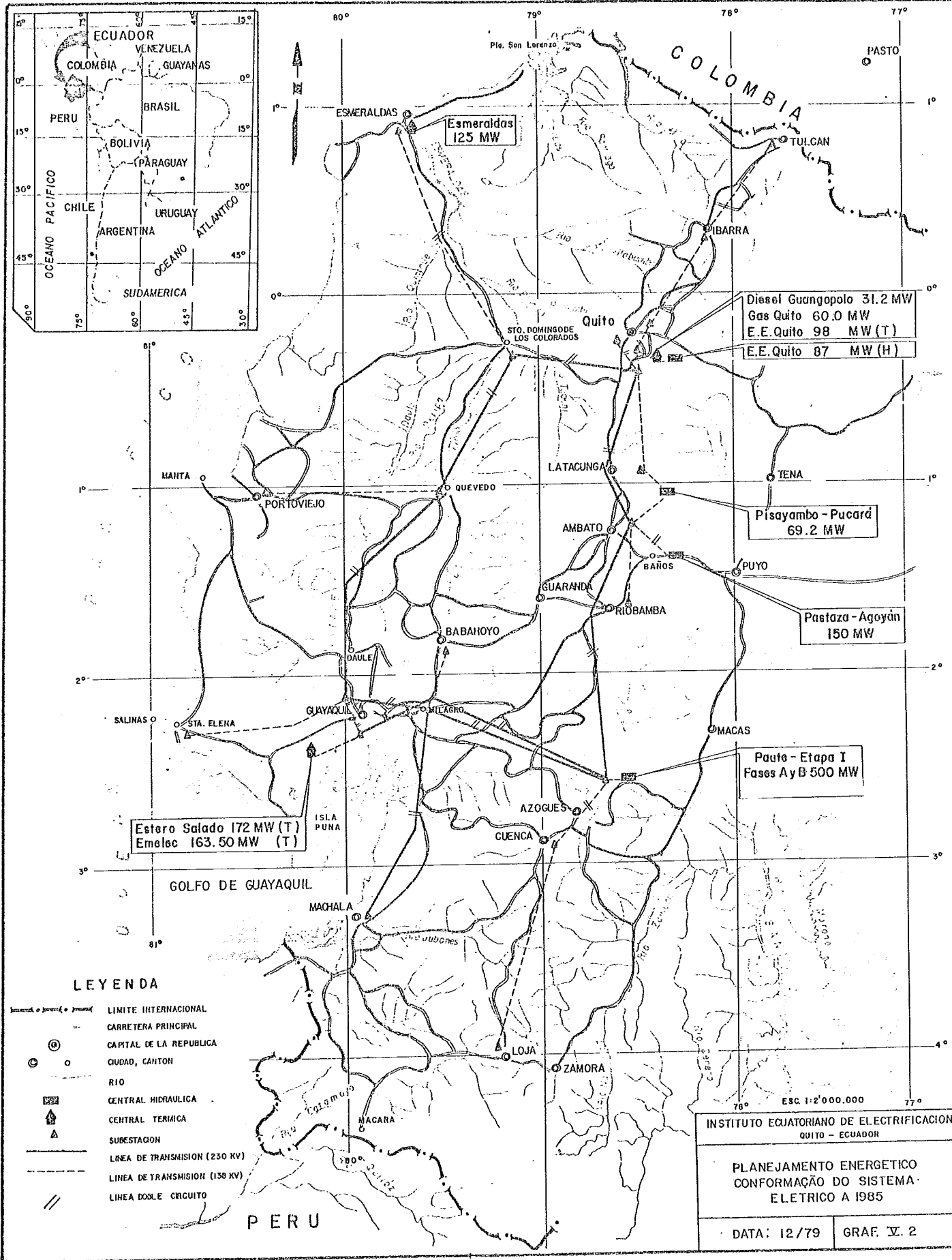
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

