

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL
DA TESE DEFENDIDA POR _____

_____ E APROVADA PELA
COMISSÃO JULGADORA EM _____

ORIENTADOR

PLANEJAMENTO DE ADIÇÕES GRADUAIS DE PEQUENAS
CENTRAIS HIDRELÉTRICAS AO PARQUE GERADOR DE
EMPRESAS CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA,
DE GRANDE PORTE.

15/90

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA DE CAMPINAS
DEPARTAMENTO DE ENERGIA

Tese de: Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos

Título da Tese: Planejamento de Adições Graduais de Pequenas
Centrais Hidrelétricas ao Parque Gerador de
Empresas Concessionárias de Energia Elétrica,
de Grande Porte.

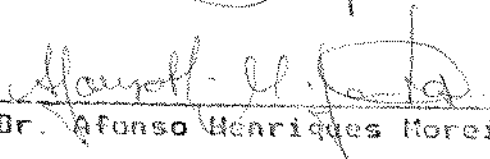
Autor: Antonio Carlos Delanboro.

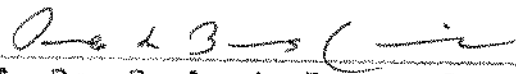
Orientador: Prof. Dr. Sergio Valdir Bajay.

Co-Orientador: Prof. Dr. Afonso Henriques Moreira Santos.

Aprovado por:


Prof. Dr. Sergio Valdir Bajay, Presidente


Prof. Dr. Afonso Henriques Moreira Santos


Prof. Dr. Paulo de Barros Correia

Campinas, de

1990.

S U M Á R I O

Propõe-se, neste trabalho, uma metodologia de planejamento da instalação de PCH's em concessionárias interligadas, quando a capacidade total das PCH's a serem instaladas em um dado momento for reduzida em relação ao mercado da concessionária, ou seja, quando estas adições não alterarem significativamente os custos marginais "médios" de expansão do sistema interligado. Esta metodologia contempla uma seleção prévia, expedita, visando o número de PCH's candidatas, e uma comparação completa e precisa entre a instalação das PCH's resultantes da seleção, devidamente otimizadas, e o atendimento do mercado correspondente através de energia de suprimento, aos custos marginais locais do sistema. Todas as etapas da metodologia são apresentadas segundo seus fundamentos teóricos e seus critérios de aplicação. Um estudo de caso aplicando a metodologia é relatado em detalhes.

AGRADECIMENTOS

Ao Bajay e ao Afonso,

à direção da CPFL,

aos colegas da CPFL, Carlos A.G.B. Campello, Andrew F. Storfer, Artur A.C. Santos, Elio Machado, Jose L.F. Milani, Luiz J. Hernandez Jr., Moacyr T. O. Andrade, Nilo A. Camillo, Roberto Plácido, Rosa M.V. Iglesias, Rosária di Gangi, Rubens J.D. Volpe, Silvia M. Calou, pela contribuição nos trabalhos,

aos colegas da UNICAMP Paulo, André, Kátia, e Bonfiglio, pelo estímulo,

ao Carlos B. Martinez, Marcelo S. Veirano, Odail Pagliardi e Sérgio R.V. Simonetti,

ao Vinicius, pela edição deste trabalho,

ao Mário, pelos desenhos.

A Hilka, Mayla e Paola.

ÍNDICE

Listas de tabelas	VI
Listas de figuras	X
Capítulo 1 - INTRODUÇÃO.	
1.1 - Generalidades	01
1.2 - Classificação de PCH's	01
1.3 - Objetivos e escôpo da tese	03
Capítulo 2 - EVOLUÇÃO HISTÓRICA DAS PCH's.	
2.1 - Introdução	07
2.2 - Os primórdios da hidreletricidade no Brasil	07
2.3 - Os choques do petróleo e as PCH's	10
2.4 - Aspectos legais	18
2.5 - Equipamentos e técnicas de projeto	22
Capítulo 3 - METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO PARA EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO POR PCH's.	
3.1 - Introdução	25
3.2 - Expansão do sistema de geração da CPFL, com PCH's	26
3.3 - A metodologia proposta	26
3.3.1 - Ante-projeto e seleção prévia das PCH's candidatas	27
3.3.2 - Definição da "área de influência" das PCH's candidatas	29
3.3.3 - Cálculo de custos marginais locais	31
3.3.4 - Otimização técnico-econômica do projeto das PCH's candidatas	33
3.3.5 - Avaliação dos impactos ambientais	35

3.3.6 - Estudos elétricos finais	35
3.3.7 - Análise financeira	36
3.3.8 - Análise custo-benefício - PCH's candidatas versus reforço de rede	36
Capítulo 4 - UM ESTUDO DE CASO.	
4.1 - Introdução	38
4.2 - Os estudos de inventário da Canambra	39
4.3 - Os estudos de inventário do CNEC	39
4.4 - Os estudos de inventário e de viabilidade econômica da Figueiredo Ferraz	43
4.5 - Aspectos comparativos - CNEC versus Figueiredo Ferraz	46
4.6 - Os dados básicos utilizados	47
Capítulo 5 - ANÁLISE DAS METODOLOGIAS DE CÁLCULO PRELIMINAR DE CUSTOS E BENEFÍCIOS.	
5.1 - O Programa FLASH	48
5.1.1 - Introdução	48
5.1.2 - O modelo	48
5.1.3 - Limitações encontradas na utilização do modelo para usinas de baixa queda	51
5.1.4 - Análise crítica do modelo	53
5.2 - Programa desenvolvido pela EFEI	55
5.2.1 - Introdução	55
5.2.2 - O modelo	56
5.2.3 - Licitações encontradas na utilização do modelo para usinas de baixa queda	57
5.2.4 - Análise crítica do modelo	58
5.3 - Considerações finais	59

Capítulo 6 - ESTUDOS DE PRÉ-DIMENSIONAMENTO.

6.1 - Introdução	60
6.2 - Cenários elaborados para a avaliação dos benefícios	61
6.3 - Dados básicos utilizados	62
6.4 - Resultados dos modelos FLASH e EFEI	66

Capítulo 7 - ESTUDOS DE MERCADO

7.1 - Introdução	69
7.2 - Perfil do mercado atendido pela CPFL	69
7.3 - Enfoque metodológico	80
7.4 - Projeções de mercado	86
7.5 - Considerações Finais	88

Capítulo 8 - ESCOAMENTO DA GERAÇÃO DAS PCH's CANDIDATAS: ESTUDOS ELÉTRICOS PRELIMINARES

8.1 - Introdução	90
8.2 - Integração no sistema de transmissão em 138 kV	90
8.2.1 - Potencial da bacia do Sapucaí	91
8.2.2 - Configurações analisadas	94
8.2.3 - Conclusões sobre a interligação em 13,8 kV	99
8.3 - Interligação no sistema de distribuição em 13,8 kV	99
8.3.1 - Dados básicos considerados	100
8.3.2 - Reflexos desse esquema de integração sobre as obras previstas no sistema em 13,8 kV	104
8.3.3 - Conclusão dos estudos elétricos preliminares	104

Capítulo 9 - CUSTOS MARGINAIS LOCAIS DA REGIÃO ELÉTRICA DE
RIBEIRÃO PRETO E DO SISTEMA CPFL

9.1 - Introdução	106
9.2 - Custos Marginais do Sistema CPFL	107
9.2.1 - Enfoque metodológico	107
9.2.2 - Obtenção dos custos marginais	110
9.2.3 - Passagem dos custos marginais aos custos de fornecimento.....	113
9.3 - Custos marginais da região elétrica de Ribeirão Preto	118
9.3.1 - Enfoque metodológico	118
9.3.2 - Obtenção dos custos marginais de energia elétrica	119
9.3.3 - Considerações finais	123

Capítulo 10 - OTIMIZAÇÃO DO PROJETO DAS PCH's.

10.1 - Análise crítica dos procedimentos de cálculo da ELETROBRÁS/DNAEE para PCH's	125
10.2 - Otimização do projeto das usinas selecionadas	130
10.2.1 - Informações básicas	130
10.2.2 - Estruturas civis e projetos hidráulicos	133
10.2.3 - Equipamentos eletromecânicos	136
10.3 - Impactos sócio-ambientais	137
10.4 - Modelo de determinação do grau de motorização e número de máquinas da central	142
10.4.1 - Obtenção dos custos	143
10.4.2 - Obtenção dos benefícios	145
10.4.3 - Cenários	149

Capítulo 11 - ANÁLISES TÉCNICO-ECONÔMICA E FINANCEIRA E ESTUDOS ELÉTRICOS FINAIS.

