TESE
544

21/10/85

"PRÉ-DIMENSIONAMENTO DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS - PCH's"

Carlos Barreira Martinez

-Dissertação de Mestrado-

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

"PRÉ - DIMENSIONAMENTO DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS - PCH's"

Escola Federal de Engenharia
Biblioteca
MAUÁ
Itajubá

CARLOS BARREIRA MARTINEZ

ORIENTADOR

Prof. Dr. Afonso Henriques Moreira Santos

CO-ORIENTADOR

Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay

Itajubá - MG / 1988

CLASS. 621.311.21.001.63(043.2)
CUTT. M385p
TOMBO 544

A meu pai que nas suas andanças profissionais me mostrou o caminho da seriedade e honestidade.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Manuel e Lídia, meus irmãos Bebeto, Cyntia, Clara e Manuel e minha sobrinha Daniela.

AGRADECIMENTOS ESPECIAIS

- Ao Prof. Afonso Henriques Moreira Santos, e família, orientador e amigo, a quem se deve dar grande parte do mérito desta dissertação.

- Ao Prof. Sérgio Valdir Bajay, co-orientador e amigo, que muito me auxiliou.

- Ao Prof. Zulcy de Souza, mentor de novas idéias e grande incentivador.

- Aos Professores da Escola Federal de Engenharia de Itajubá que me mostraram os caminhos da ciência.

- Ao Prof. Rui Fernando Sant'Ana, cujo trabalho me inspirou nesta dissertação.

- À Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI - responsável pela minha especialização técnica.

- À Faculdade de Engenharia Civil de Itajubá - FECI - responsável pela minha formação técnica.

- Aos Amigos do Grupo de Agroenergia da EFEI.

- Aos Colegas de Pós-Graduação.

- À Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria - FUPAI.

- À Secretária Janice Duarte Viana e ao Desenhista Agostinho Nogueira Bernardo Guimarães, pelo esmero que tiveram na elaboração gráfica deste trabalho.

RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia para o pré-dimensionamento de Pequenas Centrais Hidrelétricas. Para isso divide-se o trabalho em seis capítulos.

No primeiro faz-se uma revisão histórica das PCH's e apresenta-se os objetivos da dissertação. Expõe-se no segundo capítulo, uma descrição técnica das estruturas e equipamentos das PCH's, paralelamente as suas equações de custos. No terceiro capítulo desenvolve-se um modelo para a seleção da vazão de projeto, levando-se em consideração os benefícios de energia e capacidade instalada da central. O quarto capítulo descreve um método para o estudo da motorização da PCH, utilizando programação dinâmica e avaliando a variação de rendimento da central, face às variações de carga.

No quinto capítulo, faz-se dois exemplos de aplicação das metodologias propostas, evidenciando suas potencialidades.

Finalmente, no último capítulo apresenta-se as conclusões e recomendações pertinentes, visando motivar novos trabalhos.

ABSTRACT

This work presents a methodology to pre-design of small hidroelectric plant. In order to do such, this work is diviled in six chapters.

At first a historical revision is performed and the aim of the dissertation is presented. In the secondo chapter, a technical description of structure and equipment of a small hidroelectric plant is discussed and at the same time the cost equations are presented. In the third chapter a model to select the volumetric flow of the project, taking consideration with the capacity installed and the energy benefit of the central, is developed.The fourth chapter describes a method to study of motorization os small hidroelectric plant, utilizing dynamic programme which considers the eficiency variation of the plant due to the load variation.

The fifth chapter gives two exemples of aplication regarding the proposed methodology, showing its potenciality.

Finally, the last chapter tries to reach conclusion , relevant recomendations, aiming to new future works.

ÍNDICE

RESUMO i

ABSTRACT ii

ÍNDICE iii

SIMBOLOGIA v

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO 01

1.1 - Uma Visão Histórica das PCH's 01
1.2 - Metodologia para o Planejamento de PCH's 02
1.3 - Objetivos e Escopo da Dissertação 03

CAPÍTULO 2 - ESTUDO DE CUSTOS PARA PCH's 06

2.1 - Introdução 06
2.2 - Descrição Técnica 06

2.2.1 - Arranjos Básicos 06
2.2.2 - Componentes das Centrais e Respectivos Custos 07

2.2.2.1 - Barragens e Vertedouros 07
2.2.2.2 - Tomada D'Água 17
2.2.2.3 - Canal de Adução 19
2.2.2.4 - Câmara de Carga 21
2.2.2.5 - Tubulação de Baixa Pressão 22
2.2.2.6 - Chaminé de Equilíbrio 23
2.2.2.7 - Tubulação de Alta Pressão 25
2.2.2.8 - Casa de Máquinas 27
2.2.2.9 - Canal de Fuga 27
2.2.2.10 - Desvio do Rio 31
2.2.2.11 - Canteiro e Acampamentos 31
2.2.2.12 - Comportas e Grades 33
2.2.2.13 - Válvulas 36
2.2.2.14 - Ponte Rolante e Talhas 37
2.2.2.15 - Turbinas 39
2.2.2.16 - Reguladores de Velocidade 39
2.2.2.17 - Geradores Síncronos 41
2.2.2.18 - Quadros de Comando 42

2.2.2.19 - Dispositivos de Proteção 43
2.2.2.20 - Subestações 44
2.2.2.21 - Linha de Transmissão 45
2.2.2.22 - Sistemas de Comunicação 47
2.2.2.23 - Terrenos e Servidões 47
2.2.2.24 - Rodovias 48
2.2.2.25 - Pontes 49
2.2.2.26 - Cercas e Jardins 50
2.2.2.27 - Custos Adicionais 50

2.3 - Equacionamento Final 51
2.4 - Custo de Operação e Manutenção da PCH (COM) 51

CAPÍTULO 3 - MODELO PARA SELEÇÃO DA VAZÃO DE PROJETO 52

3.1 - Introdução 52
3.2 - O Modelo Hidrológico e a Avaliação da Energia Hidrelétrica Gerada 52
3.3 - Os Benefícios de Energia e de Capacidade 54

3.3.1 - Os Princípios da Tarifação Baseada no Custo Marginal e o Benefício de Energia 55
3.3.2 - Estudo da Regularização Diária e o Benefício de Capacidade 57

CAPÍTULO 4 - APLICAÇÃO DA PROGRAMAÇÃO DINÂMICA NO PLANEJAMENTO DE PCH's 71

4.1 - Introdução 71
4.2 - O Método 71
4.3 - A Formulação do Problema 73
4.4 - Considerações Sobre a Operação da Central 76

CAPÍTULO 5 - APLICAÇÃO DA METODOLOGIA 82

5.1 - Introdução 82

5.1.1 - Caso 1 82
5.1.2 - Caso 2 85

CAPÍTULO 6 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES 90

BIBLIOGRAFIA 91

SIMBOLOGIA

- A - Área dos terrenos e servidões - [ha].
- AA - Área a ser ajardinada - [m^2].
- AAA - Área ocupada pelo reservatório para uma altura (h_b) da barragem - [ha].
- an - Vida útil econômica da central.
- AUX(I) - Variável auxiliar usada para se colocar as vazões em ordem decrescente.
- BLA - Benefício líquido anual - [US$].
- BENFIR - Benefício de energia firme - [US$].
- CA - Custo anual da PCH - [US$].
- CAFIR - Capacidade de ponta da central - [kW].
- CAD - Custo de adicionais - [US$].
- CAG - Custo associado a cada grupo gerador das PCH's - [US$].
- CAL - Custo anual da linha de transmissão - [US$].
- CAP - Custo de administração do proprietário - [US$].
- CAT - Custo anual do grupo térmico - [US$].
- CBTB - Custo dos blocos da tubulação de baixa pressão - [US$].
- CBTF - Custo dos blocos da tubulação forçada - [US$].
- CC - Custo da central - [US$].
- CCA - Custo do canal de adução - [US$].
- CCAA - Custo de canteiro e acampamentos - [US$].
- CCAJ - Custo de cercas e jardins - [US$].
- CCC - Custo da câmara de carga - [US$].
- CD - Custo do deficit de energia - [US$].
- CDI - Custo unitário do grupo térmico - [US$/kW].
- CDO - Custo do combustível - [US$/TON].
- CDP - Custo dos dispositivos de proteção - [US$].
- CDR - Custo do desvio do rio - [US$].
- CDU - Custo unitário do deficit de energia - [US$/kW].

- CE - Custo de eventuais - [US$].
- $CEE_{m,n}$ - Custo do estado m no estágio n - [US$].
- CEGA(I) - Custo da energia gerada para a central tipo 1 [US$/kW].
- CEGB(I) - Custo da energia gerada para a central tipo 2 [US$/kW].
- CEP - Custo de engenharia de projeto - [US$].
- $CF_{m,n}$ - Custo final do estado - [US$].
- CGER - Custo do gerador - [US$].
- CI - Custo de energia comprada de terceiros - [US$/kW].
- CIA(I) - Custo da central tipo 1 por [kW] instalado - [US$/kW].
- CIB(I) - Custo da central tipo 2 por [kW] instalado - [US$/kW].
- CID - Consumo específico de combustível - [TON/$\overline{kW}$].
- CIDC - Custo dos juros durante a construção - [US$].
- CLT - Custo da linha de transmissão - [US$].
- COM - Custo de operação e manutenção da PCH - [US$].
- COD - Custo de operação e manutenção do grupo térmico - [US$].
- COL - Custo de operação e manutenção da linha de transmissão - [US$].
- CP - Custo das pontes de acesso - [US$].
- CPRT - Custo de ponte rolante e talhas - [US$].
- CQC - Custo dos quadros de comando - [US$].
- CR - Custo de rodovias - [US$].
- CRV - Custo do regulador de velocidade - [US$].
- CSB - Custo da subestação - [US$].
- CSC - Custo do sistema de comunicação - [US$].
- CTB - Custo da tubulação de baixa pressão - [US$].
- CTD - Custo da tomada d'água - [US$].
- CTF - Custo da tubulação de alta pressão - [US$].
- CTI - Custo total indireto - [US$].
- CTS - Custo de terrenos e servidões - [US$].
- CTUS - Custo unitário de terrenos e servidões - [US$].

- CTUR - Custo das turbinas - [US$].
- CU - Custo total da central - [US$].
- CUA - Custo total da central - tipo 1 - [US$].
- CUB - Custo total da central - tipo 2 - [US$].
- CUL - Custo da linha de transmissão - [US$].
- CV - Custo das válvulas - [US$].
- D - Deficit de energia - [kWh].
- DCB - Deficit da capacidade de base - [$\overline{kW}$].
- DCP - Deficit da capacidade de ponta - [kWh].
- DH - Deficit hidráulico - [$\overline{kW}$].
- E - Energia gerada anualmente - [kWh].
- EE(I) - Variável auxiliar utilizada no cálculo da energia.
- EI - Energia comprada de terceiros - [kWh].
- F(I) - Variável auxiliar utilizada no cálculo da frequência de ocorrências das vazões.
- FRC - Fator de Recuperação de Capital.
- g - Aceleração da gravidade - [m/s^2].
- H - Altura de queda bruta - [m].
- Hz - Altura de queda natural - [m].
- i - Taxa anual de juros.
- IP - Variável auxiliar utilizada no cálculo da taxa de juros.
- h_b - Altura da barragem - [m].
- IT - Investimento total - [US$].
- k - Coeficiente de forma para o tipo de vale onde será instalada a barragem.
- k_p - Coeficiente que determina o tipo de ponte.
- k_{pav} - Coeficiente que determina o tipo de revestimento.
- k_{rod} - Coeficiente que determina o tipo de rodovia.
- k_t - Coeficiente que determina o tipo de terreno que a rodovia atravessa.
- l_b - Extensão da barragem - [m].

- l_c - Extensão do canal de adução - [Km].
- l_{cer} - Perímetro da área a ser cercada - [Km].
- l_{cf} - Extensão do canal de fuga - [Km].
- l_{lt} - Extensão da linha de transmissão - [Km].
- l_p - Extensão das pontes de acesso - [Km].
- l_{rod} - Extensão da rodovia de acesso - [Km].
- l_{tb} - Extensão da tubulação de baixa pressão - [Km].
- l_{tf} - Extensão da tubulação forçada - [Km].
- n - Vida útil econômica do empreendimento - [Anos].
- N - Número de meses do período hidrológico.
- Na - Número de anos do período hidrológico.
- nal - Número de alturas possíveis da barragem.
- NETA - Rendimento adotado para a central - [%].
- ND - Número de grupos da central térmica para um estado n.
- NL - Número de módulos da linha de transmissão.
- NG - Número de grupos geradores das PCH's.
- NP - Número de pontes de acesso.
- P - Potência da central - [kW].
- PDT - Potência do grupo térmico - [kW].
- PDI - Potência média do grupo térmico - [$\overline{kW}$].
- PDR - Percentagem máxima de deplecionamento do reservatório - [%].
- PC - Potência média exigida pela carga - [$\overline{kW}$].
- PP(J) - Variável auxiliar para cálculo do fator de capacidade.
- Q - Vazão de projeto - [m^3/s].
- QD - Vazão de desvio - [m^3/s].
- Qm(I) - Dados de vazão - [m^3/s].
- Q95 - Vazão firme - [m^3/s].
- Q_{menor} - Menor vazão para se atender a menor carga do sistema - [m^3/s].
- Q_{min} - Mínima vazão a ser mantida no rio - [m^3/s].

- Q_{ponta} - Vazão para atender a ponta - [m^3/s].
- RO - Receita obtida - [US$].
- TEB - Tarifa de energia - [US$/kWh].
- TE - Tarifa média de energia - [US$/kWh].
- TP - Tarifa de ponta - [US$/MW].
- t_{ph} - Tempo de operação da central na ponta de carga do sistema - [horas].
- V(I) - Volume do reservatório - [m^3].
- Vu - Volume útil do reservatório - [m^3].
- Vu(J) - Volume útil do reservatório (Variável indexada) - [m^3].
- XX - Variável auxiliar para cálculo do fator de capacidade.
- η - Rendimento da central.
- η_{sup} - Rendimento correspondente à potência exigida para se suprir a ponta do sistema.
- η_{inf} - Rendimento correspondente à potência exigida para se suprir a base.
- $\overline{\eta}$ - Rendimento médio dos grupos geradores das PCH's.

C A P Í T U L O 1

1 - INTRODUÇÃO

Esta dissertação tem por objetivo apresentar uma metodologia para a determinação preliminar da vazão de projeto, capacidade instalada e do número de grupos geradores em Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's).

Conforme o Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas (ELETROBRÁS & DNAEE - 1983), designa-se aqui por "PCH's" aquelas centrais que possuem características de potência instalada até 10 [MW], sendo que cada grupo deve ter no máximo a potência de 5 [MW].

Este Capítulo apresentará uma rápida revisão do histórico das PCH's. Será exposto também uma visão sobre o planejamento da Central, partindo-se de uma análise localizada de suas estruturas e equipamentos até se alcançar uma visão geral do conjunto, destacando-se alguns trabalhos relevantes na área.

1.1 - UMA VISÃO HISTÓRICA DAS PCH'S

O desenvolvimento das máquinas hidráulicas esteve diretamente relacionado com a revolução industrial, e se deu mais acentuadamente na França, devido à disponibilidade local de aproveitamentos hídricos e uma carência relativa de carvão.

A geração de hidroeletricidade no Brasil começa no ano de 1883 com a implantação da Usina Hidrelétrica do Ribeirão do Inferno, em Diamantina/MG. Em 1887, foi posta em funcionamento a Hidrelétrica do Ribeirão dos Macacos, propriedade da "Cia. de Mines d'Or du Paris", localizada em Honório Bicalho, atual município de Nova Lima/MG.

O ano de 1888 marca o início do serviço público de eletricidade. É fundada na cidade de Juiz de Fora/MG, por iniciativa de Bernardo Mascarenhas, a Cia. de Eletricidade, a qual inaugura em 1889 a primeira usina hidrelétrica brasileira para serviços de utilidade pública, denominada "Marmelos Zero".

Algumas pequenas cidades, ou mesmo vilas, dos estados mais desenvolvidos começaram a produzir sua própria energia elétrica a partir de pequenos empreendimentos hidrelétricos; é o caso da cidade de São José do Rio Pardo/SP, que inaugura em 1897 a Usina

Santa Alice com capacidade de 420 [kW].

A partir da primeira década do Século XX, definiram-se , então, três linhas distintas de evolução do suprimento elétrico no Brasil: as grandes companhias concessionárias, as pequenas concessionárias e os auto-produtores.

Até a década de 1950 o Brasil apoiou nas pequenas e médias centrais, sendo estas pertencentes aos municípios ou a empresas privadas. A política tarifária da época, baseada no custo histórico, que não incentivava novos investimentos, aliada a fatores políticos, fez com que o estado passasse a ter maior participação no setor. Ainda no final da década de 50 o Brasil construia Furnas que foi a primeira central brasileira com mais de 1000 [MW] de potência, e que marcava a entrada definitiva do capital estatal no setor elétrico.

Além destes fatores, no final da década de 50 iniciou-se a eletrificação rural baseada no padrão monofásico americano, que acabou por decretar a morte de muitos auto-produtores no Brasil.

No entanto, a partir de 1973, com a crise provocada pela alta dos preços do petróleo, voltou-se a pensar nas PCH's como solução para regiões remotas e também como complementação para grandes sistemas interligados.

Hoje observa-se que o ressurgimento das PCH's é eminente, tendo um caráter substitutivo em regiões remotas e complementar nos sistemas interligados.

1.2 - METODOLOGIAS PARA O PLANEJAMENTO DE PCH'S

Recentemente, algumas metodologias foram propostas para o planejamento de PCH's. Ressaltam-se os trabalhos de E.P.R.I. (1983), SANT'ANA (1983/1986) e SANTOS (1987). As duas primeiras referências foram desenvolvidas dentro da realidade dos E.U.A., sendo que a última se baseia em projetos desenvolvidos no Brasil. Em 1986, SANT'ANA fez uma adaptação de seu primeiro trabalho (1983) à realidade nacional.

O trabalho publicado pelo E.P.R.I. (1983) apresenta uma visão de planejamento de PCH's, que dá ênfase à motorização de barragens já existentes. A metodologia para a determinação da vazão

de projeto se baseia no conceito do benefício marginal igual ao custo marginal.

O estudo realizado por SANT'ANA apresenta uma metodologia que busca otimizar o pré-dimensionamento de PCH's baseado em quatro conceitos alternativos: máxima energia gerada anualmente ; máximo benefício anual; máximo benefício líquido e máximo índice custo-benefício. Os resultados contemplam o tipo de turbina, a capacidade instalada e o número de unidades geradoras.

O seu estudo se baseia fundamentalmente na análise técnica das estruturas e componentes individualizados. Embora a nova versão de SANT'ANA (1986) procure nacionalizar os seus dados para certas estruturas e equipamentos (como turbinas),ainda utiliza muitos dados internacionais, face à indisponibilidade no país.

O trabalho desenvolvido por SANTOS (1987) se diferencia dos demais principalmente por dois aspectos: o primeiro é o fato da central poder se isolada ou interligada, o segundo é que enfoca a central, procurando a sua otimização, mas também, procura avaliar o impacto de um conjunto de PCH's no sistema elétrico, pois isto pode fazer variar sensivelmente os seus custos marginais de expansão, o que, por sua vez, afeta a otimização de cada central.SANTOS (1987) utiliza a técnica de Programação Dinâmica para estabelecer o cronograma da motorização, o que é de fundamental importância quando se estudam sistemas isolados ou descentralizados que podem vender seu excedente energético.

1.3 - Objetivos e Escopo da Dissertação

Esta dissertação, como se afirmou no início deste Capítulo, tem como objetivo desenvolver uma metodologia para a determinação preliminar da vazão de projeto, capacidade instalada e número de máquinas em uma PCH. A dificuldade que se encontra para o equacionamento do problema, com todos os seus parâmetros nos leva a uma série de simplificações que entretanto permitem uma boa idéia preliminar das características do aproveitamento.

Procura-se analisar o problema sem se preocupar com a otimização econômica de cada estrutura, avaliando-se o sistema como um todo e incorporando, apenas os parâmetros julgados fundamentais.

SANT'ANA (1983) classifica o planejamento de uma PCH em

três níveis:

- O nível um é uma avaliação inicial de custo, potência instalada, energia gerada, propostas iniciais de arranjos, como a distância de transmissão, e possíveis impactos sócio-ecológicos.
- O nível dois já se preocupa com a otimização da central e necessita de mais e melhores dados do sítio a ser explorado. O principal resultado deste nível de planejamento é o arranjo da central, bem como sua capacidade instalada.
- O nível três é o último passo antes do projeto propriamente dito. Neste nível passa-se a analisar, em detalhes, a operação da central em função da curva de carga do sistema e de suas características próprias.

Nesta dissertação pretende-se alcançar o nível três, descrito por SANT'ANA (1983), mas sem, entretanto, esgotá-lo.

Para tal dividiu-se este trabalho em seis capítulos.

No segundo capítulo é feita uma descrição técnica das PCH's, destacando-se as principais grandezas que dimensionam as estruturas e equipamentos.

Desenvolveu-se, também, uma análise de custos para PCH's brasileiras, que se baseiam em uma série de projetos recentes, executados dentro dos critérios do Manual de Estudos e Projetos de PCH's (ELETROBRÁS & DNAEE - 1982). O custo é um parâmetro fundamental no planejamento da central. Por isto, esse capítulo apresenta um conjunto de equações que permite uma avaliação preliminar deste. As restrições destas equações são também expostas.

O terceiro capítulo propõe um método de seleção da vazão ótima de projeto, que se baseia no critério do maior retorno líquido. Este método é relativamente simples e flexível, podendo ser adaptado para as mais diversas situações. Merece destaque o fato de se considerar não só o benefício da energia gerada mas também , o benefício da capacidade instalada.

O quarto capítulo se destina à determinação do número de unidades geradoras para a central. Para isso utiliza-se o método de Programação Dinâmica (PD), que é suficientemente robusto e adaptável para este nível de análise. Equaciona-se, ainda, o efeito da variação dos rendimentos das turbinas, face às variações de carga.

O quinto capítulo apresenta um exemplo de aplicação dos

modelos propostos, em um estudo de caso envolvendo arranjos e benefícios.

O último capítulo apresenta as principais conclusões; assim como recomendações quanto a novos estudos em continuidade a este.

C A P Í T U L O 2

2 - ESTUDO DE CUSTOS PARA PCH's

2.1 - INTRODUÇÃO

Já se comentou no Capítulo 1 que pretende-se apresentar uma metodologia para a determinação preliminar da vazão de projeto, capacidade instalada e número de grupos geradores em PCH's. Para isso fez-se um levantamento de custos de estruturas e equipamentos em treze projetos executados com base no Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas (ELETROBRÁS & DNAEE - 1982).

No presente trabalho procurou-se cobrir as faixas de potência acima de 500 [kW], portanto, relativas às Mini e Pequenas Centrais Hidrelétricas. As máquinas empregadas tem rotor tipo Francis, sendo do tipo lento e normal, face ao fato de ser este tipo que os fabricantes nacionais possuem maior domínio. Também, trabalhou-se com centrais de média e alta queda, tendo em vista a disponibilidade de dados. O Quadro (2.1) apresenta as faixas de potência de altura de queda abrangida pelos projetos estudados neste trabalho.

POTÊNCIA [kW]	ALTURA DE QUEDA [m]
500 a 10000	20 a 100

QUADRO 2.1 - Faixa de Aplicação.

2.2 - DESCRIÇÃO TÉCNICA

2.2.1 - ARRANJOS BÁSICOS

As PCH's que atualmente são construídas, apresentam em geral dois tipos de arranjos básicos.

O primeiro, ilustrado na Fig. (2.1), é o que apresenta maior simplicidade e na maioria dos casos, menor custo, e é consti

tuído de barragem, tomada d'água, canal de fuga, canal de adução, câmara de carga, tubulação forçada e casa de máquinas.

O segundo, mostrado na Fig. (2.2), é uma modificação do primeiro, substituindo-se o canal de adução pela tubulação de baixa pressão e a câmara de carga pela chaminé de equilíbrio, mantendo-se as demais estruturas.

Para o caso de usinas com somente sistema de alta pressão, suprime-se o sistema de adução de baixa pressão.

Os arranjos acima citados levam a custos razoavelmente baixos. No entanto, recomenda-se a extensão deste trabalho de forma a abranger as centrais de baixa queda, que permitem utilizar o grande potencial hidráulico das regiões Amazônica e Centro Oeste.

2.2.2 - COMPONENTES E CUSTOS DAS CENTRAIS

Apresenta-se aqui uma visão geral dos principais componentes das centrais, das grandezas que influenciam o seu custo, e equações para se avaliar este último.

A partir de projetos previamente efetuados foram levantados os dados constantes no Quadro (2.2).

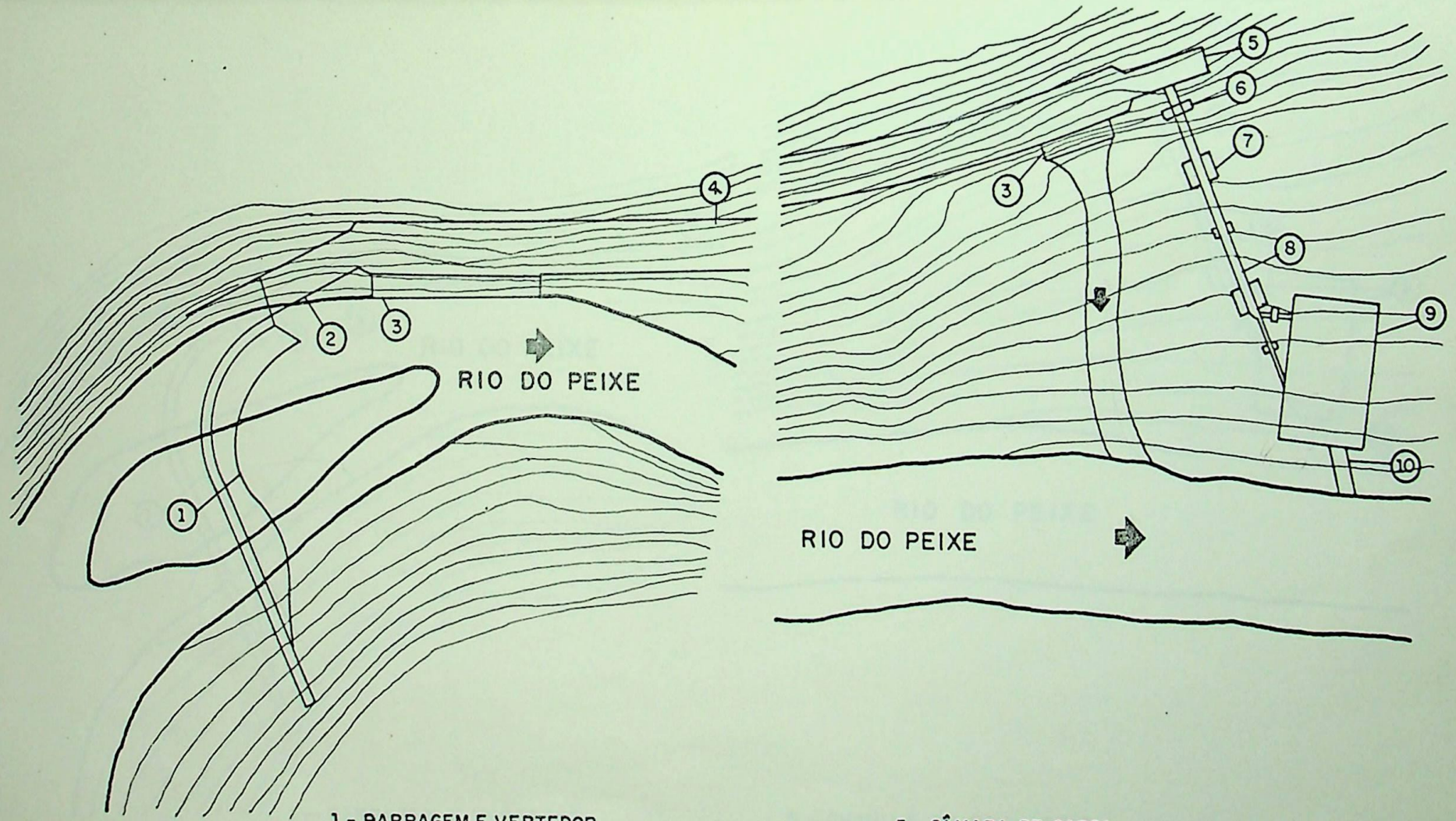
Após uma análise de consistência destes dados de custos, que levou em consideração os orçamentos dos projetos, fez-se quando necessário, sua correção e ajustou-se curvas do tipo polinômio do 1º e 2º graus, obtendo-se equações dos custos das estruturas e equipamentos, em função das variáveis explanatórias convenientes.

2.2.2.1 - BARRAGENS E VERTEDOUROS

As barragens podem ser basicamente de alvenaria de pedra argamassada, terra, enrocamento, concreto ou madeira. A escolha do tipo de barragem e do material empregado para sua construção vai depender das condições locais e do arranjo escolhido.

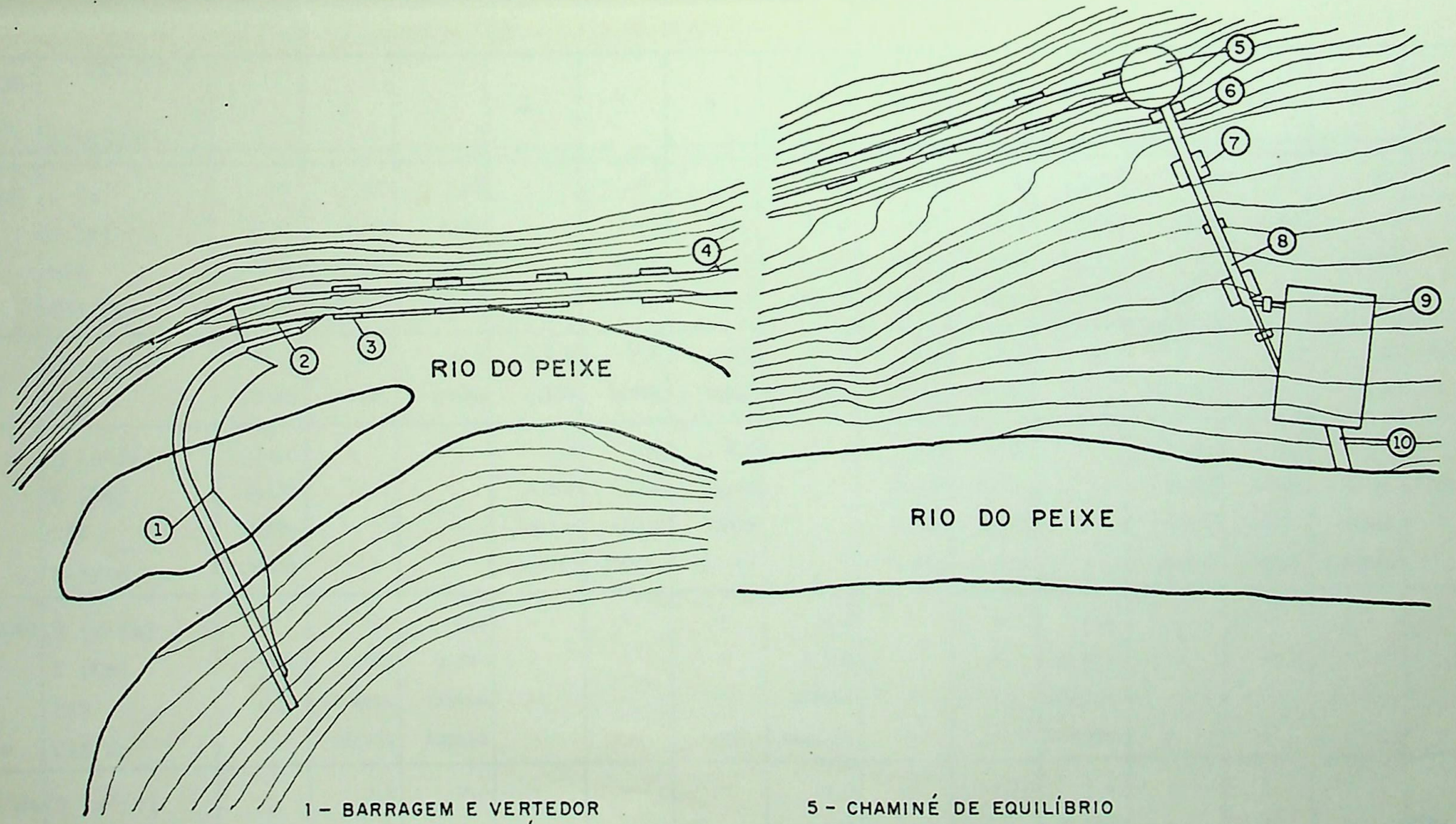
A Fig. (2.3) mostra alguns exemplos de barragens.

Os vertedouros são projetados para a vazão de cheia máxima, que, no caso de PCH's, é determinada em geral para um tempo de recorrência de 500 anos para barragens de concreto e 1000 para bar



1 - BARRAGEM E VERTEDOR
2 - TOMADA D'ÁGUA
3 - VERTEDOR AUXILIAR
4 - CANAL DE ADUÇÃO
5 - CÂMARA DE CARGA
6 - JUNTA DE DILATAÇÃO
7 - BLOCO DE ANCORAGEM
8 - CONDUTO DE ALTA PRESSÃO
9 - CASA DE MÁQUINAS
10 - CANAL DE FUGA

FIG. 2.1 - Arranjo Tipo 1 para PCH.



1 – BARRAGEM E VERTEDOR
2 – TOMADA D'ÁGUA
3 – BLOCOS DE APOIO
4 – CONDUTO DE BAIXA PRESSÃO
5 – CHAMINÉ DE EQUILÍBRIO
6 – JUNTA DE DILATAÇÃO
7 – BLOCO DE ANCORAGEM
8 – CONDUTO DE ALTA PRESSÃO
9 – CASA DE MÁQUINAS
10 – CANAL DE FUGA

FIG. 2.2 - Arranjo Tipo 2 para PCH.

ELEMENTOS DA PCH	PROJETOS / DIMENSÕES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Barragem	L [m]	102	105	123	-	100	85	87	104	90	297	31	57	53	
	h [m]	6,40	6,50	2,20	-	1,50	3,80	3,40	3,20	4,90	5,00	2,75	2,60	3,30	
	US$	57478	109480	23200	-	18884	46169	35165	23483	49608	90050	6500	13178	11692	
	US$/m	563,5	1042,7	188,6	-	188,8	543,2	404,2	225,8	551,2	303,2	209,7	231,2	220,6	
Tomada	Q [m³/s]	14,0	3,1	2,3	14,0	9,0	9,0	12,0	9,0	10,0	9,6	10,0	2,1	2,0	*Obs.
D'Água	US$	22908	9495	*20676	67858	22754	25467	28200	20095	*8930	18552	17780	4998	5626	1
Canal	Q [m³/s]	14,0	-	-	14,0	9,0	9,0	-	9,0	10,0	-	10,0	2,1	2,2	
de	L [Km]	0,270	-	-	0,630	0,320	0,120	-	0,269	0,120	-	0,325	0,265	0,141	*Obs.
Adução	US$	37600	-	-	195768	41722	29528	-	31069	12300	-	67156	28119	28240	1
	US$/Km	*139259	-	-	310743	130381	246067	-	115498	*102500	-	206634	106109	*200283	
Tubulação	Q [m³/s]	-	3,1	2,3	-	-	-	12,0	-	-	9,6	-	-	-	
de	L [Km]	-	1,100	0,297	-	-	-	0,168	-	-	0,450	-	-	-	
Baixa	US$	-	194814	128450	-	-	-	245765	-	-	452158	-	-	-	
Pressão	US$/Km	-	358922	432492	-	-	-	1462887	-	-	1004796	-	-	-	
Blocos da	Q [m³/s]	-	3,1	2,3	-	-	-	12,0	-	-	9,6	-	-	-	
Tubulação	L [Km]	-	1,100	0,297	-	-	-	0,168	-	-	0,450	-	-	-	*Obs.
de Baixa	US$	-	314660	36364	-	-	-	45141	-	-	89649	-	-	-	1
Pressão	US$/Km	-	*286054	122438	-	-	-	268696	-	-	199220	-	-	-	
Câmara	Q [m³/s]	14,0	-	-	-	9,0	9,0	-	9,0	10,0	-	10,0	2,1	2,0	
de Carga	US$	59236	-	-	-	28105	21512	-	39084	22603	-	35734	5874	4622	

QUADRO 2.2 - Custos Levantados a Partir de Projetos Efetuados no CEPCH - Itajubá/MG (Ref.: Março 1986).

(Continua)

(Continuação)

ELEMENTOS DA PCH	PROJETOS / DIMENSÕES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Chaminé de Equilíbrio	Q [m³/s]	-	3,1	2,3	-	-	-	12,0	-	-	9,6	-	-	-	*Obs. 2
	US$	-	*23590	5830	-	-	-	15128	-	-	12915	-	-	-	
Tubulação Forçada	Q [m³/s]	14,0	3,1	2,3	14,0	9,0	9,0	12,0	9,0	10,0	9,6	10,0	2,1	2,0	
	L [Km]	0,060	0,597	0,231	0,085	0,060	0,063	0,040	0,050	0,102	0,044	0,043	0,125	0,130	
	US$	82553	204804	96223	108978	30450	46534	41308	34180	61230	41483	40165	19492	21642	
	US$/Km	1375883	343055	416550	1282094	507500	738635	1032700	683600	600294	942795	934070	155936	166477	
Blocos da Tubulação Forçada	Q [m³/s]	14,0	3,1	2,3	14,0	9,0	9,0	12,0	9,0	10,0	9,6	10,0	2,1	2,0	
	L [Km]	0,060	0,597	0,231	0,085	0,060	0,063	0,040	0,050	0,102	0,044	0,043	0,125	0,130	*Obs. 1
	US$	21630	17623	23118	67386	22994	26676	23052	10950	32220	8827	18563	32920	26723	
	US$/Km	360500	*29519	100078	792777	383233	423429	576300	219000	315882	200614	431698	263360	205561	
Casa de Máquinas	P [kW]	2020	3400	530	5146	1500	1330	2000	1300	1500	1470	1350	1136	1063	
	US$	50754	494,3	50656	93939	52091	43430	63594	40369	44592	66015	35912	27837	30437	
Canal de Fuga	Q [m³/s]	14,0	3,1	2,3	14,0	9,0	9,0	12,0	9,0	10,0	-	-	2,1	2,0	
	L [Km]	0,040	0,025	0,020	0,060	0,040	0,010	0,010	0,032	0,010	-	-	0,010	0,010	*Obs. 3
	US$	10092	2270	2439	24037	8755	3002	1620	8870	9956	-	-	546	604	
	US$/Km	252300	90800	121950	*400617	218875	300200	162000	277187	*995600	-	-	54600	60400	
Desvio do Rio	L_b [m]	102	105	123	-	100	85	87	104	90	297	-	-	-	
	h_b [m]	6,4	6,5	2,2	-	1,5	3,8	3,4	3,2	4,9	5,0	-	-	-	*Obs. 4
	US$	19839	18890	13130	-	7875	4897	7200	8300	2270	3294	-	-	-	
	US$/m	194,5	179,9	106,7	-	78,8	57,6	82,8	79,81	*25,22	*11,09	-	-	-	

QUADRO 2.2 - Custos Levantados a Partir de Projetos Efetuados no CEPCH - Itajubá/MG (Ref.: Março 1986).

(Continua)

(Continuação)

ELEMENTOS DA PCH	PROJETOS / DIMENSÕES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Canteiro de Obras	P [kW]	2020	3400	530	5146	1500	1330	2000	1300	1500	1470	1350	-	-	*Obs. 6
	US$	*22621	21037	12550	27538	12247	16330	18205	18850	14960	*16420	*10498	-	-	
Comportas e Grades	Q [m³/s]	14,0	3,1	2,3	14,0	9,0	9,0	12,0	9,0	10,0	9,6	10,0	2,1	2,0	
	US$	5008	1297	1167	4720	3488	3866	4620	2185	2934	2785	3227	1050	1073	
Ponte Rolante	P [kW]	2020	3400	530	5146	1500	1330	2000	1300	-	1470	1350	1136	1063	*Obs. 7
	US$	18387	7450	640	16025	4521	*11334	7134	5345	-	3179	3052	6924	6924	
Turbinas	P [kW]	2020	3400	530	5146	1500	1330	2000	1300	1500	1470	1350	1136	1063	
	US$	219826	292330	29256	351674	79960	89107	104905	81328	168875	64164	77276	60753	60753	
Regulador de Velocidade	P [kW]	2020	3400	530	5146	1500	1330	2000	1300	1500	1470	1350	1136	1063	
	US$	58571	110837	19504	169112	53306	59404	69937	54219	51031	42775	51520	40502	40502	
Gerador	P [kW]	2020	3400	530	5146	1500	1300	2000	1300	1500	1470	1350	1136	1063	
	US$	228686	328796	41673	428937	116394	88407	117784	105290	104215	183774	162676	87000	87000	
Quadro de Comando	P [kW]	2020	3400	530	5146	1500	1300	2000	1300	1500	1470	1350	1136	1063	
	US$	60869	120963	8840	191014	16931	13940	34213	29320	23334	12230	14500	23740	23740	
Dispositivo de Proteção	P [kW]	2020	3400	530	5146	1500	1300	2000	1300	1500	1470	1350	-	-	
	US$	21512	25952	3510	47753	10527	3667	23794	8120	7728	3083	3624	-	-	
Subesta ção	P [kW]	2020	3400	530	5146	1500	1300	-	1300	1500	1470	1350	1136	1063	
	US$	106977	185200	19267	715667	57800	18333	-	32879	33334	24672	43424	55384	55384	

QUADRO 2.2 - Custos Levantados a Partir de Projetos Efetuados no CEPCH - Itajubá/MG (Ref.: Março 1986).