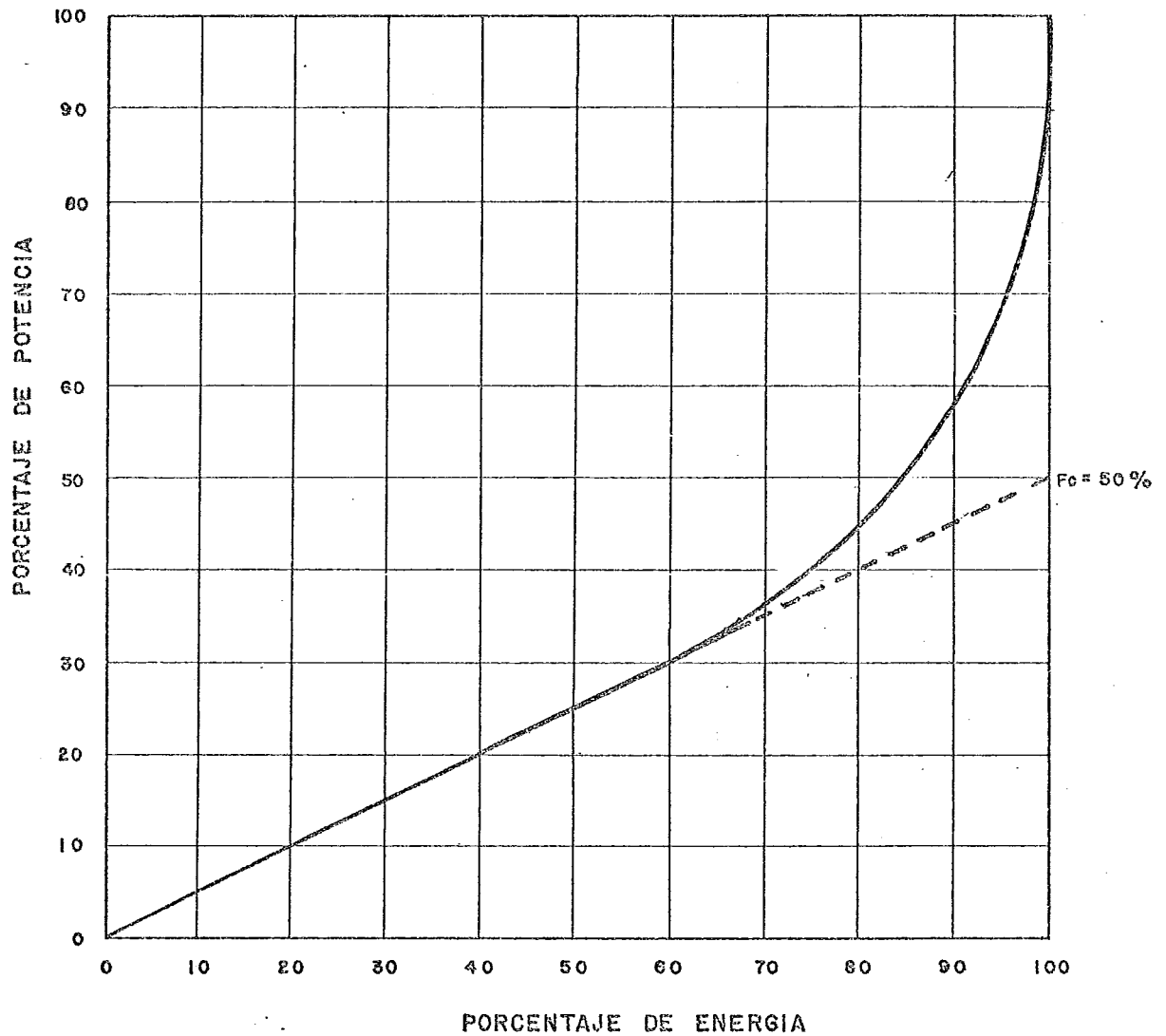
ALOCAÇÃO DE USINAS NA CURVA DE C. E.