11.1 - Análise técnico-econômica a nível de estudo de viabilidade	150
11.2 - Estudos elétricos finais	155
11.2.1 - Dados e critérios considerados	157
11.2.2 - Alternativas estudadas	158
11.2.3 - Estimativas de custo de integração	160
11.2.4 - Considerações finais	161
11.3 - Análise técnico-econômica a nível de projeto básico	163
11.4 - Análise financeira	165
11.5 - Considerações finais	170

Anexo A - Custos marginais de fornecimento para os períodos seco e úmido, para o período de 1990 à 2015	173
---	-----

Anexo B - Dados básicos do estudo de caso	198
---	-----

Anexo C - Arranjo geral dos aproveitamentos do rio Sapucaí	220
--	-----

Anexo D - Dados de entrada e resultados obtidos com a ampliação do modelo	226
---	-----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Classificações adotadas para aproveitamentos hidroelétricos de pequeno porte - OLADE e Brasil	02
Tabela 2 - Evolução da capacidade instalada hidrelétrica e termelétrica no Brasil, de 1900 à 1950, em kW	10
Tabela 3 - PCH's em alguns países do terceiro mundo	13
Tabela 4 - Características dos aproveitamentos inventariados pelo CNEC, no Rio Sapucaí	42
Tabela 5 - Características dos aproveitamentos inventariados no rio Sapucaí pela Figueiredo Ferraz	44
Tabela 6 - Características dos aproveitamentos estudados a nível de viabilidade econômica no rio Sapucaí pela Figueiredo Ferraz	45
Tabela 7 - Custos marginais de referência, a nível de suprimento, investimento e perdas em transmissão	62
Tabela 8 - Dados de entrada dos modelos FLASH e EFEI, comuns a todas as PCH's candidatas	63
Tabela 9 - Características dos postos fluviométricos operados pelo DAEE no rio Sapucaí	64
Tabela 10 - Curva de Permanência das vazões para o posto Pioneiros	65
Tabela 11 - Vazões de dimensionamento do vertedouro e de desvio do rio para os 8 eixos do rio Sapucaí	65
Tabela 12 - Demais dados básicos, por PCH candidata, no rio Sapucaí	66
Tabela 13 - Resultados do modelo FLASH	67
Tabela 14 - Resultados do modelo EFEI	67
Tabela 15 - Agrupamentos propostos para as PCH's candidatas do rio Sapucaí	68
Tabela 16 - Características do mercado atendido pela CPFL, em 1987	70
Tabela 17 - Características do mercado da CPFL, por classes de consumo, em 1987	71

Tabela 18 - Estrutura do mercado da CPFL, por regionais, em 1987	72
Tabela 19 - Principais características da regional de Ribeirão Preto	73
Tabela 20 - Algumas características das localidades próximas às PCH's Retiro, Anhanguera e Palmeiras	74
Tabela 21 - Consumo de energia elétrica da localidade de S.J. da Barra, em MWh	74
Tabela 22 - Consumo de energia elétrica da localidade de Guará, em MWh	75
Tabela 23 - Consumo de energia elétrica da localidade de Ipuã, em MWh	76
Tabela 24 - Consumo de energia elétrica da localidade de Ituverava, em MWh	77
Tabela 25 - Consumo de energia elétrica da localidade de Orlândia, em MWh	78
Tabela 26 - Demanda de ponta das sub-estações São Joaquim da Barra, Guará, Ituverava e Orlândia, em kW	79
Tabela 27 - Coeficientes das regressões estatísticas para o consumo de eletricidade, em MWh	84
Tabela 28 - Regressões obtidas para a projeção da demanda de ponta, em kW	85
Tabela 29 - Projeções do consumo de energia elétrica, em GWh	86
Tabela 30 - Projeções da demanda de ponta, em kW	87
Tabela 31 - Projeções originais e refinadas, por localidade, em GWh	87
Tabela 32 - Projeções originais e refinadas, por localidade, em kW	88
Tabela 33 - Potencial e localização das PCH's candidatas no rio Sapucaí	91
Tabela 34 - Carga regional da bacia do Sapucaí	92
Tabela 35 - Distâncias entre as PCH's candidatas e o sistema de 138 kV e localidades	93

Tabela 36 - Distância entre as PCH's candidatas da bacia do rio Sapucaí	94
Tabela 37 - Interligação em três pontos do potencial da bacia do rio Sapucaí	95
Tabela 38 - Comprimento e custo das linhas em 138 kV, na alternativa de escoamento em 3 pontos	95
Tabela 39 - Demanda de energia de suprimento, em 1998, em função de ingresso das PCH's candidatas da bacia do Sapucaí	96
Tabela 40 - Variação das perdas no sistema de 138 kV, em 1998, em função do ingresso da PCH's da bacia do Sapucaí	96
Tabela 41 - Obras previstas no período 1989-1998, por sub-estação	102
Tabela 42 - Usinas do rio Sapucaí - Custos para integração ao sistema de distribuição em 13,8 kV	105
Tabela 43 - Custos marginais de produção, em US\$/kWano em junho de 1988	112
Tabela 44 - Custos marginais de repartição, em US\$/MWh, em junho de 1988	112
Tabela 45 - Custos de fornecimento para o subgrupo A2, em junho de 1988	114
Tabela 46 - Custos de fornecimento para o subgrupo A3, em junho de 1988	114
Tabela 47 - Custos de fornecimento para o subgrupo A4, em junho de 1988	115
Tabela 48 - Custos marginais médios de fornecimento na área de concessão da CPFL, para 1989	###
Tabela 49 - Demandas máximas, em MW, do sistema regional de Ribeirão Preto - 1989/1997	120
Tabela 50 - Investimento anual, em US\$, no sistema elétrico de Ribeirão Preto - 1990/1997	121
Tabela 51 - Custos marginais para a região elétrica de Ribeirão Preto - média do período 1990/1997	121
Tabela 52 - Tarifas de referência, em US\$/kWano: área de concessão da CPFL e região de Ribeirão Preto - média do período 1990/1997	123

Tabela 53 - Resultados econômicos do estudo de motorização para as PCH's do rio Sapucaí	152
Tabela 54 - Usinas do rio Sapucaí - custo para integração ao sistema de sub-transmissão em 69 kV	160
Tabela 55 - Resultados econômicos finais da melhor alternativa de motorização, a nível de projeto básico	165
Tabela 56 - Evolução da dívida da CPFL	167
Tabela 57 - Preço médio da tarifa de fornecimento, e custo médio de compra de energia para a CPFL	168

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Fluxograma das etapas da metodologia de planejamento proposta	28
Figura 2 - Diagrama unifilar da região elétrica de Ribeirão Preto, sem a inclusão das PCH's	97
Figura 3 - Diagrama unifilar da região elétrica de Ribeirão Preto, com a inclusão das PCH's	98
Figura 4 - Integração proposta para as usinas do Sapucaí ao sistema da região de Pioneiros/Catu - tensão de transmissão 13,8 kV	103
Figura 5 - Evolução dos custos marginais de fornecimento para a área de concessão da CPFL	116
Figura 6 - Integração proposta para as usinas do Sapucaí ao sistema da região de Pioneiros/Catu - tensão de transmissão 69,0 kV	156
BIBLIOGRAFIA	242

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 GENERALIDADES

A geração descentralizada em concessionárias de energia elétrica através de PCH's vem sendo uma prática cada vez mais utilizada, notadamente para as concessionárias distribuidoras do centro-oeste e norte do país. Nas regiões sul e sudeste, a PCH reaparece após ter permanecido mais de 20 anos⁽¹⁾ subjugada pelos grandes projetos de geração.

O distanciamento entre as grandes obras de geração remanescentes e os centros urbanos, bem como a falta de recursos financeiros para os empreendimentos de grande porte, possibilitam às PCH's competitividade frente as várias fontes de suprimento disponíveis, desde que devidamente planejadas dentro do contexto sócio econômico atual.

1.2 CLASSIFICAÇÃO DE PCH's

A classificação de PCH's passa, necessariamente, pela explicitação da filosofia que norteia os aproveitamentos descentralizados de energia elétrica, ou seja: "uma PCH não é uma mera redução de uma usina de grande porte" [ELETROBRÁS e DNAEE, 1982]. Verifica-se, deste modo, a grande maleabilidade decorrente de tal princípio, o que torna possível classificações muito variáveis de país para país. Assim é que nos EUA, por exemplo,

(1)

A partir da década de 40.

considera-se PCH a central com potência máxima de 15 MW, muito embora as facilidades legais oferecidas estejam sendo estendidas até potências de 30 MW [Fritz, 1984; Sheldon, 1979]. Na China [JINGXI, 1984], o limite de potência é de 12 MW. Na França, tem-se a seguinte classificação:

Micro-usinas - até 100 kW
 Mini-usinas - até 1000 kW
 Pequenas-usinas - até 8000 kW

O Brasil procurou ajustar a classificação da Organização Latino Americana de Energia - OLADE à realidade vivida pela indústria nacional de equipamentos turbo-geradores, limitando em 5.000 kW a potência máxima por grupo da central, ao mesmo tempo que procurou-se adequar as faixas de potência às parcelas de mercado existentes^(a), multiplicando-se por dois a potência máxima adotada pela OLADE. A tabela 1 apresenta a classificação adotada pela OLADE e pelo Brasil.

Tabela 1 - Classificações adotadas para aproveitamentos hidroelétricos de pequeno porte - OLADE e Brasil

	OLADE	BRASIL	QUEDA DE PROJETO (m)		
	POTEN. MÁXIMA (kW)		BAIXA	MEDIA	ALTA
Micro-centrais	50	100	<15	15 a 20	>50
Mini -centrais	500	1000	<20	20 a 100	>100
Peq. -centrais	5000	10000	<25	25 a 130	>130

Fonte: OLADE, ELETROBRÁS.

(a)

Especialmente no meio rural.

Muitas das restrições impostas num primeiro momento às PCH's no Brasil, tais como não possuírem reservatórios de regularização maior que a diária e não possuírem túneis no circuito de geração, entre outras, vem sendo reavaliadas pelo poder concedente, o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE. Entende-se a PCH hoje em dia como a central com potência máxima de 10.000 kW, sem qualquer outra restrição. Uma análise histórica da evolução recente por que vem passando as PCH's é apresentada no capítulo 2 desta tese.

1.3 OBJETIVOS E ESCOPO DA TESE

Esta tese tem como principal objetivo dar uma contribuição metodológica ao planejamento de PCH's levada a cabo por concessionárias de energia elétrica, quando a adição dessas centrais é gradual, sem afetar significativamente o custo marginal médio^(a) do sistema a que as concessionárias estão interligados. Propõe-se uma metodologia de planejamento adequada às peculiaridades do setor elétrico, no que tange a nova realidade tarifária e financeira atravessada pelo setor, realidade esta que torna as análises tradicionalmente realizadas insuficientes para os dias de hoje. A tese também tem o objetivo de propiciar uma visão de perspectiva da evolução no país de diversos elementos fundamentais no planejamento do setor elétrico, tais como a legislação específica do setor, o sistema tarifário, as projeções de mercado, e a otimização de projetos

(a)

Médias espaciais.

de usinas, com a elaboração de sugestões visando o seu aperfeiçoamento futuro.