(Continua)

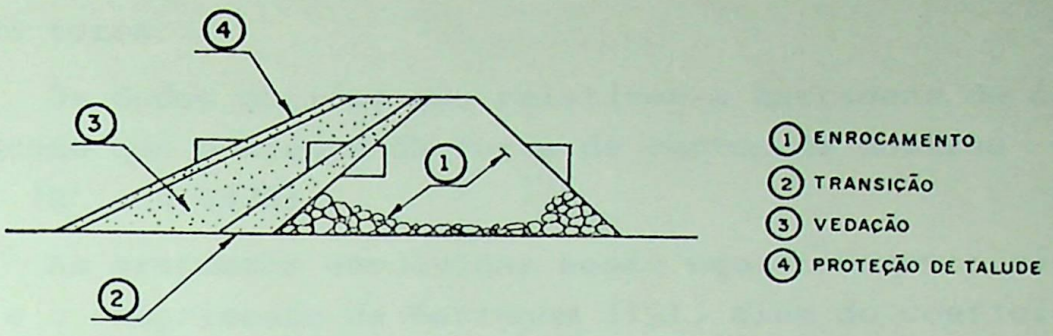
(Continuação)

ELEMENTOS DA PCH	PROJETOS / DIMENSÕES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Linhas de Transmis_ são	P [kW]	2020	-	-	5146	1500	1330	2000	1300	1500	1470	1350	1136	1063	
	L [Km]	15	-	-	15	10	10	10	10	10	16	16	5	5	
	US$	198256	-	-	268512	74680	76000	93334	93333	120000	163489	109827	31623	31623	
	US$/Km	13217	-	-	17901	7468	7600	9333	9333	12000	10218	6864	6324	6324	
Sistema de Comunicação	P [kW]	2020	3400	-	5146	1500	1330	2000	1300	1500	-	1350	-	-	
	US$	3850	6880	-	9296	3867	3360	*867	*658	2950	-	3400	-	-	
Válvulas	P [kW]	2020	3400	530	5146	1500	1330	2000	1300	1500	1470	1350	1136	-	*Obs.
	US$	27248	31667	1982	70425	7980	15700	22000	30000	21502	2313	7885	15100	-	5
Outros	P [kW]	2020	3400	530	5146	1500	1330	2000	1300	1500	1470	1350	1136	1063	
	US$	368863	725340	140856	1562287	169655	189212	230430	186952	329087	295060	309394	124998	126910	
Administração do Projeto	P [kW]	2020	3400	530	5146	1500	1330	2000	1300	1500	1470	1350	-	-	
	US$	40902	90740	12160	99472	34000	53334	43864	27800	27160	31597	27975	-	-	
Engenharia de Projeto	P [kW]	2020	3400	530	5146	1500	1330	2000	1300	1500	1470	1350	-	-	
	US$	81803	168520	22581	198944	63334	106667	81460	53067	54320	57215	127975	-	-	
Custo Final	P [kW]	2020	3400	530	5146	1500	1330	2000	1300	1500	1470	1350	1136	1063	
	US$	1825469	3262048	663416	4719347	942320	995876	1358720	945746	1205139	1685699	1178063	555046	563495	
Custo Índice	P [kW]	2020	3400	530	5146	1500	1330	2000	1300	1500	1470	1350	1136	1063	
	US$/kW	904	959	1252	917	628	749	679	728	804	1147	875	511	530	
	Queda Bruta [m]	18,2	152,0	32,0	46,1	21,3	21,0	22,4	20,8	21,0	21,1	21,2	66,5	66,0	

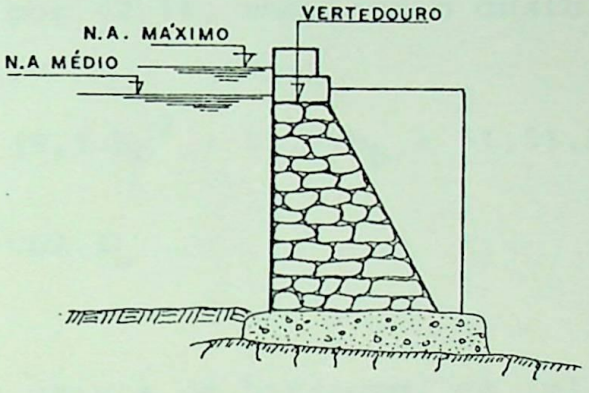
QUADRO 2.2 - Custos Levantados a Partir de Projetos Efetuados no CEPCH - Itajubá/MG (Ref.: Março 1986).

Observações da Fig. (2.2).

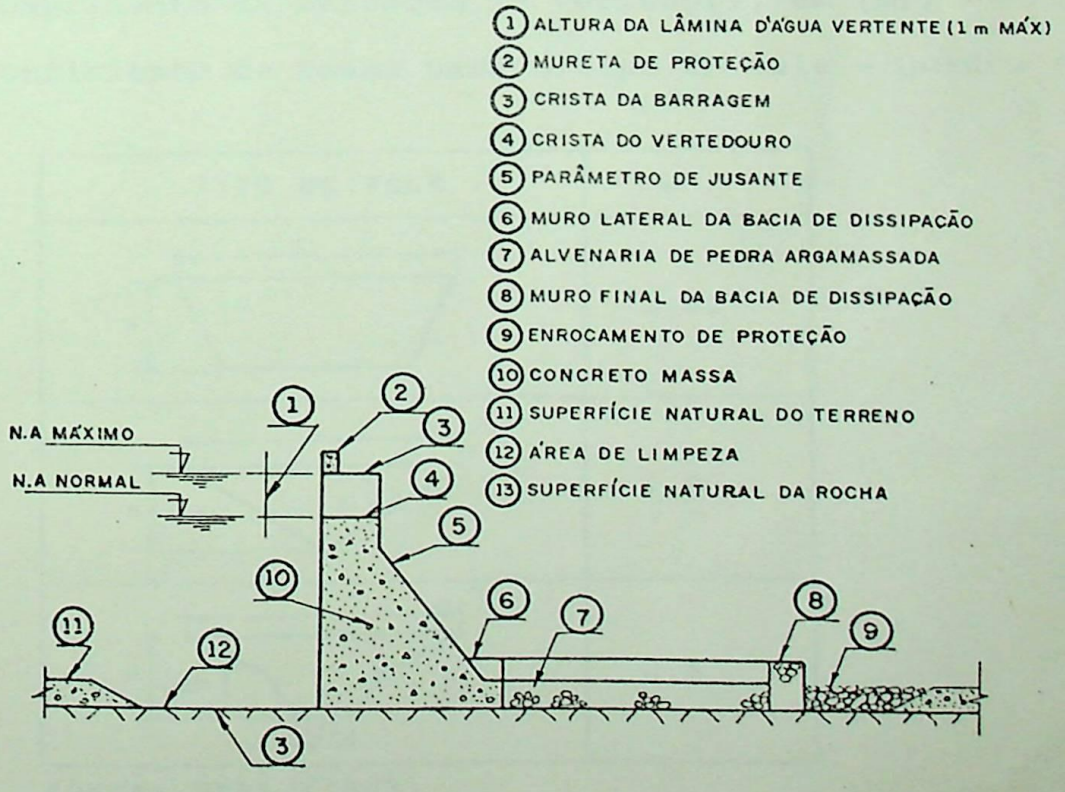
- Obs.: 1 - Pontos não considerados por se tratarem de casos particulares.
- Obs.: 2 - Condições topográficas adversas que exigem um elevado movimento de material.
- Obs.: 3 - Condições especiais de escavação, dificuldades de acesso ao local.
- Obs.: 4 - Áreas de empréstimo muito favoráveis.
- Obs.: 5 - Telefone ou rádio.
- Obs.: 6 - Custo dos canteiros influenciados pelo tipo de instalação utilizada.
- Obs.: 7 - Ponte rolante com nível de sofisticação elevado (comandos elétricos, etc.).



BARRAGEM DE ENROCAMENTO



BARRAGEM DE ALVENARIA EM PEDRA ARGAMASSADA



BARRAGEM DE CONCRETO

FIG. 2.3 - Exemplo de Barragens para PCH's.

ragens de terra.

Os dados obtidos são relativos a barragens de concreto e terra, sendo que o ajuste da curva de custos se mostrou bastante razoável (R^2 = 0,6878).

As grandezas envolvidas neste equacionamento são a altura (h_b) e o comprimento da barragem (l_b), além do coeficiente de forma do vale onde ela será encaixada - Quadro (2.3).

A qualidade da água não foi levada em consideração, devido a falta de dados nos casos estudados.

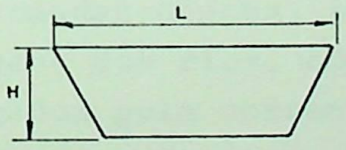
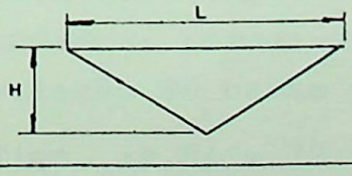
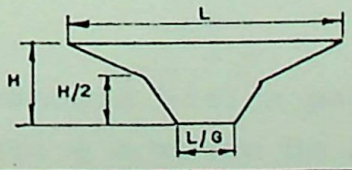
O custo unitário da barragem (CUB), em US$/m, incluindo o vertedor é dado por (2.1), enquanto o custo total (CDB) é dado por (2.2).

$$CUB = (9,1.h_b^2 + 52,7.h_b + 51,5).k \qquad (2.1)$$

$$CDB = CUB.l_b \qquad (2.2)$$

onde:

- h_b - altura da crista da barragem, em [m];
- l_b - comprimento da barragem (e vertedor), em [m];
- k - coeficiente de forma para o tipo de vale - Quadro (2.3).

TIPO DE VALE	k
	2,85
	1,0
	0,6

FONTE: EPRI (1983)

QUADRO 2.3 - Coeficientes de Forma para o Tipo de Vale.

A curva de custo unitário para esta estrutura é apresen

ragens de terra.

Os dados obtidos são relativos a barragens de concreto e terra, sendo que o ajuste da curva de custos se mostrou bastante razoável (R^2 = 0,6878).

As grandezas envolvidas neste equacionamento são a altura (h_b) e o comprimento da barragem (l_b), além do coeficiente de forma do vale onde ela será encaixada - Quadro (2.3).

A qualidade da água não foi levada em consideração, devido a falta de dados nos casos estudados.

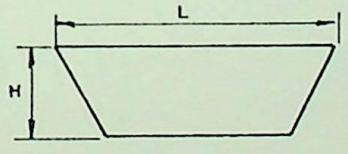
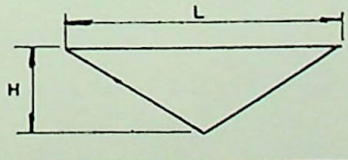
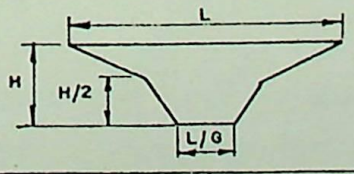
O custo unitário da barragem (CUB), em US$/m, incluindo o vertedor é dado por (2.1), enquanto o custo total (CDB) é dado por (2.2).

$$CUB = (9,1.h_b^2 + 52,7.h_b + 51,5).k \qquad (2.1)$$

$$CDB = CUB.l_b \qquad (2.2)$$

onde:

- h_b - altura da crista da barragem, em [m];
- l_b - comprimento da barragem (e vertedor), em [m];
- k - coeficiente de forma para o tipo de vale - Quadro (2.3).

TIPO DE VALE	k
	2,85
	1,0
	0,6

FONTE: EPRI (1983)

QUADRO 2.3 - Coeficientes de Forma para o Tipo de Vale.

A curva de custo unitário para esta estrutura é apresen

tada na Fig. (2.4).

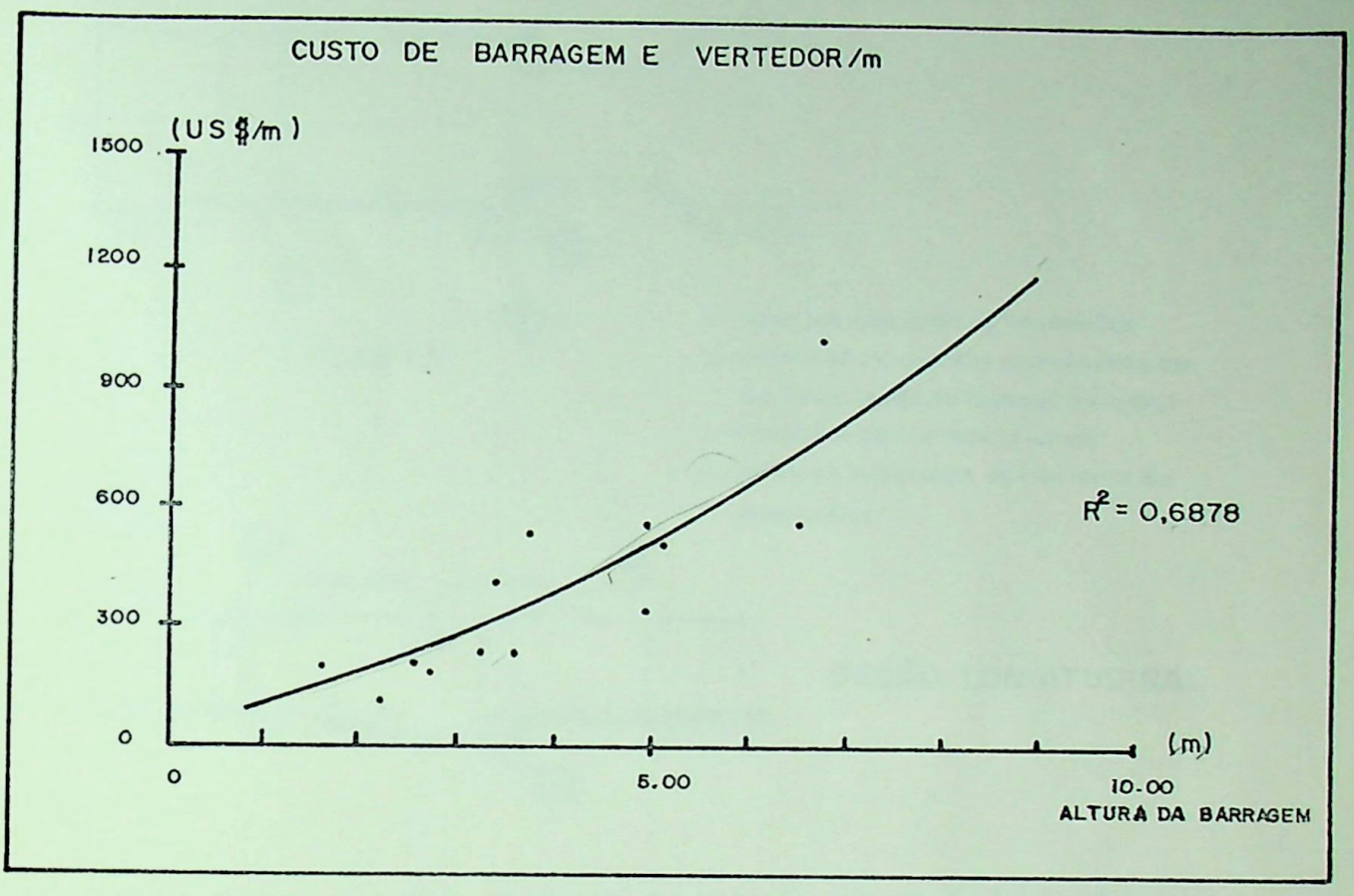


FIG. 2.4 - Curva de Custo Unitário de Barragens e Vertedouros.

2.2.2.2 - TOMADA D'ÁGUA

As tomadas d'água, sempre que possível, devem ser localizadas nas margens dos rios, com o intuito de reduzir a entrada de sólidos carregados pela corrente.

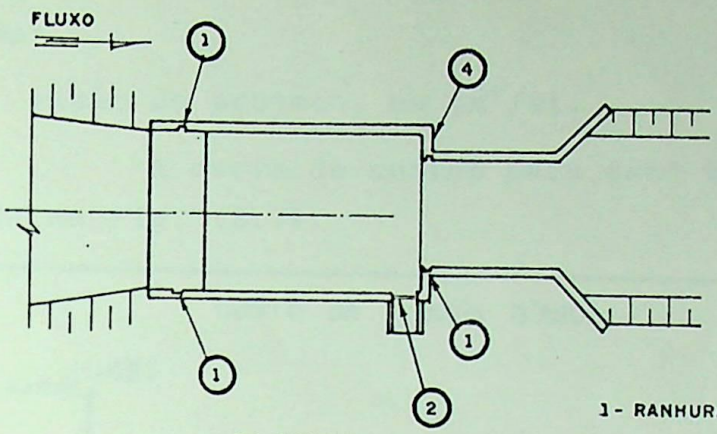
Existem dois tipos de tomadas d'água para os arranjos básicos aqui estudados: tomada acoplada ao canal de adução e tomada acoplada à tubulação de baixa pressão.

As Figs. (2.5) e (2.6) apresentam estes tipos de estruturas.

A grandeza básica para o seu dimensionamento e determinação de seu custo é a vazão de projeto.

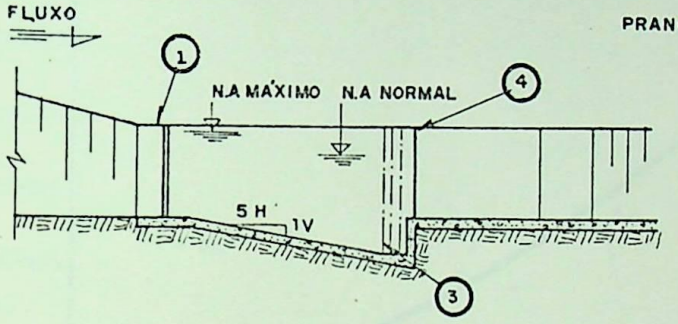
O custo da tomada d'água (CTD), em US$, é dado por (2.3).

$$CTD = 162,9.Q^2 + 518,0.Q + 2405,3 \qquad (2.3)$$



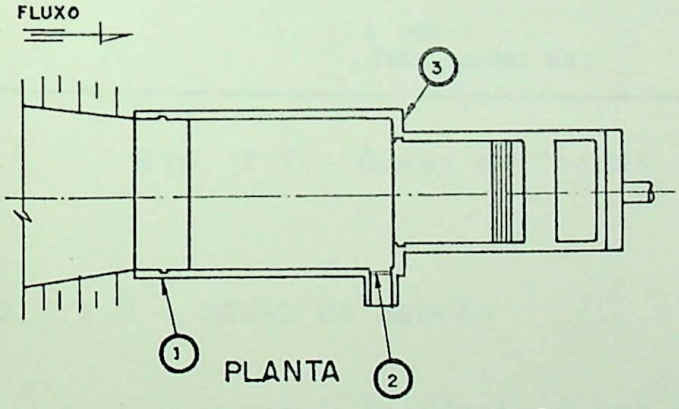
PLANTA

1- RANHURA P/DESCIDA DE PRANCHÕES
2- COMPORTA DE LIMPEZA (DESCARREGA EM UM POÇO, CANAL, OU TALVEQUE NATURAL)
3- COMPORTA DE LIMPEZA (p > 0,80)
4- RANHURA P/DESCIDA DE COMPORTA OU PRANCHÕES.



SEÇÃO LONGITUDINAL

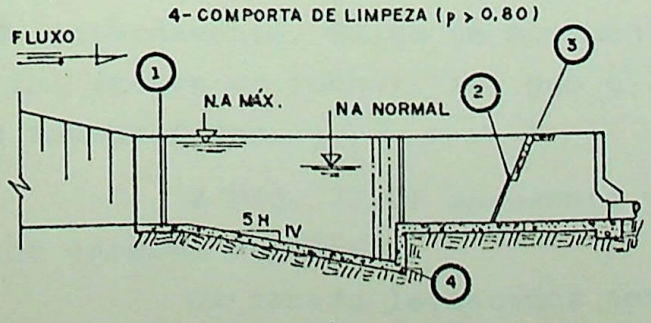
FIG. 2.5 - Tomada D'Água Acoplada ao Canal de Adução.



PLANTA

1- RANHURA P/DESCIDA DE PRANCHÕES
2- COMPORTA DE LIMPEZA (DESCARREGA EM UM POÇO, CANAL, OU TALVEQUE NATURAL)
3- RANHURA P/DESCIDA DE COMPORTA OU PRANCHÕES

1 - RANHURA P/DESCIDA DE PRANCHÕES
2- GRADE
3- VIGA DE APOIO DA GRADE
4- COMPORTA DE LIMPEZA (p > 0,80)



SEÇÃO LONGITUDINAL

FIG. 2.6 - Tomada D'Água Acoplada à Tubulação de Baixa Pressão.

onde:

Q - vazão de projeto, em [m^3/s].

A curva de custos para este tipo de estrutura é apresentada na Fig. (2.7).

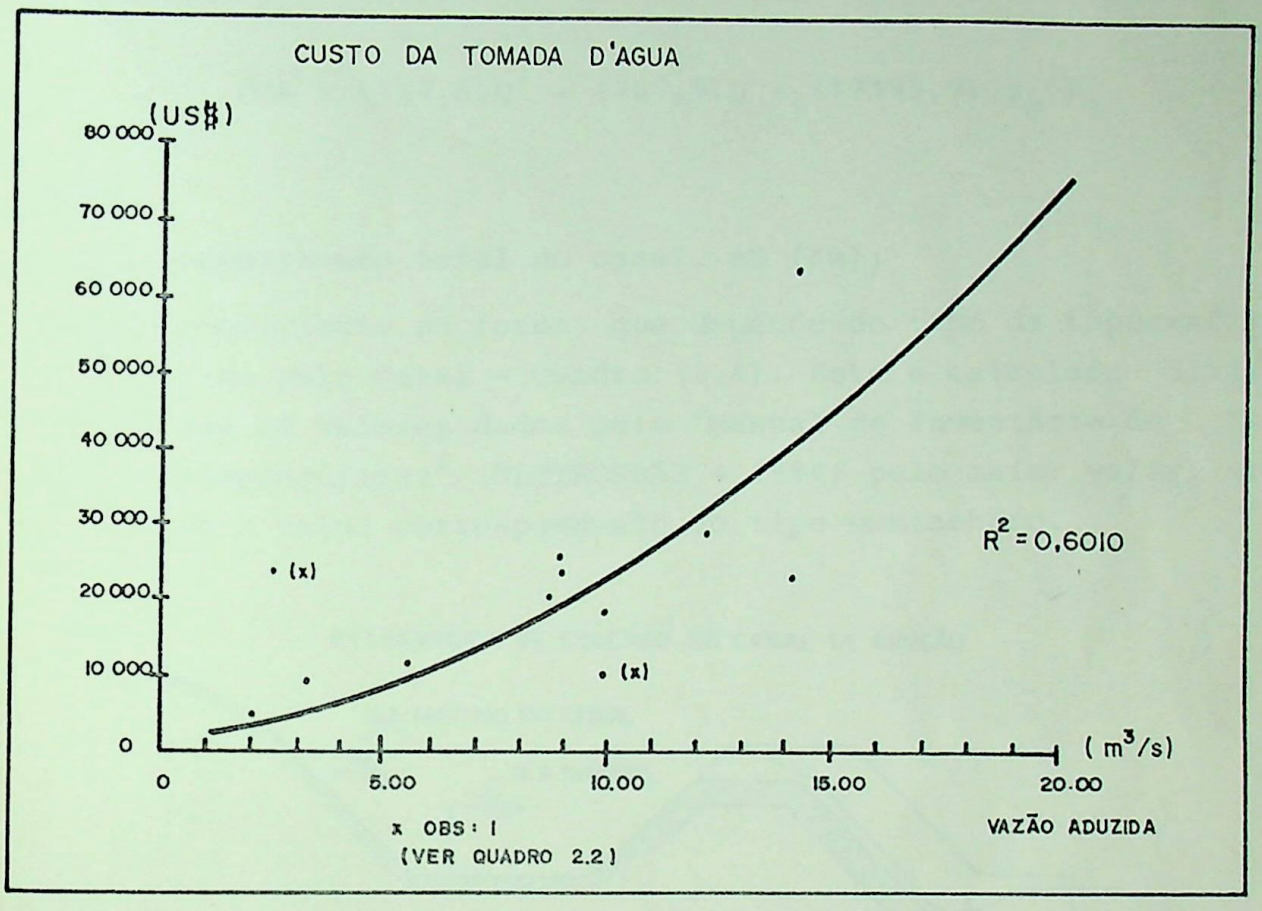


FIG. 2.7 - Curva de Custos da Tomada D'Água.

2.2.2.3 - CANAL DE ADUÇÃO

O canal de adução é uma estrutura que normalmente apresenta a seção trapezoidal, sendo que para o caso de escavação em rocha normalmente usa-se a seção quadrada, pode ou não ser revestido internamente. Exige um movimento relativamente elevado de material (terra ou rocha), seu uso é limitado por condições geológicas e topográficas.

A Fig. (2.8) apresenta um esquema de canal com extravasor lateral auxiliar.

Os canais levantados neste trabalho foram escavados em rocha.

As grandezas envolvidas para o dimensionamento do canal

são a vazão (Q) e o comprimento do canal (l_c), além do coeficiente de correção topográfica (k_t), que corrige o custo do canal em função do tipo de topografia pela qual o canal passa.

O custo total do canal de adução (CCA), dado em US$, é apresentado por (2.4).

$$CCA = (327,6.Q^2 + 4767,9.Q + 112195,0).l_c.k_t \qquad (2.4)$$

onde:

- l_c - comprimento total do canal, em [Km];
- k_t - coeficiente de forma, que depende do tipo da topografia cortada pelo canal - Quadro (2.4). Este é calculado dividindo-se os valores dados pelo "Manual de Inventário de Bacias Hidrográficas" (ELETROBRÁS - 1984) pelo maior valor, no caso o valor correspondente ao tipo montanhoso.

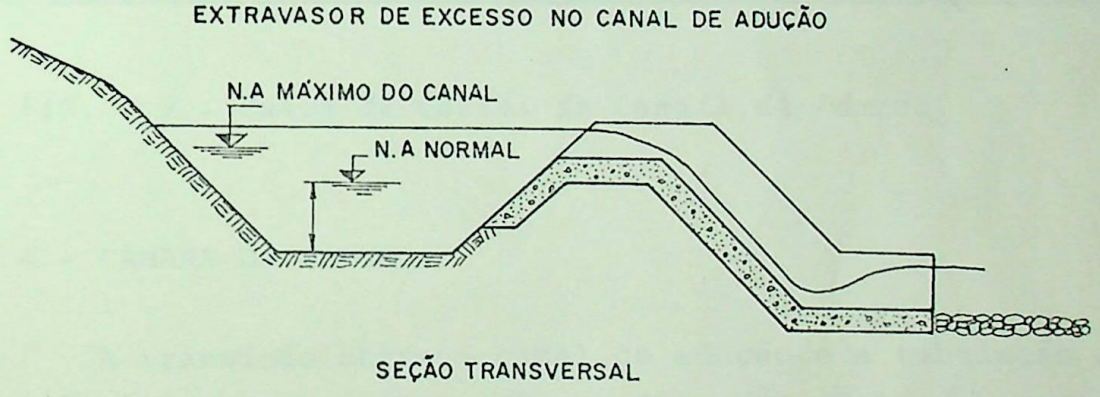


FIG. 2.8 - Canal com Extravasor Auxiliar.

TIPO DE TOPOGRAFIA	COEFICIENTE DE CORREÇÃO TOPOGRÁFICA - k_t
Montanhosa	1.50
Ondulada	1.30
Plana	1.00

QUADRO 2.4 - Valores de k_t.

A curva de custos para este tipo de estrutura, ou seja, a curva de custos de canais de adução, é apresentada na Fig. (2.9).

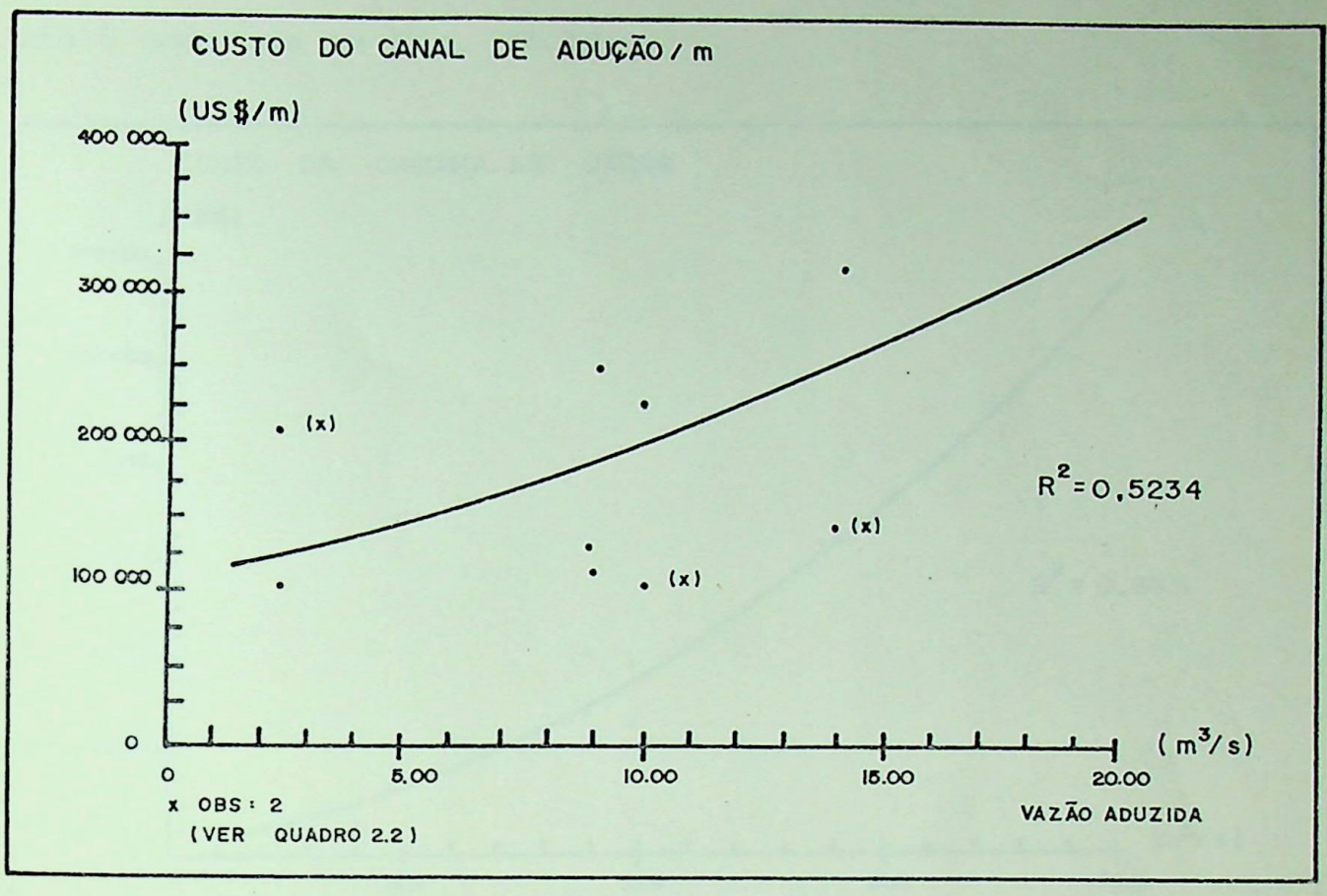


FIG. 2.9 - Curva de Custos de Canais de Adução.

2.2.2.4 - CÂMARA DE CARGA

A transição entre o canal de adução e a tubulação de alta pressão é feita através da câmara de carga. Esta é geralmente localizada o mais próximo possível da casa de máquinas, com o objetivo de reduzir-se o comprimento da tubulação forçada. O volume da câmara de carga é bastante elevado, necessitando-se grandes movimentos de material (terra ou rocha) com escavação.

É conveniente lembrar que as condições topográficas e geológicas influem fortemente no custo final desta estrutura.

Assim como a tomada d'água, a principal grandeza para se avaliar o custo da câmara de carga é a vazão (Q). Este custo (CCC) é dado, em US$, por (2.5).

$$CCC = 231,0.Q^2 + 1032,1.Q + 2079,0 \qquad (2.5)$$

A curva de custos para a câmara de carga em função da va

zão é mostrada na Fig. (2.10).

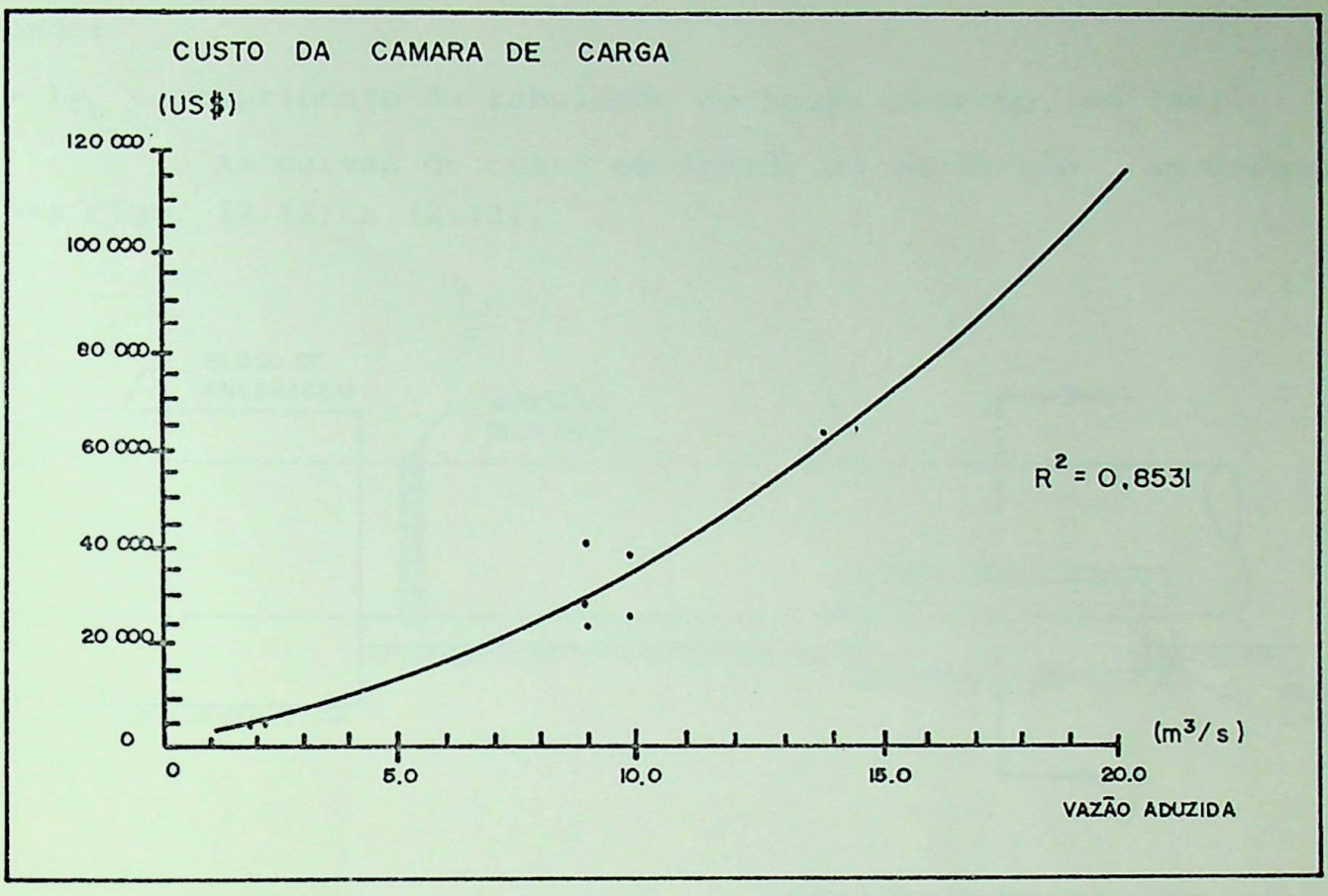


FIG. 2.10 - Curva de Custo para Câmara de Carga.

2.2.2.5 - TUBULAÇÃO DE BAIXA PRESSÃO

É uma estrutura que pode ser utilizada em substituição ao canal de adução. É, na maioria dos casos, mais cara que o canal de adução, sendo significativos os custos dos blocos de apoio ou ancoragem, além das juntas de dilatação.

A Fig. (2.11) apresenta um esquema da tubulação de baixa pressão, com blocos de apoio e juntas de dilatação.

As grandezas envolvidas neste equacionamento são a vazão (Q) e o comprimento da tubulação (lt_b).

O custo da tubulação de baixa pressão (CTB) incluindo as juntas de dilatação, em US$, é dado por (2.6), sendo que o custo dos blocos de apoio e ancoragem (CBTB), em US$, é dado por (2.7).

$$CTB = (-2809,3.Q^2 + 176070,6.Q - 77268,2).lt_b \qquad (2.6)$$

$$CBTB = (159,2.Q^2 - 12734.Q + 94026,7).l_{t_b} \qquad (2.7)$$

onde:

- l_{t_b} - comprimento da tubulação de baixa pressão, em [Km].

As curvas de custo em função da vazão são apresentadas nas Figs. (2.12) e (2.13).

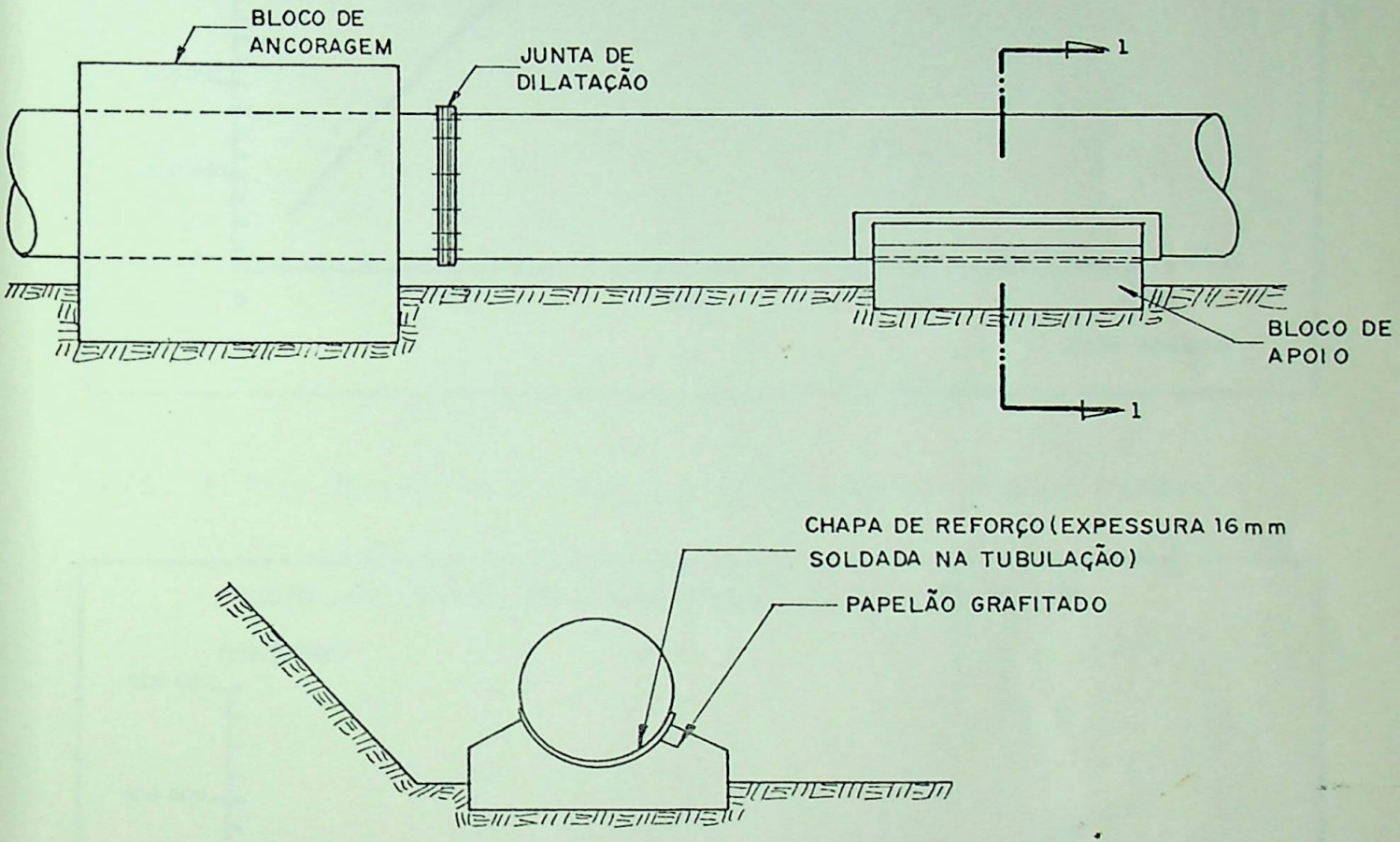


FIG. 2.11 - Tubulação de Baixa Pressão.