SISTEMAS ELETRICOS¹
REGIONAIS

DATA: Dez. - 81

GRAF. V.1



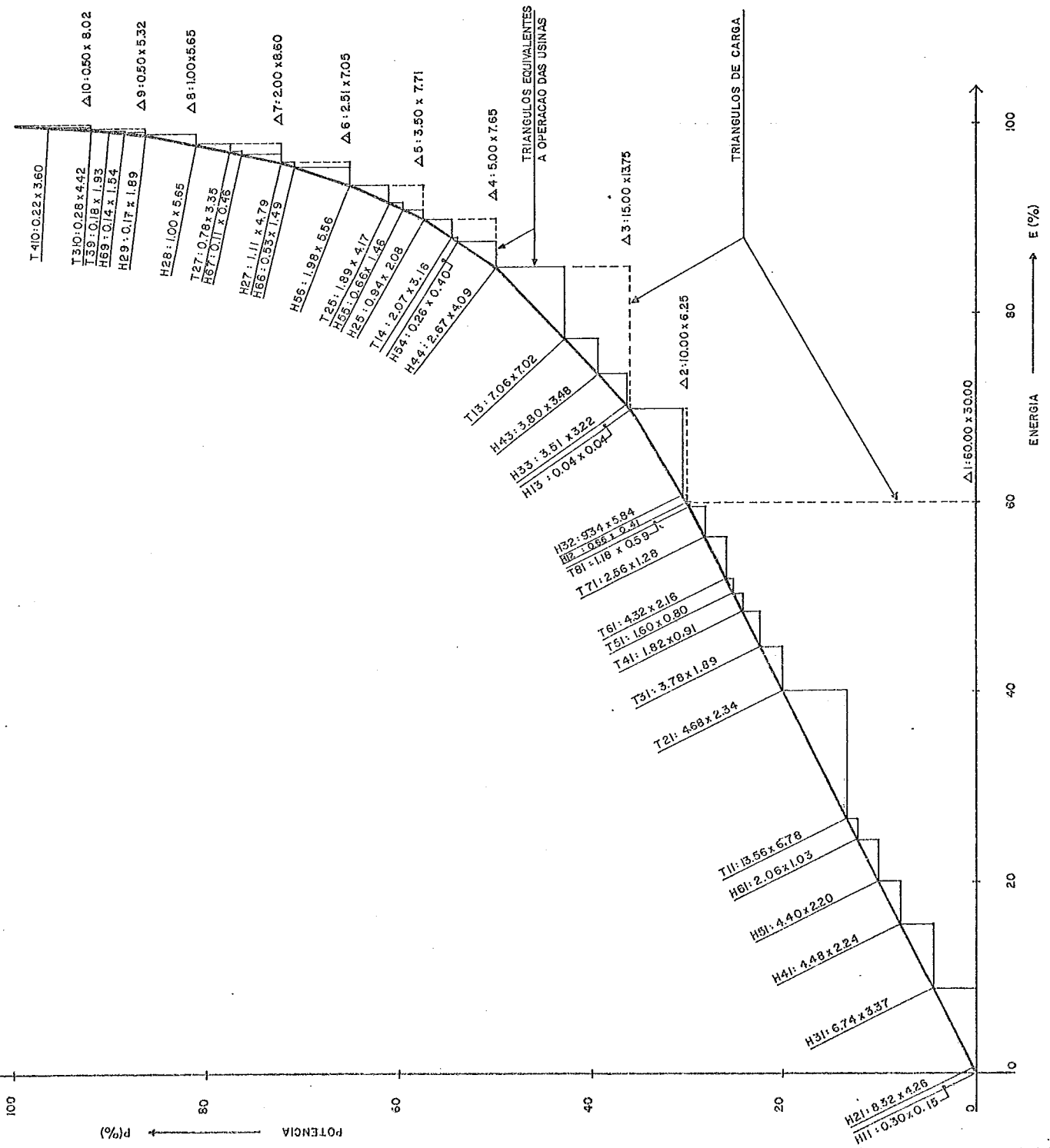


TESIS: ALOCACA DE USINAS
NA CURVA DE C. E.