À guisa de ilustração da metodologia proposta realiza-se um estudo de caso que abrange três dentre oito aproveitamentos hidroelétricos passíveis de implementação no rio Sapucaí no Estado de São Paulo, cuja concessão para exploração de recursos hídricos foi outorgada à Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL.

A tese está dividida em 11 capítulos. Seguem abaixo referências sumárias a cada um deles, com o intuito de delimitar o escopo deste trabalho.

No capítulo 2 se efetua uma breve análise da evolução histórica da hidreletricidade, com particular ênfase nas PCH's. Aprecia-se, também, a evolução das técnicas de projeto e equipamentos, bem como dos aspectos legais associados às PCH's.

A metodologia de planejamento proposta para se atingir o objetivo principal da tese se encontra exposta no capítulo 3.

No capítulo 4 faz-se uma análise dos estudos preliminares realizados a nível de inventário e viabilidade para o rio Sapucaí, por firmas especializadas, a partir da década de 60.

No capítulo 5, apresenta-se uma discussão teórica sobre duas metodologias disponíveis para o cálculo preliminar de custos de PCH's: o programa FLASH - "Feasibility Level Analysis of Small Hydro", e o programa desenvolvido pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI [Martinez, 1988]. Procura-se relatar, ainda, as dificuldades e limitações encontradas na aplicação destas metodologias, bem como as condições de contorno

adotadas que redundaram na seleção de 3 aproveitamentos a nível de pré-viabilidade, estudados em detalhes nos capítulos que seguem.

A aplicação das duas metodologias de cálculo preliminar de custos descritas no capítulo anterior, às oito usinas candidatas, no rio Sapucaí, com seleção das três mais promissoras, é reportada no capítulo 6.

No capítulo 7 são realizados os estudos de mercado para a área de influência das usinas selecionadas. O mercado é avaliado através de metodologia usualmente utilizada pelo Departamento de Planejamento de Mercado da CPFL, procurando-se aplicar, paralelamente, para alguns segmentos do mercado, metodologias alternativas, propostas por Santos [1987].

No capítulo 8 definem-se os planos de expansão do sistema elétrico para duas situações alternativas: contemplando a inclusão das PCH's, e atendendo os requerimentos do mercado definido no capítulo 7 através de energia de suprimento.

A identificação dos custos marginais locais para atendimento do mercado previsto, a partir da geração centralizada, para efeito de comparação com a opção descentralizada via PCH's, é feita no capítulo 9.

No capítulo 10 parte-se para a otimização técnico-econômica dos projetos das usinas selecionadas, efetuando-se, inclusive, uma análise crítica dos procedimentos de cálculo normalizados pelo Manual de PCH's da ELETROBRÁS/DNAEE. Sugestões de alteração em procedimentos adotados pelo referido manual são apresentados. Como produtos finais desta otimização se obtém as planilhas de custo detalhadas das usinas.

Por último, no capítulo 11, faz-se a comparação das alternativas de atendimento do mercado, via geração centralizada, através de energia de suprimento, ou via geração descentralizada, através das PCH's propostas, apresentando-se as conclusões finais alcançadas, tanto as de caráter geral, pertinentes à metodologia formulada, como as de caráter específico, vinculadas ao estudo de caso realizado.

CAPÍTULO 2

EVOLUÇÃO HISTÓRICA DAS PCH's

2.1 INTRODUÇÃO

A definição de "Pequena Central Hidroelétrica" - PCH, é relativa, visto que ela é estabelecida por legislação ou por entidades públicas ou privadas, ligadas ao ramo. Essa definição varia bastante de país para país. Conforme exposto no capítulo anterior, a legislação brasileira considera como PCH's as centrais que tenham potências instaladas menores ou iguais a 10000 kW.

É Claro que na época do advento da hidreletricidade no Brasil, em meados de 1900, não se cogitava na possibilidade de geração, transmissão e distribuição de potências muito elevadas, que só se tornaram possíveis com o decorrer do tempo, através do desenvolvimento dos equipamentos de geração, por um lado, bem como das técnicas de transmissão da energia em tensões elevadas, de outro, abrindo o caminho para a realização dos grandes empreendimentos hidrelétricos da atualidade.

2.2 OS PRIMÓRDIOS DA HIDRELETRICIDADE NO BRASIL

Data de 1883 [Fernandes, 1953] a primeira usina hidrelétrica construída no Brasil. Trata-se da usina hidrelétrica do Ribeirão do Inferno⁽⁴⁾, localizada em Portão de Ferro, município de Diamantina, no Estado⁽⁵⁾ de Minas Gerais. A usina

⁽⁴⁾

Afluente do rio Jequitinhonha.

⁽⁵⁾

Então província.

foi instalada para propiciar o acionamento de equipamentos para extração de cascalho, na mina de propriedade do Sr. Armando de Bovet. A usina dispunha de dois dinamos marca Grame de 4-8 HP cada, de corrente contínua, com 1500 rpm, 13 ampéres e 360 volts, utilizando 4,10 metros de queda líquida. Os dinamos eram acionados por uma roda d'água de madeira, com 0,75 metros de largura e 3,25 metros de diâmetro. A energia produzida era utilizada a 2 quilômetros de distância, constituindo-se na maior linha de transmissão existente no mundo, à época, seguida pela de Niagara Falls, com 1,5 quilômetros de extensão.

A segunda usina hidrelétrica do Brasil, denominada "Usina Hidro-Elétrica do Ribeirão de Macacos" [Fernandes, 1953], iniciou sua operação em 1887. Localizada em Honório Bicalho, no município de Nova Lima, Minas Gerais, a pequena usina geradora era movida por roda d'água com 20 pás. Construída a partir de um desvio do ribeirão dos Macacos, propiciou, com um desnível de 40 metros, a potência de 500 HP. A energia gerada era empregada nos trabalhos de mineração, movimentação de vagonetes e esgotamento das galerias da mina de ouro pertencente à "Cia des Mines d'Or du Faria", bem como para iluminação das dependências da mina e casas de empregados.

Outro marco importante na geração hidrelétrica do país, data de 7 de setembro de 1889, quando foi inaugurada em Juiz de Fora, Minas Gerais, a usina hidrelétrica Marmelos Zero. Construída por ordem de Bernardo Mascarenhas, foi a primeira usina hidrelétrica instalada no Brasil com a finalidade de fornecer energia para serviços de utilidade pública. A usina

contava com dois grupos geradores com potência total de 250 kW, sendo ampliada em 1892 em 125 kW. A usina deixou de funcionar em 1896, ao ser inaugurada a usina Marmelos I, pertencente atualmente a CEMIG, que tem preservado cuidadosamente o prédio de Marmelos Zero.

A partir de então, impulsionada por fatores como o desenvolvimento da indústria extrativa e das agro-indústrias⁽⁴⁾ e também devido à escassez de mão-de-obra ocasionada pela abolição da escravatura, as usinas hidrelétricas, hoje denominadas PCH's, multiplicaram-se rapidamente. Em 1900, haviam 56 usinas com potência total de 10136 kW, sendo que apenas duas com potências de aproximadamente 500 kW⁽⁵⁾, sendo as demais muito menores.

Com a abolição da escravatura há uma mudança na base econômico-social do país, cujo modelo se servia do baixo custo da mão-de-obra para exportar matéria-prima e importar artigos manufaturados. Surge, então, a necessidade de produção de certos manufaturados como móveis, sapatos e tecidos, sendo estas fábricas instaladas preferencialmente em locais próximos a quedas d'água utilizáveis para geração de eletricidade, nas proximidades de centros produtores de matéria-prima e servidos por estradas de ferro. Assim entre 1891 e 1900, com o crescimento da indústria manufatureira, a média de aumento anual de potência em usinas hidrelétricas passa de 887 kW para 14727 kW ao ano.

(4)

Madeireiras, beneficiadoras de carvão, etc.

(5)

Em Porto Alegre, RS, e em Estância, SE.

Nas 5 décadas que se seguem, a capacidade de produção de eletricidade de origem hidráulica e térmica evoluiu conforme indicado na tabela apresentada a seguir.

Tabela 2 - Evolução da capacidade instalada hidrelétrica e termelétrica no Brasil, de 1900 a 1950, em kW.

	1900	1910	1920	1930	1940	1950
Pot. térmica	5093	32729	66072	148752	234531	346830
Pot. hidráulica	5283	124672	300946	630050	1009346	1535670
Pot total	10376	157401	367018	778802	1243877	1882500

Fonte: Divisão de Águas do Departamento da Produção Mineral [Fernandes, 1953].

A capacidade termelétrica, que representava 49% da capacidade total em 1900, passa a representar apenas 18% em 1950.

É interessante observar que das 25 maiores usinas hidrelétricas existentes em 1950, responsáveis por 76% da geração de origem hidráulica, 1.161.408 kW, as 5 maiores produziam 917.153 kW, 18 possuíam potência inferior a 20 MW, produzindo 171.671 kW, e 8 potências menores ou iguais a 10 MW, produzindo 72.548 kW. Deste modo, a energia gerada por usinas hidrelétricas, hoje consideradas PCH's, era de 446.846 kW, que correspondia a 29% da geração hidrelétrica total.

2.3 OS CHOQUES DO PETRÓLEO E AS PCH's

A PCH, em virtude da crise do petróleo, a partir da década de 70, passa a ser objeto de interesse mundial como fonte

alternativa para o atendimento descentralizado de parte do mercado de energia elétrica, uma vez que a maioria dos países europeus e norte-americanos já haviam explorado, quase totalmente, os grandes aproveitamentos hidrelétricos disponíveis.