2.2.2.6 - CHAMINÉ DE EQUILÍBRIO

A transição entre o conduto de alta pressão e o de baixa pressão é feita através de uma chaminé de equilíbrio. Esta pode ser de concreto ou aço, exigindo volumes de escavação menores que a câmara de carga.

É usada quando a topografia é acidentada e exige a utili

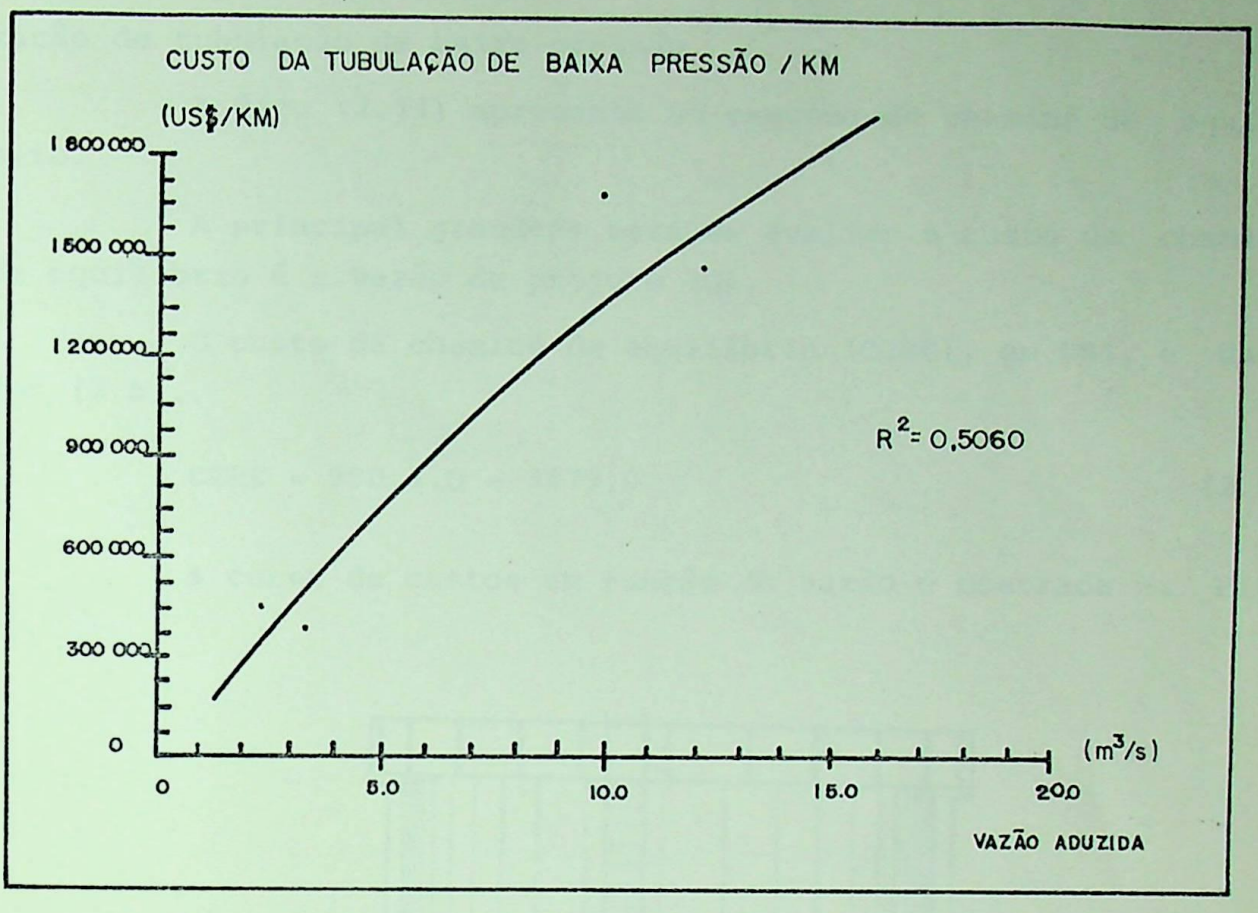


FIG. 2.12 - Curva de Custos da Tubulação de Baixa Pressão.

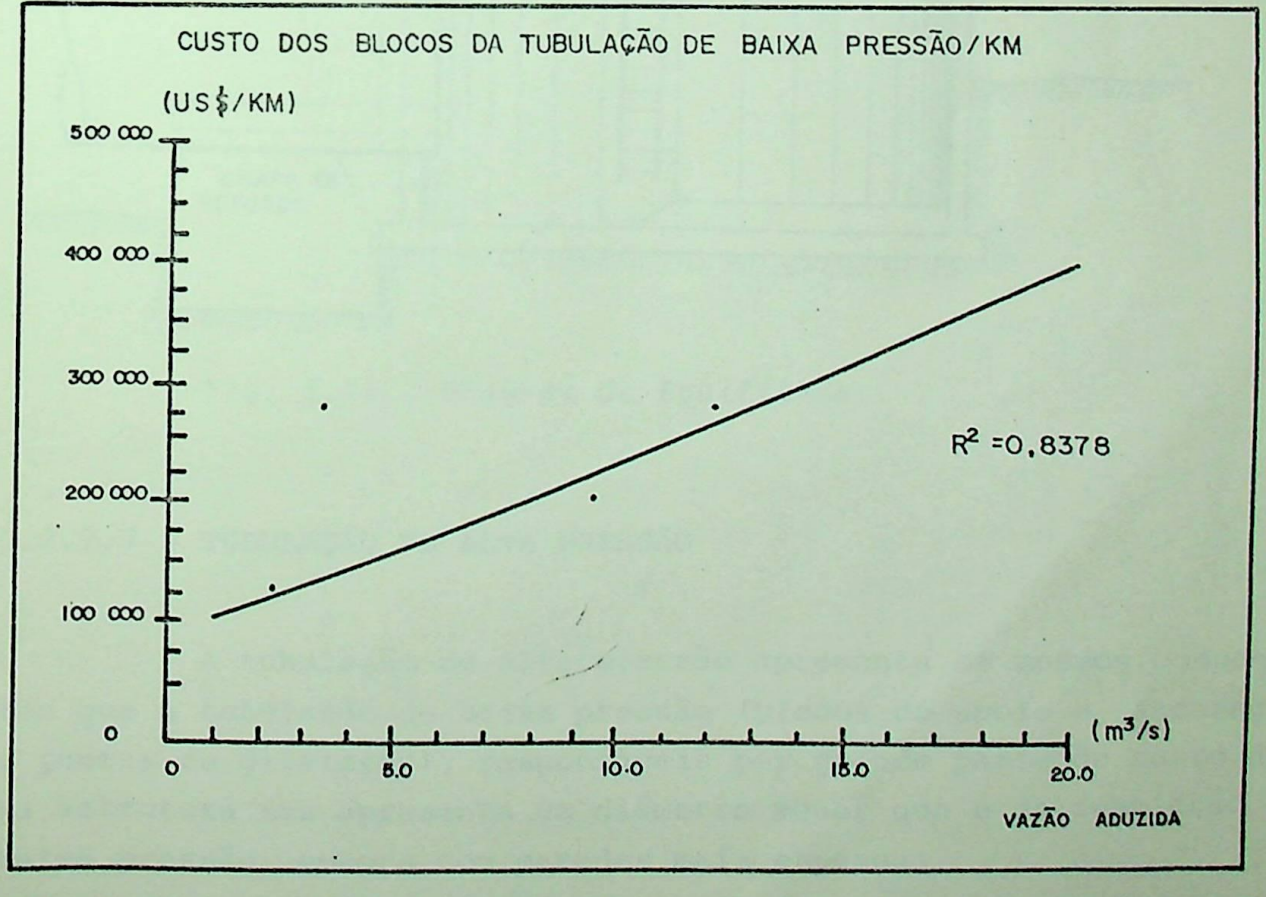


FIG. 2.13 - Curva de Custos dos Blocos de Tubulação de Baixa Pressão.

zação de tubulação de baixa pressão.

A Fig. (2.14) apresenta um esquema de chaminé de equilíbrio.

A principal grandeza para se avaliar o custo da chaminé de equilíbrio é a vazão de projeto (Q).

O custo da chaminé de equilíbrio (CCHE), em US$, é dado por (2.8).

$$CCHE = 990,2.Q + 3479,0 \qquad (2.8)$$

A curva de custos em função da vazão é mostrada na Fig. (2.15).

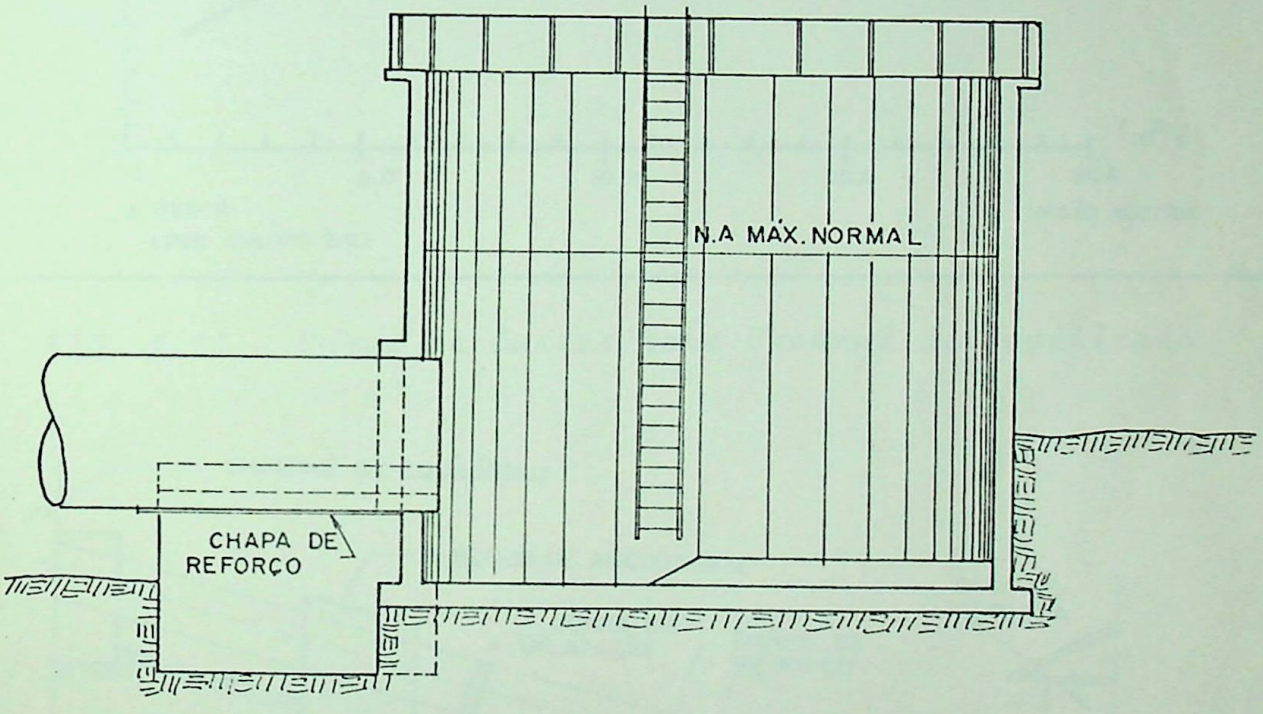


FIG. 2.14 - Chaminé de Equilíbrio.

2.2.2.7 - TUBULAÇÃO DE ALTA PRESSÃO

A tubulação de alta pressão apresenta os mesmos componentes que a tubulação de baixa pressão (blocos de apoio e ancoragem e juntas de dilatação), responsáveis por grande parte do custo desta estrutura mas apresenta um diâmetro menor que o da tubulação de baixa pressão, embora com paredes mais espessas.

Um esquema de um trecho de tubulação forçada é mostrada

na Fig. (2.16).

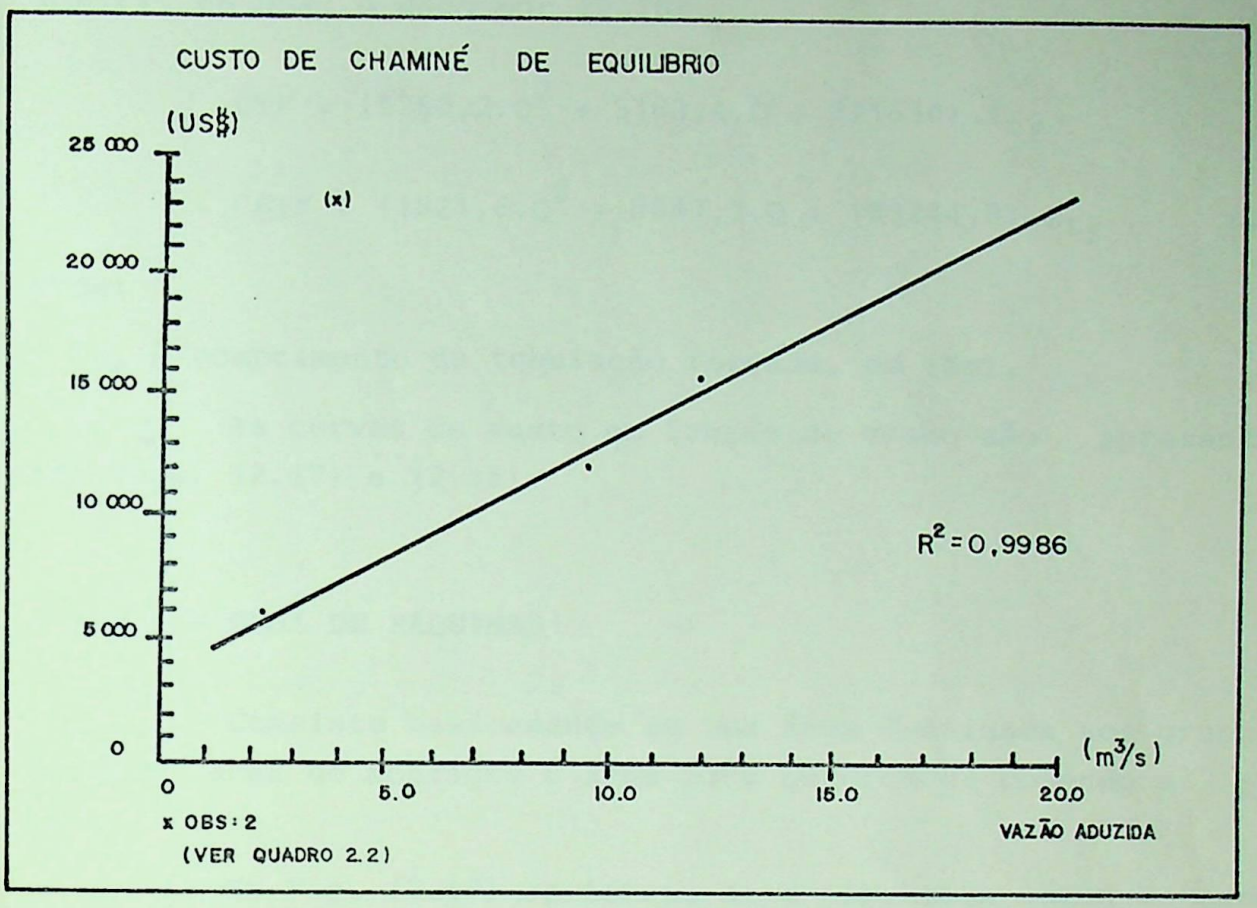


FIG. 2.15 - Curva de Custos para Chaminé de Equilíbrio.

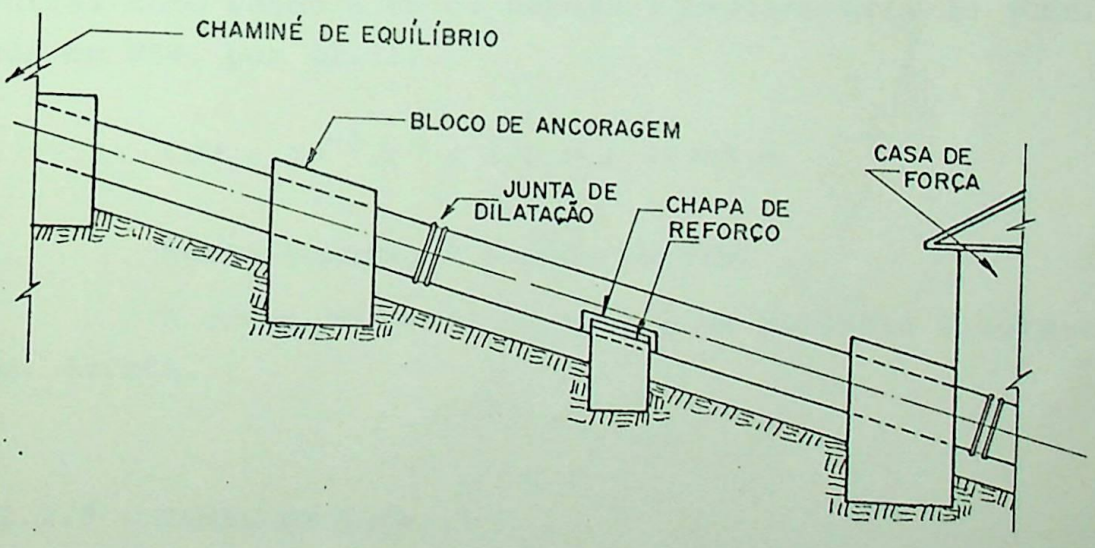


FIG. 2.16 - Tubulação Forçada.

As principais grandezas determinantes do custo dessa estrutura são a vazão de projeto (Q) e o seu comprimento (lt_f).

O custo da tubulação de alta pressão (CTF), em US$, é da

do por (2.9), sendo que o custo dos blocos de apoio e ancoragem (CBTF), em US$, é dado por (2.10).

$$CTF = (5260,2.Q^2 + 5183,4.Q + 221650).l_{t_f} \quad (2.9)$$

$$CBTF = (1821,6.Q^2 + 8847,3.Q + 105244,8).l_{t_f} \quad (2.10)$$

onde:

- l_{t_f} - comprimento da tubulação forçada, em [Km].

As curvas de custo em função da vazão são apresentadas nas Figs. (2.17) e (2.18).

2.2.2.8 - CASA DE MÁQUINAS

Consiste basicamente em uma área destinada aos grupos geradores, área de montagem e área para quadros de comando e proteção.

Na Fig. (2.19) apresenta-se o tipo mais comum de casa de máquinas.

De uma maneira simplificada, adotou-se a potência (P) da central como sendo a única variável explanatória do (CCM). Esta é dada em US$, por (2.11).

$$CCM = 10^{-3}.P^2 + 3,0.P + 49705,0 \quad (2.11)$$

Nesta equação P é dado em [kW].

A curva de custo em função da potência é apresentada na Fig. (2.20).

2.2.2.9 - CANAL DE FUGA

O canal de fuga é uma estrutura que tem por função restituir a vazão turbinada até o leito do rio.

Na Fig. (2.21) é apresentado um esquema do canal de fuga. As principais grandezas determinantes do custo dessa estrutura são a vazão de projeto (Q) e o seu comprimento (l_{cf}).

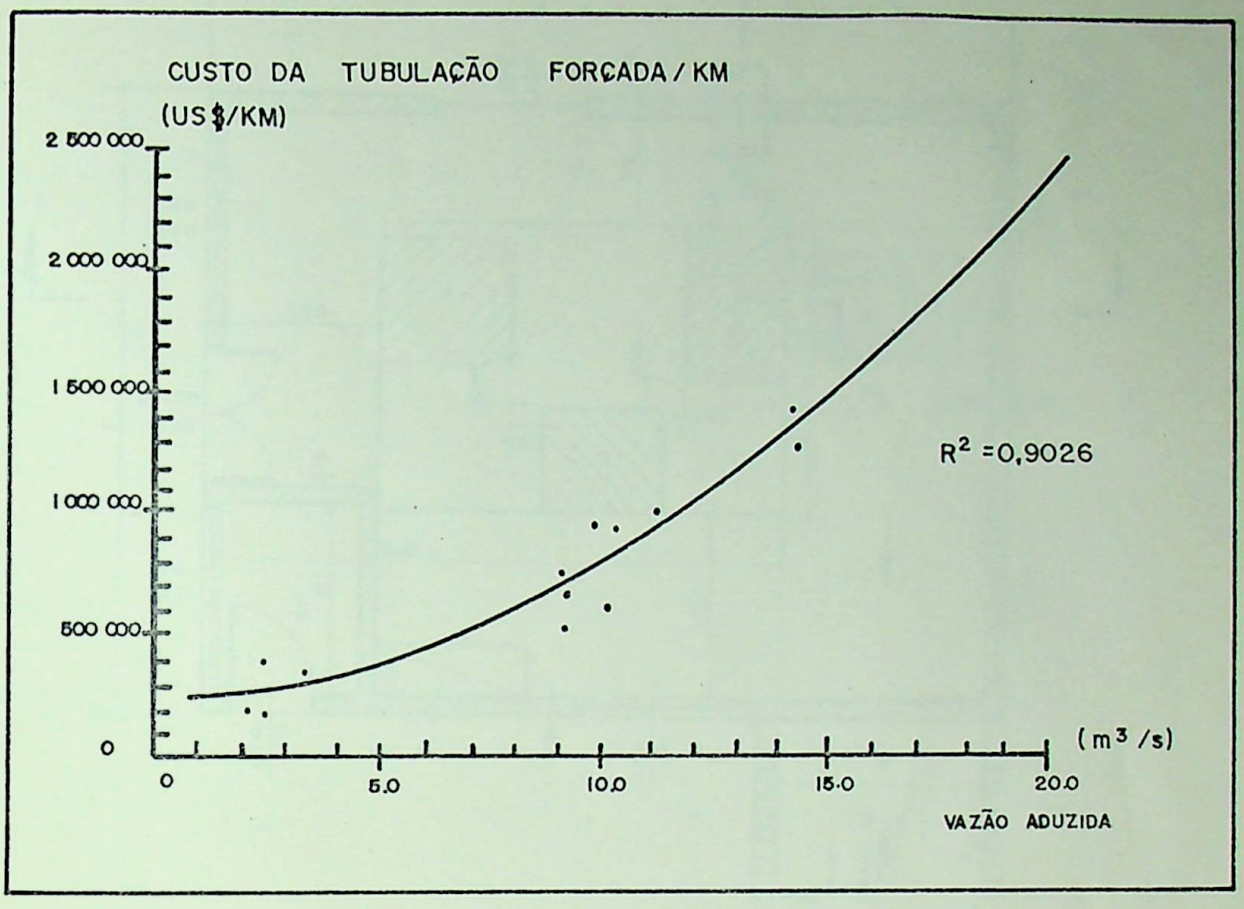


FIG. 2.17 - Curva de Custo para Tubulação de Alta Pressão.

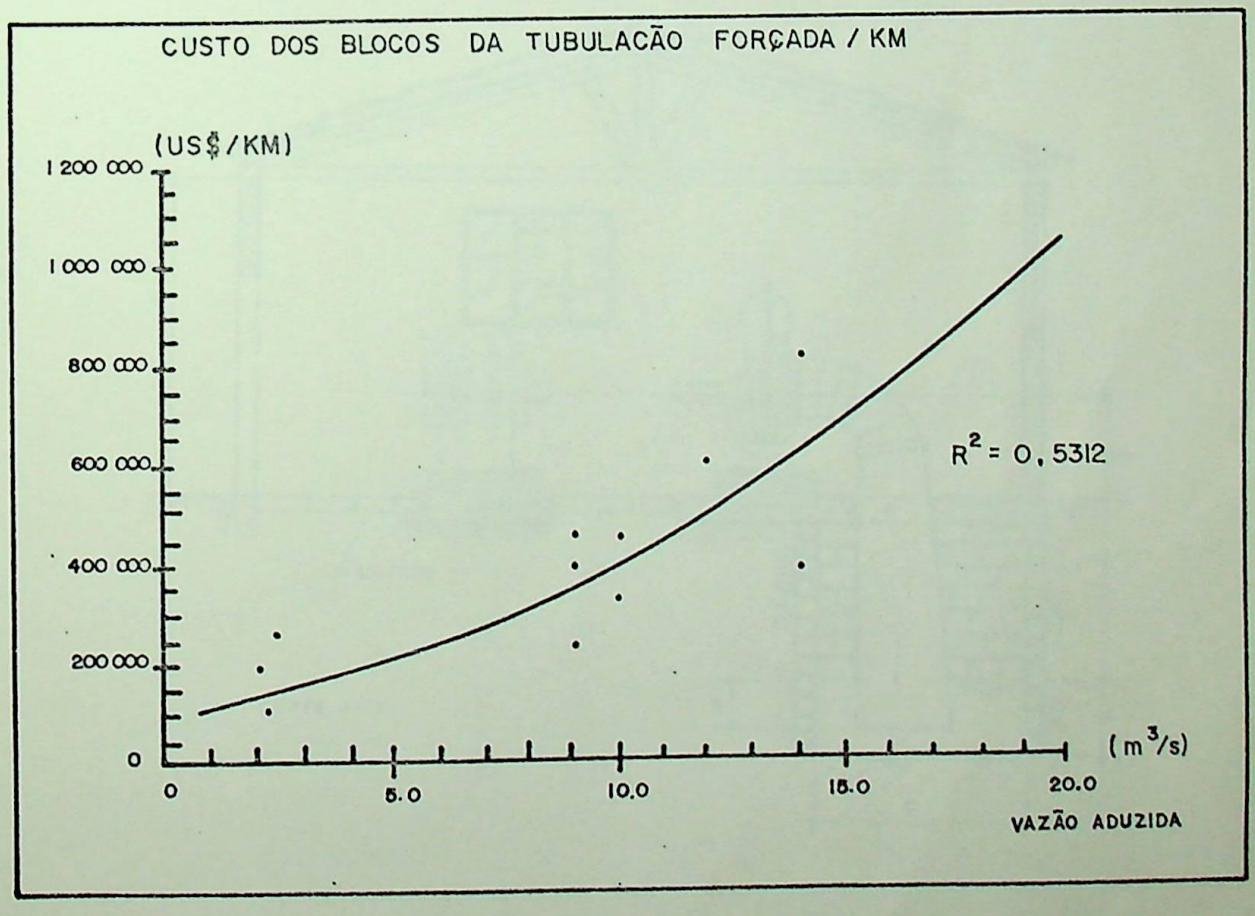
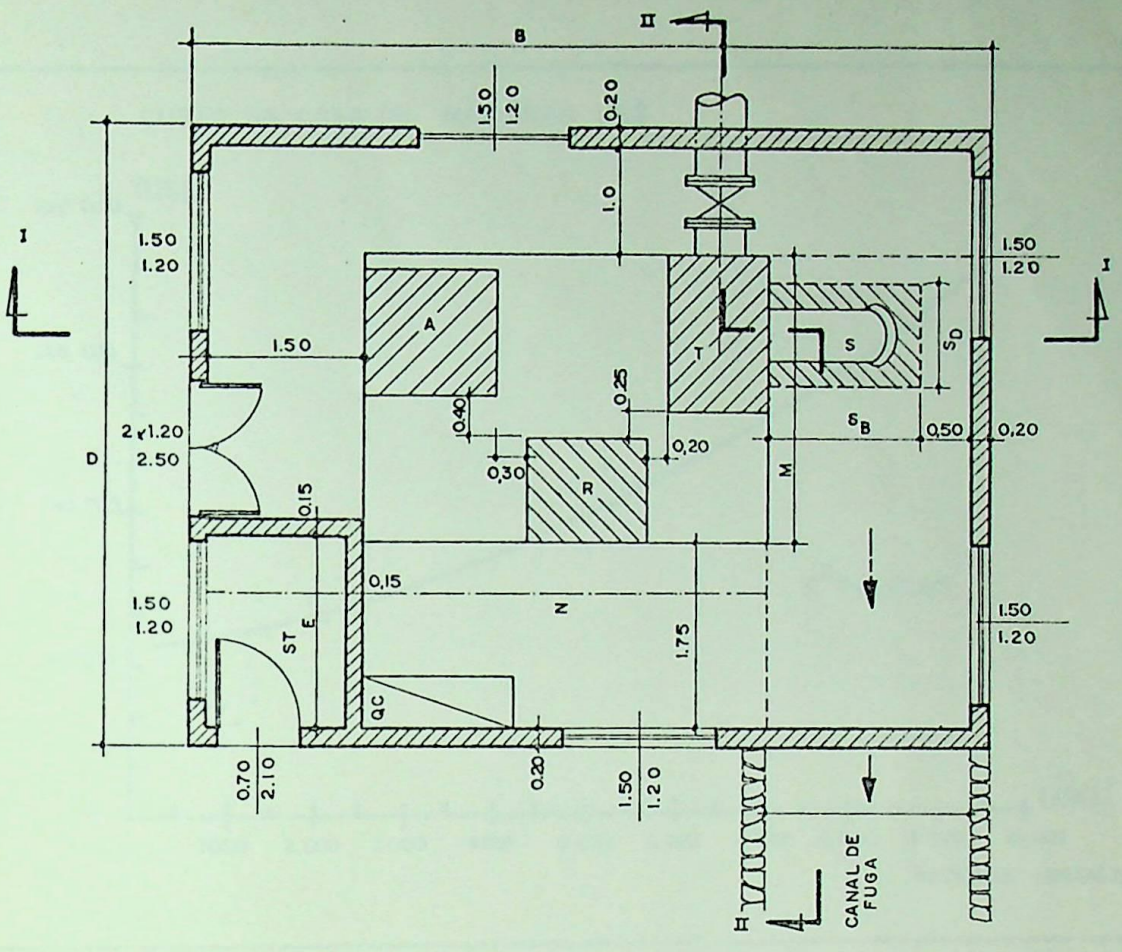
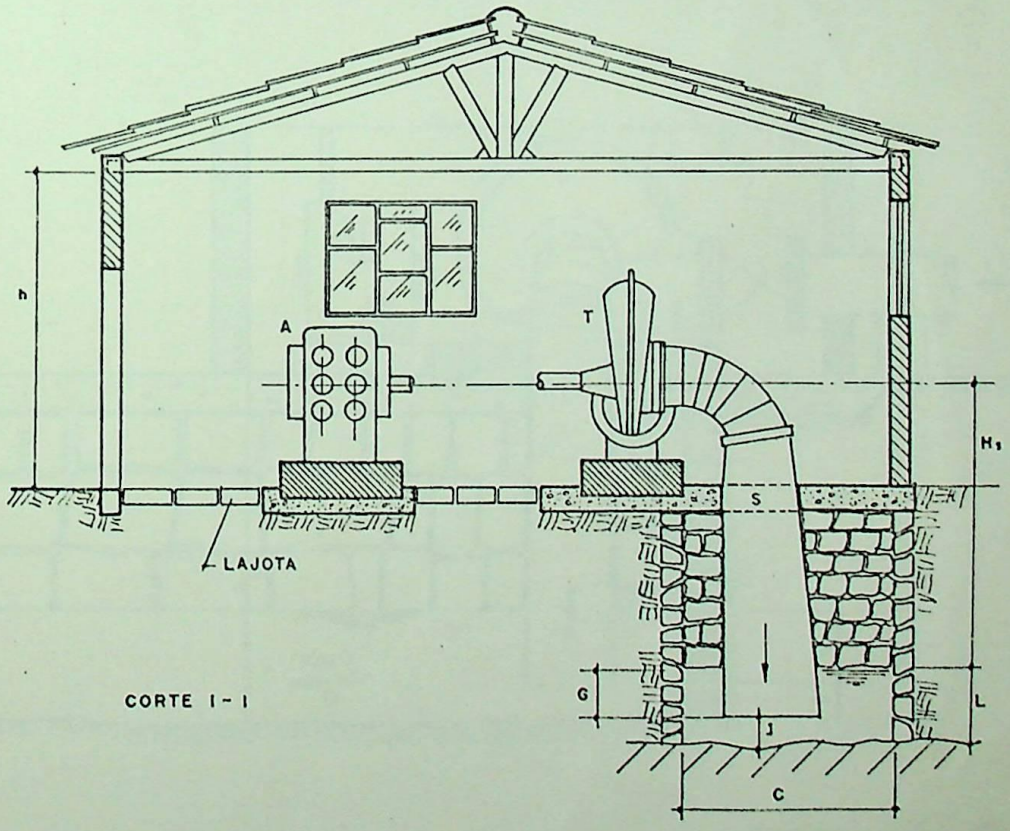


FIG. 2.18 - Curva de Custos dos Blocos da Tubulação de Alta Pressão .





CORTE I - I

FIG. 2.19 - Tipo de Casa de Máquinas.

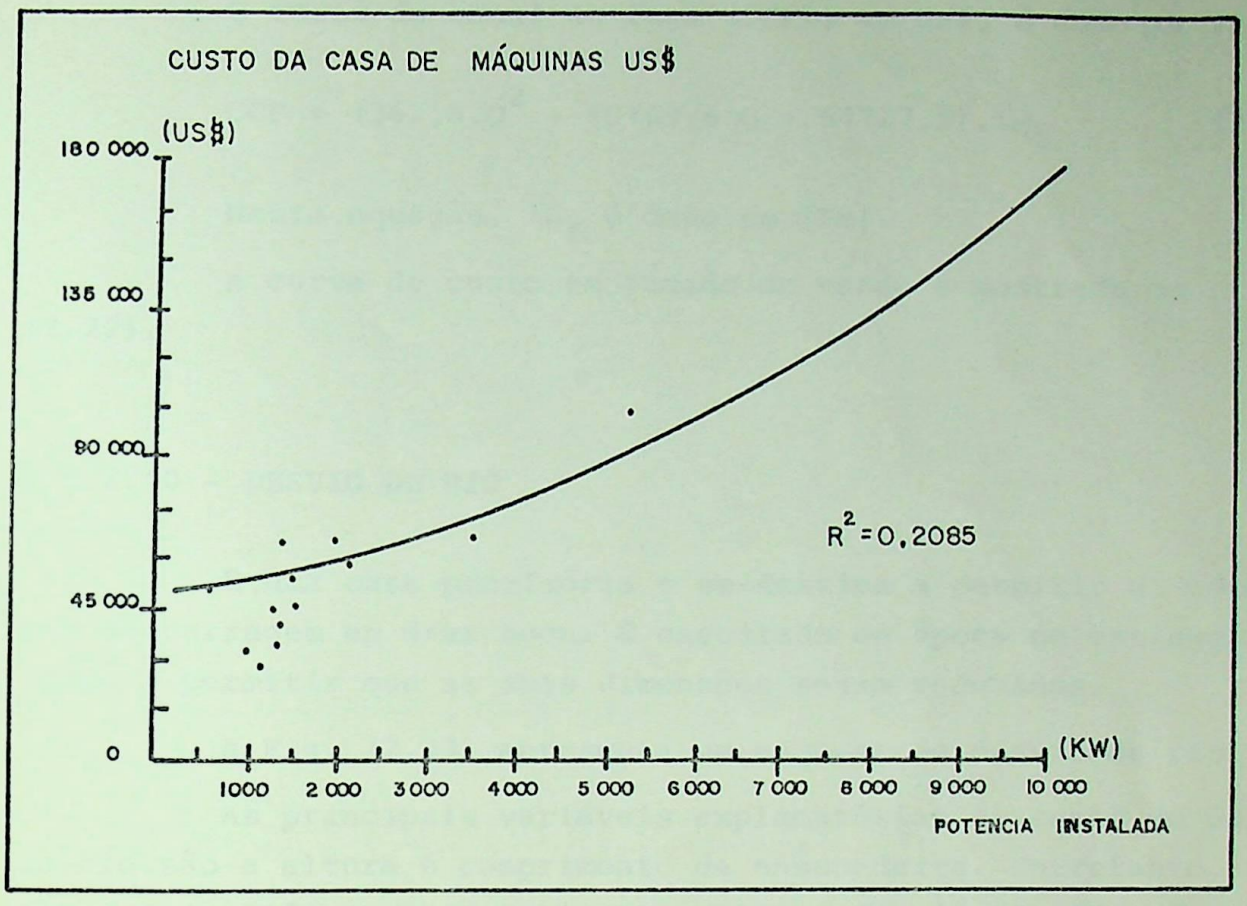


FIG. 2.20 - Curva de Custos para Casa de Máquinas.

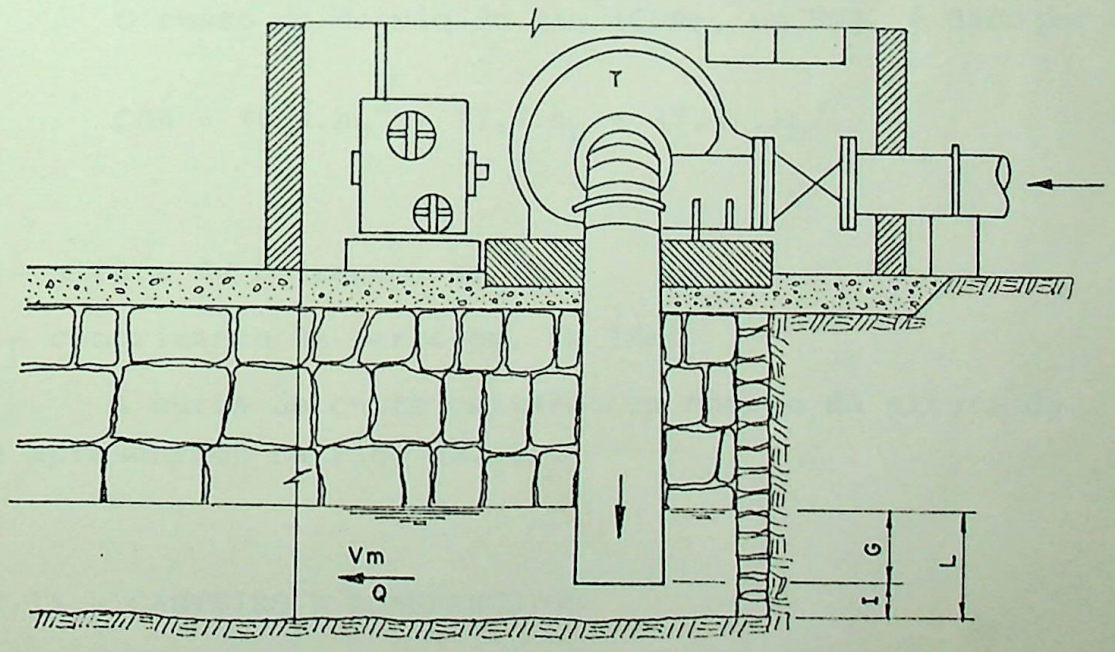


FIG. 2.21 - Canal de Fuga.

O custo do canal de fuga (CCF), em US$, é dado por (2.12).

$$CCF = (363,8.Q^2 + 10169,6.Q + 64727,5).l_{c_f} \qquad (2.12)$$

Nesta equação, l_{c_f} é dado em [Km].

A curva de custo em função da vazão é mostrada na Fig. (2.22).

2.2.2.10 - DESVIO DO RIO

É uma obra provisória e se destina a permitir a construção da barragem em área seca. É executado em época de estiagem, de forma a permitir que as suas dimensões sejam reduzidas.

A Fig. (2.23) apresenta um esquema de desvio de rio.

As principais variáveis explanatórias do custo do desvio do rio são a altura e comprimento da ensecadeira. Entretanto, a fim de simplificar esta estimativa, as variáveis adotadas foram a altura e o comprimento da barragem definitiva. A proporcionalidade existente entre as variáveis é bastante grande permitindo um bom ajuste da equação de custo.

O custo de desvio do rio (CDR), em US$, é dado por (2.13).

$$CDR = (0,4.h_b^2 + 17,7.h_b + 37,6).l_b \qquad (2.13)$$

onde:

- h_b - altura da barragem, em [m];
- l_b - comprimento da barragem, em [Km].

A curva de custo unitário em função da altura da barragem é apresentada na Fig. (2.24).

2.2.2.11 - CANTEIRO E ACAMPAMENTOS

É uma área destinada a abrigar depósitos de materiais, oficinas civis, mecânicas e elétricas e demais instalações para apoio a execução da obra.