CURVA DE CARGA-ENERGIA DO
SISTEMA ELETRICO EQUATORIANO

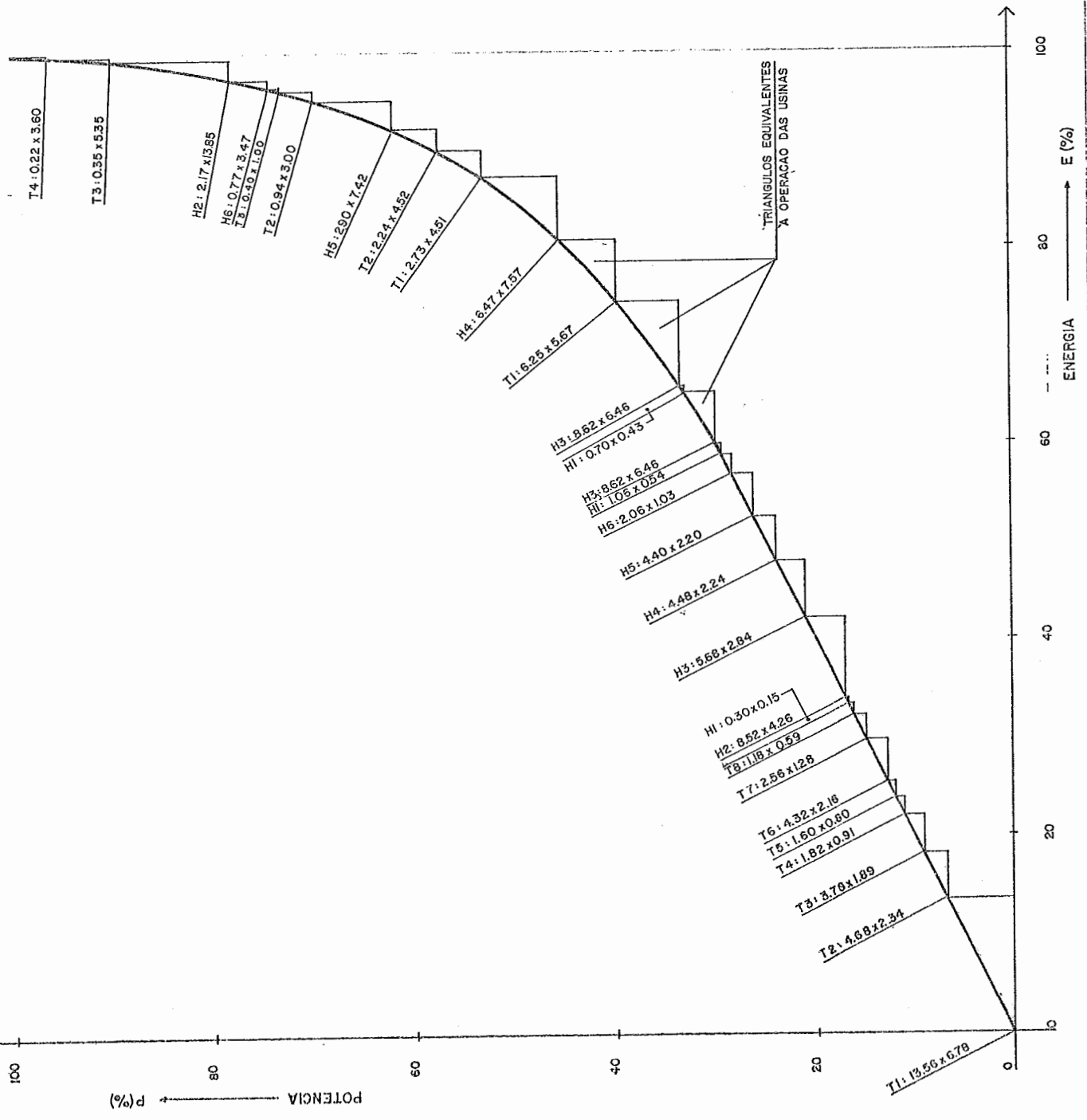
DATA: DIZ. - 81

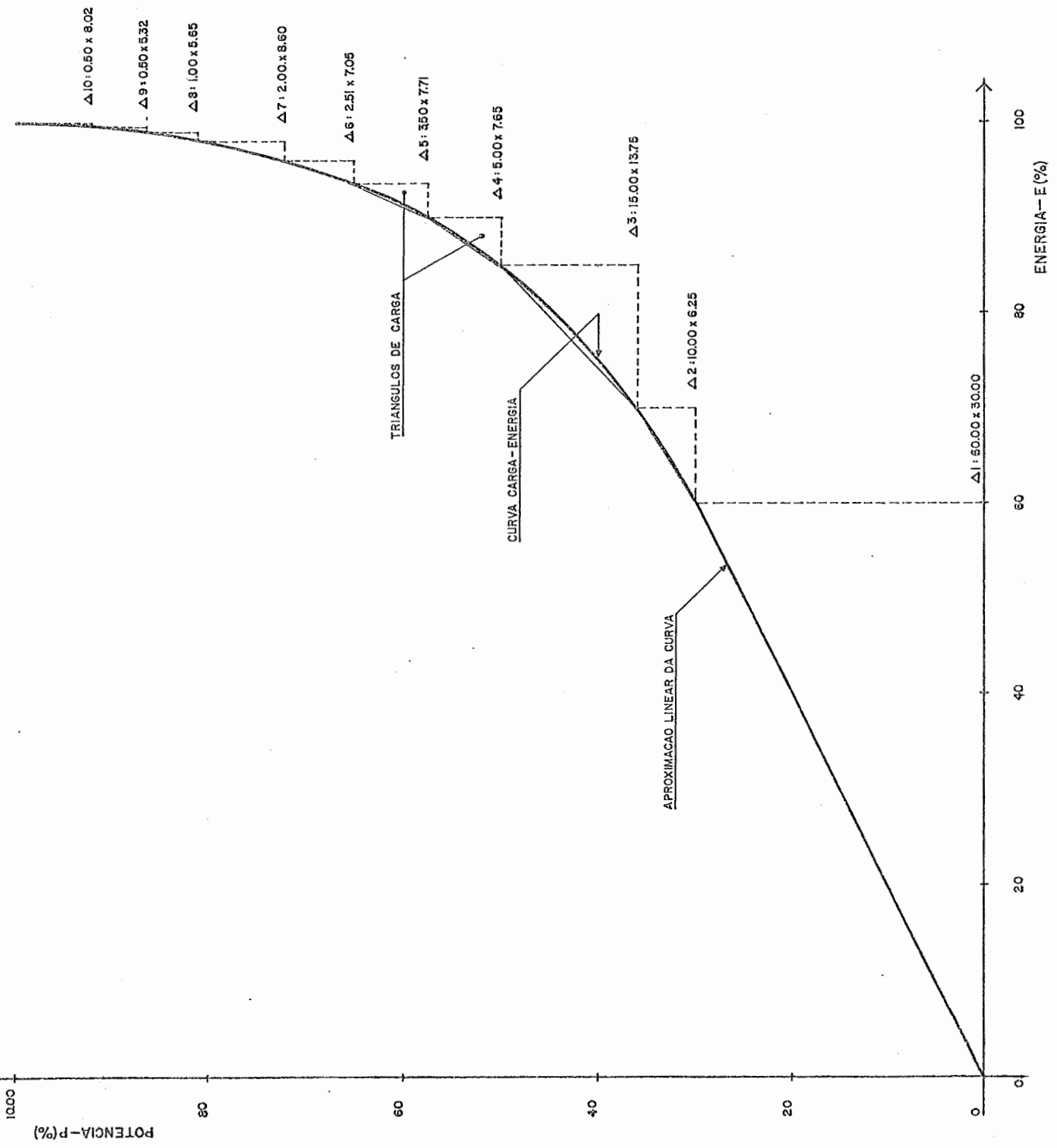
GRAF. V. 3



TESIS: ALOCAÇÃO DAS USINAS NA CURVA DE CARGA-ENERGIA	
METODO DE "PROGRAMAÇÃO LINEAR"	
DATA: D.12.-81	GRAF. V. 4

TESIS: ALOCAÇÃO DE USINAS NA CURVA DE CARGA ENERGIA	
METODO "DIRETO"	
DATA: DIZ.-81	GRAF. V. 5





TESIS: ALOCAÇÃO DE USINAS NA CURVA DE CARGA-ENERGIA	
CURVA DE CARGA-ENERGIA LINEARIZADA	
DATA: D/12-81	GRAF. V.16