Em 1977, o U.S. Corps of Engineers estimou a capacidade remanescente de usinas hidrelétricas nos Estados Unidos, onde foram identificadas cerca de 50.000 pequenas barragens existentes, das quais menos de 1.000 produziam eletricidade. Somente os locais com obras civis disponíveis representavam 10% da capacidade instalada nas centrais elétricas americanas em 1978, [Fritz, 1984].

Por essa razão, a "Federal Energy Regulatory Commission" simplificou o procedimento de concessão para as PCH's, para acelerar sua penetração no mercado.

Na França [Rabaud & Catalan, 1986], a EDF fez, em 1983, um recenseamento das usinas hidrelétricas existentes exploradas por produtores autônomos, chegando a 1038 usinas produzindo um total de 567 MW, das quais 126 tem entre 1 e 9 MW, e as demais, da ordem de 900, possuem capacidade menores que 1 MW. Dos 567 MW, 205 MW foram aproveitados entre 1975 e 1984, e 125 MW de 79 a 84, o que mostra o crescimento da implantação de PCH's na França, após a crise do petróleo.

A China é possuidora do maior número de PCH's no mundo, com cerca de 74000 usinas, responsáveis por 1/3 da potência hidrelétrica total instalada em 1986, produzindo em PCH's 9 milhões de kW. Lá, a crise do petróleo foi sentida a ponto de alterar a definição de potência limite das PCH's, que passou de 3 MW na década de 60, para 12 MW na década de 70, atingindo hoje o

valor de 25 MW.

Na Suécia, entre 1976 e 1982, a empresa estatal de energia elétrica, Vattenfall, iniciou a operação de 50 novas micro e mini usinas, de 20 a 1800 kW, que produzem um total de 125 GWh/ano. Aproximadamente 1300 locais foram inventariados para implantação de PCH's, chegando-se a uma potência total de 500 MW, que podem produzir 2000 GWh/ano.

Na Itália, em 1980, o ENEL - Ente Nacional de Eletricidade, estimou em 700.000 GWh a disponibilidade de energia elétrica que poderia ser obtida a partir da recuperação de usinas hidrelétricas inoperantes, pela construção de novas usinas hidrelétricas e pela modernização de usinas hidrelétricas em operação, dentre as quais 493 PCH's ativas e inativas, com potência instalada inferior a 5000 kW.

Nos países do terceiro mundo, a opção por centrais de pequeno porte passa, principalmente, pela escassez de recursos financeiros para grandes empreendimentos. Para alguns destes países, o número de PCH's em operação, construção e estudos de viabilidade, bem como a capacidade total instalada até 1986 encontram-se relacionadas na tabela apresentada a seguir.

Tabela 3 - PCH's em alguns países do terceiro mundo.

PAÍS	NÚMERO DE PCH's	CAPACIDADE INSTALADA
Bangladesh	12 sítios a nível de estudo de viabilidade	-----
Índia	100	530.000
Indonésia	60	38.898
	291 a nível de estudo de inventário	1.340.000
Nepal	27	8.512
	15 em estudo	-----
Paquistão	15	2.230
Filipinas	27	27.736
	140 a nível de estudo de viabilidade	180.000
Sri Lanka	45	6.300
	140 a nível de estudo de inventário	95.000
Tailândia	45	22.000
Malásia	82 a nível de estudo de inventário	-----

Fonte: Water Power and Dam Construction, 1986

No Brasil, nas décadas de 60 e 70, passa-se à exploração sistemática dos grandes aproveitamentos, tornando as PCH's pouco competitivas. Muitas destas são desativadas em virtude do alto custo da energia gerada, quando comparado ao custo de geração das grandes centrais então existentes. Na década de 80, devido principalmente à incapacidade de angariar recursos financeiros para os grandes aproveitamentos, cada vez mais distantes dos grandes centros consumidores, renascem as PCH's como opção de geração descentralizada para concessionárias e empresas particulares.

Passa-se, então, a partir de 1975, à reavaliação dos estudos de inventário efetuados em 1963 pela "Canabra Engineering

Consultants Limited", onde as usinas de pequeno porte foram relegadas a segundo plano por apresentarem custos superiores ao do equivalente térmico tomado como referência, de 400 US\$/kW^(a). O aumento progressivo do custo do petróleo e derivados, aliado às altas taxas de juros praticadas pelas instituições internacionais, acabaram tornando irreal o limite para o custo-índice então considerado, motivando a retomada dos estudos das PCH's. Destaquem-se, para o Estado de São Paulo, o "Inventário do Potencial Hidrelétrico Remanescente", elaborado pelo Consórcio Nacional de Engenheiros Consultores - CNEC, bem como os estudos de inventário e viabilidade elaborados pela Figueiredo Ferraz Engenharia e Consultoria, para os rios Pardo, Mogi-Guaçu, Sapucaí e Turvo, entre outros.

Dentro desta nova realidade, vivida até o momento, é publicado o "Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas", pela ELETROBRÁS/DNAEE [1982]^(b), com a colaboração de diversas firmas projetistas, empresas concessionárias de energia elétrica e instituições governamentais, como o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES. O manual visa :

- diminuir os custos de projeto, pela uniformização de procedimentos técnicos e de análise econômica a serem adotados para pequenos aproveitamentos;

- propiciar a padronização, simplificada, das exigências legais para aprovação de projetos, bem como dos

(a)

Com base no fator de carga do sistema, igual a 0,4.

(b)

Regulamentado pela portaria número 109 de 24/11/82.

critérios para concessão de exploração de energia⁽¹⁰⁾, e;

- disseminar normas que podem propiciar baixos custos ao empreendimento, como a máxima utilização de mão-de-obra da comunidade onde se insere a PCH, e de materiais disponíveis no local do empreendimento.

Reaparece, num primeiro momento, o interesse de diversas concessionárias públicas de energia elétrica, possuidoras de pequenas usinas instaladas no passado e desativadas nas décadas de 60 e 70, de recuperarem as PCH's ainda de sua propriedade.

Assim é que a ELETROPAULO, em 1986, volta a operar a PCH Isabel, com 2640 kW, com um custo de recuperação de 250 US\$/kW. A CPFL, possuidora de 20 PCH's em sua área de concessão, passa, a partir de 1983, a recuperar as usinas Pinhal, Salto do Pinhal, Cariobinha, Buritis e Lençóis.

Diversas concessionárias passaram a realizar estudos de viabilidade e desenvolver projetos de ampliação de PCH's existentes ou construção de novas PCH's, das quais se destacam:

(i) - Departamento Municipal de Eletricidade, Poços de Caldas, MG:

- Usina hidrelétrica Eng. Ubirajara Machado de Moraes, inaugurada em 19/10/85, com 800 kW instalados, a um custo de 790 US\$/kW;

- Usina hidrelétrica Bortolan⁽¹¹⁾, com 715 kW instalados a um custo de 1144 US\$/kW;

(10)

Que devem seguir os requisitos da norma INEE nº 04.

(11)

Em obra.

- PCH Marambaia, com 1938 kW instalados, previstos a nível de viabilidade, a um custo de 692 US\$/kW;
- PCH Carmo, com 5148 kW instalados, previstos a nível de viabilidade, a um custo de 1585 US\$/kW;
- Ampliação de "Antas - I" em 250 kW, a um custo de 300 US\$/kW.

(ii) - Centrais Hidrelétricas de Rondônia (CERON):

- PCH Rio Vermelho com 3200 KVA instalados.

(iii) - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA):

Possue as seguintes obras previstas no plano 2010 da ELETROBRÁS [1988]:

- PCH Alto Fêmea, com 10.000 kW instalados na primeira etapa e 3.333 kW instalados na segunda etapa;
- PCH Rio Branco I, com 5.472 kW instalados;
- PCH Rio Branco II, com 3748 kW instalados;
- PCH Rio Branco III, com 1.884 kW instalados;
- PCH Rio Branco IV, com 2.036 kW instalados;
- PCH Mocambo, com 8.800 kW instalados.

(iv) - Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. (CEMAT):

- PCH Torixoréu, com 3.750 kW instalados em 1984;
- PCH Culuene, com 1.920 kW instalados em 1985;
- PCH Braço Norte, com 5.800 kW instalados em 1986;
- PCH Aripuanã, com 800 kW instalados em 1987;
- PCH Juiná com, 5.400 kW instalados⁽¹²⁾;
- PCH Primavera com, 8.610 kW instalados⁽¹²⁾.

(12)

Em construção.

(v) - Centrais Elétricas de Goiás S.A.

- PCH Isamu-Ikeda, com 16.000 kW instalados em 1982;
- PCH Ponte Alta, com 310 kW instalados em 1983;
- PCH Taquaritinga, com 1.198 kW instalados em 1982;
- PCH Cachoeira do Registro, com 6.000 kW instalados⁽¹³⁾;
- PCH Manbaí com 8.000 kW instalados⁽¹²⁾.

(VI) - Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL).

- PCH Salto Grande, com 1.300 kW⁽¹⁴⁾;
- PCH Eloy Chaves com, 10.000 kW⁽¹⁴⁾;
- PCH Pinhal, com 6.500 kW⁽¹⁴⁾;
- PCH Feixos, com 900 kW⁽¹⁵⁾;
- PCH Retiro, com 12.800 kW⁽¹⁴⁾;
- PCH Anhanguera, com 14.100 kW⁽¹⁴⁾;
- PCH Palmeiras, com 11.300 kW⁽¹⁴⁾.

A iniciativa privada tem aumentado de forma considerável seu interesse por PCH's, destacando-se a Aluminas, Ind. Votorantim, Cimento Portland Maringá, Cia. Fiação e Tecido São Pedro, Nadir Figueiredo, Belgo Mineira, Cimento Itaú, Agro Industrial do Jequitai, Cia. Vale do Rio Doce e Cia. Petrolina, entre outras empresas que tem investido neste tipo de autoprodução de energia elétrica.

(13)

A nível de projeto básico.