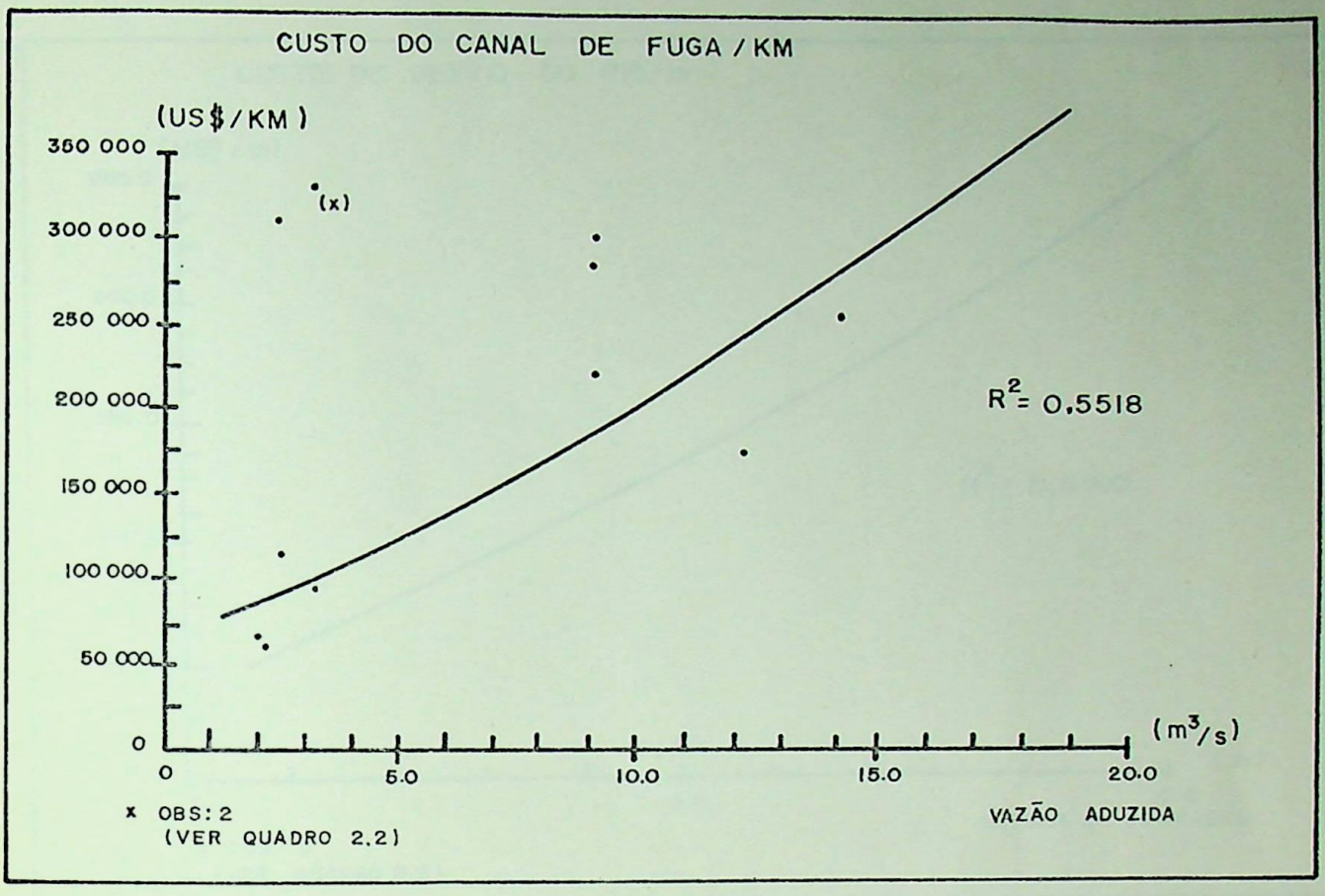


FIG. 2.22 - Curva de Custos para Canal de Fuga.

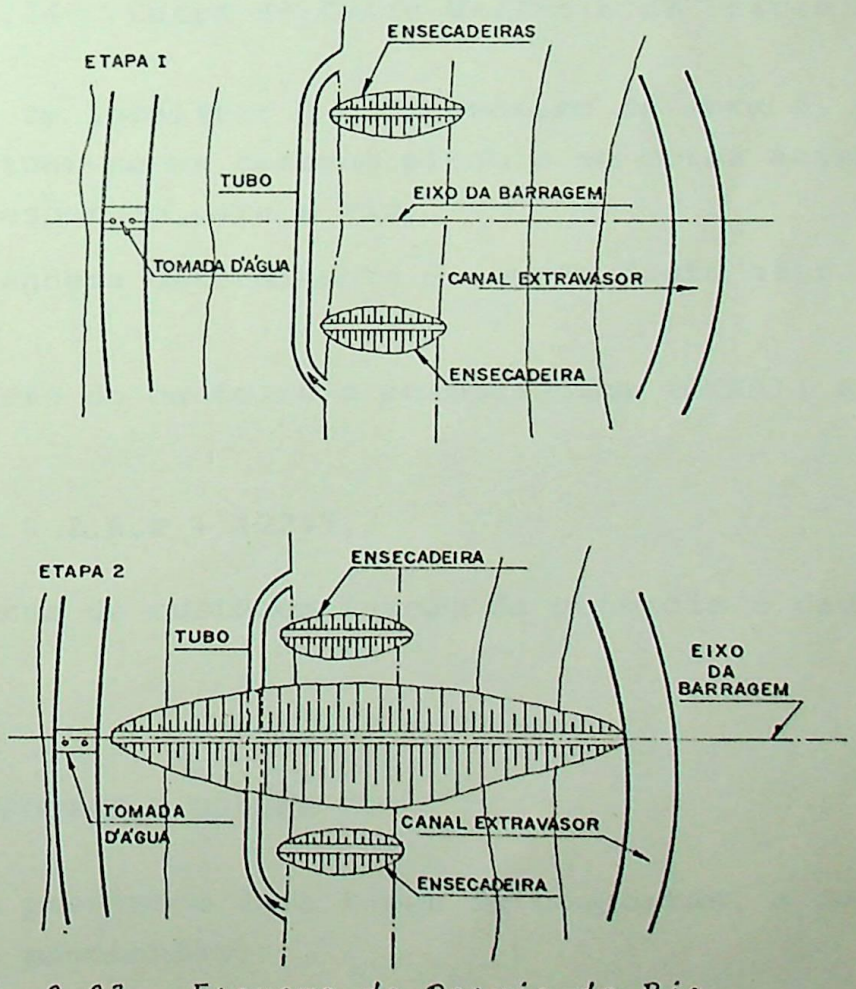


FIG. 2.23 - Esquema de Desvio do Rio.

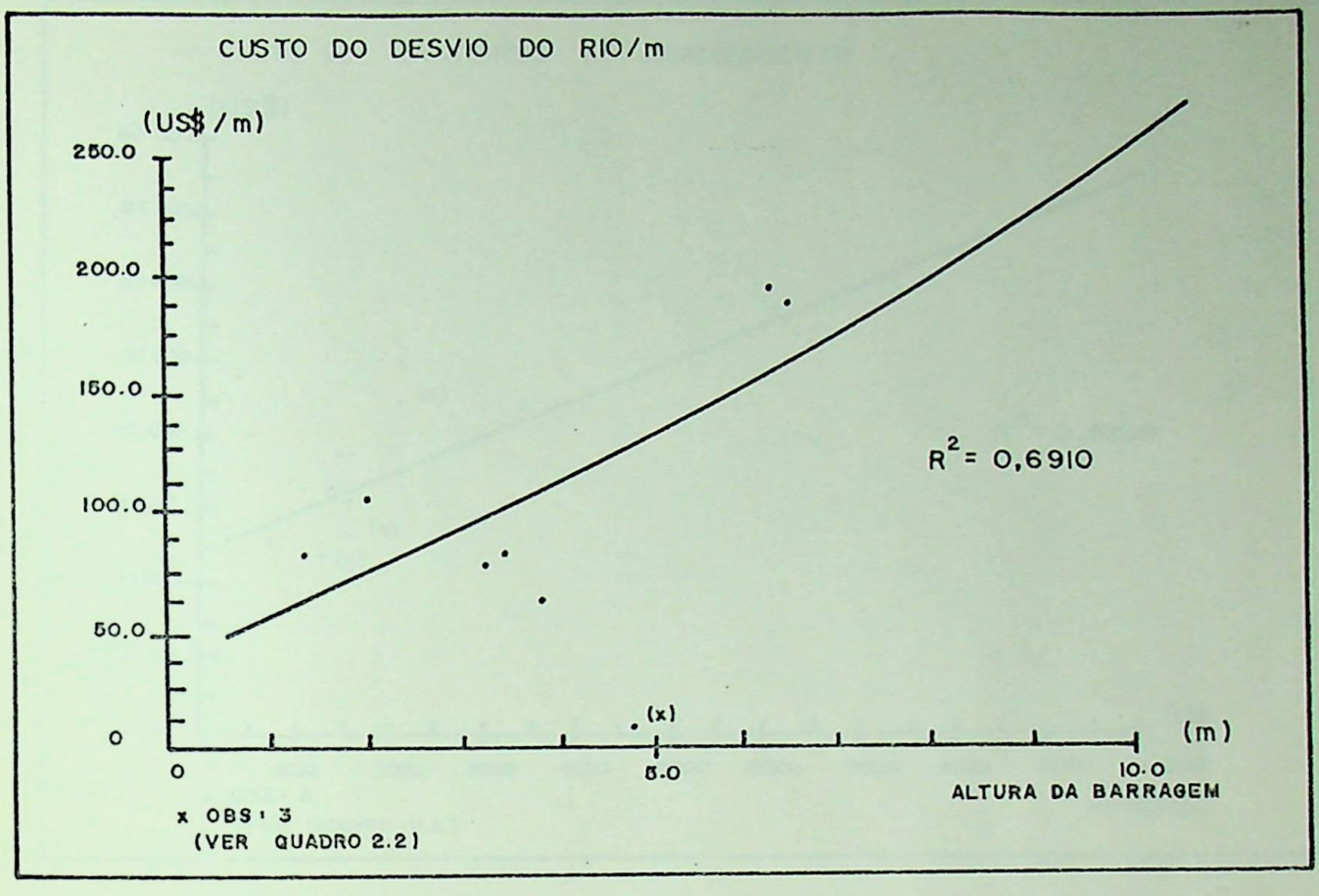


FIG. 2.24 - Curva de Custo Unitário de Desvio do Rio.

Deve se localizar o mais próximo da obra e, preferencialmente, deve situar-se em terreno plano e em cotas acima do nível d'água máximo esperado para o rio.

A grandeza determinante do custo desta estrutura é a potência P.

O custo do canteiro e acampamentos (CCAA), em US$, é dado por (2.14).

$$CCAA = 2,6.P + 12247,3 \qquad (2.14)$$

A curva de custo em função da potência é dada pela Fig. (2.25).

2.2.2.12 - COMPORTAS E GRADES

São previstos dois tipos de comportas, a saber:

- comportas de manutenção;
- comportas de limpeza ou desarenação.

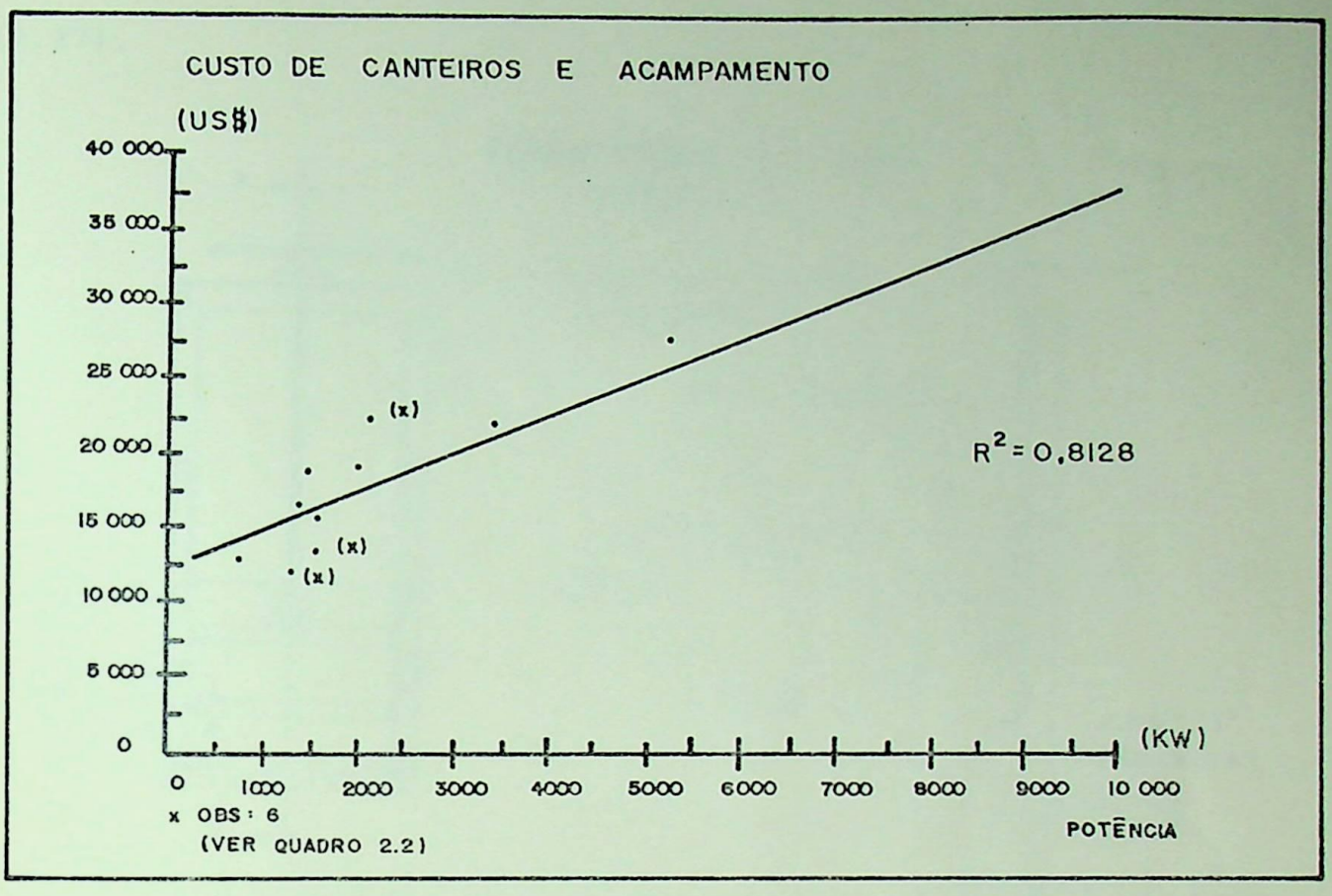


FIG. 2.25 - Curva de Custos de Canteiro e Acampamentos.

As comportas de manutenção, quando totalmente fechadas , possibilitam a inspeção e manutenção no canal de adução ou na tubulação de baixa pressão, na câmara de carga ou na chaminé de equilíbrio e na tubulação forçada. As comportas de limpeza ou desarenação tem a função de permitir o expurgo da areia ou qualquer outro tipo de material decantado, pousado no fundo do desarenador da tomada d'água. As grades tem a função de impedir a passagem de detritos de maior volume carregados pelo escoamento, que possam vir a danificar a turbina e equipamentos associados.

A Fig. (2.26) mostra um esquema de comportas e grades.

A grandeza determinante do custo desta estrutura é a vazão (Q).

O custo das comportas e grades (CCPG), em US$, é dado por (2.15).

$$CCPG = 9,7.Q^2 + 167,9.Q + 691,8 \qquad (2.15)$$

A curva de custos em função da vazão é mostrada na Fig.

(2.27).

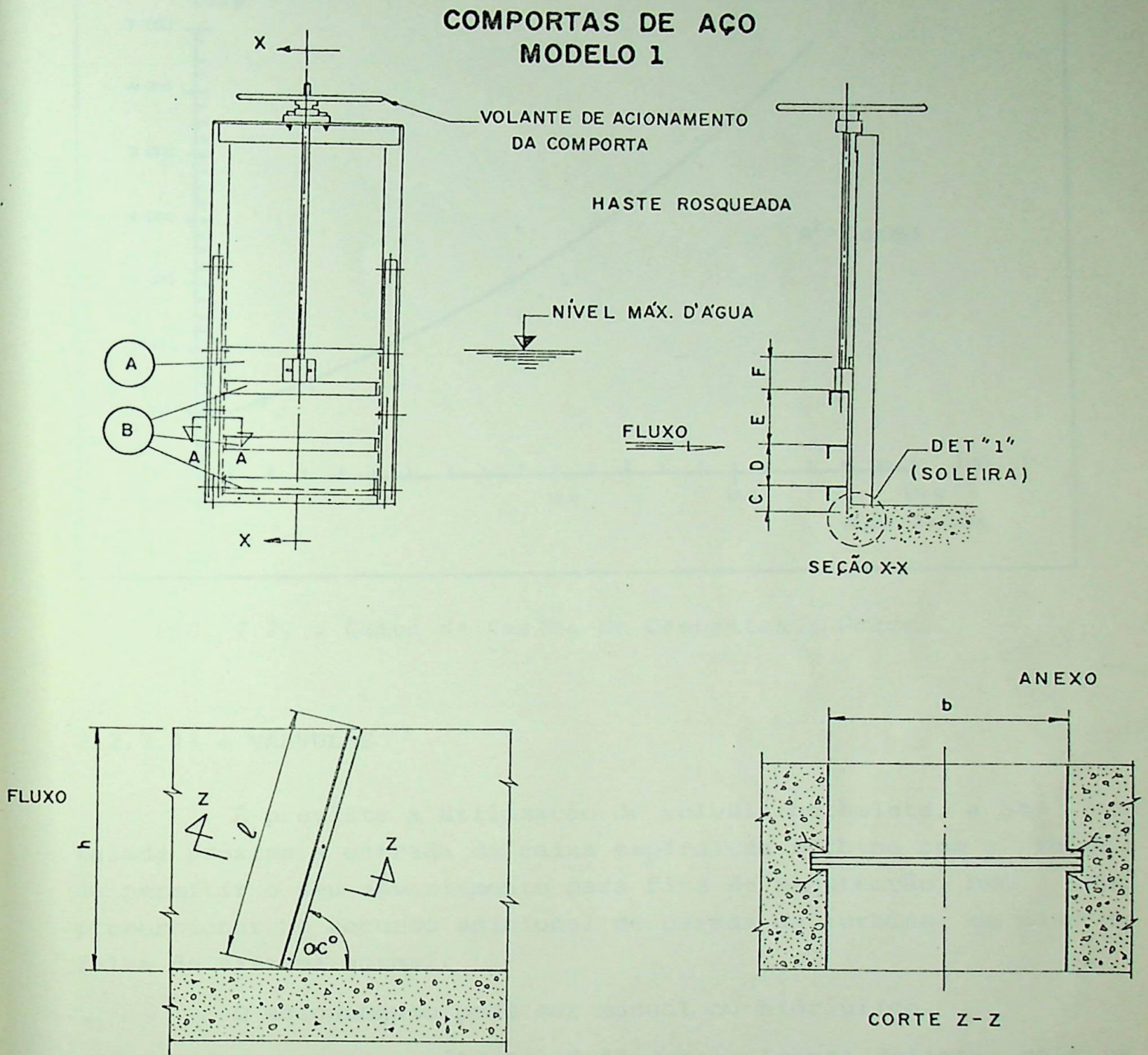


FIG. 2.26 - Comportas e Grades.

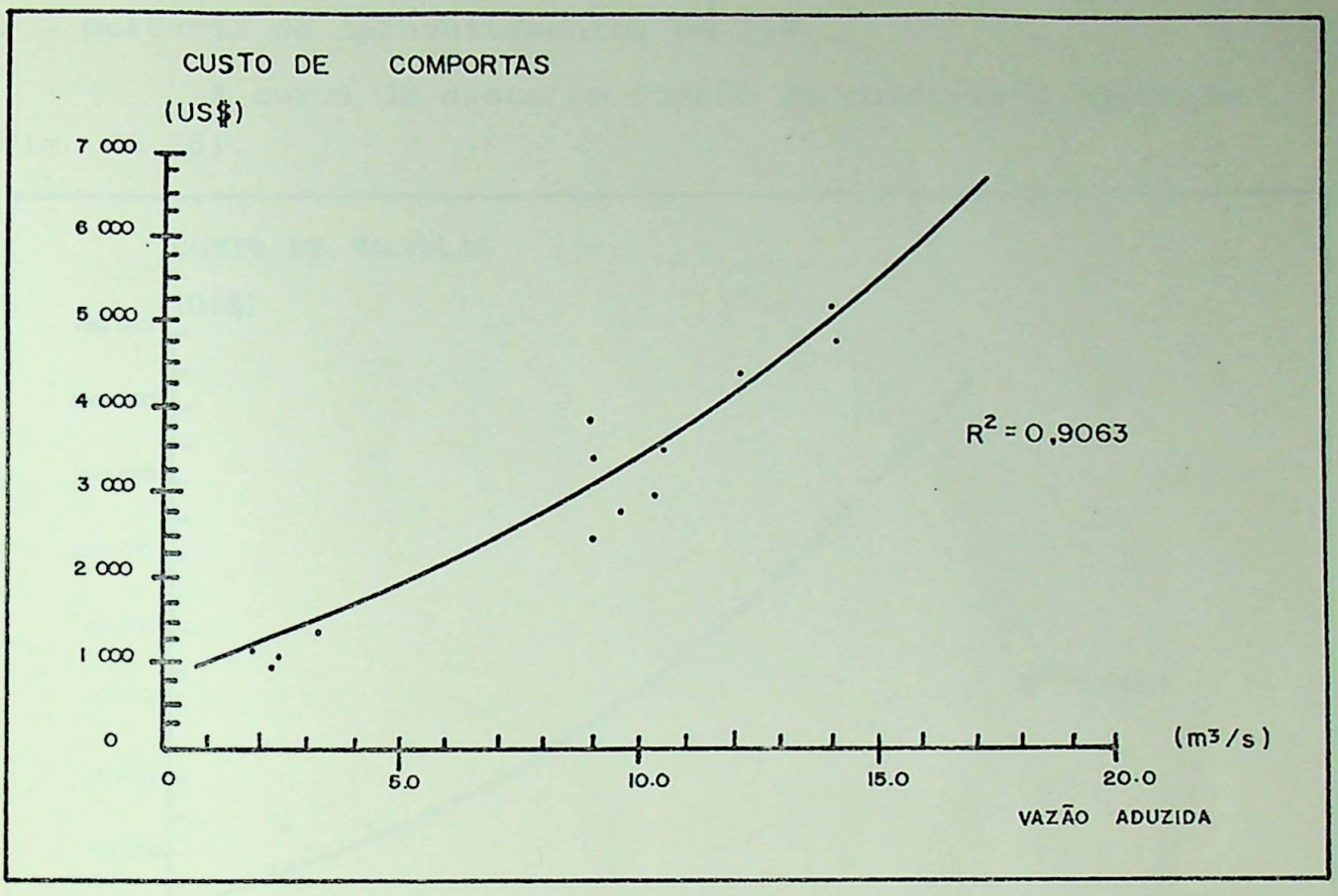


FIG. 2.27 - Curva de Custos de Comportas e Grades.

2.2.2.13 - VÁLVULAS

É prevista a utilização de válvula borboleta, a ser instalada próxima a entrada da caixa espiral da turbina com a função de permitir o seu esvaziamento para fins de manutenção, bem como proporcionar um recurso adicional de parada da turbina, em caso de falha do sistema normal.

O acionamento pode ser manual ou hidráulico.

O custo das válvulas é fundamentalmente definido pela vazão de projeto. Entretanto, numa simplificação do trabalho, adotou-se a potência da turbina associada como sendo a variável explicativa na equação de custo, pois foi esta variável que melhor ajuste apresentou.

O custo das válvulas (CV), em US$, é dado por (2.16).

$$CV = 1,4.10^{-3}.P^2 + 5,6.P + 3862,2 \qquad (2.16)$$

sendo:

P - potência do aproveitamento, em [kW].

A curva de custo em função da potência é mostrada na Fig. (2.28).

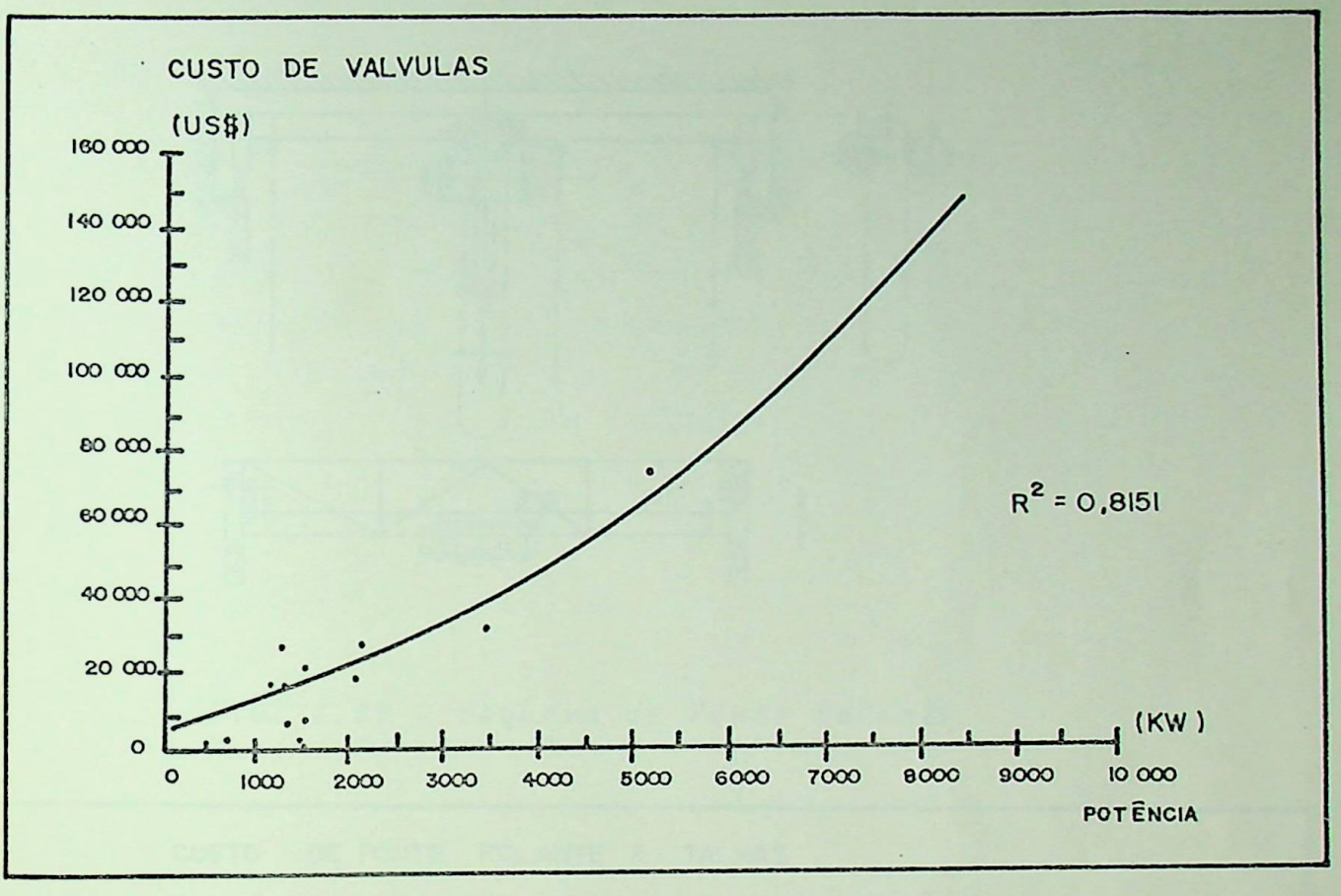


FIG. 2.28 - Curva de Custos de Válvulas Borboleta.

2.2.2.14 - PONTE ROLANTE E TALHAS

As pontes rolantes e talhas têm a finalidade de auxiliar o transporte e a montagem do grupo turbina-gerador e outros equipamentos contidos na casa de máquinas da central, tais como válvulas borboleta, quadros elétricos, reguladores de velocidade, etc.

A Fig. (2.29) mostra um esquema da ponte rolante.

A grandeza determinante do custo desta estrutura é a potência P.

O custo da ponte rolante e talhas (CPRT), em US$, é dado por (2.17).

$$CPRT = -2{,}02.10^{-4}.P^2 + 4{,}0.P + 105{,}2 \qquad (2.17)$$

A curva de custo em função da potência é mostrada na Fig.

(2.30).

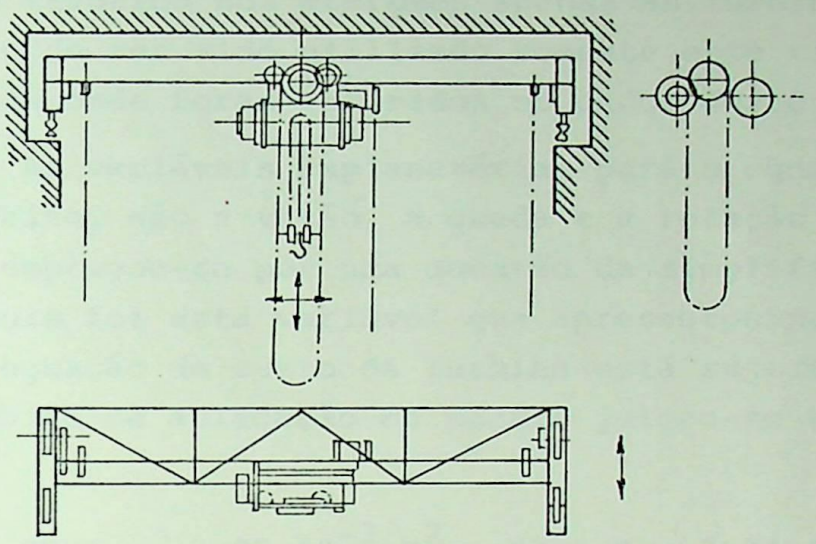


FIG. 2.29 - Esquema de Ponte Rolante.

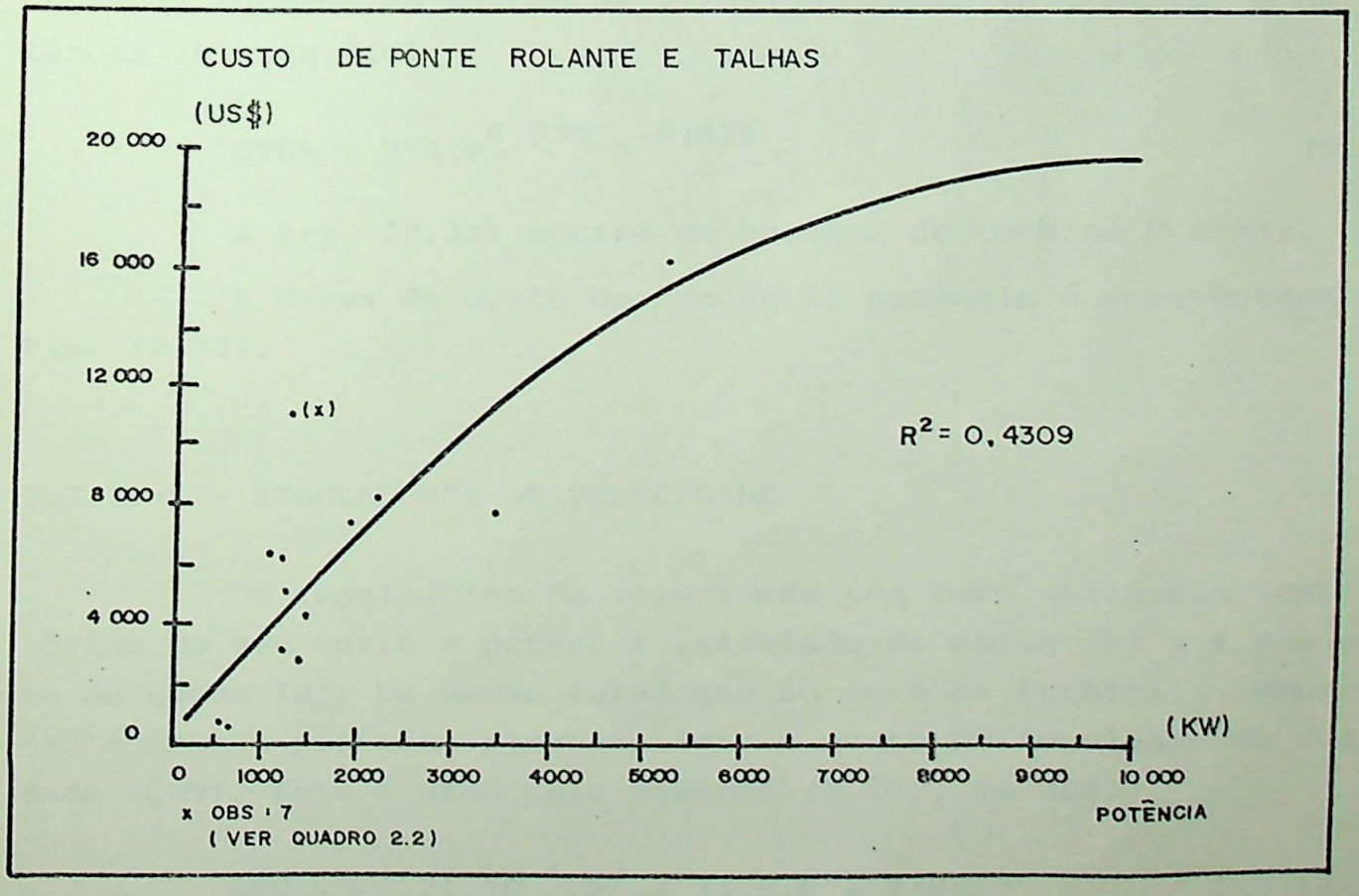


FIG. 2.30 - Curva de Custos de Ponte Rolante e Talha.

2.2.2.15 - TURBINAS

As turbinas são um dos principais equipamentos existentes em uma usina hidrelétrica. Podem ser de vários tipos, no entanto, neste trabalho nos ateremos apenas às turbinas "Francis", devido ao fato de ter sido utilizado somente este tipo de máquina nos projetos de onde foram retirados os dados deste trabalho.

As variáveis explanatórias para o equacionamento do custo da turbina, são a vazão, a queda e a rotação específica. Neste trabalho empregou-se por uma questão de simplificação, apenas a potência, pois foi esta variável que apresentou melhor ajuste. Desta forma, a equação de custo da turbina está sujeita a críticas, embora, no âmbito de aplicação do modelo julgou-se satisfatório o ajuste.

$$CTUR = -3{,}25.10^{-3}.P^{2} + 87{,}9.P - 2614{,}6 \qquad (2.18)$$

Para determinação do número ótimo de máquinas, recomenda-se a utilização da equação (2.19) (SANT'ANA - 1986) que fornece o custo da turbina em função da altura de queda (H), em [m] e da potência (P), em [kW].

$$CTUR = 973.P^{0,835}.H^{-0,426} \qquad (2.19)$$

A Fig. (2.31) mostra um esquema de turbina Francis.

A curva de custo em função da potência é apresentada na Fig. (2.32).

2.2.2.16 - REGULADORES DE VELOCIDADE

Os reguladores de velocidade têm como variáveis explanatórias do seu custo a potência instalada da usina (P) e a sua altura de queda (H). Da mesma forma que no caso da turbina, empregou-se apenas a potência para explicar o custo do regulador de velocidade (CRV). Este é dado pela equação (2.20), em US$.

$$CRV = -2{,}21.10^{-4}.P^{2} + 31{,}9.P + 8780{,}2 \qquad (2.20)$$

A curva de custo em função da potência está apresentada

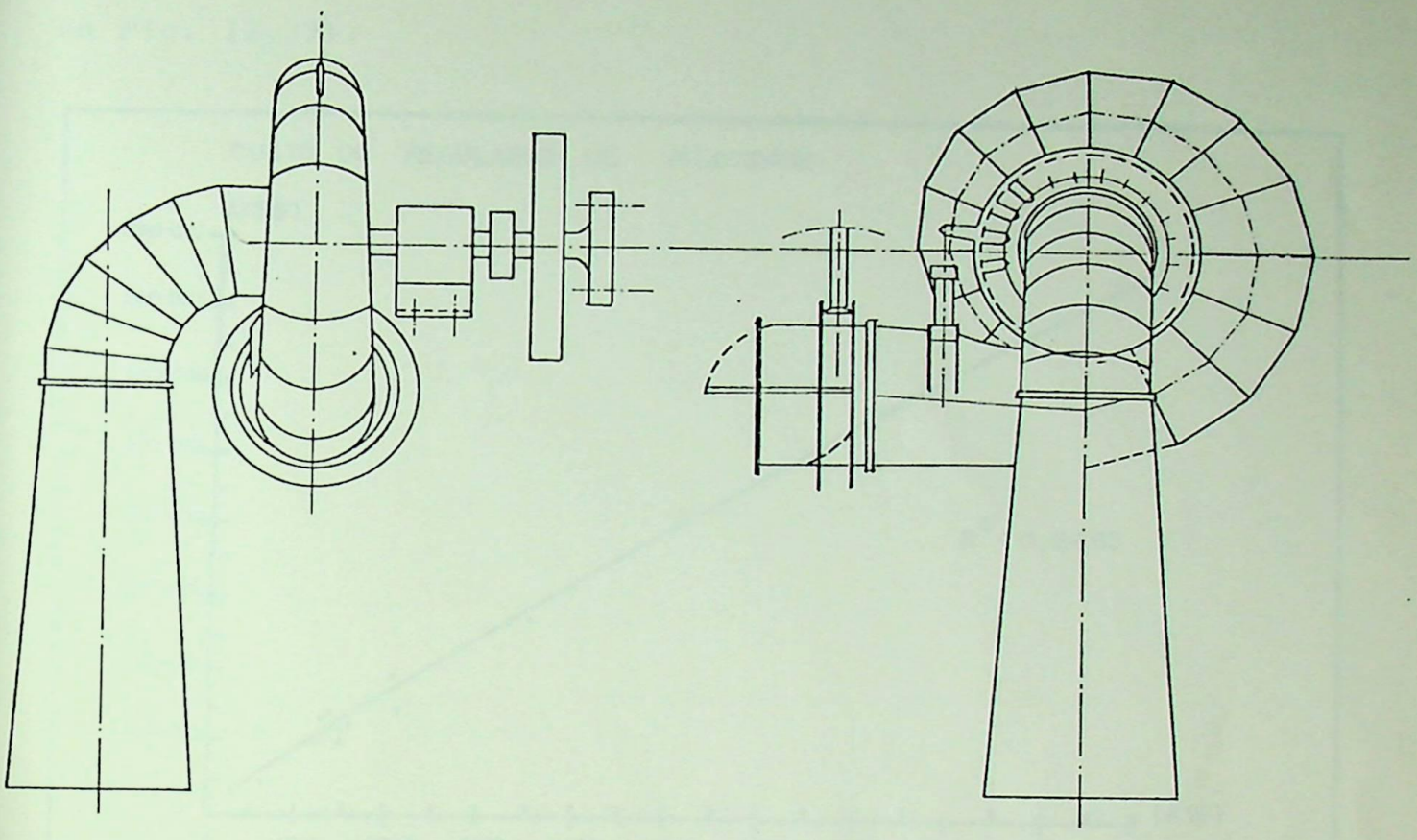


FIG. 2.31 - Turbina Francis.

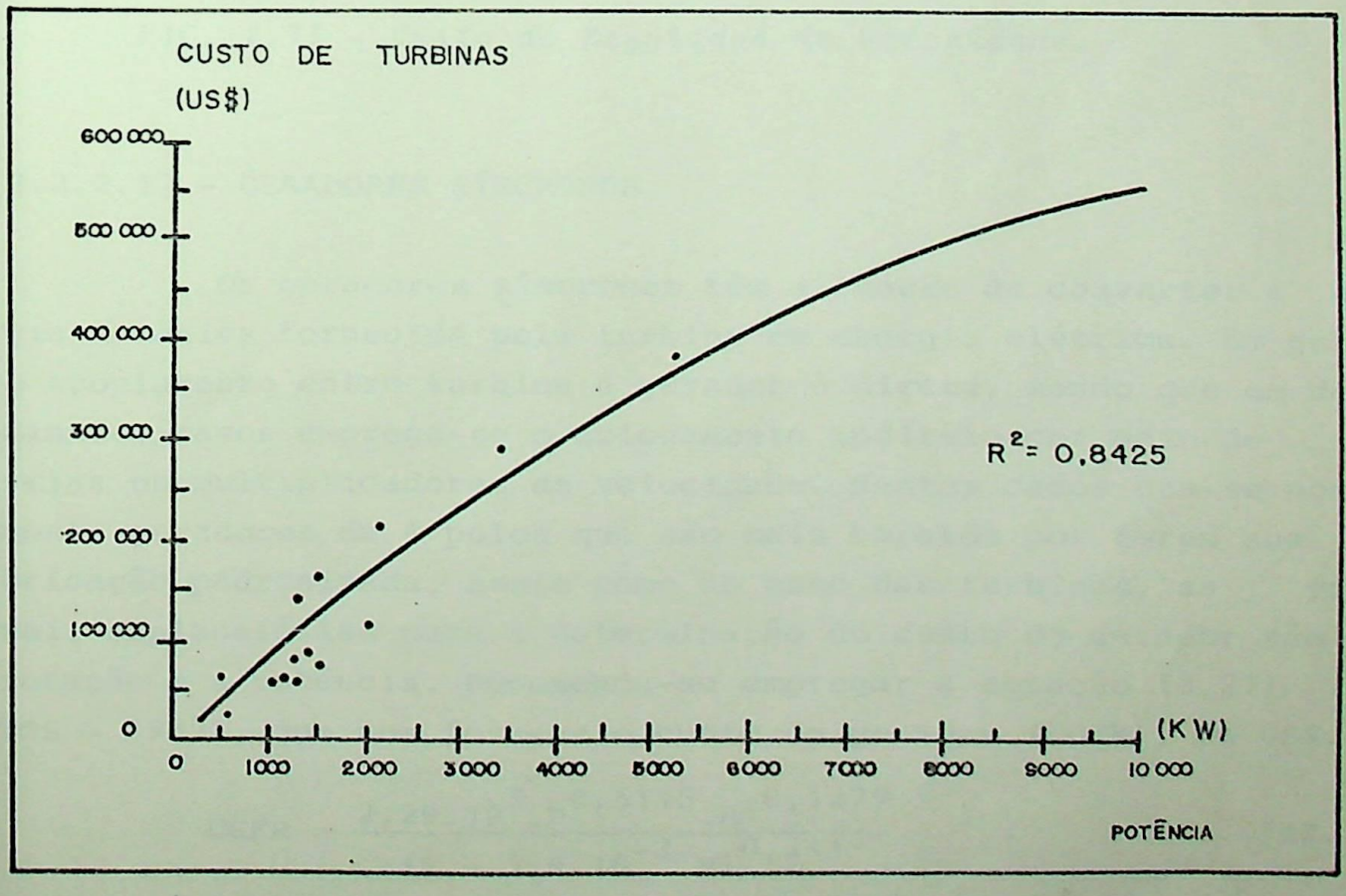


FIG. 2.32 - Curva de Custos para Turbinas Francis.

na Fig. (2.33).