(14)

Ampliação.

(15)

Recuperação com ampliação.

(16)

A nível de estudo de viabilidade.

2.4 ASPECTOS LEGAIS

É importante destacar alguns aspectos institucionais que vem dando às PCH's maior facilidade para implementação.

O "Código de Águas" [1934], nos seus artigos 139, 140 e 141, prevê diferentes tramitações aos projetos de PCH's, em função da potência instalada. Desta forma, tem-se que as PCH's com potências instaladas inferiores a 50 kW independem de concessão do presidente da república ou autorização do Ministério das Minas e Energia-MME, para uso exclusivo do proprietário, sendo feita notificação ao DNAEE, que formaliza o registro da usina através de ofício.

As usinas hidrelétricas com potências instaladas entre 50 e 150 kW dependem de autorização do DNAEE, quando os permissionários forem titulares de direito de ribeirynidade com relação à maior parte da seção do curso d'água a ser aproveitado, e destinem a energia a seu uso exclusivo. O projeto é aprovado por portaria do DNAEE e a autorização é efetivada por portaria do MME.

As PCH's com potência instalada superior a 150 kW são consideradas de utilidade pública e dependem de concessão, seja qual for sua aplicação. O DNAEE aprova o projeto e a outorga de concessão é feita por Decreto Federal assinado pelo presidente da república.

Para efeito de encaminhamento dos projetos de PCH's, até recentemente devia-se seguir o estabelecido na norma DNAEE número 04, regulamentada pela portaria número 109, de 24 de novembro de 1982. Esta portaria caracteriza uma PCH como o aproveitamento que

atende cumulativamente às seguintes condições:

- a) opera a fio d'água ou, no máximo, com pequena regularização diária;
- b) é provida de barragens e vertedouros com alturas máximas de 10 (dez) metros;
- c) possui sistema adutor composto somente de canais e/ou tubulações, não utilizando túneis;
- d) possui estrutura hidráulica, no circuito de geração, para vazão turbinável de, no máximo, 20 m³/s;
- e) é dotada de unidades geradoras com potência individual de até 5.000 kW;
- f) tem uma potência instalada total de, no máximo, 10.000 kW.

Através do projeto de lei n. 4791/84, aprovada em 19 de agosto de 1985, são realizadas alterações nas faixas de potência das usinas hidrelétricas referidas no Código de Águas, escrito em 1934, elevando-os a valores mais condizentes à realidade atual. Para a implantação de usinas com potência inferior a 100 kW⁽¹⁷⁾ basta uma simples notificação ao DNAEE. As mini-usinas⁽¹⁸⁾ independem de autorização ou concessão, estando contudo os projetos condicionados à aprovação pelo DNAEE.

Dependem de autorização federal os aproveitamentos com potência entre 1000 e 10.000 kW⁽¹⁹⁾, para uso exclusivo, quando

(17)

Micro-usinas.

(18)

Potência entre 100 e 1000 kW.

(19)

PCH's.

o permissionário for titular do direito de ribeirividade com relação à totalidade ou à maior parte da seção do curso d'água a ser aproveitada, ou detiver direito de dispor livremente dos terrenos nos quais serão executadas as obras.

A construção de PCH's de concessionárias, com potência entre 1.000 e 10.000 kW, dependem de concessão assinada pelo presidente da república. O decreto presidencial n. 93.987, de 30 de janeiro de 1987, contudo, delegou:

- i) competência ao Ministro de Estado das Minas e Energia para outorgar concessão de aproveitamento de potência até 10.000 kW, e;
- ii) competência ao Diretor-Geral do DNAEE para aprovação de aproveitamento até 1.000 kW, o que simplificou o trâmite legal junto às esferas federais.

A portaria n. 136, de 06 de outubro de 1987, revogou a portaria n. 109, de 24 de novembro de 1982, definindo como PCH o aproveitamento que tenha potência instalada total de, no máximo, 10.000 kW, e potência máxima, por gerador, de 5.000 kW, acabando com todas as restrições cumulativas a que eram submetidas no decreto anterior.

Outro decreto-lei importante, o de n. 1872, de 21 de maio de 1981, regulamenta a aquisição, pelas concessionárias, da energia elétrica excedente gerada por autoprodutores, desde que não utilizem derivados de petróleo. Compete ao DNAEE a aplicação do disposto no decreto, inclusive no que se refere ao pagamento a ser feito pelas concessionárias aos autoprodutores.

Por último, o Ministro das Minas e Energia elaborou a portaria nº 182, de 23 de Dezembro de 1987, determinando que se adote o critério de concorrência pública para geração de energia elétrica em sistemas isolados do país, com o intuito de:

- i) adotar o critério de licitação, através de concorrência pública, visando a construção e a operação de obras de geração de energia elétrica pela iniciativa privada em sistemas isolados;
- ii) destinar a energia produzida ao suprimento da concessionária local, ou outros, quando autorizados;
- iii) adotar como fator importante para definir o critério de julgamento da licitação o menor custo de geração da energia a ser produzida, garantindo ao licitante a remuneração do investimento previsto em lei.

É interessante, neste sentido, observar os incentivos adotados por outros países. Nos Estados Unidos, por exemplo, visando atrair investidores particulares, ocorre a emissão de "Commercial Papers", ou seja, letras de câmbio emitidas pelo proprietário da usina e vendidas diretamente ao público, evitando-se despesas intermediárias de instituições financeiras.

Em países europeus, por sua vez, é feita a indexação do financiamento com o preço da energia, fazendo com que as taxas de juros flutuem conforme a variação do preço, a fim de garantir a rentabilidade pré-estabelecida.

Do que foi exposto, pode-se constatar que o governo brasileiro vem procurando tornar as PCH's mais atrativas, muito embora não tenha ocorrido ainda o envolvimento desejado das

companhias de eletricidade e das empresas privadas em empreendimentos hidroelétricos de pequeno porte.

2.5 EQUIPAMENTOS E TÉCNICAS DE PROJETO

Até a década de 50 os equipamentos eletro-mecânicos eram, em sua maior parte, importados. Com o advento da industrialização nacional, que contou com uma forte penetração de capital estrangeiro, várias empresas multinacionais como a Voith, a General Electric, a Brown Boveri, a Siemens, etc., se instalaram no país. Surgiram, também, conglomerados nacionais, dependentes todavia de tecnologia e capital estrangeiro, como a Villares e a Usiminas⁽²⁰⁾. Algumas pequenas indústrias, a maioria criada por imigrantes, passaram a desenvolver suas atividades dentro de uma nova realidade empresarial, abandonando formas semi-artezanais de produção, tais como a Hidráulica Industrial e a Wirz, fabricantes de pequenas turbinas hidráulicas em Joaçaba, SC, e Estrela, RS, respectivamente, e Irmãos Negrini, fabricante de geradores em Francisco Morato, SP. Até a década de 70, estas indústrias mantinham uma faixa de mercado bem definida, ou seja, as grandes empresas multinacionais e as nacionais com capital e tecnologia estrangeira participaram das grandes obras de geração existentes. Já os pequenos fabricantes detinham a demanda cada vez mais escassa dos pequenos produtores rurais e de indústrias auto-produtoras de energia, o que obrigou-os à diversificação de suas atividades. Com a crise do petróleo, melhoraram as condições para os pequenos fornecedores, porém a atual capacidade ociosa das

(20)

Capital misto.

grandes corporações, decorrente da forte estagnação econômica, torna este mercado bastante concorrido, restringindo as perspectivas de desenvolvimento dos pequenos fabricantes de equipamentos nacionais.

Dentro desta realidade, pouco foi feito quanto ao aprimoramento de equipamentos hidrogeradores nacionais. A padronização de pequenas turbinas e geradores de até 1.000 kW, por exemplo, não existe em virtude da pequena demanda, e da necessidade de investimentos em pesquisas e laboratórios.

A adoção de tarifas mais realistas para a energia elétrica vem tornando as PCH's cada vez mais atrativas para as indústrias e concessionárias regionais. Isto vem tornando possível o desenvolvimento de equipamentos em instituições de pesquisa conveniadas às indústrias de equipamentos, como no caso da Escola Federal de Engenharia de Itajubá, MG, que, com seu laboratório de PCH's, vem testando pequenas turbinas e geradores de fabricantes nacionais. O centro Tecnológico de Hidráulica - CTH, em São Paulo, possui um laboratório que possibilita o teste de turbinas com potências de até 100 kW⁽¹⁾.

Os pequenos fabricantes e as instituições de pesquisa entendem que as especificações de equipamentos para PCH's podem conter simplificações no que diz respeito a quantidade de instrumentos, de peças sobressalentes, ou mesmo nos requisitos impostos aos ensaios, a fim de tornar a PCH competitiva com a geração de grande porte. Este parece ser o espírito que norteia os trabalhos das comissões criadas pela ELETROBRÁS para definir

(1)

Referidas no modelo.

normas e procedimentos padronizados para PCH's.

De todo modo, muito ainda há para ser feito até se chegar ao estágio de países mais desenvolvidos na construção de PCH's. A China, por exemplo, conseguiu o barateamento de equipamentos através da padronização seguida de fabricação em massa; de 1973 até hoje mais de 10.000 unidades padronizadas, numa faixa de quedas entre 2,5 a 400 metros, já foram fabricadas lá.

No que diz respeito às técnicas de projeto, o problema se coloca, novamente, em dois níveis. De um lado, algumas grandes firmas projetistas, ligadas às usinas geradoras convencionais, advogam que a engenharia necessária ao desenvolvimento da PCH é a mesma dos grandes aproveitamentos, a menos do número de especialistas; propõem a criação de equipes com profissionais experientes e, na medida do possível, generalistas. Já os pequenos projetistas independentes, sentindo-se ameaçados nesta faixa do mercado, advogam o estabelecido no II Congresso Mundial de PCH's, ou seja, que a PCH não é um projeto em escala reduzida do grande aproveitamento.

O ponto de equilíbrio acaba sendo determinado por cada cliente. O julgamento do engenheiro responsável pelas licitações é que determina, no momento, o grau de sofisticação exigido, tanto dos equipamentos como do projeto da PCH, resultando no maior ou menor custo associado ao empreendimento.

CAPÍTULO 3

METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO PARA EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO ATRAVÉS DE PCH's

3.1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro já aceitou a eventual atratividade econômica da construção de pequenas centrais hidrelétricas (PCH's) por autoprodutores ou concessionárias, desde que estas últimas não operem em regiões que façam parte dos chamados "grandes sistemas interligados".

Para o caso de uma concessionária interligada a um grande sistema normalmente se assume que, por conta das economias de escala, a implantação de PCH's na área de concessão não é competitiva em comparação com a implantação de grandes aproveitamentos hidrelétricos em alguma localidade do sistema.

Trata-se no entanto, de uma suposição apressada e simplista, na medida que o custo unitário de capital de uma central hidrelétrica depende muito das condições topográficas e geológicas de seu sítio.

A experiência mundial e, em pequena escala, mesmo a brasileira demonstram que uma PCH interligada pode ser competitiva se:

- (i) - o projeto da usina for otimizado;
- (ii) - se lançar mão de recursos adequados de automação na operação da central;
- (iii) - para o caso de PCH's próximas, se utilizarem canteiros de obras comuns;
- (iv) - existir a possibilidade de utilização de equipamentos

padronizados;

(v) - sobretudo, se a comparação com o reforço da rede for feita a base de custos marginais nas sub-estações pertinentes e não, como usualmente é feito, erroneamente, nos bornes dos geradores ou no sistema de distribuição, neste último caso computando-se médias espaciais.

3.2 EXPANSÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO DA CPFL, COM PCH's

A Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL é uma empresa concessionária de grande porte, predominantemente distribuidora, que possui, no entanto, um parque gerador constituído por mais de 20 PCH's. Ela serve a região mais desenvolvida do interior do Estado de São Paulo.

Recentemente, a empresa decidiu atender à parte de suas necessidades de expansão através da construção de novas PCH's, competitivas com a alternativa de compra de energia de suprimento da CESP ou de FURNAS.

A política de expansão de geração da CPFL adequa-se, pois, exatamente à metodologia desenvolvida neste trabalho, sendo descrito, por conseguinte, um estudo de caso envolvendo a empresa, para ilustrar esta metodologia.

3.3 A METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia de planejamento de PCH's proposta neste trabalho concerne a adição gradual dessas centrais ao parque gerador de empresas concessionárias de energia elétrica, de

grande porte. O termo gradual implica que os custos marginais médios de expansão do sistema da concessionária, a longo prazo, não são significativamente afetados por estas adições; variam, eventualmente, apenas os custos marginais de expansão nas micro-regiões onde ocorre a instalação das usinas.

Pode-se concentrar, portanto, a atenção na "área de influência" das PCH's candidatas, representando-se o efeito do resto do sistema através dos custos marginais pertinentes. Não há necessidade, nesse caso, de se inserir as PCH's candidatas na simulação da expansão de todo o sistema da concessionária.

Conhecido o plano de expansão previsto para o sistema como um todo e a respectiva distribuição espacial de custos marginais, pode-se avaliar a competitividade das PCH's candidatas com análises a nível local, relativamente simples e bastante precisas.

As etapas da metodologia proposta estão representadas no fluxograma da figura 1. Cada uma dessas etapas é rapidamente descrita a seguir.

3.3.1 ANTE-PROJETO E SELEÇÃO PRÉVIA DAS PCH's CANDIDATAS

Nesta primeira etapa se eliminam as PCH's candidatas que, após uma análise preliminar expedita, apresentem sérios problemas técnico-econômicos ou ambientais, que comprometam, logo de início, a sua viabilidade de implantação.

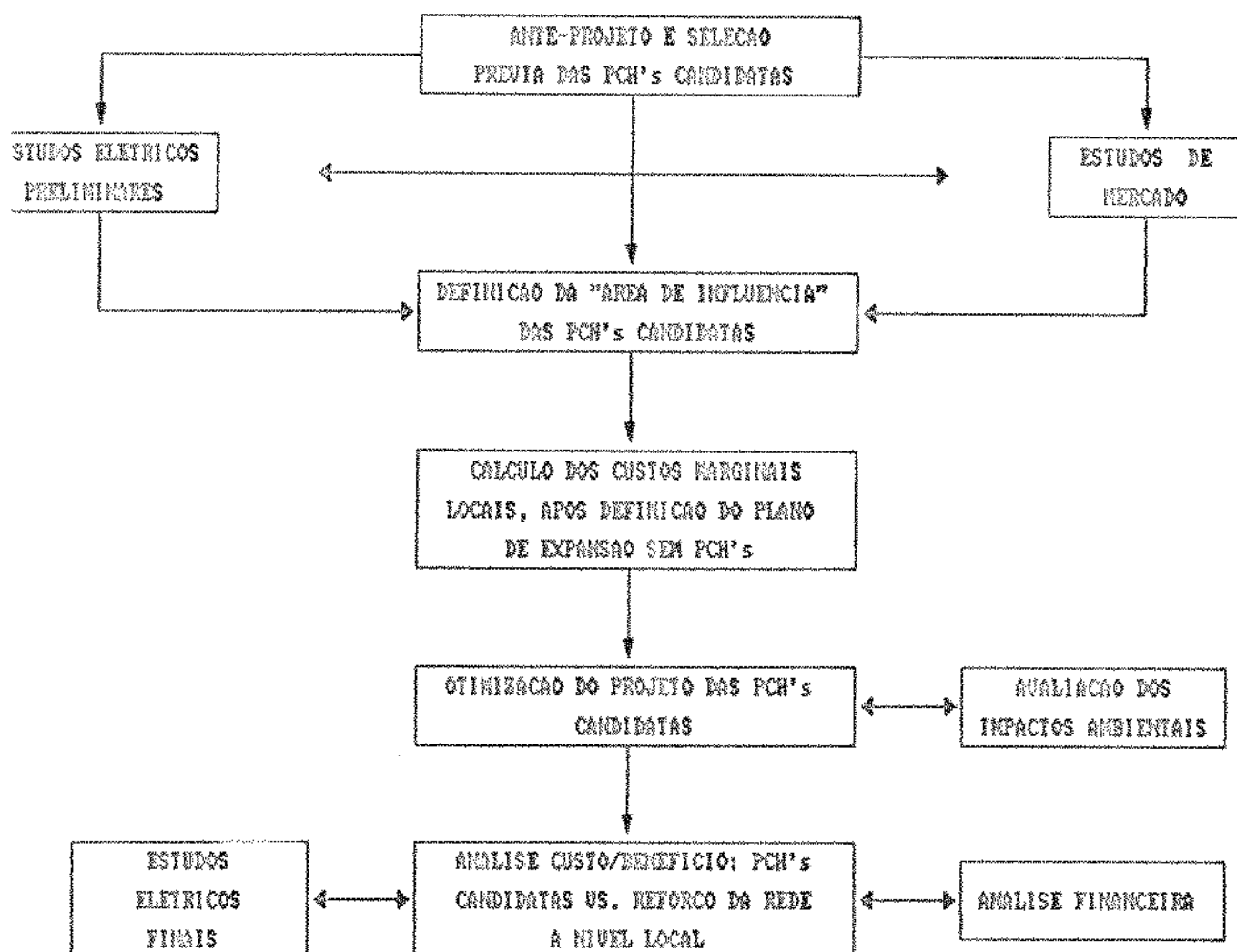


Figura 1 - Fluxograma das etapas da metodologia de planejamento proposta.

As usinas candidatas remanescentes são, então, ordenadas de acordo com o critério do benefício líquido⁽²²⁾ máximo, após terem sido pré-dimensionadas com o auxílio de modelos computacionais especialmente elaborados para esta finalidade, como os mencionados no capítulo 5 desta tese. O objetivo desta ordenação é selecionar, dentre um número ainda possivelmente elevado de usinas candidatas, aquelas economicamente mais promissoras, que satisfaçam as restrições financeiras e de planejamento estratégico da empresa concessionária. As usinas selecionadas serão, a posteriori, otimizadas em seu projeto, e, na última etapa da metodologia proposta, se tomará a decisão de construí-las, ou não, em função da sua competitividade frente ao reforço da rede.

3.3.2 DEFINIÇÃO DA "ÁREA DE INFLUÊNCIA" DAS PCH's CANDIDATAS

Para se delimitar as áreas de influência das PCH's candidatas, é necessário que sejam realizados simultaneamente, de uma forma iterativa, estudos de mercado a nível das localidades a serem servidas pelas novas centrais e estudos elétricos preliminares para definir o fluxo de potência gerada por essas centrais.

Os estudos de mercados contemplam a projeção das demandas de energia e de potência máxima, a nível semestral por exemplo, por localidade que será parcial ou totalmente atendida pelas novas centrais, em uma estrutura de cenários alternativos para a

⁽²²⁾

Benefício menos custo.

evolução do mercado. As cargas dos grandes consumidores são projetadas à parte, após consulta aos mesmos no que diz respeito aos seus planos de expansão; o restante da carga normalmente é projetado por categoria de consumidores, através do uso de extrapolações e/ou relações econométricas. Estudos sobre as curvas de carga atuais, assim como modificações esperadas durante o horizonte de planejamento, nas subestações associadas a estas localidades são desejáveis e podem contribuir significativamente na determinação da alocação ótima da energia gerada pelas novas PCH's entre estas subestações.