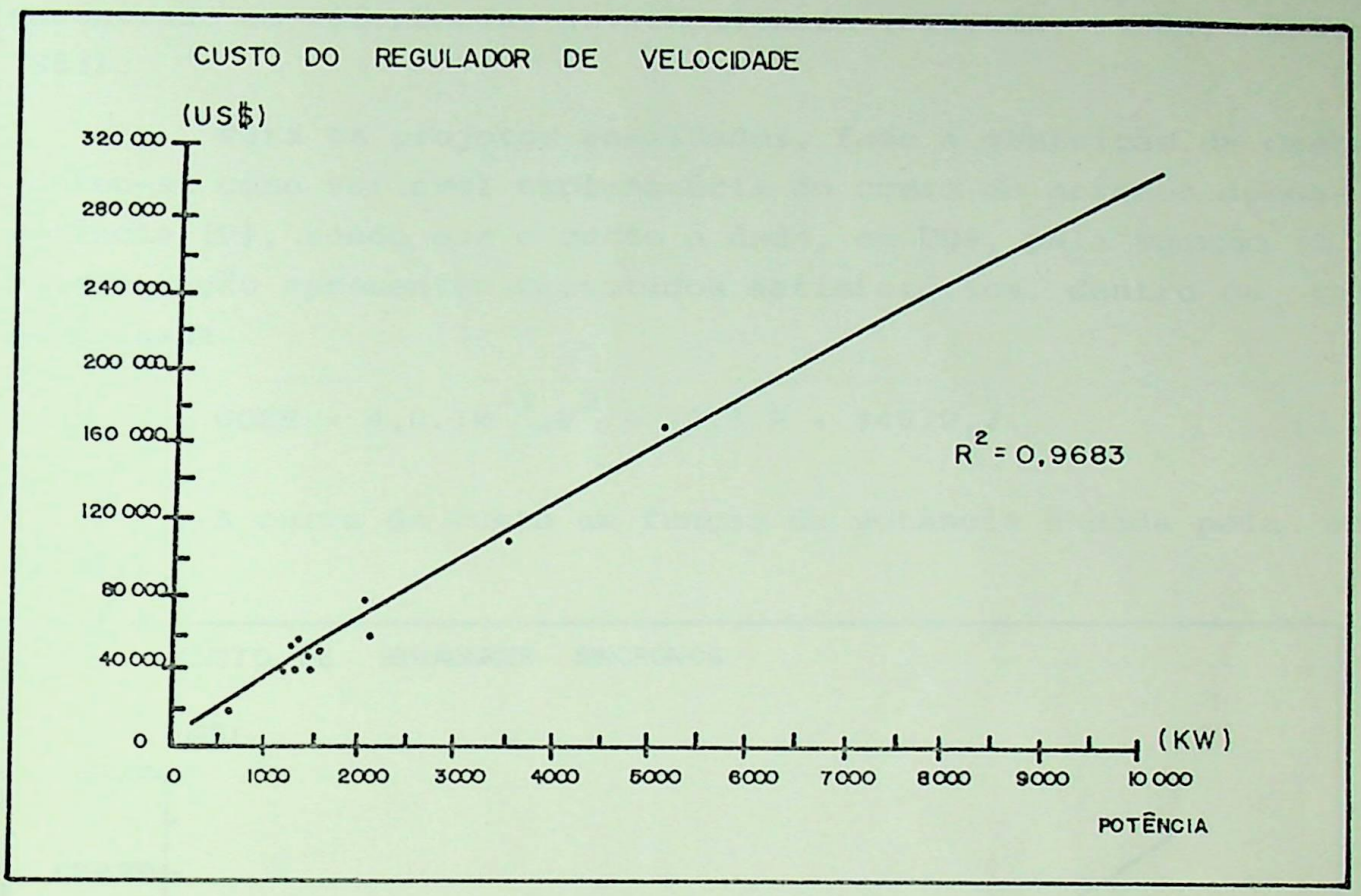


FIG. 2.33 - Custo do Regulador de Velocidade.

2.2.2.17 - GERADORES SÍNCRONOS

Os geradores síncronos têm a função de converter a energia mecânica fornecida pela turbina em energia elétrica. Em geral, o acoplamento entre turbina e gerador é direto, sendo que em determinados casos emprega-se o acionamento indireto por meio de correias ou multiplicadores de velocidade. Nestes casos usa-se normalmente geradores de 4 polos que são mais baratos por terem sua fabricação padronizada. Assim como no caso das turbinas, as variáveis explanatórias para a determinação do custo do gerador são a rotação e a potência. Recomenda-se empregar a equação (2.21) (SANTOS - 1987), que nos fornece o custo do gerador (CGER), em US$.

$$CGER = \frac{2{,}29.10^{3}.P^{0{,}5115}.H^{-0{,}1279}}{(1 - 3{,}9.10^{-3}.H)^{0{,}341}} \qquad (2.21)$$

Observa-se, aí, que o denominador é pouco afetado pela

altura daquela, ficando o numerador como principal determinante da curva de custos. Esta função tem um comportamento compatível com o encontrado em referências internacionais (STIGLER - 1981; EPRI - 1983).

Para os projetos analisados, face a restrição de dados, adotou-se como variável explanatória do custo do gerador apenas a potência (P), sendo que o custo é dado, em US$, pela equação (2.22). Esta equação apresentou resultados satisfatórios, dentro da faixa pesquisada.

$$CGER = 4{,}0.10^{-3}.P^2 + 70{,}8.P + 14070{,}2 \qquad (2.22)$$

A curva de custo em função da potência é dada pela Fig. (2.34).

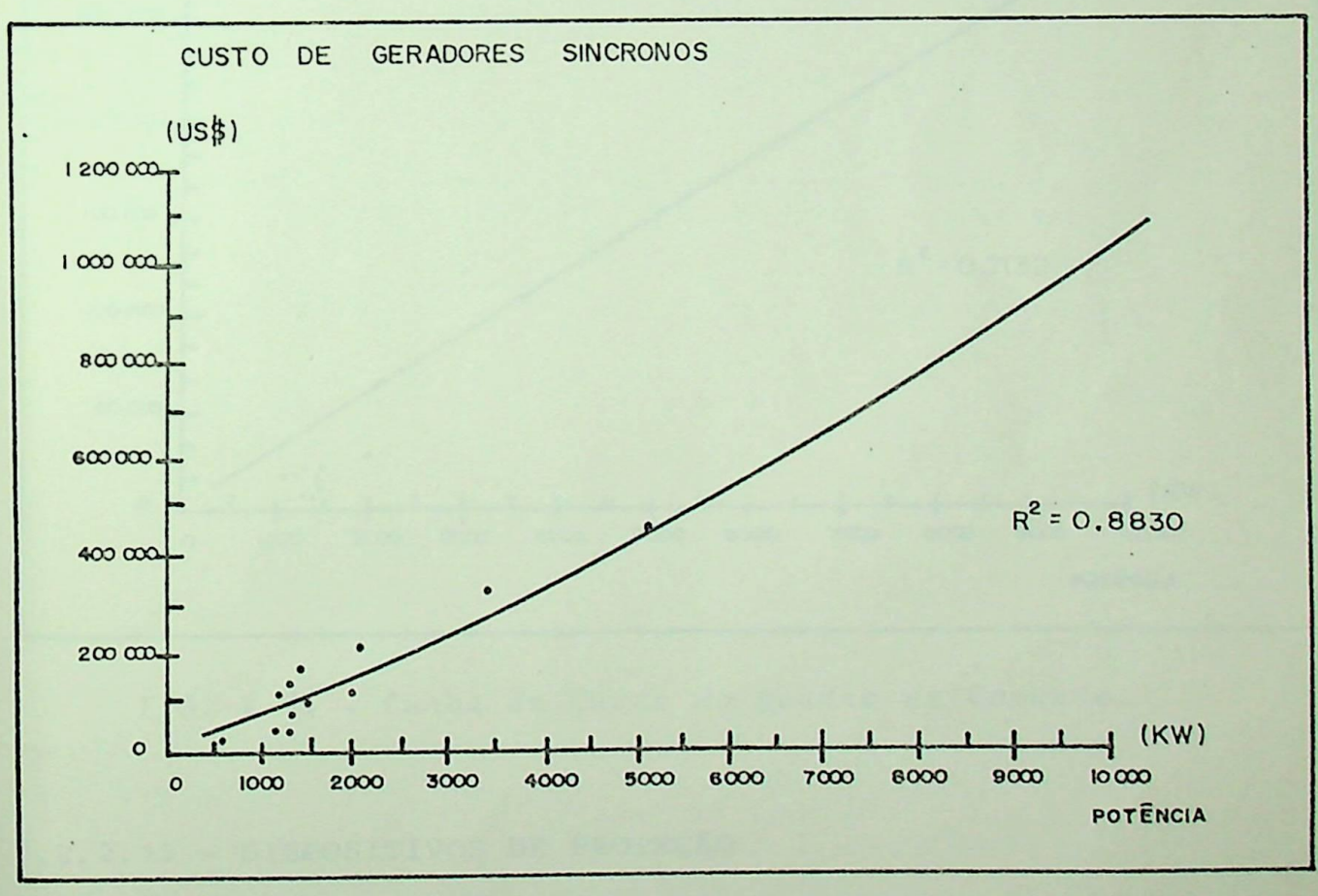


FIG. 2.34 - Curva de Custos para Geradores.

2.2.2.18 - QUADROS DE COMANDO

Os quadros de comando se destinam à instalação de instrumentos de medição e de dispositivos de controle e proteção necessá

rios para a operação do gerador.

A variável explanatória adotada na equação (2.23), de custo dos quadros de comando é a potência, sendo que CQC é dado em US$.

$$CQC = 3{,}62.10^{-3}.P^2 + 22{,}1.P - 13244{,}8 \qquad (2.23)$$

A curva de custos em função da potência é dada pela Fig. (2.35).

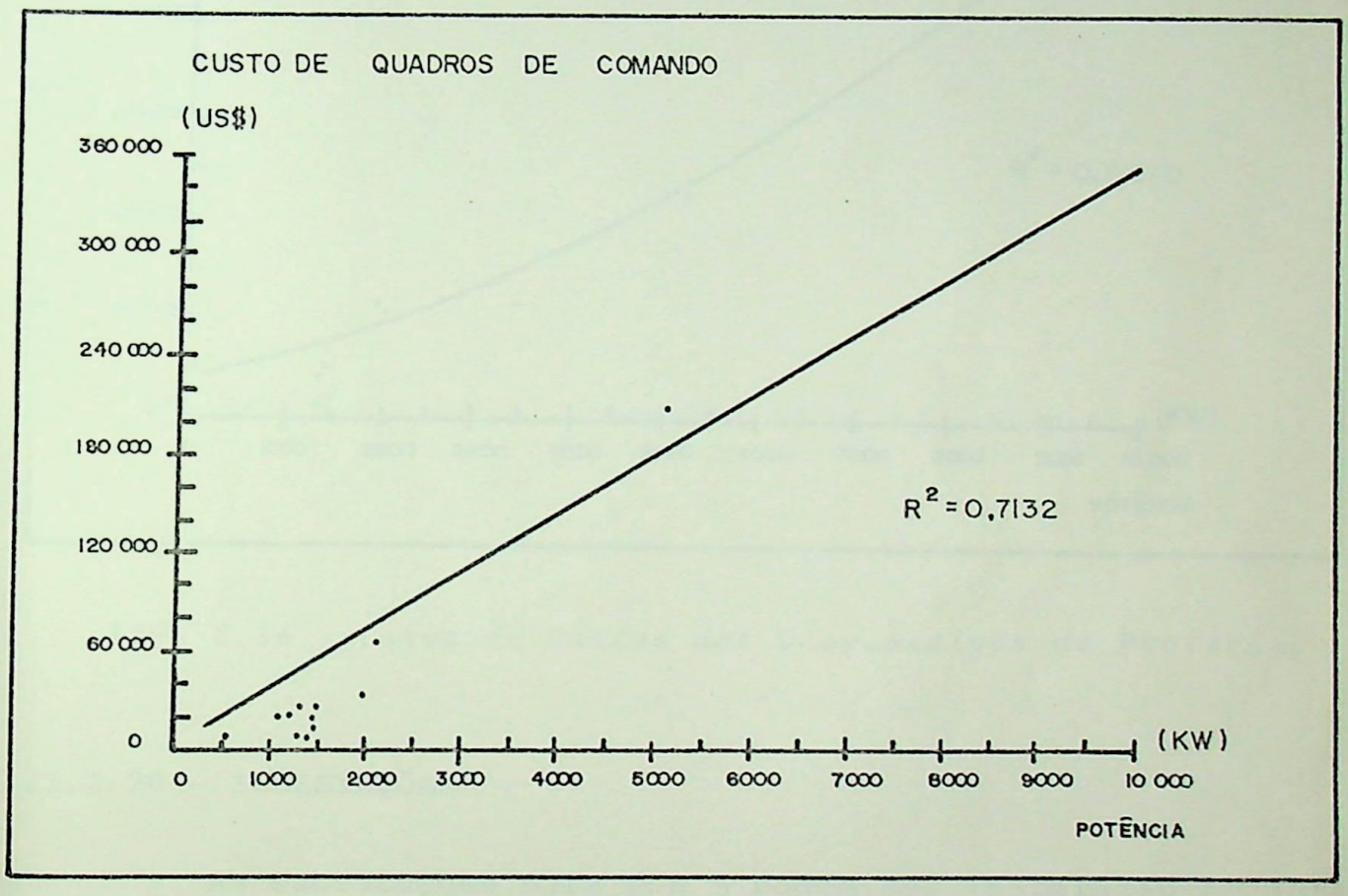


FIG. 2.35 - Curva de Custo do Quadro de Comando.

2.2.2.19 - DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Considera-se aqui como dispositivos de proteção aqueles associados diretamente ao gerador excluindo os equipamentos da S.E.

A variável explanatória para a equação determinada neste trabalho é a potência (P), sendo que o custo (CDP), em US$, é dado por (2.24).

$$CDP = 6{,}54.10^{-4}.P^2 + 4{,}3.P + 7543{,}7 \qquad (2.24)$$

A Fig. (2.36) mostra a curva de custo em função da potência.

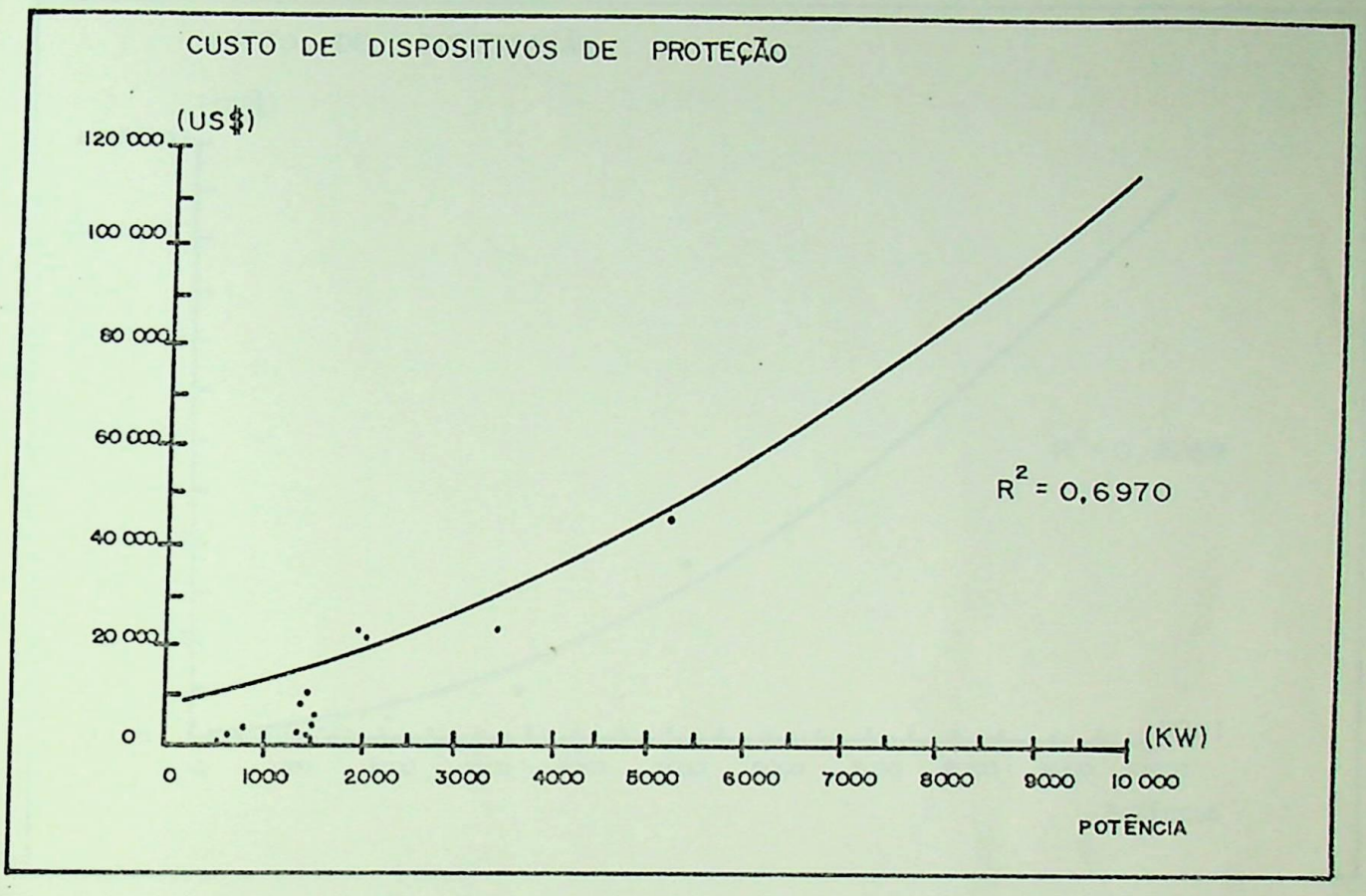


FIG. 2.36 - Curva de Custos dos Dispositivos de Proteção.

2.2.2.20 - SUBESTAÇÕES

As subestações para PCH's podem ser instaladas no interior da casa de força ou ao tempo. As instalações abrigadas podem ser blindadas ou em celas de alvenaria e as externas, podem ser do tipo convencional.

Deve-se dar preferências às instalações do tipo abrigada blindada, pela facilidade de instalação, apesar do seu maior custo. Entretanto, os dados disponíveis são em sua maioria relativos as subestações externas.

A variável explanatória para o custo da subestação (CSB) é a potência (P).

$$CSB = 0,02.P^2 + 18,8.P + 12894,6 \qquad (2.25)$$

A curva de custo da subestação em função da potência é apresentada na Fig. (2.37).

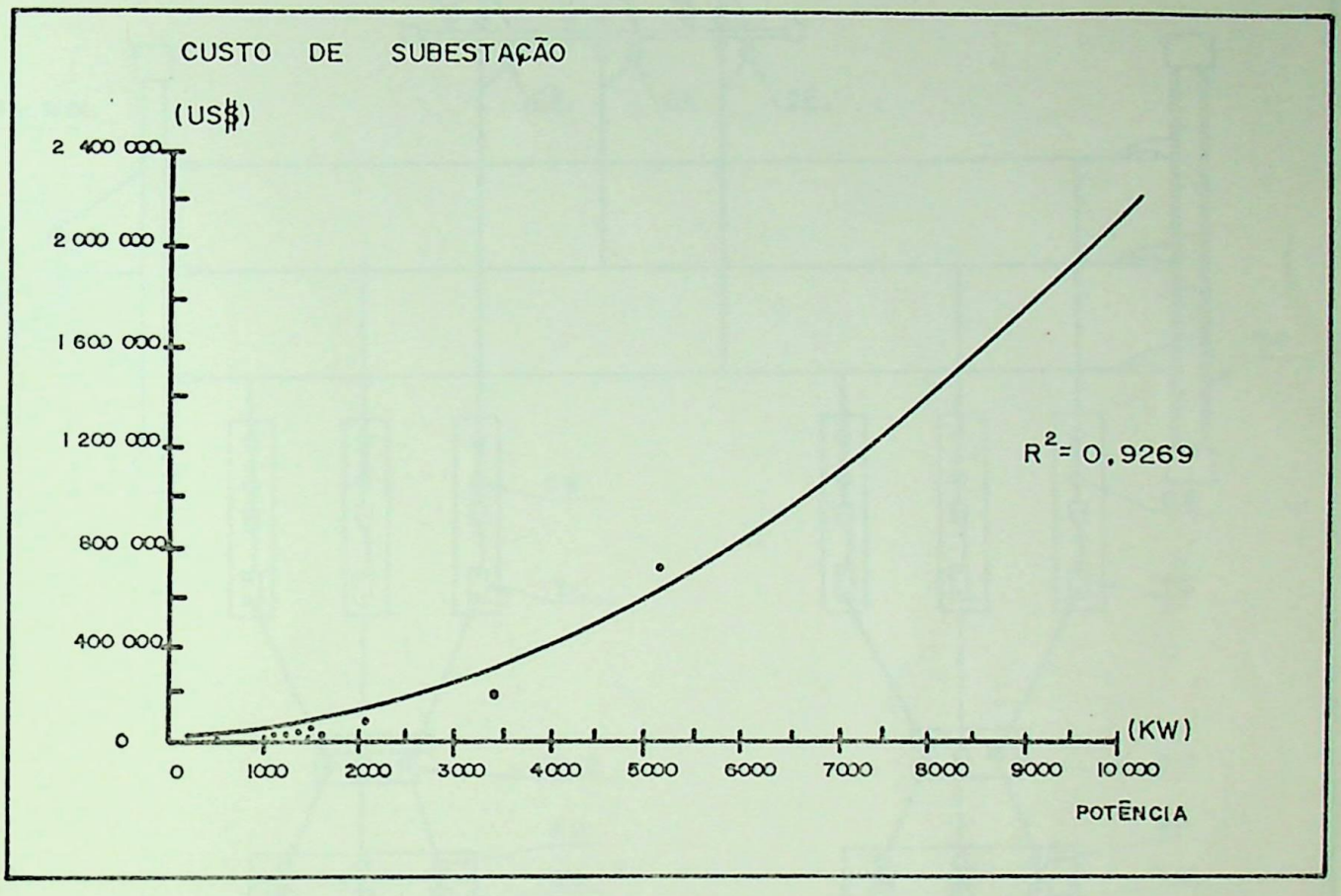


FIG. 2.37 - Curva de Custo da Subestação.

A Fig. (2.38) apresenta um esquema de subestação convencional externa.

2.2.2.21 - LINHA DE TRANSMISSÃO

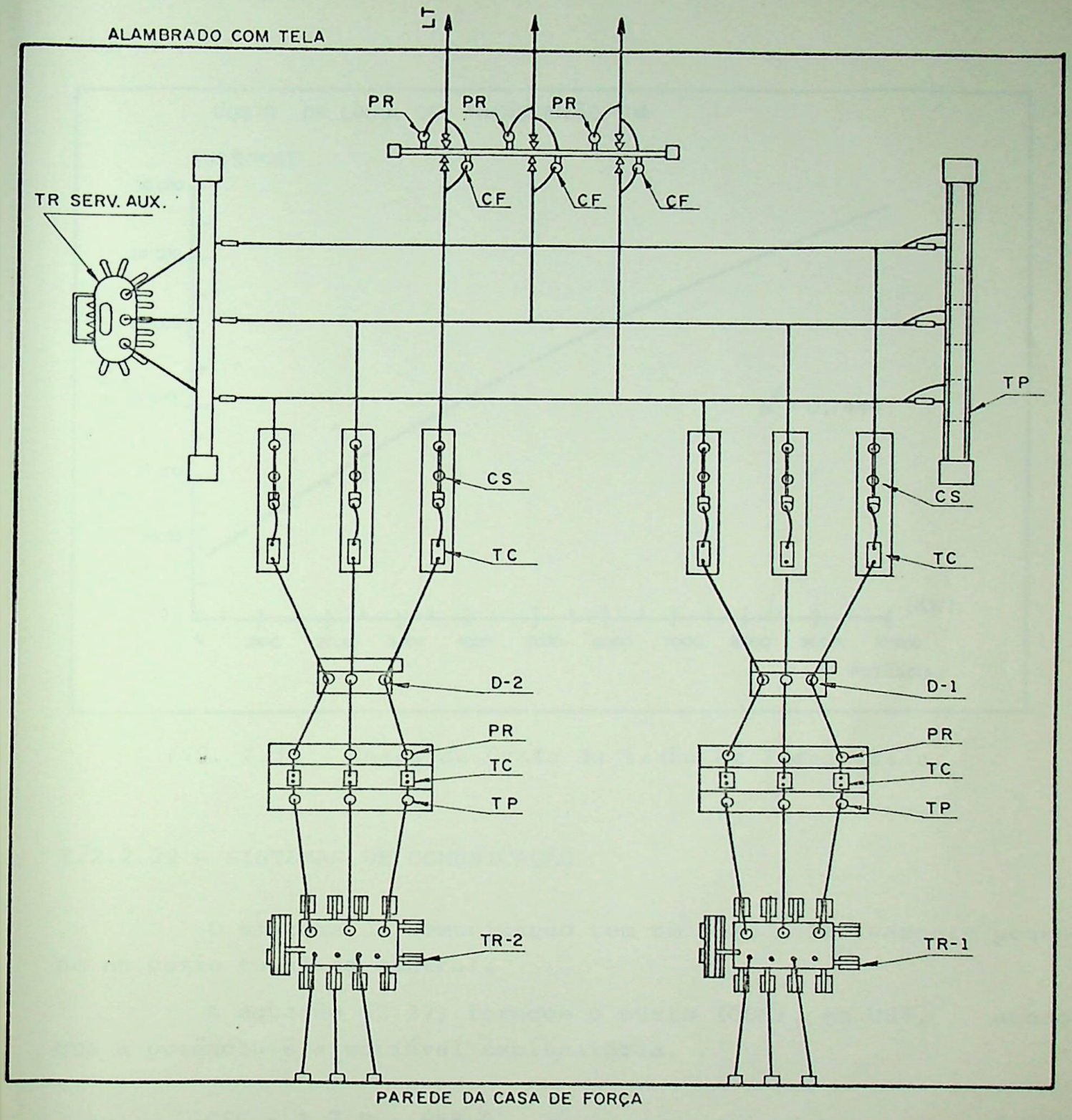
As linhas de transmissão têm um peso significativo no custo das PCH's. Assim como na subestação, a variável explanatória do seu custo é a potência (P), além da extensão da mesma (ll_t).

O custo da linha de transmissão (CLT), em US$, é dado por (2.26).

$$CLT = (-10^{-4}.P^2 + 3,3.P + 3842,9).ll_t \qquad (2.26)$$

ll_t é dado em [Km].

A curva de custos em função da potência é apresentada na



PR - PÁRA-RAIO

CF - CHAVE FUSÍVEL

TR - TRANSFORMADOR

TP - TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

LT - LINHA DE TRANSMISSÃO

CS - CHAVE SECCIONADORA

TC - TRANSFORMADOR DE CORRENTE

D - DISJUNTOR

FIG. 2.38 - Subestação Externa.

Fig. (2.39).

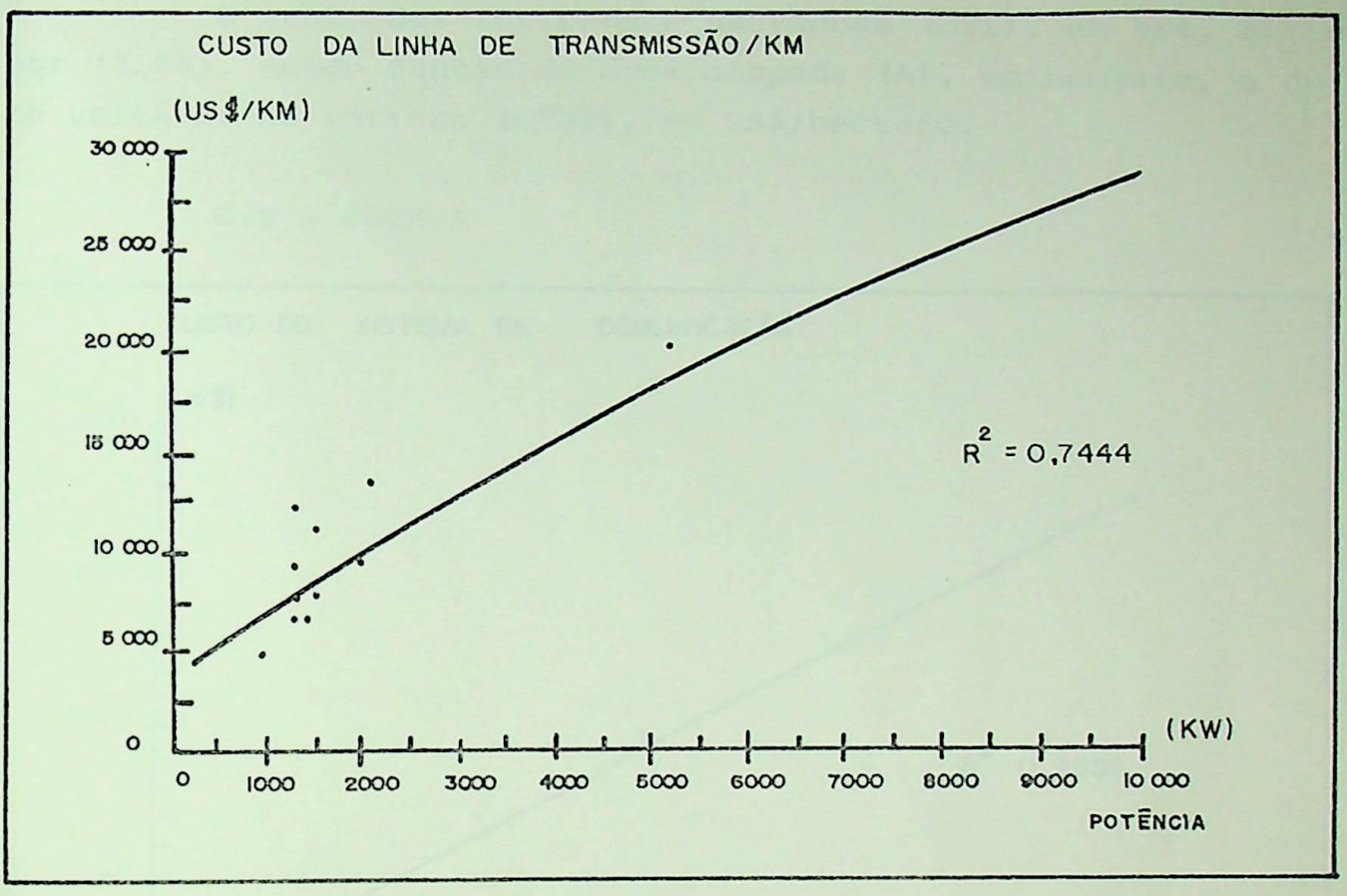


FIG. 2.39 - Curva de Custo da Linha de Transmissão.

2.2.2.22 - SISTEMAS DE COMUNICAÇÃO

O sistema de comunicação tem um peso relativamente pequeno no custo total da central.

A equação (2.27) fornece o custo (CSC), em US$, sendo que a potência é a variável explanatória.

$$CSC = 1,7.P + 658,0 \qquad (2.27)$$

A curva de custo em função da potência é apresentada na Fig. (2.40).

2.2.2.23 - TERRENOS E SERVIDÕES

Este ítem se refere a determinação do custo das áreas ocupadas pela central, incluindo as que serão necessárias para o re

servatório formado com a construção da barragem.

O custo dos terrenos e servidões (CTS), em US$, é dado por (2.28), sendo função da área ocupada (A), em hectare, e do custo unitário do terreno (CTUS), em US$/hectare.

$$CTS = CTUS.A \qquad (2.28)$$

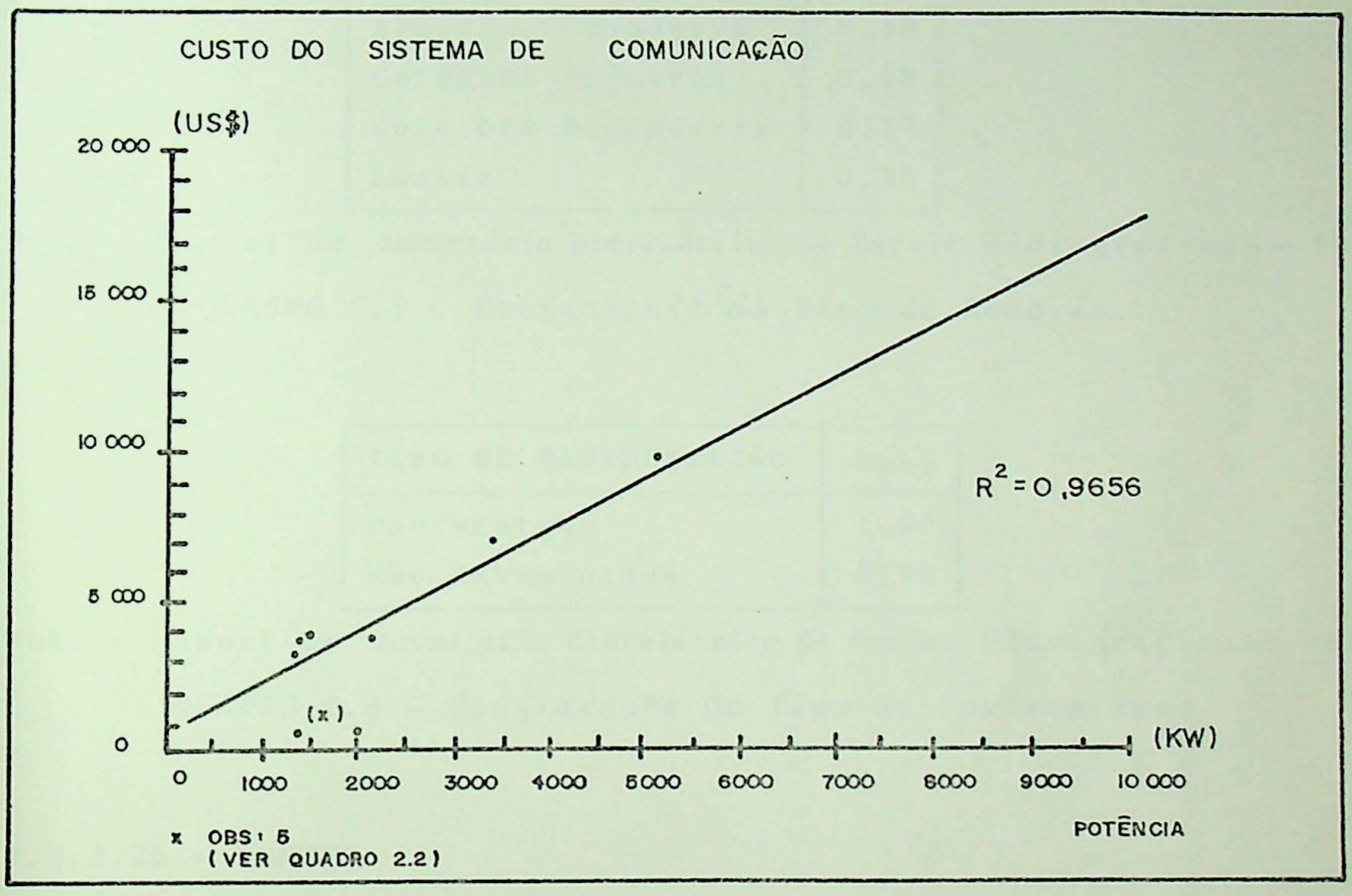


FIG. 2.40 - Curva de Custo para o Sistema de Comunicação.

2.2.2.24 - RODOVIAS

O custo das rodovias tem um peso significativo no custo da central. O movimento de material (terra ou rocha) envolvido é um fator importante na composição desse custo.

As variáveis explanatórias principais envolvidas são a extensão da rodovia (l_{rod}), o tipo de rodovia (k_{rod}), o tipo de pavimentação usada (k_{pav}) e o tipo de topografia por onde passa a mesma (k_t). O custo da rodovia (CR), em US$, é dado por (2.29).

$$CR = 483,6.k_{rod}.l_{rod}.k_{pav}.k_t \qquad (2.29)$$

Nesta expressão, l_{rod} é dado em [Km], k_{rod} é obtido do Quadro (2.5), k_{pav} do Quadro (2.6) e k_t do Quadro (2.4) - Página .

TIPO DE RODOVIA	k_{rod}
Artéria Principal	1,00
Artéria Primária	0,37
Artéria Secundária	0,35
Coletora Primária	0,28
Coletora Secundária	0,27
Locais	0,23

FONTE: Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas - 1984.

QUADRO 2.5 - Coeficiente do Tipo de Rodovia.

TIPO DE PAVIMENTAÇÃO	k_{pav}
Pavimentada	1,00
Não Pavimentada	0,50

FONTE: Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas - 1984.

QUADRO 2.6 - Coeficiente do Tipo de Pavimentação.

2.2.2.25 - PONTES

O custo das pontes (CP) tem como variáveis explanatórias a extensão da mesma (l_p), em [Km] e, o tipo de construção da ponte (k_p), dado pelo Quadro (2.7).

A equação (2.30), fornece (CP) em US$.

$$CP = 5700.l_p.k_p \qquad (2.30)$$

TIPO DE PONTE	k_p
Ponte de Concreto	1,0
Ponte de Madeira	0,5

FONTE: Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas - 1984.

QUADRO 2.7 - Coeficiente do Tipo de Ponte.

2.2.2.26 - CERCAS E JARDINS

As cercas e jardins são obras complementares, apresentando pouca importância na composição de custo.

As variáveis que buscam explicar o custo destas obras são a área a ser ajardinada (AA), em hectare, e a extensão da cerca (l_{cer}), em [Km].

A equação (2.31) fornece o custo de cercas e jardins (CCAJ), em US$.

$$CCAJ = 2761,6.l_{cer} + 15895,9.AA \qquad (2.31)$$

2.2.2.27 - CUSTOS ADICIONAIS

Os custos adicionais são calculados em função da potência instalada e são:

- Custo total indireto (CTI), que é a composição do custo de administração do proprietário (CAP) e do custo de engenharia de projeto (CEP) são dados, em US$, por (2.32) e (2.33), respectivamente.

$$CAP = 28,99.P \qquad (2.32)$$

$$CEP = 50,71.P \qquad (2.33)$$

$$CTI = 79,70.P \qquad (2.34)$$

- Custo de eventuais (CE), que é calculado em função do custo da central (CC) e do custo de administração do proprietário (CAP). É dado, em US$, por (2.35).

$$CE = 0,5.(CC + CAP) \qquad (2.35)$$

O custo da central é calculado pelo somatório dos custos das estruturas, equipamentos e obras auxiliares da central, dados pelas equações (2.1) a (2.31).

- Custo dos juros durante a construção (CJDC) que também é calculado em função do custo da central (CC) e do custo total indireto (CTI). (CJDC) é dado, em US$, por (2.36).

$$CJDC = 1,06.(CC + CTI) \qquad (2.36)$$

2.3 - EQUACIONAMENTO

O custo total da central para os dois tipos de arranjos (CUA e CUB), pode ser apresentado na forma de uma só equação.

Tem-se assim que para o arranjo Tipo 1 o custo será a somatória das equações (2.2) a (2.36) - excetuando-se (2.6), (2.7), (2.8), (2.19), (2.21), (2.23) e (2.33).

Para o arranjo Tipo 2, o custo será calculado subtraindo-se os custos dados pelas equações (2.4) e (2.5) e adicionando-se os custos dados pelas equações (2.6), (2.7) e (2.8).

2.4 - CUSTO DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DA PCH

O custo de operação e manutenção é calculado em função do custo total da central (CUA e CUB). Os valores tomados são baseados nos custos do Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas (ELETROBRÁS & DNAEE - 1982) e nos custos do Manual de Inventário de Bacias Hidrográficas (ELETROBRÁS & DNAEE - 1982).

Tem-se, assim, que o COM, em US$, é dado por (2.39).

$$COM = 24414,8 + 3,49.P + 0,01.\left(\frac{CU}{1,26} - CTI\right) \qquad (2.39)$$

onde:

- CU - custo total da central, em US$;
- P - potência da central, em [kW];
- CTI - custo total indireto, em US$, dado por (2.23).

Para a central Tipo 1 o valor de CU é CUA e para a central Tipo 2 é CUB.