Um estudo de minimização da soma do custo de investimento em linhas e subestações, com o custo das perdas elétricas e com o custo associado à eventuais falhas no suprimento possibilita a definição do melhor arranjo para o fluxo da energia gerada pelas usinas objeto de planejamento, entre as subestações das localidades próximas. Simulações, DC e AC, dos fluxos de carga e análise de estabilidade e contingências na rede [SULLIVAN, 1977, ELGERD, 1977], provêm informações fundamentais para o cálculo das perdas elétricas e do risco e extensão de falhas, respectivamente. É muito importante se descontar do custo total os benefícios decorrentes de possíveis adiamentos na instalação de linhas e subestações, por conta da entrada em operação das PCH's candidatas, que ocasionam a diminuição da aquisição de energia de suprimento, podendo se ver adiada, por conseguinte, a necessidade de novas obras.

Como se pode facilmente constatar, as projeções das demandas de energia e de potência máxima nas localidades e as

curvas de carga nas subestações correspondentes são dados de entrada nestes estudos elétricos preliminares. Como diferentes localidades podem estar envolvidas nas diversas simulações alternativas de inserção na rede, do fluxo gerado pelas usinas candidatas, se estabelece um processo iterativo entre os estudos elétricos preliminares e os estudos de mercado, se não se quiser elaborar projeções de mercado para todas as localidades possíveis de constar na área de influência das centrais. Esta área fica completamente definida com os resultados finais dos estudos elétricos.

3.3.3 CÁLCULO DOS CUSTOS MARGINAIS LOCAIS

Delimitadas as áreas de influência das PCH's candidatas, o resto do sistema de potência elétrica em estudo pode ser adequadamente representado no planejamento dessas centrais através dos custos marginais de expansão locais, nas fronteiras dessas áreas, nos níveis de tensão de interligação das centrais.

O primeiro passo para se calcular estes custos é a definição do plano de expansão para o sistema de potência, sem contar com as PCH's candidatas.

O custo marginal em um dado nível de tensão é composto pelo custo marginal de geração mais os custos marginais de expansão da rede nos níveis de tensão superiores. Por exemplo, no Brasil, o custo marginal no nível de tensão de 13,8 kV, que corresponde ao subgrupo tarifário A4, é a soma do custo marginal de geração, com o custo de interconexão e transporte pesado, que se refere ao

subgrupo tarifário A0⁽²³⁾, mais o custo marginal de repartição, que contempla os subgrupos A1, A2 e A3⁽²⁴⁾, e mais o custo marginal de distribuição, do próprio subgrupo A4. Em termos metodológicos, o "custo incremental médio de longo prazo" tem sido utilizado no setor elétrico brasileiro para calcular as parcelas de geração e interconexão e transporte pesado, do custo marginal de expansão, enquanto a "lei da quantidade de obras" tem sido empregada para as parcelas de repartição e distribuição [ELETROBRÁS/DNAEE, 1985].

Os agregados regionais que podem servir de base para o cálculo dos custos marginais de expansão locais são:

- (i) - as grandes regiões interligadas;
- (ii) - as áreas de concessão, e
- (iii) - regiões das áreas de concessão.

Os dois primeiros tipos de agregados já são hoje empregados para cálculo de custos marginais no país. Uma proposta de cálculo desses custos para regiões homogêneas das áreas de concessão, utilizando a metodologia do custo incremental médio de longo prazo, é apresentada no capítulo 9.

Os custos marginais das grandes regiões interligadas são os únicos custos "locais" que tem sido aceitos e utilizados pelo DNAEE e pela ELETROBRÁS para estudos de expansão do setor elétrico brasileiro. Estes custos, no entanto, representam agregados demasiadamente heterogêneos para serem bons termos de

(23)

230, 330, 440 e 540 kV.

(24)

Tensões entre 230 e 540 kV.

referência na análise da competitividade de formas de geração descentralizada de energia elétrica. Para estas formas de geração, o ideal é se empregar o custo marginal calculado para regiões homogêneas das áreas de concessão. Eventualmente, o custo marginal médio para uma dada área de concessão pode ser um termo de referência aceitável, se esta área for razoavelmente homogênea, no que diz respeito às características de seu mercado e de seu sistema elétrico.

3.3.4 OTIMIZAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DO PROJETO DAS PCH's CANDIDATAS

A otimização técnico-econômica do projeto de PCH's para concessionárias de grande porte, interligadas, não deve seguir o procedimento proposto no Manual de PCH's da ELETROBRÁS/DNAEE [1982], que contém rotinas expeditas de cálculo concebidas para PCH's de características bastante simplificadas⁽²²⁾, para autoprodutores ou concessionárias de pequeno porte servindo regiões isoladas eletricamente, nem o procedimento, caro e muito detalhado, utilizado para dimensionar as usinas hidrelétricas de grande porte.

O procedimento aqui recomendado para as PCH's objeto deste trabalho é uma solução de compromisso entre os dois procedimentos. Esta solução corresponde a um roteiro de cálculo que se situa em uma posição intermediária entre a etapa de estudo de viabilidade econômica e a etapa de projeto básico, das grandes

(22)

que não incluem, por exemplo, as PCHs de baixa queda, como as usinas candidatas do rio Tapacuí.

centrais.

Os passos envolvidos na otimização técnico-econômica proposta para o projeto de uma PCH candidata são:

- (a) levantamento de dados e estudos de campo;
- (b) cálculos hidráulicos e dimensionamento das estruturas civis;
- (c) escolha dos equipamentos eletromecânicos, e
- (d) estudo de motorização da central, através de um modelo técnico-econômico que determina a capacidade a ser instalada na usina, o seu número de máquinas e o escalonamento temporal da entrada em operação dessas máquinas.

A utilização de canteiros de obras comuns para as PCH's próximas, a busca do melhor grau de automação das centrais e o uso de equipamentos padronizados devem ser preocupações presentes na otimização do projeto das centrais.

O estudo de motorização, descrito em detalhes no capítulo 10, é o principal elo entre o projeto da usina e o seu planejamento, no contexto da expansão prevista para o sistema elétrico em que a usina será inserida. Este estudo se inicia nesta etapa, com a caracterização técnico-econômica das alternativas de motorização, e encerra-se na última etapa, a da análise custo-benefício, onde se determina a motorização ótima para a central, frente à alternativa de reforço da rede e aquisição de energia de suprimento.

3.3.5 AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS AMBIENTAIS

É evidente que os impactos ambientais negativos ocasionados por PCH's são substancialmente menores que os causados pelas centrais hidrelétricas de grande porte, mas nem por isso se pode deixar de computá-los e levá-los em conta na etapa de otimização do projeto das PCH's.

É muito importante que os estudos de impactos ambientais sejam realizados em paralelo e interagindo com a otimização do projeto das PCH's, de forma que alterações no projeto oriundas de condições de ordem ambiental possam ser efetivadas a um custo econômico e político muito menor do que em qualquer situação "ex-post". Também, nestas circunstâncias, os custos e benefícios de medidas alternativas de cunho ambientalista são muito mais simples de serem levantados, facilitando a análise quantitativa dos "trade-offs" envolvidos.

3.3.6 ESTUDOS ELÉTRICOS FINAIS

A destinação final dos fluxos de carga gerados pelas PCH's candidatas só é possível após estas terem sido completamente dimensionadas. Logo, esta etapa deve ocorrer em paralelo e interagindo com a análise custo-benefício, que define a motorização final das usinas. As atividades desenvolvidas nesta etapa em princípio são as mesmas dos estudos elétricos preliminares.

3.3.7 ANÁLISE FINANCEIRA

O papel inicial da análise financeira é, dentro do quadro da atual política financeira da concessionária e das restrições financeiras vigentes, externas a ela⁽²⁴⁾, verificar a factibilidade da construção das PCH's candidatas, caso estas sejam consideradas, na análise custo-benefício, como competitivas com o reforço da rede e compra de energia de suprimento.

Se alguma usina não for considerada competitiva na análise custo-benefício, não há, evidentemente, a necessidade de se realizar a análise para ela. Caso contrário, realizada a análise financeira, se houverem problemas detectados nesta, como primeira opção se tenta alterar aspectos da política financeira da empresa, ou mudanças nas restrições externas. Se isto não for capaz de viabilizar financeiramente o empreendimento, torna-se necessário modificá-lo, havendo, aí, uma realimentação para a análise custo-benefício, que tem que ser refeita.

A descrição acima deixa claro a necessidade da análise financeira ser realizada simultaneamente e de uma forma iterativa com a análise custo-benefício.

3.3.8 ANÁLISE CUSTO-BENEFÍCIO: PCH's CANDIDATAS VS. REFORÇO DE REDE

Esta é a última etapa deste exercício de planejamento, para onde convergem, direta ou indiretamente, todos os resultados obtidos nas etapas anteriores. Aqui se realiza uma análise custo-benefício das alternativas locais de expansão do sistema elétrico

(24)

que são muitas atualmente no setor elétrico brasileiro.

da concessionária, via PCH's candidatas ou via aquisição de energia de suprimento e reforço da rede. Especialmente, a análise se restringe às áreas de influência das PCH's candidatas.

É nesta etapa que se conclui o importante estudo de motorização, com a definição da capacidade a ser instalada nas usinas, o seu número de máquinas e as datas de entrada em operação das unidades geradoras.

CAPÍTULO 4

UM ESTUDO DE CASO

4.1 INTRODUÇÃO

O estudo de caso desenvolvido nesta tese diz respeito aos aproveitamentos hidrelétricos remanescentes na bacia do rio Sapucaí, afluente do rio Grande, no trecho em que atravessa o Estado de São Paulo. A concessão para exploração desses recursos hídricos foi outorgada à Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) em 1987.

Os primeiros estudos realizados a nível de inventário contemplando a bacia do rio Sapucaí, com dois eixos barráveis, foram desenvolvidos pelo consórcio formado por empresas canadenses e brasileiras, através da firma Canambra Engineering Consultants, em 1966.