C A P Í T U L O 3

3 - MODELO PARA SELEÇÃO DA VAZÃO DE PROJETO

3.1 - INTRODUÇÃO

Este capítulo se destina a apresentar um modelo para a determinação da vazão de projeto em PCH's. Para isto será usado o critério do maior retorno líquido (benefício menos custo) o que implica em se ter o custo marginal igual ao benefício marginal.

O modelo incorpora as características hidrológicas e o arranjo físico adotado, e utiliza as equações desenvolvidas no capítulo anterior.

O efeito do benefício da capacidade da central, oriundo da utilização do reservatório de acumulação nos horários de máxima carga, é contabilizado calculando-se uma "tarifa média de energia".

O benefício líquido anual (BLA) é dado por (3.1).

$$BLA = (TE.E.8760) - CU.FRC - COM \qquad (3.1)$$

onde:

- TE - tarifa média de energia, em US$/kWh;
- E - energia gerada anualmente, em [$\overline{kW}$];
- CU - custo total da central, em US$;
- COM - custo de operação e manutenção da central;
- FRC - Fator de Recuperação de Capital, que é obtido por (3.2).

$$FRC = \frac{i.(1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \qquad (3.2)$$

onde:

- i - taxa anual de juros;
- n - vida útil econômica da PCH.

3.2 - O MODELO HIDROLÓGICO E A AVALIAÇÃO DA ENERGIA HIDRELÉTRICA GERADA

Em virtude de não se ter usualmente uma capacidade de re

gularização nas PCH's, não é necessário se prender a estudos hidrológicos mais aprofundados, bastando se conhecer a curva de duração de vazão para o sítio em estudo, construída com valores médios mensais. Nesta curva, a abcissa é dada em percentagem do tempo ou por unidade [p.u.], e a ordenada em [m^3/s].

A Fig. (3.1) mostra uma curva de duração de vazão onde se indicam alguns pontos de destaque.

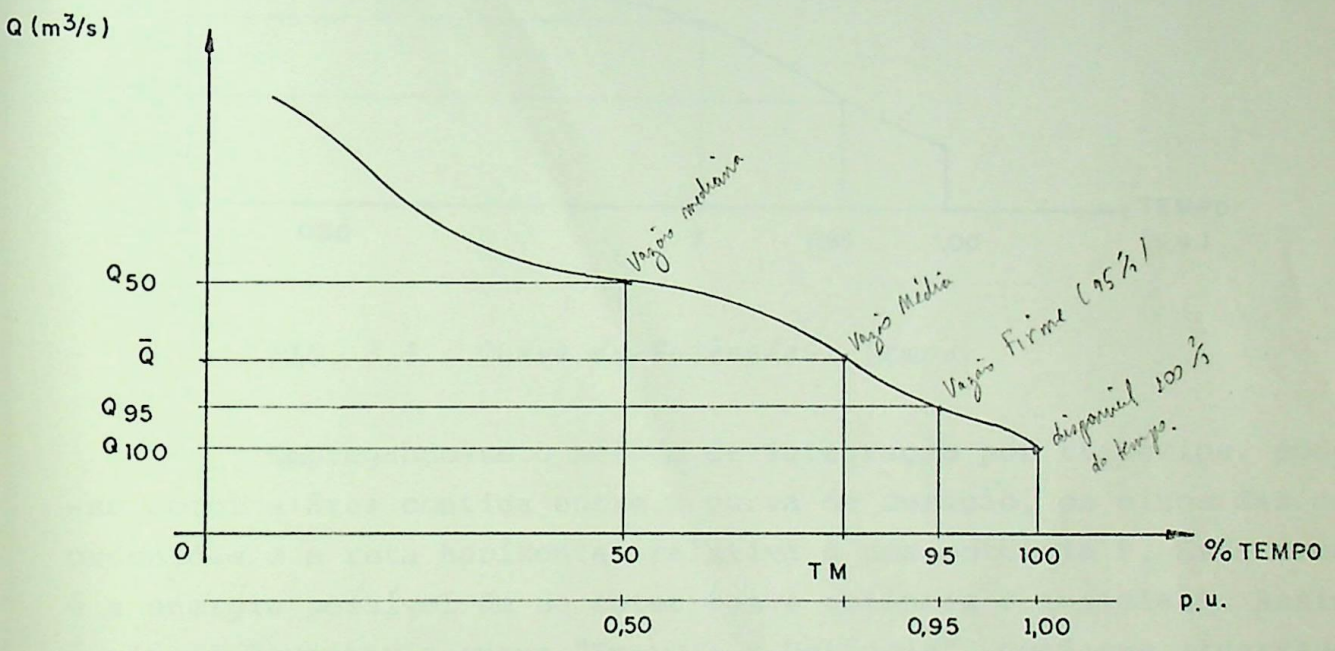


FIG. 3.1 - Curva de Duração de Vazão.

O primeiro ponto é definido pela vazão mínima (Q_{100}), disponível 100% do tempo; o segundo corresponde a chamada vazão firme (Q_{95}), disponível 95% do tempo; o terceiro é a vazão média (Q) com o tempo TM correspondente e o último é a vazão mediana (Q_{50}).

Sabe-se que a potência, em [kW], é dada por (3.3).

$$P = \eta.g.H.Q \qquad (3.3)$$

onde:

- η - rendimento da central (sistema de adução, turbina e gerador);
- H - altura de queda bruta, em [m];
- Q - vazão, em [m^3/s];
- g - aceleração da gravidade, em [m/s^2].

Considerando-se η como constante, obtem-se a curva de

"potência x tempo" dada na Fig. (3.2).

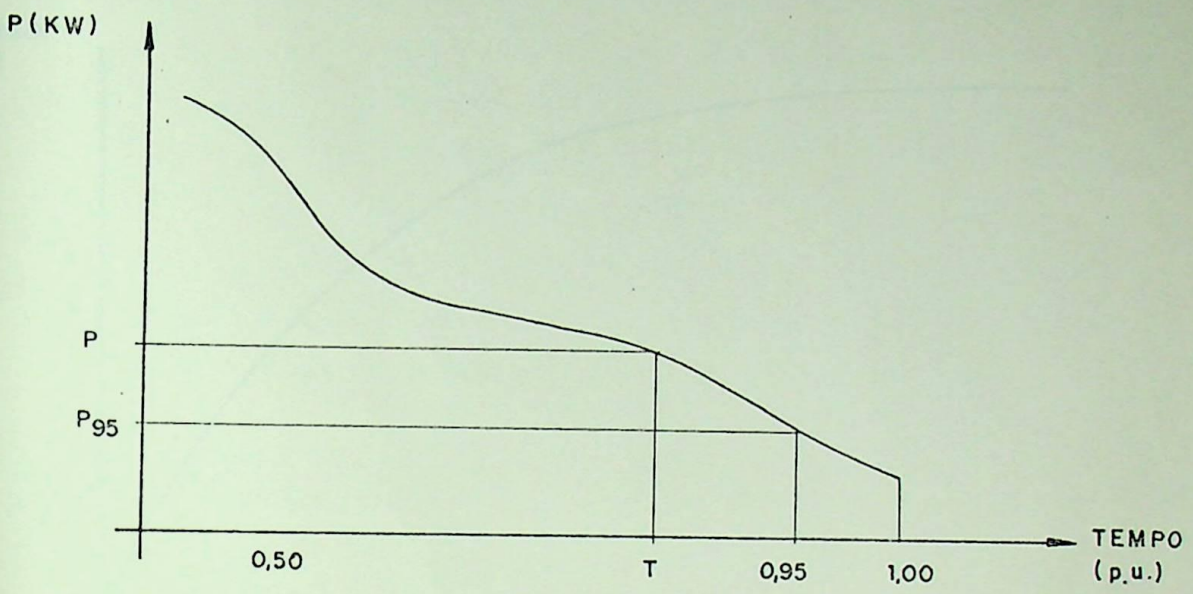


FIG. 3.2 - Curva de Potência x Tempo.

Empregando-se o método de integração por trapézios, pode-se obter a área contida entre a curva de duração, os eixos das coordenadas e a reta horizontal relativa a uma potência P. Esta área é a energia possível de se obter com a potência P instalada. Assim é viável levantar a curva "Energia x Potência", conforme ilustrado na Fig. (3.3).

Nesta figura a potência é dada em [kW], o tempo é dado em [p.u.] e a energia é dada em [$\overline{kW}$].

Para obter a energia em [$\overline{kW}$], divide-se a potência obtida em [kWh] pelo número de horas do ano.

Tem-se então a seguinte relação:

$$\overline{kW} = \frac{kWh}{8760} \qquad (3.4)$$

Esta curva será empregada para se estimar o benefício da central.

3.3 - Os Benefícios de Energia e Capacidade

Neste ítem serão abordados os princípios da tarifação ba

seada no custo marginal, o estudo de regularização diária e os benefícios de ponta e energia oriundos da PCH.

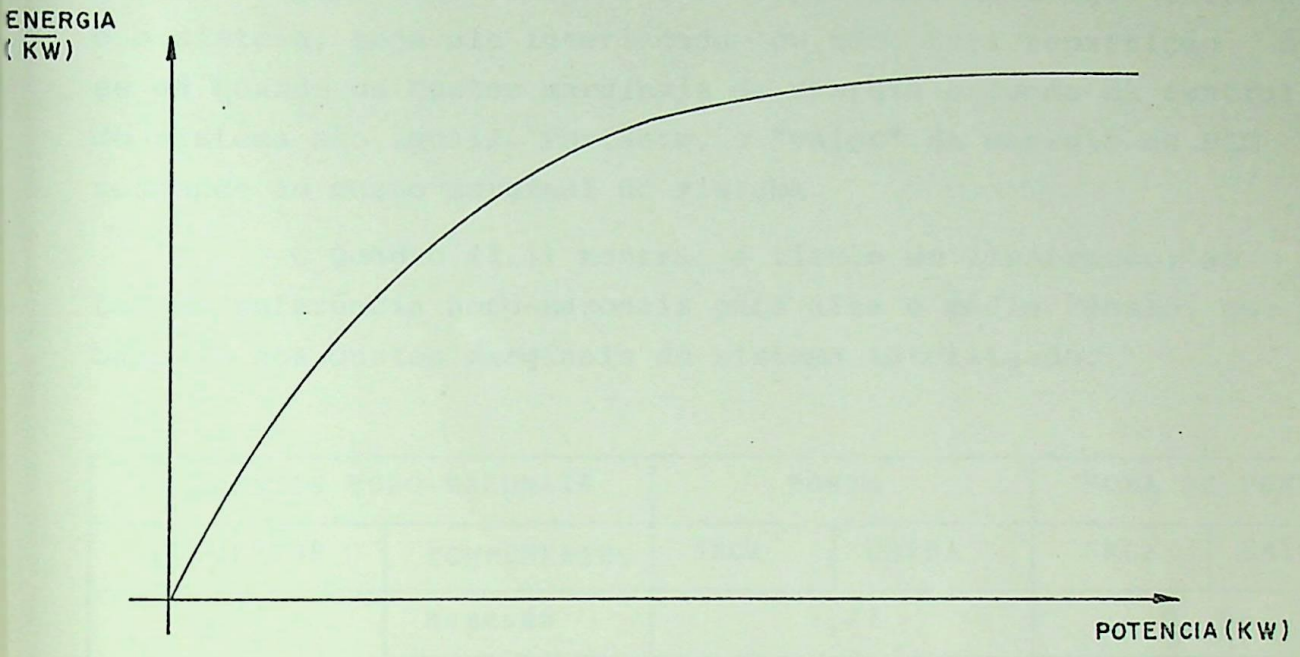


FIG. 3.3 - Curva de Energia x Potência.

3.3.1 - Os Princípios da Tarifação Baseada no Custo Marginal e o Benefício de Energia

É usual afirmar-se que o custo marginal de fornecimento constitui o fundamento para se atribuir a cada grupo de consumidores a fração correspondente ao custo do serviço que lhe for prestado, conferindo, deste modo, a estrutura tarifária a base justa e racional desejada.

Um sistema baseado no custo marginal indica ao consumidor, por exemplo, o benefício resultante da redução ou deslocamento do consumo. A mudança no hábito de um consumidor pode ensejar o atendimento de um consumidor adicional sem necessidade da expansão do sistema.

O fato de se locar o custo real a cada consumidor não é privilégio apenas da tarifa marginalista, embora seja com esta que se tem obtido maior sucesso.

O grande benefício da tarifa baseada no custo marginal é sua característica de busca do ótimo. Pode-se mostrar que a dis

tribuição ótima de carregamento entre várias plantas se dá quando estas operam com o mesmo custo marginal. Ou seja: a comparação de interesse para este trabalho é a "repartição de carga" entre a PCH e o sistema, seja ele interligado ou não. Esta repartição ótima se dá quando os custos marginais da energia oriunda da central e do sistema são iguais. Portanto, o "valor" da energia da PCH corresponde ao custo marginal do sistema.

O Quadro (3.1) mostra, a título de ilustração, as tarifas de referência horo-sazonais para alta e média tensão, que se baseiam nos custos marginais do sistema interligado.

SEGMENTOS HORO-SAZONAIS		PONTA		FORA DE PONTA	
SUBGRUPOS	COMPONENTES	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
A_0	Demanda	3,77		0,196	
	Consumo	31,264	28,378	22,388	19,881
A_1	Demanda	5,279		0,358	
	Consumo	31,870	29,756	22,594	20,075
A_2	Demanda	6,54		0,486	
	Consumo	32,767	29,756	23,046	6,128
A_3	Demanda	9,105		0,745	
	Consumo	33,995	30,856	23,703	21,053
MT ≧ 500 [kW]	Demanda	0,00		2,437	
	Consumo	237,953	234,648	24,583	21,830
MT < 500 [kW]	Demanda	0,00		3,143	
	Consumo	241,259	237,953	24,583	21,830
Componente de Demanda, em US$/kW mês - Componente de Consumo, em US$/MWh					

QUADRO 3.1 - Tarifas Horo-Sazonais de Referência para os Mercados de Alta e Média Tensão.

Neste trabalho fez-se as seguintes simplificações nas tarifas de referência:

- Desprezou-se a tarifa de demanda fora da ponta, pois a contribuição da PCH neste posto tarifário será muito pequena.

- Considerou-se que a quantidade de energia fornecida ao sistema no período seco é igual ao úmido.
- Adotou-se a tarifa de consumo como sendo a média poderada entre as tarifas dos postos de ponta e fora-da-ponta, ponderadas pela duração destes postos (4 e 20 horas, respectivamente).

Estas simplificações se fazem necessárias, pois não se pode saber "a priori" o modo de operação da central. Sendo assim, o Quadro (3.2) apresenta as tarifas adotadas, que se referem ao nível tarifário A_2.

Esta escolha se baseia nos princípios expostos por NOGUEIRA & SANTOS (1987).

SUBGRUPO	COMPONENTES	SIGLA	TARIFA
A_3	Demanda	T_p	9,106
	Consumo	Te_b	24,05
Demanda em US$/kW-mês e Consumo em US$/MWh			

QUADRO 3.2 - Tarifas Adotadas.

3.3.2 - Estudo da Regularização Diária e o Benefício de Capacidade

A capacidade de regularização de uma PCH é função das características do aproveitamento (principalmente o volume útil do reservatório) e do sistema que esta abastece.

A curva de carga, para este nível de análise, é aproximada por um diagrama de dois patamares, ilustrada pela Fig. (3.4).

Observe que esta não corresponde à curva de carga real, pois esta última pode ter características totalmente diferentes da indicada, principalmente em sistemas interligados.

O que se pretende é estabelecer uma forma de operação da central em dois níveis: um baixo (fora-da-ponta) e um outro alto (na ponta). Isto evidenciará a capacidade da central de contribuir no suprimento da ponta do sistema.

A Fig. (3.5) ilustra o engolimento total da PCH, visando atender o carregamento da Fig. (3.4).

Estão indicadas na Fig. (3.5) a vazão de projeto (Q), a

vazão para suprir a máxima carga (Q_{ponta}), a vazão firme (Q_{95}), a vazão mínima (Q_{min}), que é a vazão mantida no rio na pior hipótese e a vazão menor (Q_{menor}), que corresponde ao período de baixa carga (enchimento do reservatório).

Conhecendo-se o volume útil (VU) para cada altura da barragem, a mínima vazão a ser mantida no rio (Q_{min}) e a vazão (Q_{95}), calcula-se a vazão que poderá atender a ponta (Q_{ponta}).

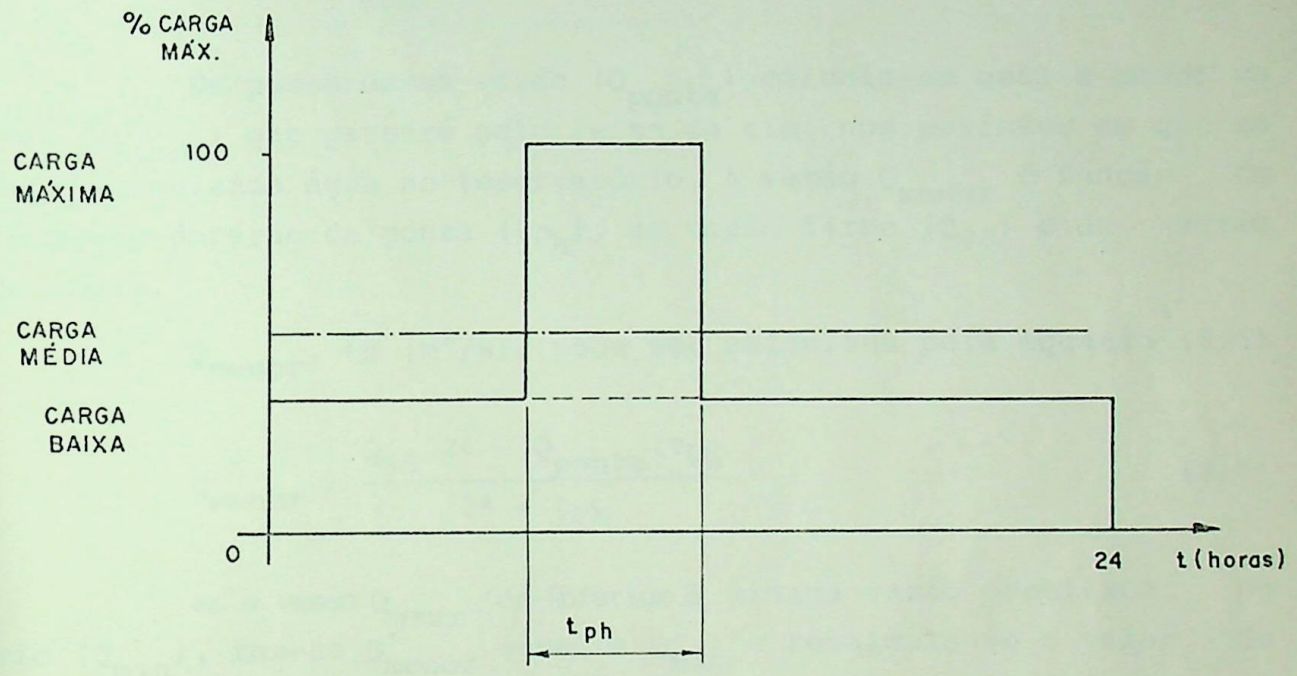


FIG. 3.4 - Simplificação do Diagrama de Carga Típico.

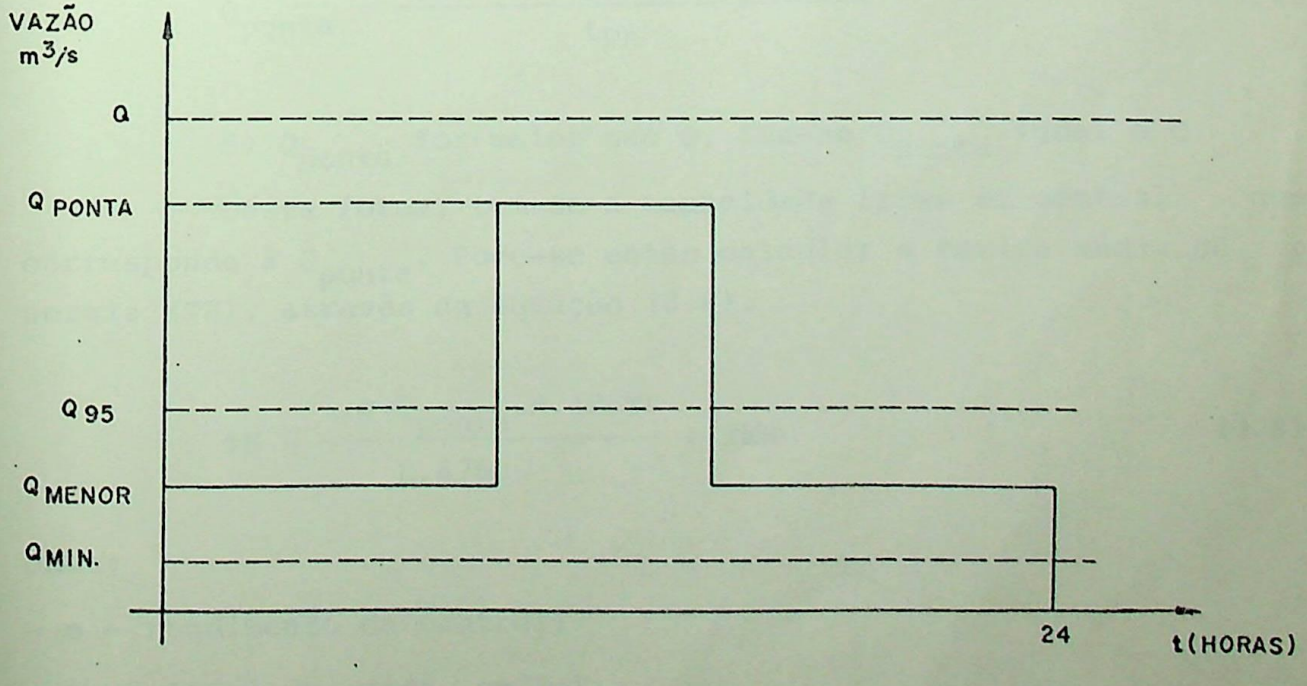


FIG. 3.5 - Diagrama de Vazões para Suprir a Carga Adotada.

Para isto, toma-se como referência a vazão Q_{95}, pois, sendo esta a vazão firme, pode-se considerar como confiável a sua afluência durante todo ano, dentro de um conceito estatístico. Isto permite dizer que a capacidade assim calculada também é confiável.

A equação (3.5) permite calcular Q_{ponta} em [m³/s].

$$Q_{ponta} = \frac{VU}{t_{ph} \cdot 3600} + Q_{95} \qquad (3.5)$$

De posse dessa vazão (Q_{ponta}) calcula-se qual a menor vazão (Q_{menor}) que passará pelo leito do rio, nos períodos em que se está acumulando água no reservatório. A vazão Q_{menor} é função do tempo de duração da ponta (tp_h), da vazão firme (Q_{95}) e da vazão de ponta.

Q_{menor}, em [m³/s], pode ser calculada pela equação (3.6).

$$Q_{menor} = \frac{Q_{95} \cdot 24 - Q_{ponta} \cdot tp_h}{24 - tp_h} \qquad (3.6)$$

Se a vazão Q_{menor} for inferior à mínima vazão permitida no rio (Q_{min}), faz-se Q_{menor} igual a Q_{min} e recalcula-se o valor de Q_{ponta} pela equação (3.7) que é uma modificação de (3.6).

$$Q_{ponta} = \frac{Q_{95} \cdot 24 - Q_{menor} \cdot (24 - tp_h}{tp_h} \qquad (3.7)$$

Se Q_{ponta} for maior que Q, faz-se Q_{ponta} igual a Q.

Desta forma, tem-se a capacidade firme da central que corresponde à Q_{ponta}. Pode-se então calcular a tarifa média de energia (TE), através da equação (3.8).

$$TE = \frac{\eta \cdot g \cdot Q_{ponta} \cdot H \cdot 12 \cdot TP}{E \cdot 8760} + TEB \qquad (3.8)$$

onde:

- η - rendimento da central;
- H - altura de queda, em [m];
- g - aceleração da gravidade, em [m/s²];

- Q_{ponta} - vazão turbinada máxima, em [m^3/s];
- TP - tarifa de ponta, em US$/kW-mês;
- TEB - tarifa de energia, em US$/kWh;
- E - energia gerada anualmente, em [$\overline{kW}$].

Com as equações levantadas neste capítulo e no anterior, pode-se procurar a capacidade ótima da central, bem como a altura ótima da barragem da PCH, de forma a se maximizar a receita líquida, considerando os benefícios de energia e de capacidade.

A Fig. (3.6) apresenta o fluxograma para esta otimização.

Neste nível de análise não se considera a variação do número de grupos geradores na central. Isto poderá ser feito "a posteriori", empregando-se a técnica desenvolvida no Capítulo 4.

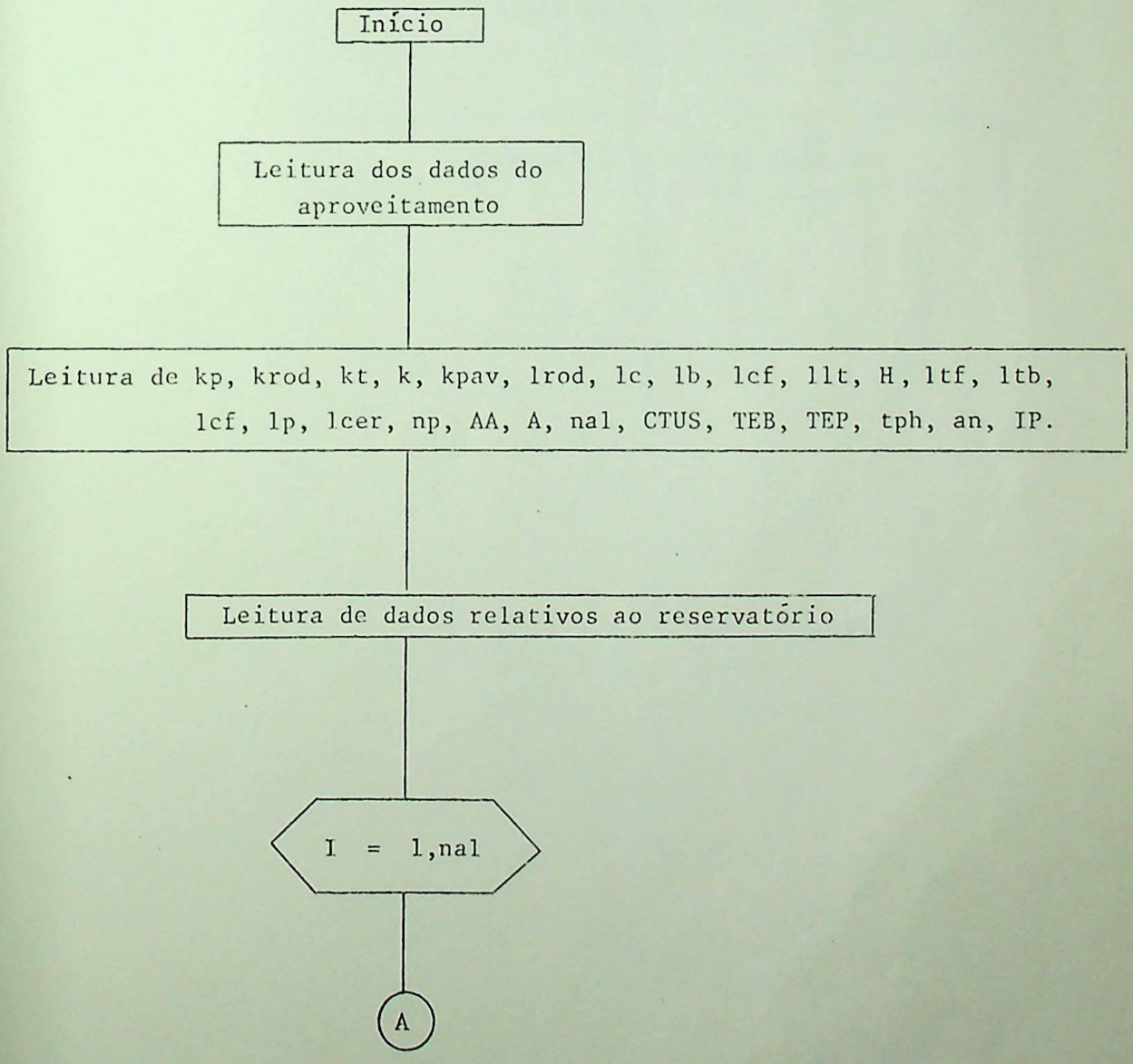


FIG. 3.6 - Fluxograma para Otimização.

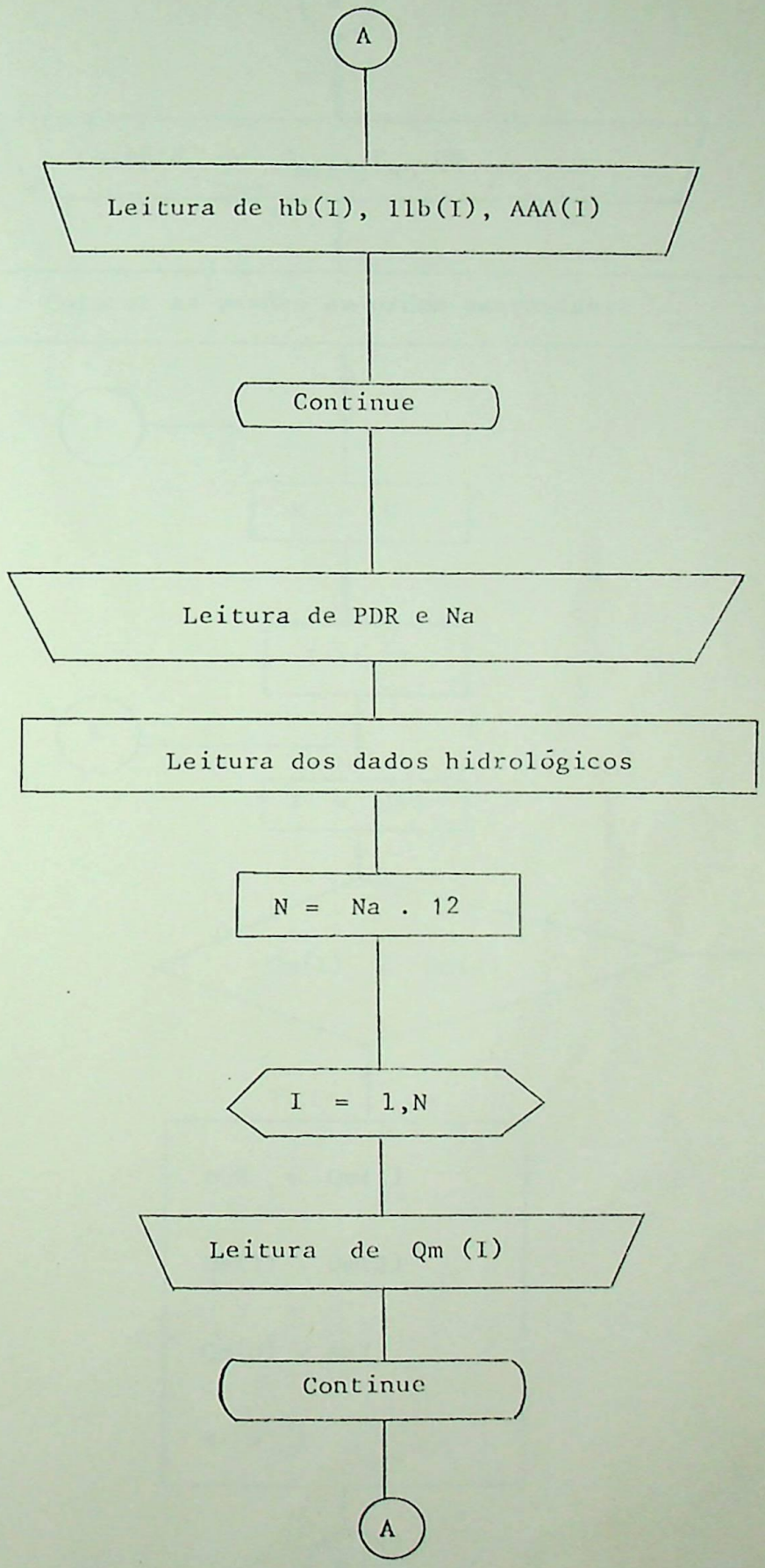


FIG. 3.6 - Fluxograma para Otimização (Continuação).

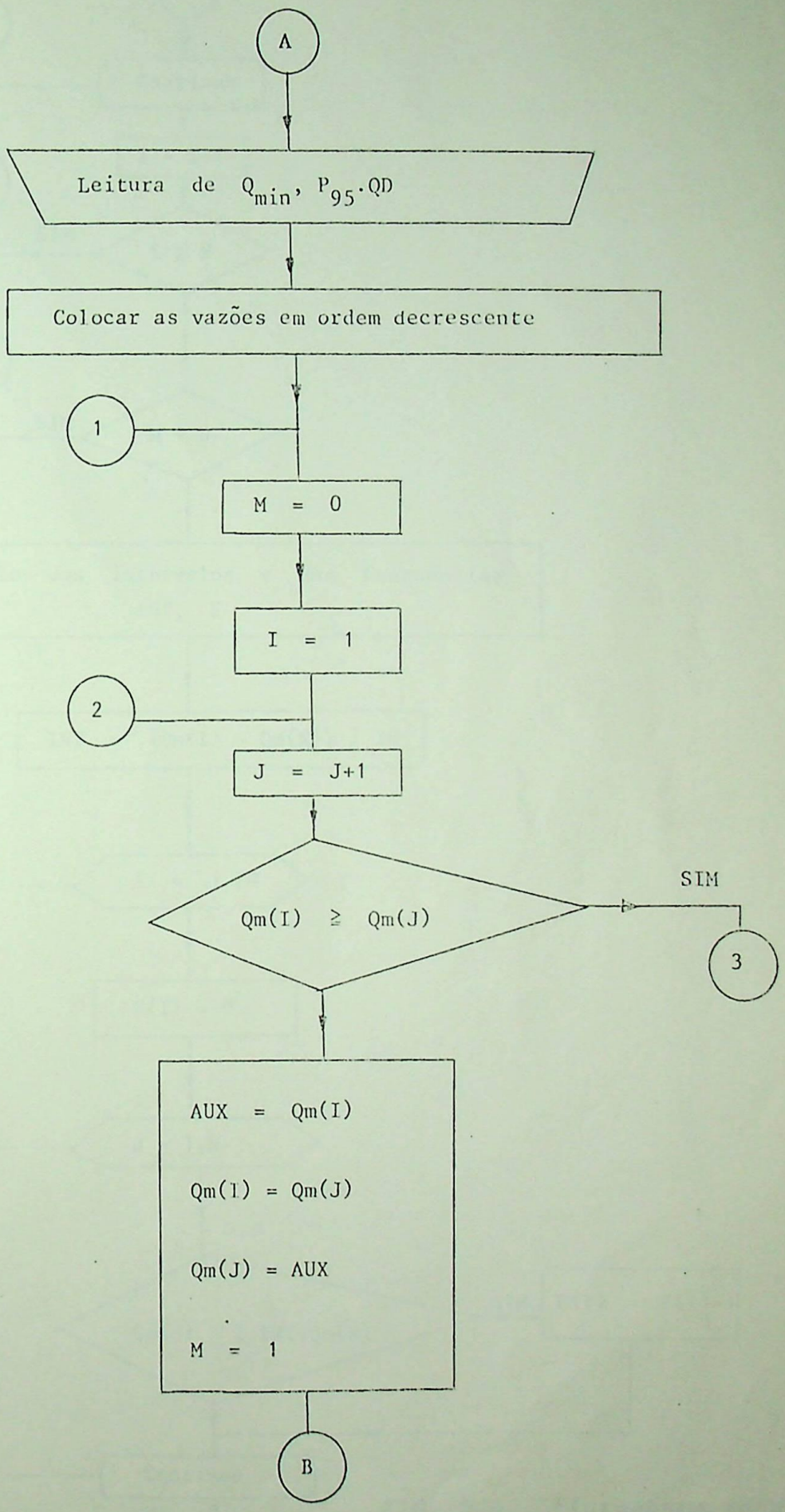


FIG. 3.6 - Fluxograma para Otimização (Continuação).

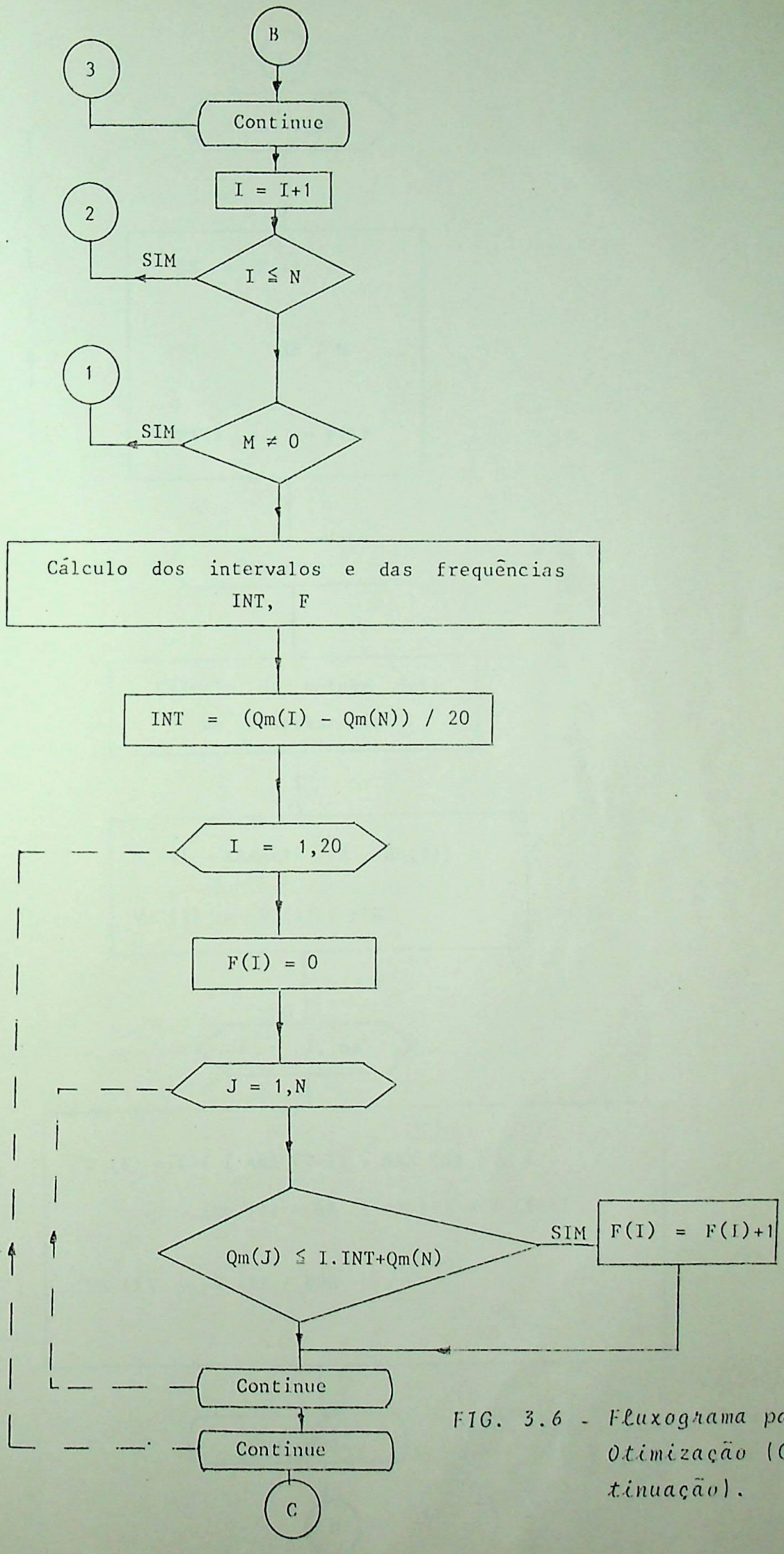


FIG. 3.6 - Fluxograma para Otimização (Continuação).

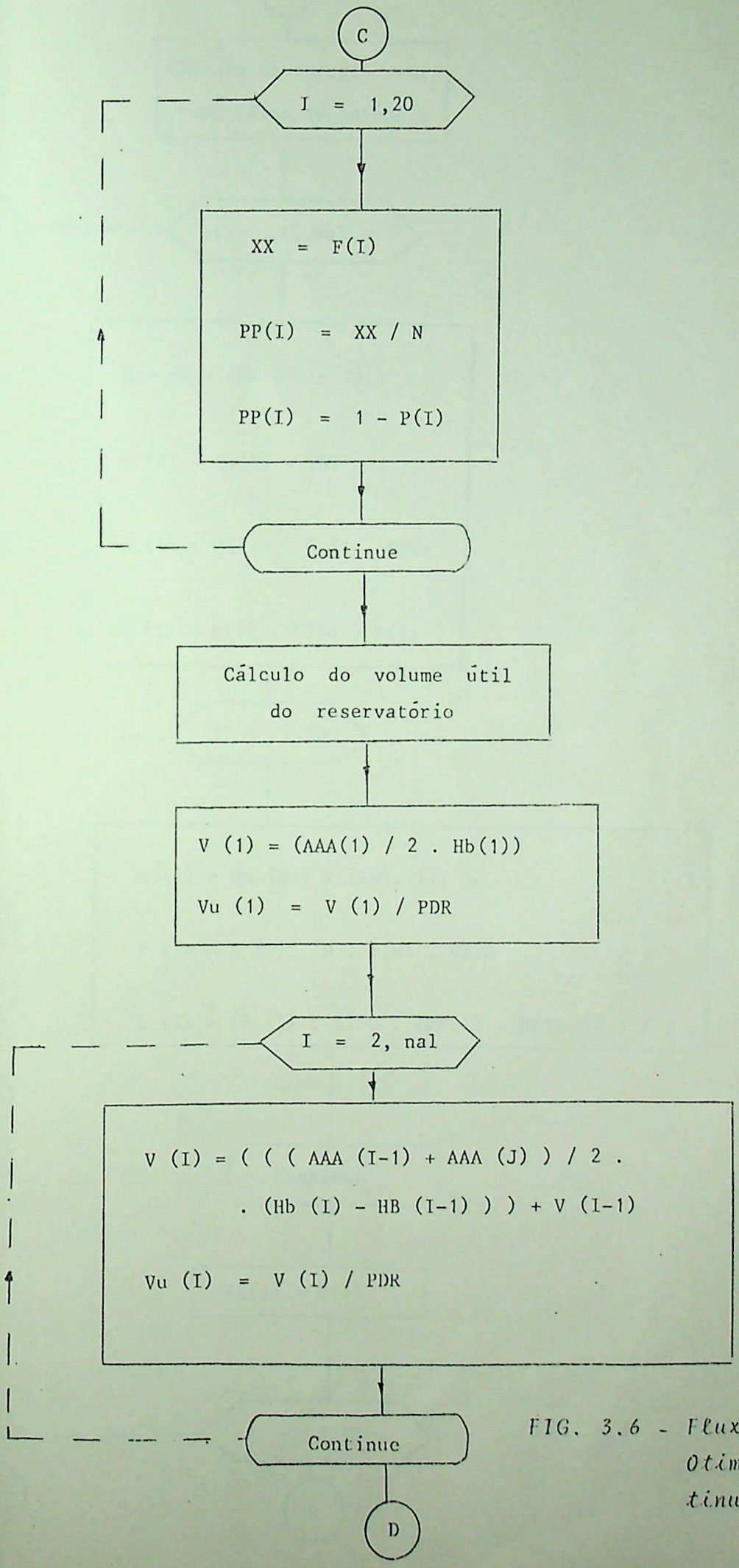


FIG. 3.6 - Fluxograma para Otimização (Continuação).

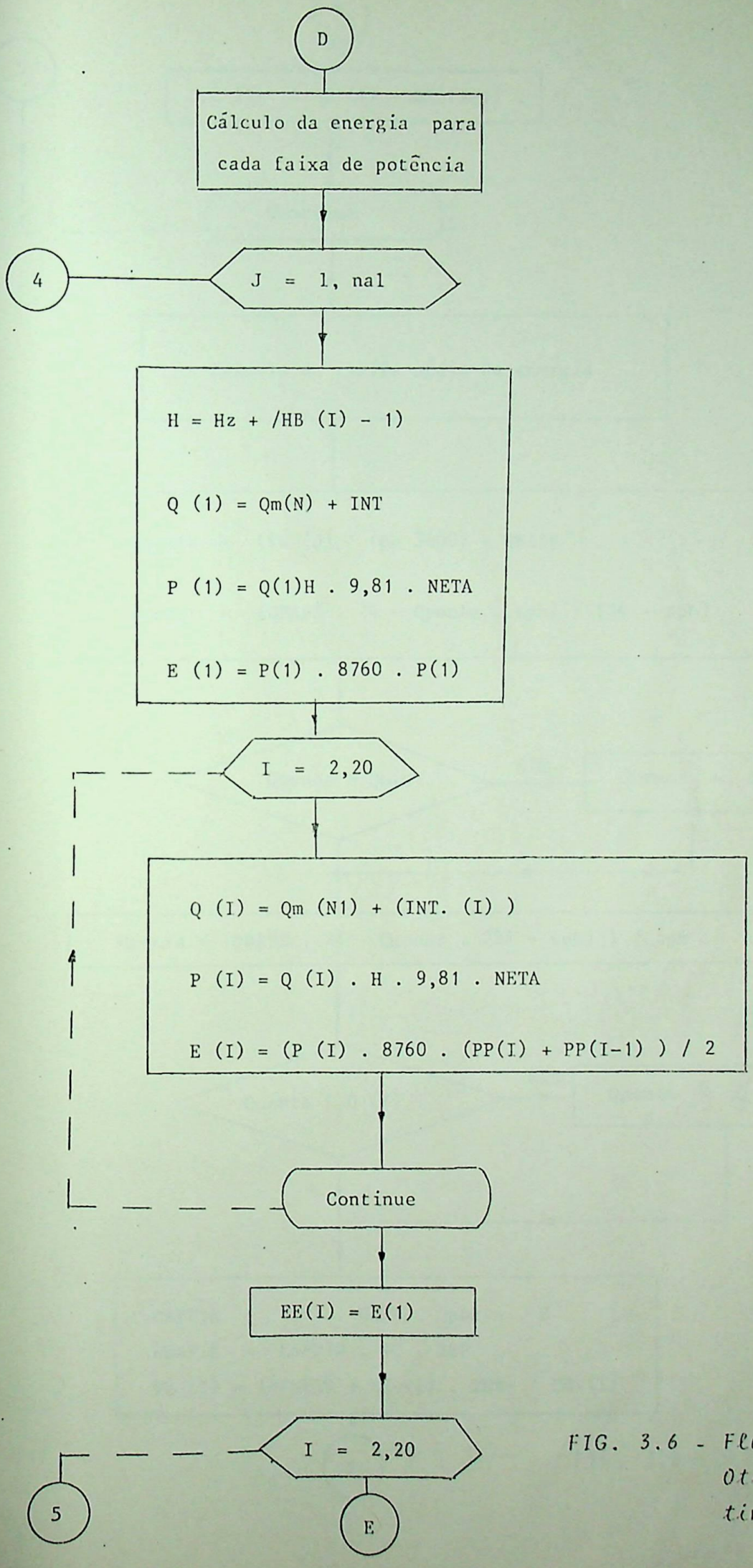


FIG. 3.6 - Fluxograma para Otimização (Continuação).

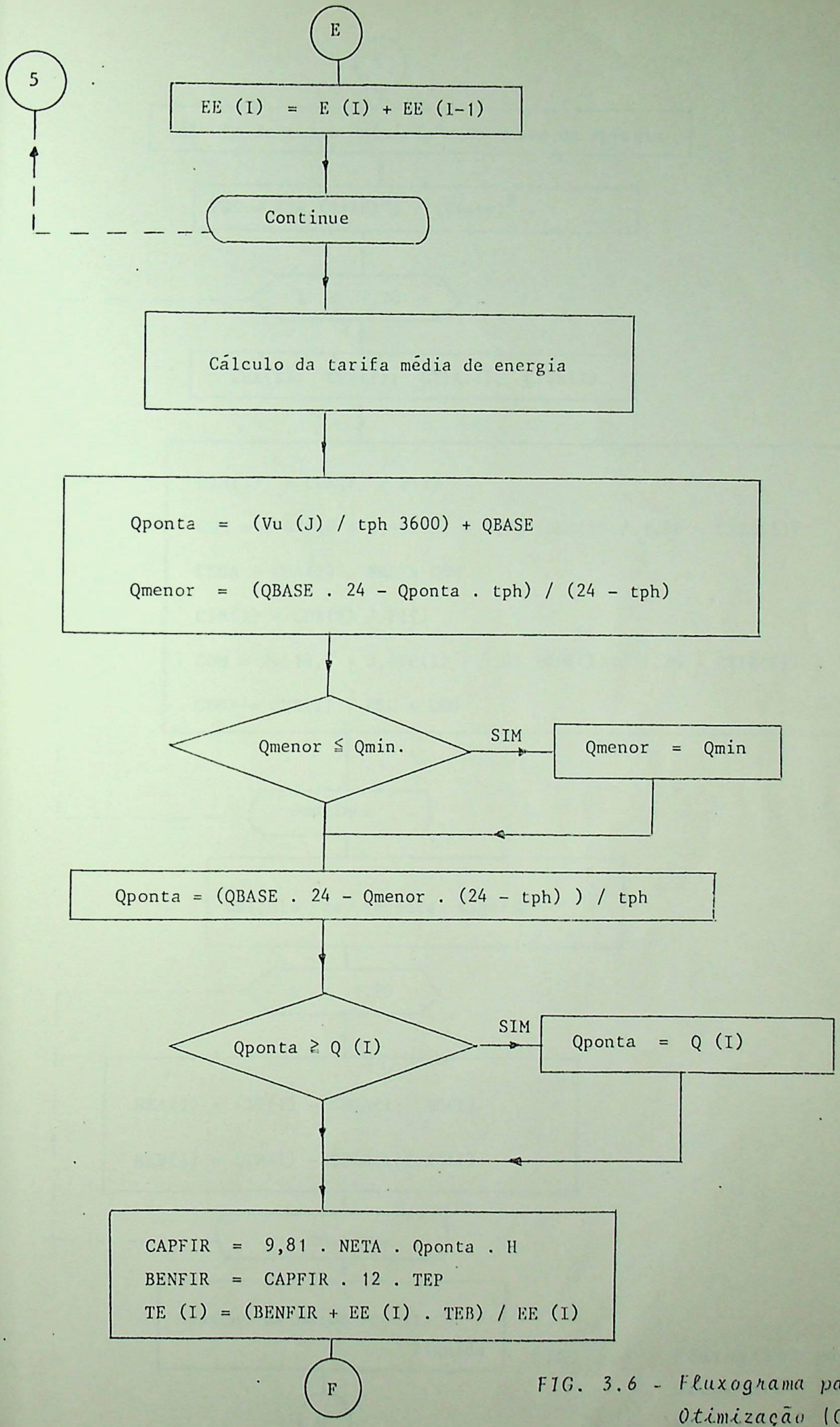


FIG. 3.6 - Fluxograma para Otimização (Continuação).

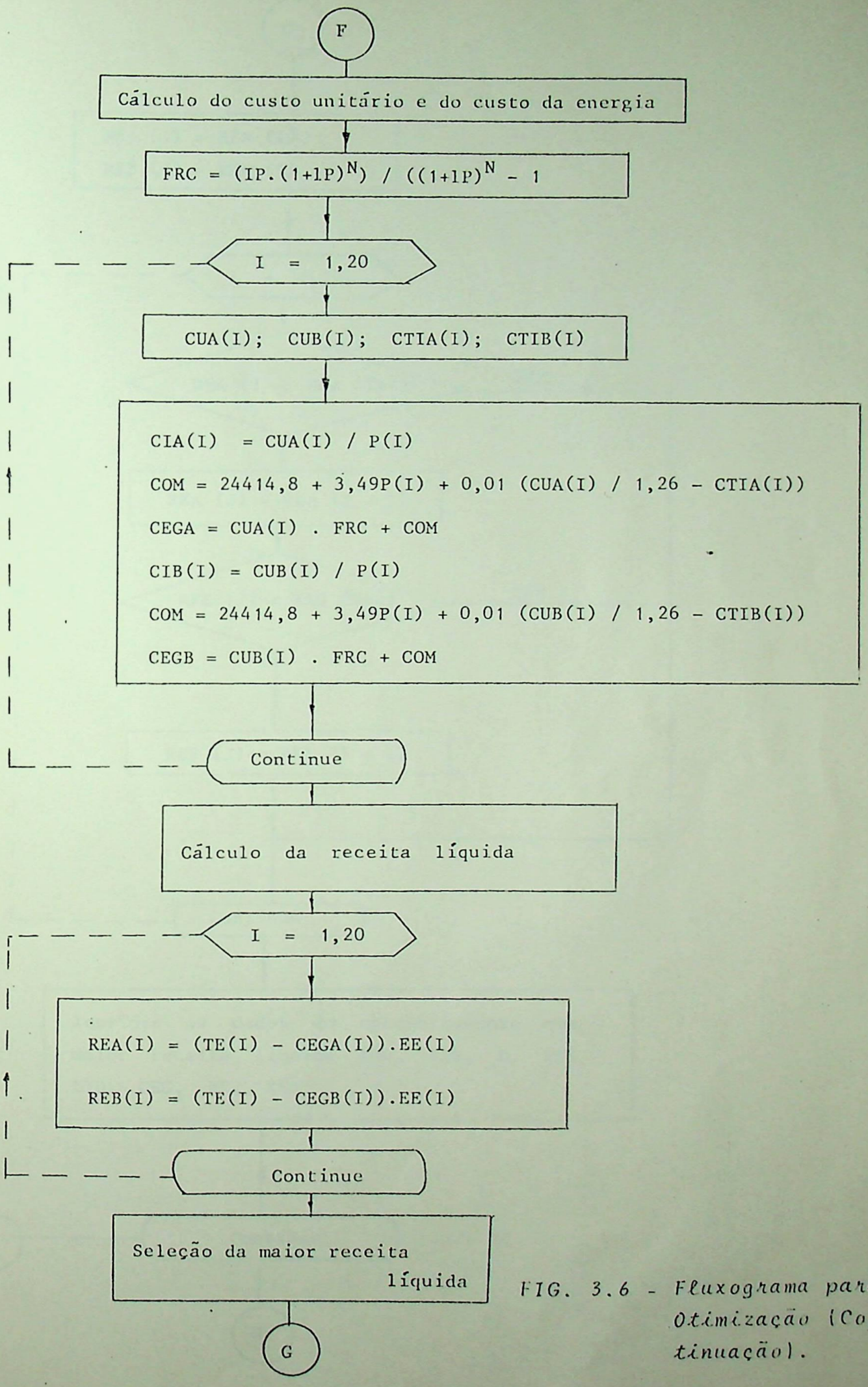


FIG. 3.6 - Fluxograma para Otimização (Continuação).

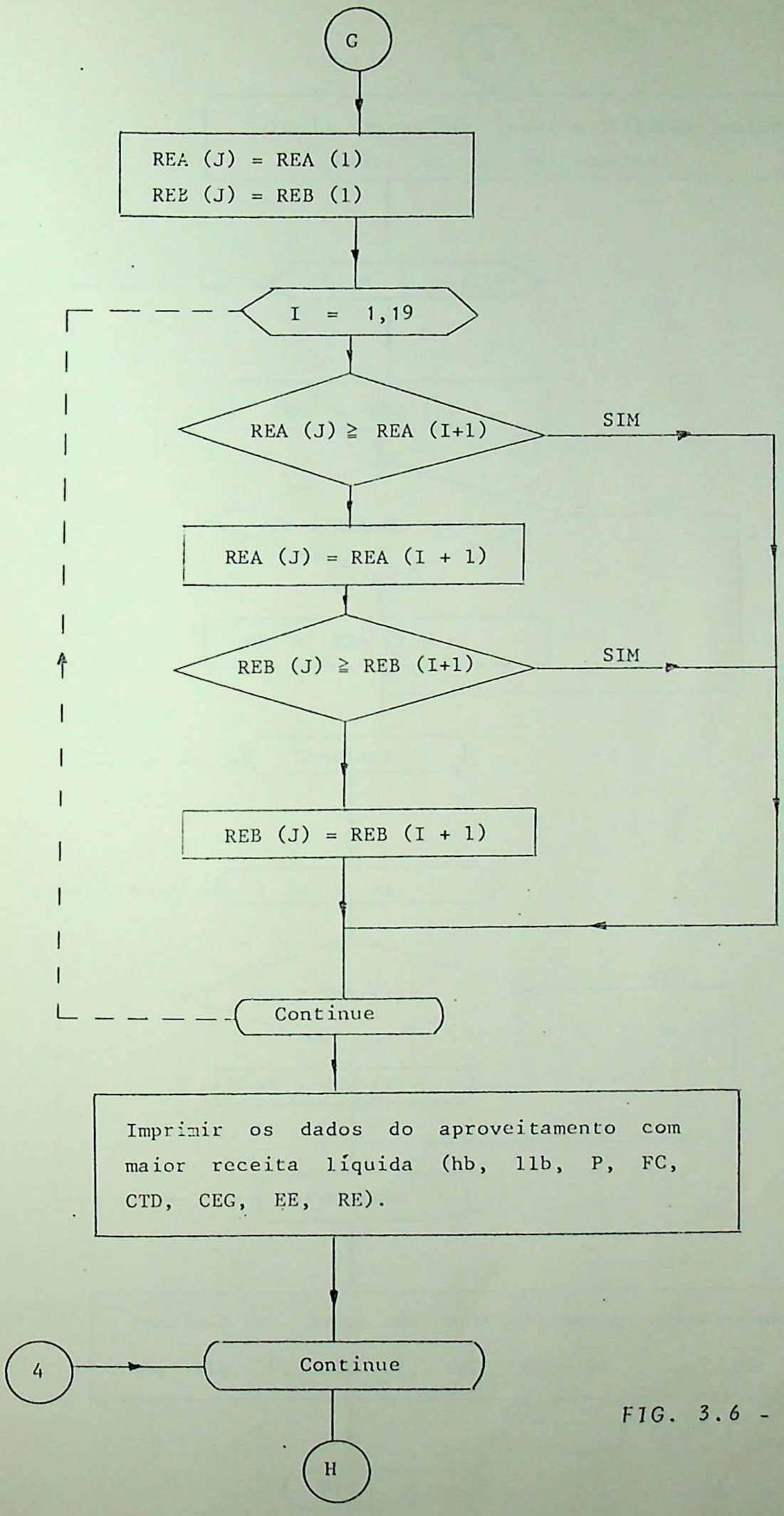


FIG. 3.6 - Fluxograma para Otimização (Continuação).

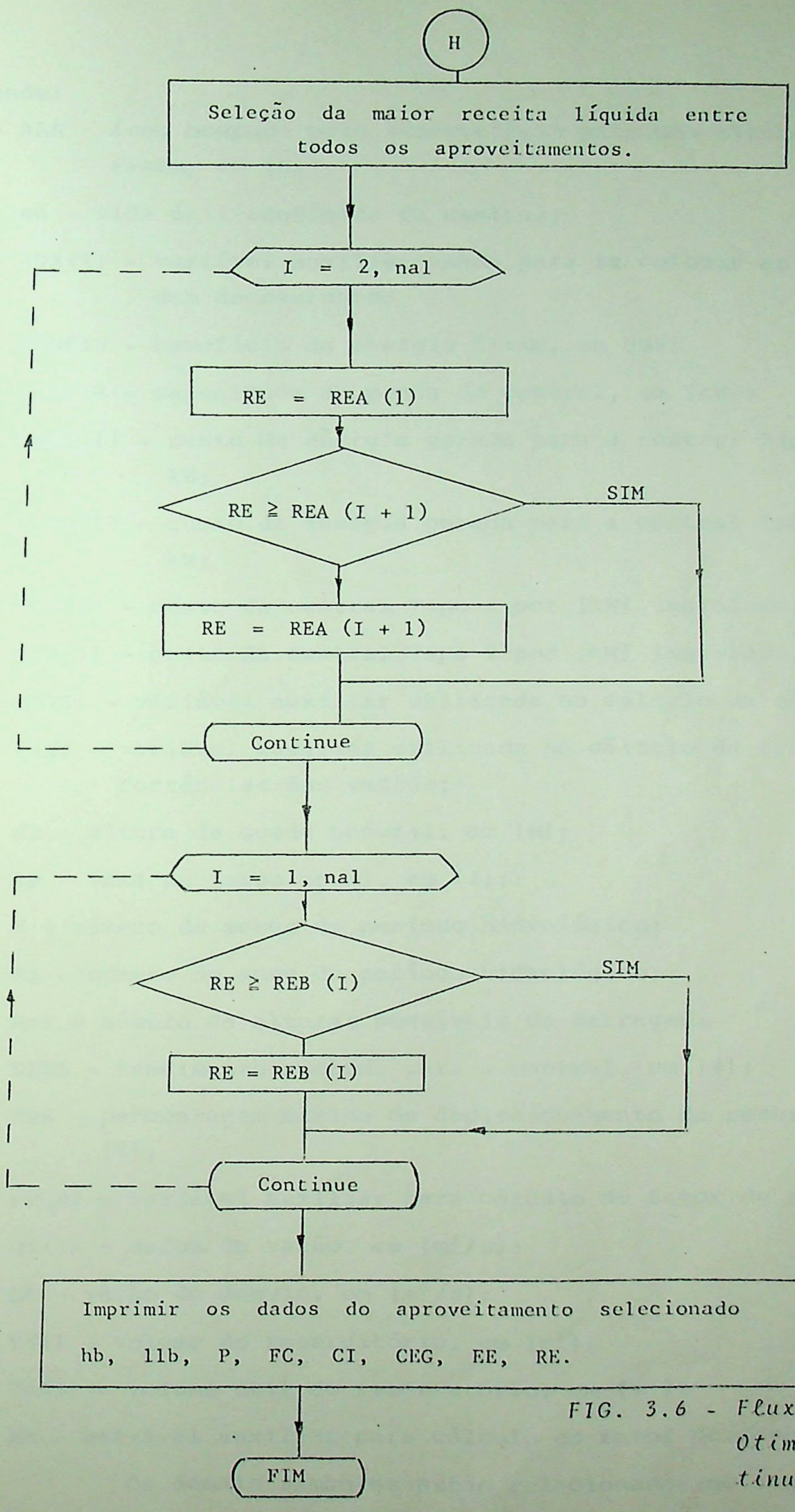


FIG. 3.6 - Fluxograma para Otimização (Continuação).

onde:

- AAA - área ocupada pelo reservatório para uma altura (h_b) da barragem, em [h_a];
- an - vida útil econômica da central;
- AUX(I) - variável auxiliar usada para se colocar as vazões em ordem decrescente;
- BENFIR - benefício da energia firme, em US$;
- CAPFIR - capacidade de ponta da central, em [kW];
- CEGA(I) - custo da energia gerada para a central Tipo 1, em US$/kW;
- CEGB(I) - custo da energia gerada para a central Tipo 2, em US$/kW;
- CIA(I) - custo da central Tipo 1 por [kW] instalado, em US$/kW;
- CIB(I) - custo da central Tipo 2 por [kW] instalado, em US$/kW;
- EE(I) - variável auxiliar utilizada no cálculo da energia;
- F(I) - variável auxiliar utilizada no cálculo da frequência de ocorrências das vazões;
- Hz - altura de queda natural, em [m];
- IP - taxa de juros anual, em [i];
- N - número de meses do período hidrológico;
- Na - número de anos do período hidrológico;
- Nal - número de alturas possíveis da barragem;
- NETA - rendimento adotado para a central, em [%];
- PDR - percentagem máxima de deplecionamento do reservatório, em [%];
- PP(J) - variável auxiliar para cálculo do fator de capacidade;
- Qm(I) - dados de vazão, em [m^3/s];
- QD - vazão de desvio, em [m^3/s];
- V(I) - volume do reservatório, em [m^3];
- Vu(J) - volume útil do reservatório, em [m^3];
- XX - variável auxiliar para cálculo do fator de capacidade.

Os demais símbolos estão relacionados no texto.

C A P Í T U L O 4

4 - APLICAÇÃO DA PROGRAMAÇÃO DINÂMICA NO PLANEJAMENTO DE PCH's

4.1 - INTRODUÇÃO

Este capítulo objetiva estudar o número ótimo de grupos geradores de uma PCH, tendo em vista, fundamentalmente, as características do mercado a ser suprido. É importante ressaltar que este mercado pode ser isolado ou interligado aos grandes sistemas elétricos. O importante é determinar a fronteira deste, de forma a se ter um sistema descentralizado conforme definido por SANTOS (1987).

Observe-se que um mercado descentralizado pode ser uma região isolada, uma cidade ligada a um grande sistema, ou mesmo, uma indústria.

A diferença fundamental, entre o modelo descrito no Capítulo 3 e o que aqui se apresenta, é que o primeiro objetiva estabelecer a potência ótima da central, considerando-a totalmente absorvida pelo mercado. Por outro lado, neste capítulo procura-se analisar a influência do número de máquinas nos primeiros anos da central, quando o mercado é ainda inferior à sua capacidade total de geração. Nesse período evidenciam-se os benefícios de um maior número de máquinas na PCH, pois isto melhora o rendimento médio da central, dá maior confiabilidade e permite uma motorização bastante fracionada de modo a retardar os investimentos. No entanto, por motivos de simplificação não será analisado aqui o efeito da confiabilidade.

Finalmente, deve-se ressaltar que os dois modelos se completam pois o primeiro avalia a potência ótima e o segundo permite estudar o número ideal de grupos geradores.

4.2 - O MÉTODO

A programação dinâmica, que neste trabalho será chamada apenas de PD, por motivos de simplificação, foi desenvolvida originalmente por BELLMAM, na década de 50, tem sido usada como ferramenta poderosa na otimização de um largo espectro de problemas. É um processo bastante robusto com grande adaptabilidade e não muito sofisticado, prestando-se a aplicações através de algorítmos compu

tacionais.

Os problemas de otimização nos quais utilizam-se o método em questão são chamados de problemas de otimização dinâmica ou problemas de otimização para processos de decisão em estágios. Estes se caracterizam por uma sequência de decisões, sendo que uma decisão no presente vai afetar o comportamento do sistema no futuro.

As equações do sistema dinâmico podem ser não lineares e variáveis no tempo. Admitem-se as mais diversas formas de restrições. A solução será sempre um ótimo absoluto e não um máximo ou mínimo isolado. Além disso, pode-se considerar na PD uma série de problemas estocásticos e aleatórios que fornecerão uma visão global de decisões ótimas a serem adotadas, conforme o comportamento do sistema.

A PD se baseia no princípio da otimalidade de BELLMAM, princípio este que torna possível elaborar um procedimento computacional compatível com a capacidade de memória do equipamento, sem perder as vantagens de uma solução que cubra todas as possibilidades existentes.

Baseando-se na Fig. (4.1), o princípio de BELLMAM pode ser enunciado como segue:

> "dada uma trajetória ótima de A até C, a parte da trajetória de qualquer ponto B, intermediário até C, também é uma trajetória ótima entre B e C".

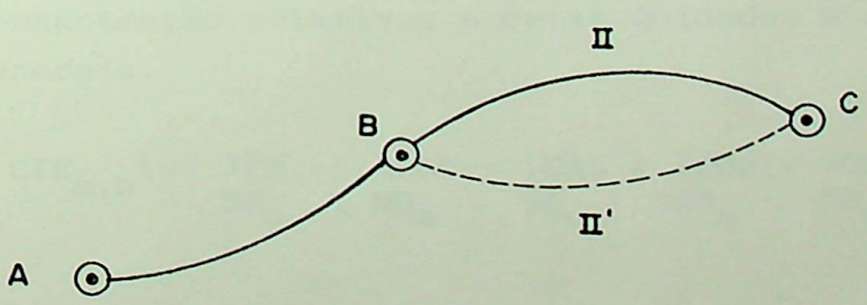


FIG. 4.1 - Princípio de BELLMAN.

Se o percurso I-II é a trajetória ótima entre A e C, de acordo com o princípio enunciado, o percurso II é o ótimo entre B e C. A prova por contradição é imediata: se existe outro caminho ótimo entre B e C, por exemplo o percurso II', implica em afirmar

que o caminho I-II' é melhor que o ótimo inicial. Uma prova mais rigorosa é fornecida por BELMANN & DREYFUS (1962).

4.3 - A Formulação do Problema

Os elementos fundamentais na formulação do problema são as equações do sistema, que descrevem o processo, o critério de performance usado para avaliar a solução, e as restrições, que impõem limites à solução do problema.

No caso do planejamento de expansão de PCH's, as equações do sistema são um conjunto de relações entre dois tipos de variáveis:

- Variáveis de estágio, que determinam a ordem que os eventos ocorrem. Neste caso são os intervalos de tempo, adotados, geralmente, como anos ou semestres.
- As variáveis de estado são as combinações entre as unidades supridoras. Estas unidades podem ser os grupos geradores de PCH's, unidades de geração térmica, ou, ainda, módulos de linha de transmissão. Os estados podem ser, por exemplo, uma unidade geradora de PCH e um gerador Diesel ou duas unidades geradoras de PCH e um módulo de linha de transmissão.

A cada estado n de um estágio m está associado um custo do estado ($CEE_{m,n}$) que é a somatória dos custos anuais (ou semestrais) de capital de cada unidade que o compõe, dos custos de operação e manutenção relativos a estas unidades e do custo do déficit de energia.

$$CEE_{m,n} = \sum_{NG_n} CA + \sum_{ND_n} CAT + \sum_{NL_n} CAL + \sum_{ND_n} COD + \sum_{NL_n} COL + CD_{m,n} \qquad (4.1)$$

onde:

- NG_n - número de grupos geradores de PCH para um determinado estado n;
- CA - custo anual, em US$, de cada grupo gerador das PCH's obtidos através da equação (4.2);
- ND_n - número de grupos das centrais termoelétricas para um estado n;

- CAT - custo anual de capital, em US$, de cada grupo termoelétrico calculado por (4.3);

- NL_n - número de módulos de linhas de transmissão para um estado n;

- CAL - custo anual de capital, em US$, de cada módulo das linhas de transmissão, calculado por (4.4);

- COD_n e COL_n - custos de operação e manutenção, em US$, de cada grupo termoelétrico e cada módulo das linhas de transmissão, calculados, respectivamente, por (4.5) e (4.6);

- $CD_{m,n}$ - custo do deficit de energia para um estado n de um estágio m, em US$, obtido por (4,7);

$$CA = CAG.FRC + COM \tag{4.2}$$

$$CAT = CDI.PDT.FRC \tag{4.3}$$

$$CAL = CUL.FRC \tag{4.4}$$

$$COD = CID.PDI.CDO \tag{4.5}$$

$$COL = CI.EI \tag{4.6}$$

$$CD = CDU.D \tag{4.7}$$

onde:

- CAG - custo, em US$, associado a cada grupo gerador das PCH's, que será descrito mais adiante;

- FRC - Fator de Recuperação de Capital, dado por (3.2);

- COM - custo de operação e manutenção dos grupos geradores das PCH's, em US$, dado por (2.39);

- CDI - custo unitário de cada grupo termoelétrico, em US$/kW;

- PDT - potência desses grupos termoelétricos, em [kW];

- CUL - custo de cada módulo das linhas de transmissão, em US$;

- CID - consumo específico de combustível de cada grupo termoelétrico, em [TON/$\overline{kW}$];

- PDI - potência média de cada grupo térmico, em [$\overline{kW}$];

- CDO - custo de combustível de cada grupo termoelétrico, em US$/

TON.;

- CI - custo da energia elétrica comprada de terceiros, em US$/$\overline{kW}$;
- EI - energia comprada de terceiros, em [$\overline{kW}$];
- CDU - custo unitário do deficit, em US$/$\overline{kW}$;
- D - deficit de energia, em [$\overline{kW}$], que será descrito no decorrer deste ítem.

O CAG como já se afirmou, está associado aos grupos geradores das PCH's. Quando se motoriza uma central com o primeiro grupo gerador, o CAG correspondente é o custo da central (CUA ou CUB, dados no Capítulo 2), menos os custos de n-1 grupos. Por outro lado, o CAG para os demais grupos é dado pelos seus próprios custos.

Deve-se utilizar nesta etapa as equações (2.19) e (2.22), que possuem uma maior sensibilidade para a variação do número de grupos geradores das PCHs'.

O deficit (D) tem uma parcela devida às características hidrológicas do sítio em questão, outra associada às características de falhas dos grupos geradores e uma terceira que se associa às características da carga.

Neste trabalho a análise do deficit será feita com base nas características hidrológicas, no mercado e na complementação de outras fontes (térmicas e terceiros).

A inclusão das características de falha dos grupos geradores, poderá ser feita segundo a metodologia descrita por SANTOS (1987).

Seja a curva de potência x tempo dada pela Fig. (4.2), onde S_1 representa a energia disponível (E), em [$\overline{kW}$]; S_2 representa o deficit hidrológico (DH), ou seja, tem-se a potência instalada em PCH's mas não se dispõe de recursos hídricos; S_3 representa a falta de energia hidráulica para suprir a carga, por limitação da potência instalada (PI).

O custo final de um estado n de um estágio m ($CF_{m,n}$) é a soma do custo daquele estado ($CEE_{m,n}$), mais o custo do estado k do estágio m-1 que o originou ($CF_{m-1,k}$), corrigido pelos juros do período. Para se saber qual é o estado anterior ótimo (m-1,k), deve-se procurar aquele de menor custo total, que é igual ou menos evoluído que o estado em questão. Ou seja, que não tenha maior número de grupos ou módulos de linha instalados.

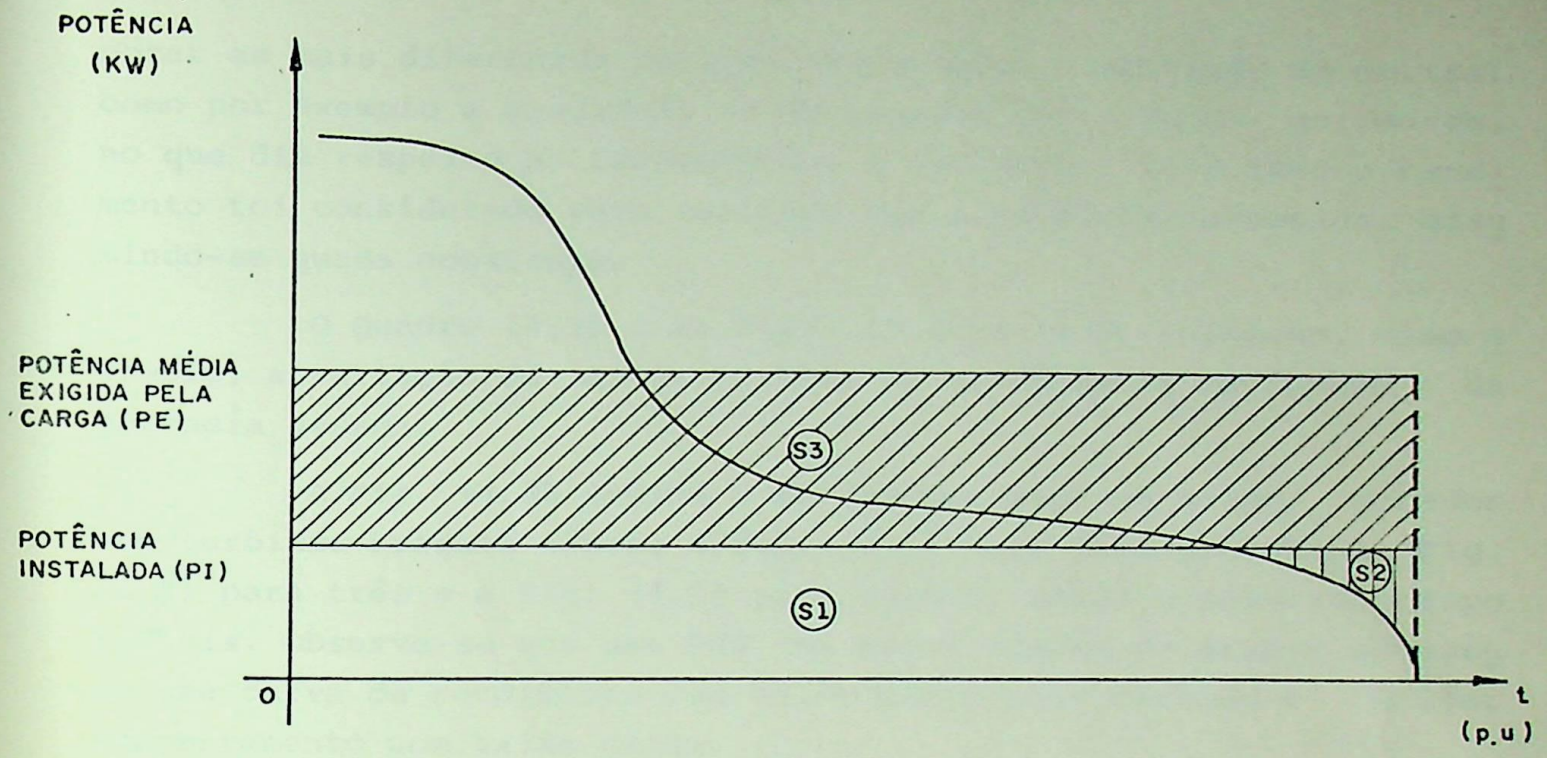


FIG. 4.2 - Curva de Potência x Tempo.

Utilizando-se de um algorítmo de programação dinâmica "forward", pode-se estabelecer o caminho ótimo da expansão da geração, para o sistema em estudo. Para isto a equação recorrente (4.8) será empregada no procedimento de otimização de cada estágio.

$$CF_{m,n} = CEE_{m,n} + (1 + i).Mi_{m}.CF_{m-1,k} \qquad (4.8)$$

onde:

- k - conjunto dos estados.

No caso de centrais suprindo um mercado próprio e também interligado a um grande sistema, de modo que este possa complementar o suprimento ou absorver o excedente de geração, é possível incluir os benefícios da capacidade da PCH em relação a ponta do sistema.

O número de estágios a ser pesquisado é bastante subjetivo. Sugere-se que se estude até o mercado absorver totalmente a central, não restando assim, capacidade ociosa, com seu respectivo custo.

4.4 - Considerações Sobre a Operação da Central

A grande versatilidade do modelo proposto permite incor

porar as mais diferentes considerações sobre a operação da central, como por exemplo a avaliação do desempenho dos grupos geradores, no que diz respeito ao rendimento e a cavitação. Para isto o rendimento foi considerado como variável com a potência fornecida, assumindo-se queda constante.

O Quadro (4.2) e as Figs. (4.3) a (4.6) fornecem, como exemplo, a variação da característica de rendimentos em função da potência gerada.

A Fig. (4.3) indica o rendimento para um grupo gerador com turbinas Francis lenta; a Fig. (4.4) para dois grupos; a Fig. (4.5) para três e a Fig. (4.6) para quatro, sendo o rotor do tipo Francis. Observe-se que uma PCH com maior número de grupos apresenta uma curva de rendimento com valor médio mais elevado e melhor comportamento com baixa carga.

POTÊNCIA [%] CENTRAL	NÚMERO DE GRUPOS GERADORES			
	1	2	3	4
	RENDIMENTO [%]			
100	83,0	83,0	83,0	83,0
95	84,0	84,0	84,0	84,0
90	84,5	84,5	84,5	84,5
85	85,0	85,0	85,0	85,0
80	85,0	85,0	85,0	85,0
75	84,0	84,0	84,0	84,0
70	83,0	83,0	84,5	84,5
65	82,0	82,5	85,0	85,0
60	81,0	81,0	84,5	85,0
50	77,0	83,0	82,5	83,5
40	72,0	85,0	78,0	85,0
30	60,0	81,0	84,5	81,0
20	46,5	72,0	81,0	85,0
10	27,0	50,0	57,0	72,0
0	0	0	0	0

QUADRO 4.2 - Variação do Rendimento das Turbinas Francis em Função da Potência e do Número de Grupos Geradores.

De posse dos dados de demanda do mercado e da disponibi

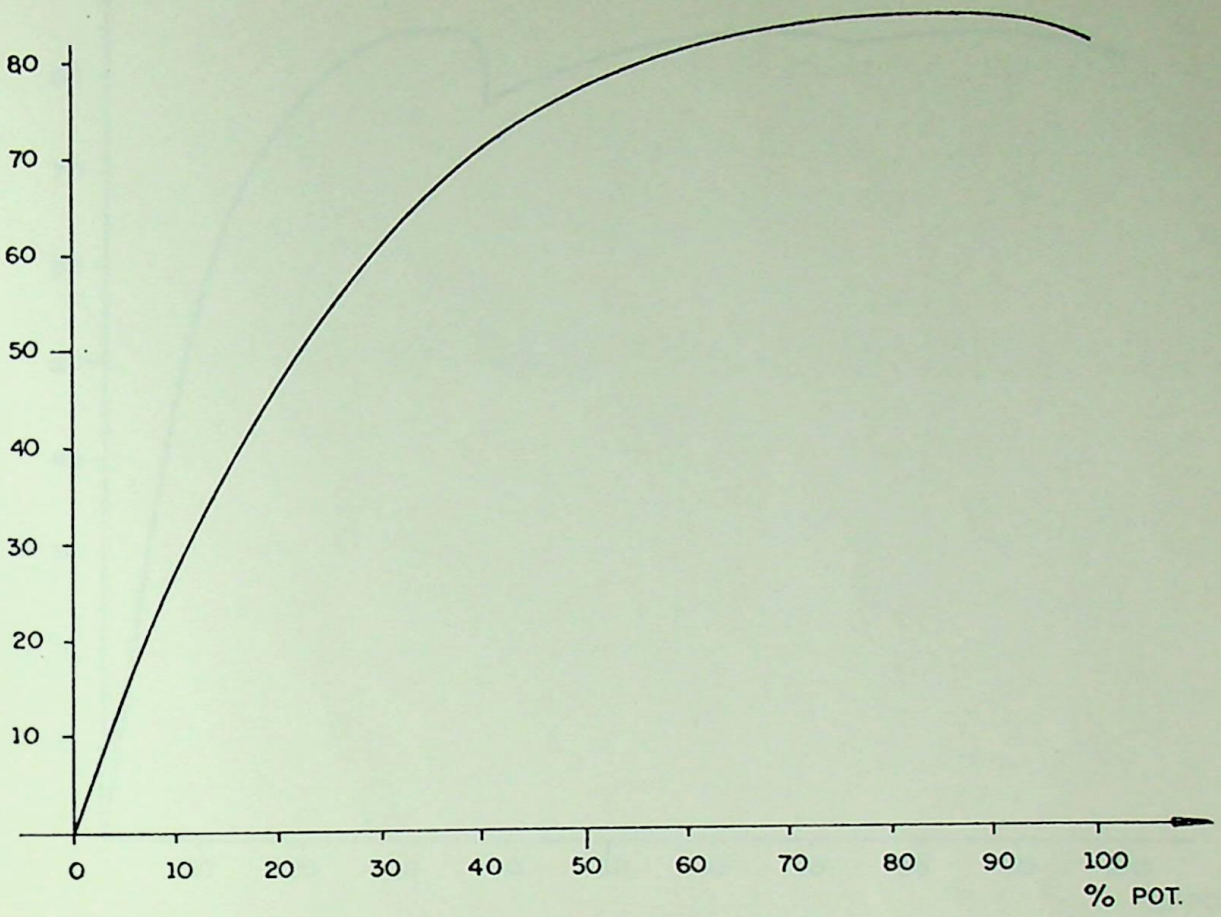


FIG. 4.3 - Curva de Rendimento para Um Grupo Gerador da PCH - Turbina Francis Lenta.

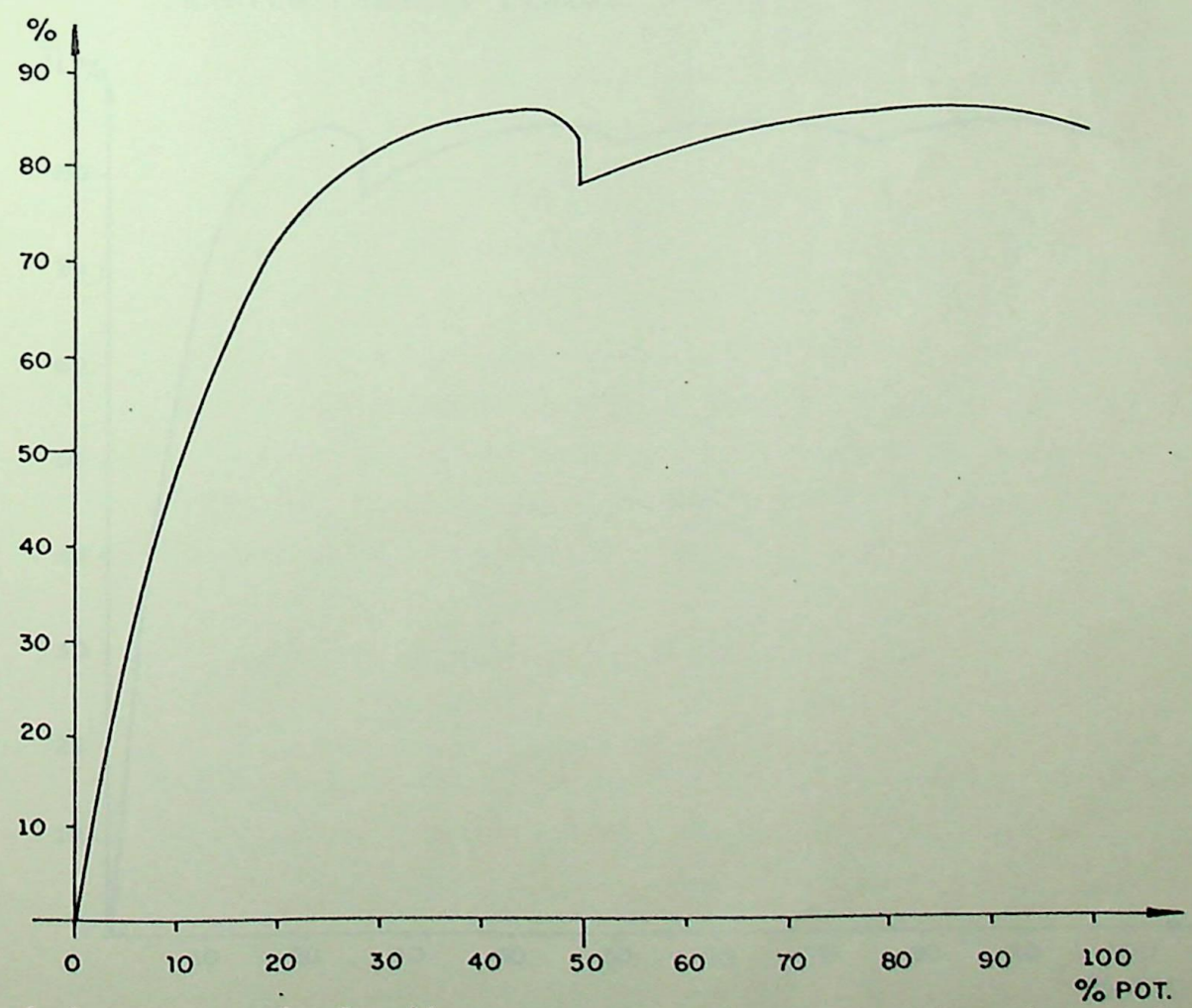


FIG. 4.4 - Curva de Rendimento para Dois Grupos Geradores da PCH - Turbina Francis Lenta.

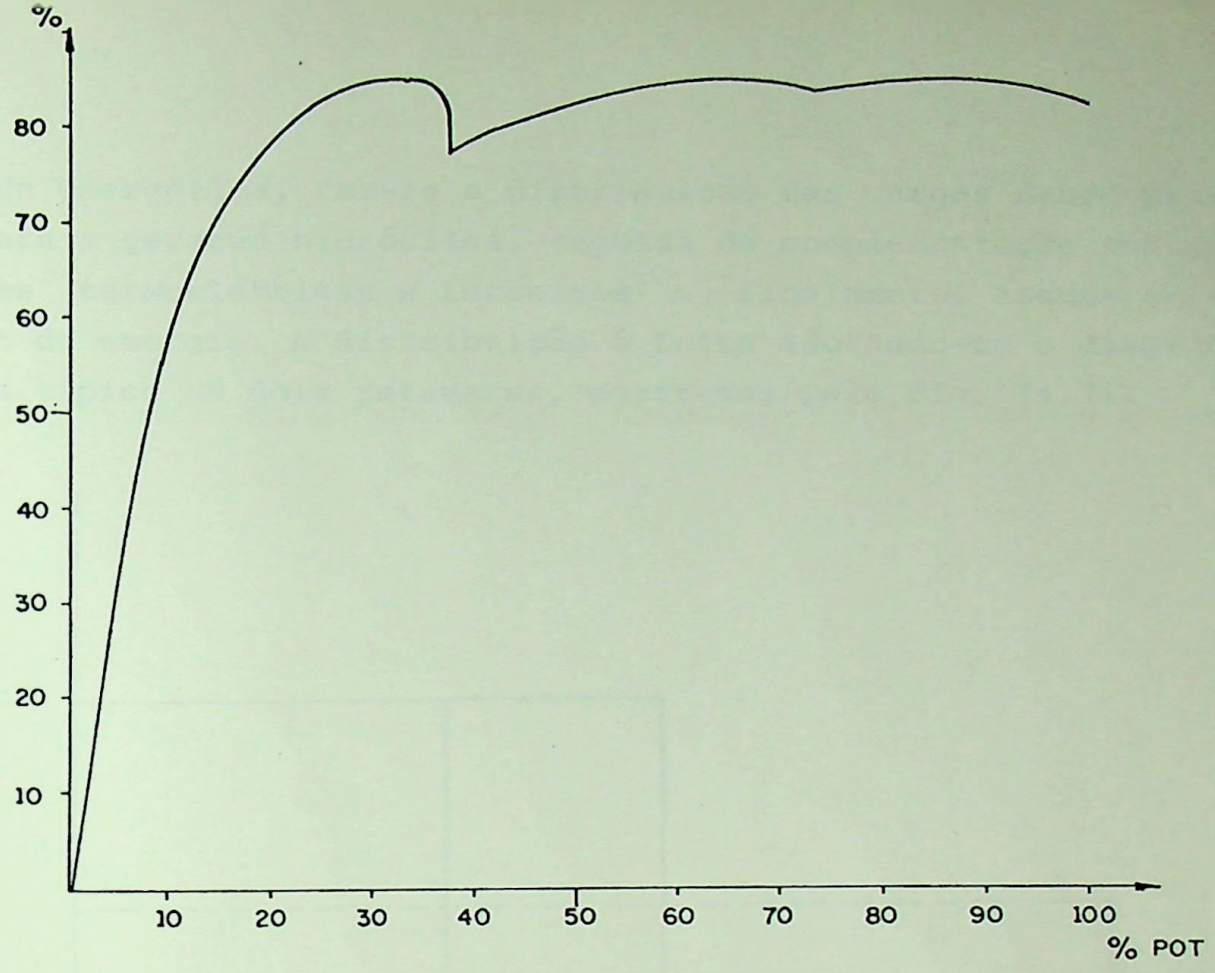


FIG. 4.5 - Curva de Rendimento para Três Grupos Geradores da PCH - Turbina Francis Lenta.

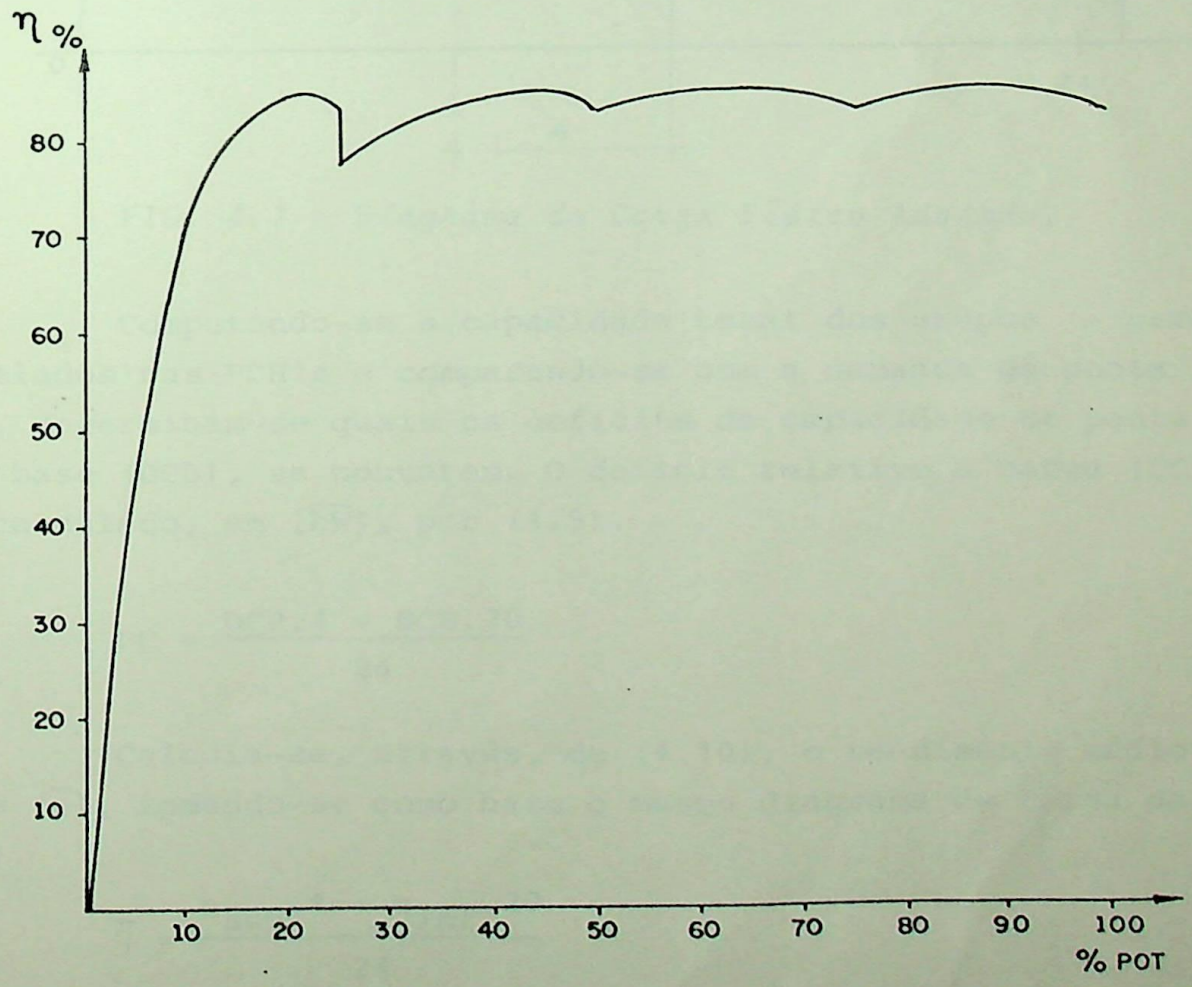


FIG. 4.6 - Curva de Rendimento para Quatro Grupos Geradores da PCH Turbina Francis Lenta.

lidade energética, faz-se a distribuição das cargas dando prioridade para a geração hidráulica, seguida da complementação por outras fontes (termoelétricas e terceiros) e, finalmente, assume-se o déficit de energia. A distribuição é feita adotando-se o diagrama de carga típico de dois patamares, mostrados pela Fig. (4.7).

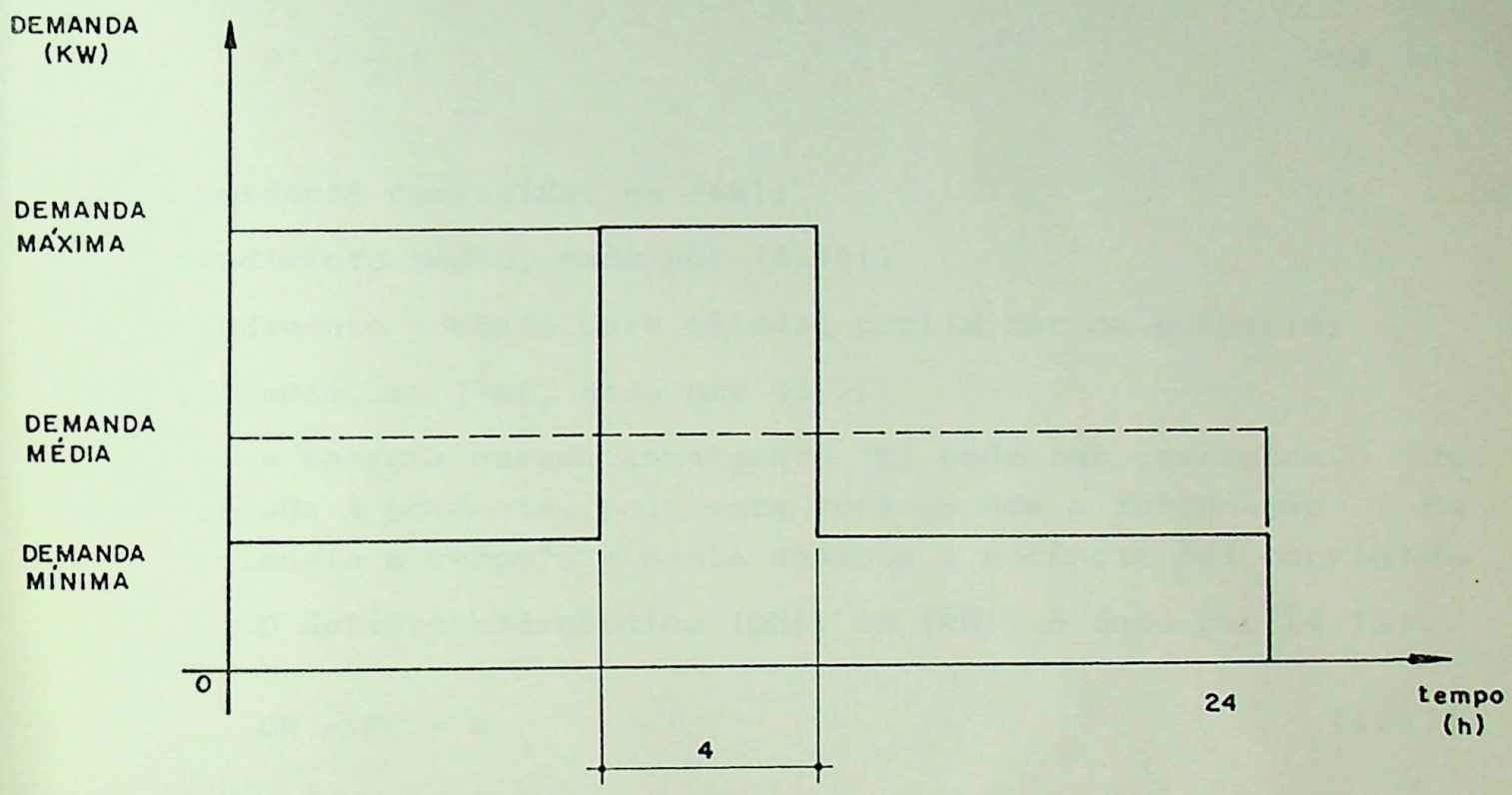


FIG. 4.7 - Diagrama de Carga Típico Adotado.

Computando-se a capacidade total dos grupos geradores instalados nas PCH's e comparando-se com a demanda de ponta do sistema, determinam-se quais os deficits de capacidade de ponta (DCP) e de base (DCB), se houverem. O deficit relativo a carga (DC) é então calculado, em [$\overline{kW}$], por (4.9).

$$DC = \frac{DCP.4 + DCB.20}{24} \qquad (4.9)$$

Calcula-se, através, de (4.10), o rendimento médio das PCH's ($\overline{\eta}$), tomando-se como base o mesmo diagrama de carga da Fig. (4.7).

$$\overline{\eta} = \frac{\eta_{sup}.4 + \eta_{inf}.20}{24} \qquad (4.10)$$

onde:

- η_{sup} - rendimento correspondente a potência exigida para se suprir a ponta do sistema;

- η_{inf} - rendimento quando se supre a base.

Corrige-se a potência (hidráulica) disponível em função do rendimento médio ($\overline{\eta}$) através de (4.11).

$$P' = \frac{\overline{\eta}}{\eta}.P \qquad (4.11)$$

onde:

- P' - potência corrigida, em [kW];

- $\overline{\eta}$ - rendimento médio, dado por (4.10);

- η - rendimento adotado para cálculo preliminar da potência;

- P - potência, em [kW], dada por (3.2).

A energia gerada anualmente (E) pode ser corrigida de forma análoga à potência, pois esta corresponde a integração de curva "potência x tempo", e nesta somente a potência foi corrigida.

O deficit hidrológico (DH), em [$\overline{kW}$], é dado por (4.12).

$$DH = PE - E \qquad (4.12)$$

onde:

- PE - como já definido, é a demanda média de energia do mercado, em [$\overline{kW}$].

O deficit hidráulico total (D) é a soma de DC, dado por (4.9), e de DH, dado por (4.12).

O valor total do deficit é dado por D menos a energia gerada por termoelétrica ou por terceiros. Este é o valor a ser usado na programação dinâmica (PD), a fim de se penalizar os estados com falta de energia.

C A P Í T U L O 5

5 - APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

5.1 - INTRODUÇÃO

Apresenta-se neste capítulo dois estudos de casos aplicando a metodologia proposta. No primeiro deles, tem-se uma situação onde as condições locais favorecem uma central com reservatório de acumulação, envolvendo uma regularização diária.

5.2 - DOIS ESTUDOS DE CASO

5.2.1 - CASO 1

Tem-se um sítio no qual deseja-se instalar uma PCH. As características físicas da mesma são apresentadas no Quadro (5.1) e (5.2). O histórico de vazões é dado no Quadro (5.3).

SIGLA	NOME	UNIDADE	VALOR
A	Área total a ser ocupada pelo reservatório	ha	4
AA	Área a ser ajardinada	ha	0,00
CTUS	Custo do terreno	US$/ha	3350
H	Altura de queda bruta	m	44
k	Coeficiente de forma para o tipo de vale	-	1
k_{rod}	Coeficiente de tipo da rodovia	-	0,23
k_t	Coeficiente de correção topográfica	-	1,5
k_{pav}	Coeficiente de tipo de pavimentação	-	0,5
k_p	Coeficiente de tipo de ponte	-	1
l_c	Extensão do canal de adução	Km	0,28
l_{cf}	Extensão do canal de fuga	Km	0,045
l_{cer}	Perímetro da área a ser cercada	Km	0,6
l_{tf}	Extensão da tubulação forçada	Km	0,092
l_{tb}	Extensão da tubulação de baixa pressão	Km	0,28
l_{rod}	Extensão da rodovia de acesso	Km	0,22
l_p	Extensão das pontes	Km	0,025
N_p	Número de pontes	-	1
QD	Vazão de desvio	m^3/s	60

QUADRO 5.1 - Características Físicas do Aproveitamento do Caso 1.

(Continua)

(Continuação)

SIGLA	NOME	UNIDADE	VALOR
Q_{95}	Vazão 95%	m^3/s	2,5
Qmin	Vazão mínima do rio	m^3/s	1,5
Q_{Base}	Menor vazão a ser mantida	m^3/s	2,0
ll_t	Extensão da linha de transmissão	Km	25,8
n	Vida útil econômica da central	anos	50
TEB	Tarifa de energia	US$/kWh	9,106
TP	Tarifa de ponta	US$/MW	0,02405
IP	Taxa de retorno anual	%	10

QUADRO 5.1 - Características Físicas do Aproveitamento do Caso 1.

ALTURA DA BARRAGEM [m]	EXTENSÃO DA CRISTA DA BARRAGEM - [m]	ÁREA INUNDADA [ha]
6.	75	0,7
7.	77	0,8
8.	88	0,9
9.	92	1,3
10.	102	1,6
11.	110	2,0

QUADRO 5.2 - Dados Relativos ao Reservatório de Acumulação.

MÊS / ANO	JAN.	FEV.	MAR.	ABR.	MAIO	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OUT.	NOV.	DEZ.
01	16,1	19,2	15,5	10,4	5,2	4	5,07	3,82	2,64	9,04	12,1	30,6
02	21	18,9	21,2	10,7	8,81	6,81	5,51	4,62	3,71	7,82	14,7	9,22
03	23,8	6,68	5,35	6,04	4,3	3,23	3,24	2,69	2,46	3,8	13	17,4
04	21,3	19,8	19,5	11,9	6,24	4,73	3,91	3,19	3,15	3,1	12,5	23,9
05	11,2	13,4	9,2	8,27	4,51	5,06	4,22	3,33	2,55	5,56	12,4	25,6
06	24,1	11,8	8,89	9,85	5,15	3,75	4,22	3,51	8,15	10,5	20,1	15,7
07	10,4	5,34	8,82	5,51	3,72	4,03	3,07	2,72	5,58	14,7	35,3	28,8
08	10,6	14,8	20,2	12,8	7,59	5,55	6,33	5,1	4,63	7,72	11,9	14,7
09	14,4	9,48	22	15,8	7,55	5,62	5,05	3,96	3,57	12,7	14,6	13,6
10	22,8	14,9	9,82	10,4	7,13	5,29	3,97	3,21	2,7	7,27	5,74	16,5

QUADRO 5.3 - Histórico de Vazões Médias Mensais do Caso 1.

(Continua)

(Continuação)

ANO \ MÊS	JAN.	FEV.	MAR.	ABR.	MAIO	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OUT.	NOV.	DEZ.
11	34	20,7	12,3	9,11	6,22	4,88	6,72	3,47	3,59	6,02	17	12,4
12	7,33	5,13	7,65	6,17	4,9	3,22	4,96	3,73	9,06	13,7	17,7	22
13	16,8	9,14	9,71	13,7	6,78	4,68	3,51	3,07	4,59	9,35	22	26,6
14	25,6	19,1	10,8	8,53	7,84	6,75	5,52	4,11	4,51	6,92	11,4	29,8
15	39,3	59,4	30,2	16,6	11,1	8,37	6,85	6,19	5,43	4,76	12,2	17,3
16	26,9	14,5	7,53	13,7	7,26	5,51	4,6	4,64	3,87	4	7,41	18,7
17	11,2	8,01	12,1	7,08	4,45	5,15	3,77	4,23	3,02	5,72	21,4	17,9
18	22,4	13,1	35,4	17,3	9,42	7,09	5,49	5,29	4,27	4,89	5	10,9
19	24,1	18,7	16,2	15,2	12,4	8,08	5,66	4,42	6,48	21	16,3	31

QUADRO 5.3 - Histórico de Vazões Médias Mensais do Caso 1.

Com os dados dos Quadros (5.1), (5.2) e (5.3) e utilizando-se da metodologia proposta, chega-se aos resultados apresentados nos Quadros (5.4) e (5.5) que são os pré-dimensionamentos ótimos para a central em duas situações: na primeira, considera-se o benefício da capacidade garantida na hora de ponta e, na segunda, despreza-se este benefício.

TIPO DE ARRANJO: ADUÇÃO DE BAIXA PRESSÃO POR CANAL
Vazão de Projeto (QP) = 11,00 [m³/s]
Altura da Barragem (HB) = 11,0 [m]
Fator de Capacidade (FC) = .60
Potência Instalada (PI) = 4663,3 [kW]
Energia Gerada (EG) = 24616264. [kWh]
Custo Total (CT) = 2683880. [US$]
Custo Unitário (CI) = 576. [US$/kW]
Custo da Energia Gerada (CEG) = .018 [US$/kWh]
Receita Obtida (RO) = 273433. [US$/ANO]

QUADRO 5.4 - Resultados da Aplicação do Modelo Proposto no Caso 1, Considerando-se o Benefício de Capacidade.

Evidencia-se, no caso do Quadro (5.5), a viabilidade de se aumentar a altura da barragem visando a regularização diária (suprimento na hora da ponta).

TIPO DE ARRANJO: ADUÇÃO DE BAIXA PRESSÃO POR CANAL
Vazão de Projeto (QP) = 11,00 [m³/s]
Altura da Barragem (HB) = 9,0 [m]
Fator de Capacidade (FC) = .60
Potência Instalada (PI) = 4490,6 [kW]
Energia Gerada (EG) = 23704552. [kWh]
Custo Total (CT) = 2507749. [US$]
Custo Unitário (CI) = 558. [US$/kW]
Custo da Energia Gerada (CEG) = .018 [US$/kWh]
Receita Obtida (RO) = 153311. [US$/ANO]

QUADRO 5.5 - Resultados da Aplicação do Modelo Proposto no Caso 1, Não Considerando-se o Benefício de Capacidade.

5.2.2 - Caso 2

O segundo caso tem as características físicas mostradas nos Quadros (5.6), (5.7) e (5.8).

SIGLA	NOME	UNIDADE	VALOR
A	Área total a ser ocupada pelo reservatório	ha	6,1
AA	Área a ser ajardinada	ha	0
CTUS	Custo do terreno	US$/ha	3330
H	Altura de queda bruta	m	105
k	Coeficiente de forma para o tipo de vale	-	1,0
k_{rod}	Coeficiente de tipo da rodovia	-	0,23
k_t	Coeficiente de correção topográfica	-	1,0
k_{pav}	Coeficiente de tipo de pavimentação	-	0,5
k_p	Coeficiente do tipo de ponte	-	0,5
l_c	Extensão do canal de adução	Km	1,000
l_{cf}	Extensão do canal de fuga	Km	0,050
l_{cer}	Perímetro da área a ser cercada	Km	5,0
l_{tf}	Extensão da tubulação forçada	Km	0,35
l_{tb}	Extensão da tubulação de baixa pressão	Km	1,0
l_{rod}	Extensão da rodovia de acesso	Km	10,0
l_p	Extensão das pontes	Km	0,08
N_p	Número de pontes	-	2

QUADRO 5.6 - Características Físicas do Aproveitamento do Caso 2.

(Continua)

(Continuação)

SIGLA	NOME	UNIDADE	VALOR
Q_D	Vazão de desvio	m^3/s	76,0
Q_{95}	Vazão 95%	m^3/s	3,0
Q_{min}	Vazão mínima do rio	m^3/s	0,5
Q_{Base}	Menor vazão a ser mantida	m^3/s	2,0
l_{1t}	Extensão da linha de transmissão	Km	16,0
n	Vida útil econômica	Anos	50
TEB	Tarifa de energia	Mills	29,05
TP	Tarifa de ponta	US$/kW-Mês	9,601
IP	Taxa de retorno anual	%	10

QUADRO 5.6 - Características Físicas do Aproveitamento do Caso 2.

ALTURA DA BARRAGEM [m]	EXTENSÃO DA CRISTA DA BARRAGEM - [m]	ÁREA INUNDADA [ha]
2,0	180	6,0

QUADRO 5.7 - Dados Relativos ao Reservatório de Acumulação.

MÊS / ANO	JAN.	FEV.	MAR.	ABR.	MAIO	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OUT.	NOV.	DEZ.
1980	15,2	7,7	10,4	8,7	6,3	5,5	4,0	2,8	2,7	2,8	4,0	10,4
1981	18,1	8,9	7,3	5,3	4,1	4,4	3,8	2,5	1,9	4,2	8,7	13,2
1982	14,8	13,5	16,0	10,4	7,1	6,3	5,0	3,9	3,3	5,4	4,8	14,1
1983	24,2	23,5	16,5	11,0	10,1	11,6	7,4	5,2	8,3	18,5	9,6	16,9
1984	12,0	8,0	7,0	5,2	4,9	3,7	2,8	3,7	3,4	2,6	3,5	9,6

QUADRO 5.8 - Histórico de Vazões Médias Mensais do Caso 2.

O resultado para este caso é apresentado no Quadro (5.9).

Procede-se, agora, à determinação do número de grupos geradores para a central. Ter-se-á neste caso um mercado isolado atendido pela PCH em questão e por grupos Diesel. O custo de instalação dos grupos Diesel é de 40 [US$/kW]. O preço do óleo Diesel é 300 [US$/ton] e o consumo específico dos motores é de 2,4 [ton/$\overline{kW}$]. O custo de instalação da PCH, que tem 6,2 [MW], é de 534 [US$/kW], conforme mostra o Quadro 5.9. Cada grupo Diesel tem uma potência

de 250 [kW]. Adota-se uma vida útil de 50 anos para a PCH e 20 anos para a central termoelétrica.

A central (PCH) pode ter 2 ou 3 grupos geradores de mesma potência. Assume-se o custo do deficit (quando houver) como sendo de 1440 [US$/$\overline{kW}$].

Adotando-se uma taxa de juros anual de 10% e calculando-se os custos anuais referentes as várias combinações possíveis, chega-se aos resultados apresentados nos Quadros (5.10) e (5.11).

Estes custos estão referenciados ao início do período de planejamento.

O sistema a ser alimentado tem uma previsão de crescimento de mercado conforme indicado no Quadro (5.12).

Os resultados da "PD" para a PCH com 2 e 3 grupos são apresentados nos Quadros (5.13) e (5.14), respectivamente.

Analisando estes Quadros, observa-se que se deve instalar no local uma PCH com 6220 [kW] de potência, com 2 grupos geradores de 3110 [kW] cada, e, também, 1 grupo Diesel de 250 [kW] cada.

O cronograma de motorização prevê, para o primeiro ano, a entrada de 2 grupos Diesel. No segundo ano deve entrar a primeira unidade da PCH, seguindo-se a motorização da segunda no ano seguinte. Finalmente, no quarto ano, entra em operação a última unidade da PCH.

A seguir, os Quadros (5.9) a (5.14).

TIPO DE ARRANJO: ADUÇÃO
Vazão de Projeto (QP) = 7,48 [m^3/s]
Altura da Barragem (HB) = 2,0 [m]
Fator de Capacidade (FC) = .73
Potência Instalada (PI) = 6219,9 [kW]
Energia Gerada (EG) = 39731592. [kWh]
Custo Total (CT) = 3322980. [US$]
Custo Unitário (CI) = 534. [US$/kW]
Custo de Energia Gerada (CEG) = .014 [US$/kWh]
Receita Obtida (RO) = 635145. [US$/ANO]

QUADRO 5.9 - Resultados da Aplicação do Modelo Proposto ao Caso 2.

NÚMERO DE GRUPOS TÉRMICOS	NÚMERO DE GRUPOS INSTALADOS NA PCH (2 GRUPOS GERADORES)			
		0	1	2
	0	0	307319	337735
	1	1.198	308517	338993
	2	2.396	309717	340131

QUADRO 5.10 - Custos Anuais, em US$, para uma PCH com 2 Grupos Geradores e 2 Grupos Térmicos.

NÚMERO DE GRUPOS INSTALADOS NA PCH (3 GRUPOS GERADORES)				
	0	1	2	3
0	0	299248	321573	343904
1	1.198	300446	322771	345102
2	2.396	301644	323969	346300

QUADRO 5.11 - Custos Anuais, em US$, para uma PCH com 3 Grupos Geradores e 2 Grupos Térmicos.

ANO DE ESTÁGIO	1	2	3	4	5
Demanda de Ponta [$\overline{kW}$]	700	1100	2900	4500	6500
Demanda Média [$\overline{kW}$]	210	385	1160	1800	2925
Demanda de Base [$\overline{kW}$]	112	242	812	1260	2210
Fator de Carga (FC)	0,3	0,35	0,40	0,40	0,45

QUADRO 5.12 - Previsão de Crescimento do Mercado para um Horizonte de 5 Anos.

ESTADO	ESTÁGIO (2 GRUPOS GERADORES NA PCH)									
	01	EA	02	EA	03	EA	04	EA	05	EA
00	302.400	00	887.040	00	2.646.144	00	5.502.758	00	10.265.034	00
01	307.319	00	639.959	00	1.011.274	01	1.753.368	01	3.049.623	01
02	337.735	00	670.375	00	1.041.689	01	1.450.136	01	2.000.132	02
10	206.398	00	606.621	10	2.158.485	10	4.786.333	10	9.298.164	10
11	308.517	00	535.555	10	897.627	11	1.599.530	11	2.851.576	11
12	309.717	00	536.755	10	898.827	11	1.297.107	11	1.773.759	12
20	175.176	00	544.290	20	1.857.086	20	4.274.795	20	8.556.670	20

QUADRO 5.13 - Resultado da Programação Dinâmica para uma PCH com 2 Grupos Geradores. (Continua)

(Continuação)

ESTADO	ESTÁGIO (2 GRUPOS GERADORES NA PCH)									
	01	EA	02	EA	03	EA	04	EA	05	EA
21	338.933	00	531.626	20	923.721	21	1.599.995	11	2.852.040	11
22	340.131	00	532.825	20	924.919	21	1.327.520	11	1.800.572	12

QUADRO 5.13 - Resultado da Programação Dinâmica para uma PCH com 2 Grupos Geradores.

ESTADO	ESTÁGIO (3 GRUPOS GERADORES NA PCH)									
	01	EA	02	EA	03	EA	04	EA	05	EA
00	302.400	00	887.040	00	2.646.144	00	5.502.758	00	6.474.234	00
01	299.248	00	628.420	01	1.191.390	01	2.192.257	01	3.937.610	01
02	321.573	00	650.746	01	1.012.835	01	1.419.368	02	2.447.789	02
03	343.904	00	673.076	01	1.035.166	01	1.458.022	02	1.972.456	02
10	206.398	00	606.281	10	2.158.507	10	4.787.555	10	9.299.508	10
11	300.446	00	527.483	10	1.051.533	11	2.009.588	11	3.625.697	11
12	322.771	00	549.808	10	903.002	11	1.371.009	12	2.365.769	12
13	345.102	00	572.139	10	925.333	11	1.338.404	12	1.854.570	13
20	175.176	00	544.289	20	1.911.514	20	4.337.061	20	8.191.457	20
21	301.644	00	494.338	20	986.319	21	1.909.098	21	3.229.652	21
22	323.969	00	516.663	20	867.741	21	1.320.964	22	2.281.965	22
23	346.300	00	675.473	20	890.072	21	1.300.815	22	1.810.820	23

QUADRO 5.14 - Resultado da Programação Dinâmica para PCH com 3 Geradores e Operando em Paralelo com 2 Grupos Diesel.

C A P Í T U L O 6

6 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Ao término deste trabalho é necessário que se faça uma análise crítica dos resultados do mesmo.

A metodologia proposta se mostrou bastante razoável para otimizar a potência da central, estudar os tipos de arranjos básicos, e definir a ordem dos investimentos entre vários aproveitamentos, usando-se para isto o índice custo-benefício.

Este pode ser dado em [US$/kWh] se não for contabilizado o benefício de capacidade. Caso contrário este índice será admensional dado pela relação do custo anual pelo benefício anual. No entanto, a metodologia proposta não se presta para orçar os empreendimentos, pois as equações de custo necessitam ser aprimoradas de forma a representarem com mais parâmetros as estruturas e equipamentos.

Recomenda-se ampliar o estudo incluindo-se a variação da altura de queda face a alterações do nível do reservatório e do nível de jusante e a variação dos rendimentos das turbinas e do sistema de adução causada pelas variações de vazão.

Sugere-se, ainda, incorporar no modelo formas de contabilizar a confiabilidade da central visando quantificar melhor o benefício do aumento do número de grupos geradores.

Espera-se que este trabalho dê uma contribuição significativa para o estudo e desenvolvimento das PCH's, dentro da realidade brasileira, pois o mesmo se baseia em projetos realizados segundo a concepção do Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas - ELETROBRÁS & DNAEE (1982).

Ressalta-se que o uso do modelo otimiza o investimento a ser feito na implantação das centrais auxiliando sobremaneira os técnicos na avaliação preliminar.

BIBLIOGRAFIA

[01] BAJAY, S.V. & SANTOS, A.H.M. - "Capacity Planning of Decentralized Small-Scale Hydro Power Plants". Water Power . 85. Las Vegas. Setembro (1983).

[02] BELLMAM, R.E. & DREYFUS, S.E. - "Applied Dynamic Programming". Princentom University (1962).

[03] DNAEE (Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica) - "Nova Tarifa de Energia Elétrica". Metodologia e Aplicação. Brasília (1985).

[04] ELETROBRÁS - "Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas". Rio de Janeiro (1984).

[05] ELETROBRÁS & DNAEE - "Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas". (1982).

[06] ELETROBRÁS & DNAEE - "Manual de Mini Centrais Hidrelétricas". (1985).

[07] ELETROBRÁS & DNAEE - "Manual de Micro Centrais Hidrelétricas". (1985).

[08] ELETROBRÁS & DNAEE - "Metodologia para Regionalização de Vazões". (1985).

[09] EPRI (Electric Power Research Institute) - "Simplified Methodology for Economic Screening of Potential Small - Capacity Hydro Electric Sites". San Francisco (1983).

[10] EPRI (Electric Power Research Institute) - "cost and Design Study of Modular Small Hydro Plants". New York (1984).

[11] FRITZ, J.J. - "Small and Mini Hydropower Systems". Resource Assesment and Project Feasibility. McGraw Hill Book Company. New York (1984).

[12] FUPAI (Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria) - "Projetos dos Cursos de Estudo e Projeto de PCH's (CEPCH)". Itajubá (1983 a 1987).

[13] HYDRO QUÉBEC - "Projet Lac Robertson". Montreal (1985).

[14] NOGUEIRA, L.A.H. & SANTOS, A.H.M. - "Considerações Técnico-Econômicas Aplicadas à Cogeração Elétrica e Calor de Processos em Indústrias". SNPTEE. Belo Horizonte (1987).

[15] SANT'ANA, R.F. - "Assessing the Feasibility of Small Hydroelectric Power Plants". Tese de Doutorado. Colorado State University. Fort Collins. Colorado (1983).

[16] SANT'ANA, R.F. & RAMOS, F. - "Critérios para Seleção da Potência Instalada em Pequenas Centrais Hidrelétricas". VIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. São Paulo (1986).

[17] SANTOS, A.H.M. - "Planejamento de Centrais Hidrelétricas de Pequeno Porte". Tese de Doutorado. UNICAMP (1987).

[18] SANTOS, A.H.M. - "As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's) nos Cenários Presente e Futuro". FINEP/PNUD/UNESCO. Rio de Janeiro (1985).

[19] SANTOS, A.H.M. & BAJAY, S.V. - "Métodos para Determinação da Motorização em Pequenas Centrais Hidrelétricas". III Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro. Outubro (1984).

[20] SANTOS, A.H.M. & COSTA, J.M.M. - "Alguns Efeitos das Pequenas Centrais Hidrelétricas Interligadas aos Sistemas de Distribuição". Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. Salvador. Setembro (1984).

[21] SANTOS, A.H.M.; MARTINEZ, C.B. & BAJAY, S.V. - "Uma Contribuição ao Estudo de Custos das PCH's". IV Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro. Outubro (1987).

[22] SCHEREIBER, G.P. - "Usinas Hidrelétricas". Ed. Edgard Blücher Ltda. São Paulo (1978).

[23] SOUZA, Z. et alii - "Centrais Hidro e Termelétricas". Ed. Edgard Blücher Ltda. São Paulo (1983).

DATA 27/ 10/ 19 88
PROC.
PED. CPPG
LIV.
Cz$ DOAÇÃO

I. V N . . O
BIM - EFEI
DATA | Pubri a

EFEI - BIBLIOTECA MAUÁ
8200544
NÃO DANIFIQUE ESTA ETIQUETA