Posteriormente, em 1977, o Consórcio Nacional de Engenheiros Consultores - CNEC publica o "Inventário do Potencial Hidrelétrico Remanescente no Estado de São Paulo" (CESP). Foram inventariados seis eixos no rio Sapucaí.

A partir de 1985 são realizados estudos de inventário e viabilidade específicos para o rio Sapucaí, elaborados pela Figueiredo Ferraz - Engenharia e Consultoria de Projetos, apresentando nova divisão de quedas, com 10 eixos barráveis.

Com o intuito de avaliar estes estudos, explicitam-se, a seguir, os aspectos temporais a que foram submetidos, em confronto com a realidade atual da concessionária regional de energia elétrica, a CPFL. Desta forma, é possível se definir os

dados básicos necessários para a aplicação das metodologias disponíveis para o cálculo preliminar de custos, apresentadas no capítulo 5 desta tese.

4.2 OS ESTUDOS DE INVENTÁRIO DA CANAMBRA

Os "Estudos Energéticos da Região Centro Sul do Brasil - Parte B - Grupo São Paulo", foram desenvolvidos pela Canambra Engineering Consultants em meados de 1966.

As duas usinas inventariadas no rio Sapucaí foram denominadas "Corredeira São Joaquim" e "Santa Bárbara". Estas usinas foram eliminadas do relatório final de inventário, por terem os seus custos de instalação ultrapassado o limite máximo estipulado, de 400 US\$/kW, que era o custo de instalação de geração termelétrica, à época. Os dados básicos destes aproveitamentos não se encontram disponíveis.

4.3 OS ESTUDOS DE INVENTÁRIO DO CNEC

Data de dezembro de 1977 o "Inventário do Potencial Hidrelétrico Remanescente no Estado de São Paulo".

Os estudos visaram o mapeamento de todo o potencial hidrelétrico remanescente no Estado, após a construção dos grandes aproveitamentos e face aos impactos decorrentes do primeiro choque do petróleo.

A principal diretriz que norteou as concepções de projeto a nível de inventário previa a utilização de turbinas tipo bulbo.

Foi dada atenção especial a estes equipamentos, cabendo-lhes, inclusive, um volume específico no relatório final. Cabe

salientar que este tipo de equipamento foi desenvolvido na Europa, com o intuito inicial de viabilizar os aproveitamentos de baixa queda nos países europeus. As grandes variações da queda líquida e as altas vazões turbinadas neste tipo de aproveitamento requerem uso de equipamentos com pequena variação no rendimento, além da necessidade destes serem compactos⁽²⁷⁾. O Brasil representava um mercado potencial para exportação da tecnologia recém-desenvolvida.

Os estudos definem o mercado associado aos aproveitamentos inventariados, no rio Sapucaí.

As cidades atendidas seriam: Guaira, Miguelópolis, Ituverava, São Joaquim da Barra e Batatais. Estas localidades situam-se a uma distância de até 20 km dos eixos barráveis, implicando na seleção de sistema de transmissão da energia gerada em tensão de distribuição.

Quanto ao potencial do rio para obras de geração de energia, o relatório frisa que nos cursos superior e médio o rio Sapucaí apresenta-se com vale bastante encaixado e com grandes declividades, até proximidades de São Joaquim da Barra. Deste ponto em diante suas características se alteram, sendo encontradas declividades sensivelmente menores, além de vales mais abertos até sua confluência no rio Grande.

Os pontos mais notáveis em todo o trecho do rio, devido a presença de quedas abruptas, são: a queda de 25 metros, nas suas cabeceiras, seguida de estreitamento de vale, a montante da foz do ribeirão São João; a queda de aproximadamente 30 metros,

(27)

Para reduzir os custos das obras civis.

sucedida de trecho em garganta, nas proximidades de São José da Bela Vista, onde se localiza a usina Dourados da CPFL; e a queda de cerca de 25 metros, em trecho estreito e encaixado, onde se encontra a usina São Joaquim, também da CPFL. Verifica-se, desse modo, a existência de apenas uma queda notável, passível de exploração futura.

O relatório destaca ainda que a contribuição específica média da bacia do rio Sapucaí oscila entre 18 a 13 l/s/km², das cabeceiras para o baixo curso, atentando para o fato de que as cheias ocorrem de maneira rápida, ponteaguda, e com volumes relativamente pequenos.

Foram selecionados seis eixos barráveis no rio Sapucaí, cujas principais características estão apresentadas na Tabela 4, apresentada a seguir.

Tabela 4 Características dos aproveitamentos inventariados pelo CNEC, no rio Sapucaí.

DENOMINAÇÃO	SP-01	SP-02	SP-03	SP-04	SP-05	SP-06 (22)
DISTÂNCIA DA (km ²) FOZ	130,0	66,5	106,5	130,0	161,0	231,0
ÁREA DE (km ²) DRENAGEM	6650	5930	5350	4700	4450	2850
ÁREA (km ²) INUNDADA	9,9	29,5	11,5	3,1	1,3	52,4
QUEDA BRUTA (m)	13	19	23	20	9	50
VAZÃO TURBINA-DA (m ³ /s)	61,7	61,7	51,1	44,7	43,8	29,6
POTÊNCIA TOTAL (MW)	7,22	10,54	10,57	7,96	3,58	13,32
FATOR DE CAPACIDADE (%) FIRME	37	50	46	36	34	100
CUSTO UNITÁRIO DE INSTALAÇÃO (US\$/kW) (22)	1534	1531	1341	1208	1114	2010

(22)

Com base no dólar de janeiro de 1977.

(27)

Aproveitamento com reservatório de regularização :

Volume útil de 202×10^6 m³ e vazão

regularizada de 29,6 m³/s.

4.4 OS ESTUDOS DE INVENTÁRIO E DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA FIGUEIREDO FERRAZ

Os estudos de inventário e de viabilidade econômica efetuados pela Figueiredo Ferraz a partir de 1985 conduziram a uma nova divisão de quedas para o rio Sapucaí.

Dois aproveitamentos mais a montante, denominados Santa Bárbara e Canoas, foram eliminados do relatório final de viabilidade, face aos impactos ambientais ocasionados pelo eixo Santa Bárbara, por situar-se em local de desova de peixes. A não execução do eixo Santa Bárbara inviabiliza o eixo Canoas, pelas características do projeto de engenharia, que prevê a execução conjunta destes dois aproveitamentos.

A nova divisão de quedas visa minimizar as áreas inundadas pelos reservatórios, face ao elevado custo de desapropriação das terras da região, bem como adotar concepções de projeto mais factíveis a aproveitamentos de pequeno porte. Abandonam-se as diretrizes seguidas pelo CNEC, face à nova realidade vigente.

As novas diretrizes empregadas, que reduziram os custos dos empreendimentos, foram a padronização dos equipamentos turbo-geradores e a utilização de canteiros de obras comuns para os seguintes grupos de aproveitamentos: São Domingos - São Sebastião - Monjolinho, Ananguera - Palmeiras - Retiro e Santa Rita - Sapucaí.

As características principais destes aproveitamentos a nível de estudos de inventário e de viabilidade econômica constam nas tabelas 5 e 6, apresentadas a seguir.

Tabela 5 Características dos aproveitamentos inventariados no Rio Sapucaí pela Figueiredo Ferraz

DENOMINAÇÃO	DISTÂNCIA DA FOZ (km)	ÁREA DE DRENAGEM (km**2)	QUEDA LÍQUIDA (m)	VAZÃO TURBINADA (m ³ /s)	POTÊNCIA TOTAL (MW)	FATOR DE CAPACIDADE (%)	CUSTO UNITÁRIO (**) US\$/kW
SÃO DOMINGOS	48	6068	9,0	172	13,4	38	1372
SÃO SEBASTIÃO	64	5732	13,5	167	19,6	40	1040
KONJOLINHO	89	5222	15,9	149	20,6	41	1134
RETIRO	115	4707	12,7	140	15,5	40	1107
ANHANGUERA	129	4654	12,7	140	15,5	40	1087
PALMEIRAS	145	4504	12,7	140	15,5	40	1152
SANTA RITA	155	4334	14,7	138	17,5	38	1105
SAPUCAÍ	190	3798	15,7	114	15,5	38	1243
SANTA BÁRBARA	231	2823	25,5	89	19,6	38	1225
CANOAS	267	887	17,0	28	4,1	32	1195

(**)

Com base no dólar de Junho/83.

Tabela 6 Características dos aproveitamentos estudados a nível de viabilidade econômica no rio Sapucaí pela Figueiredo Ferraz

DENOMINAÇÃO	ÁREA DE DRENAGEM	ÁREA INUNDADA	QUEDA LÍQUIDA	VAZÃO TURBINADA	POTÊNCIA TOTAL	FATOR DE CAPACIDADE MÉDIO	CUSTO ÍNDICE ⁽²⁾	
	(km²)	(km²)	(m)	(m³/s)	(MW)	(%)	(US\$/kW)	(US\$/MMW)
SÃO DOMINGOS	6068	6,6	8,58	140	10,0	60	2212	44,75
SÃO SEBASTIÃO	5732	12,0	13,13	120	13,5	57	1939	41,03
MONJOLINHO	5222	6,5	14,93	120	15,0	56	1951	41,91
RETIRO	4707	3,0	13,23	110	12,8	49	1592	39,45
ANHANGUERA	4654	1,0	12,42	129	14,1	43	1529	43,95
PALMEIRAS	4504	2,7	12,45	105	11,3	56	1846	40,18
SANTA RITA	4334	3,9	14,83	80	10,0	68	2430	43,05
SAPUCAÍ	3798	6,3	14,85	90	12,0	51	2003	47,68

(2)

Com base no dólar de junho/85.

4.5 ASPECTOS COMPARATIVOS: CNEC VERSUS FIGUEIREDO FERRAZ

Destacam-se aqui alguns aspectos característicos dos eixos apresentados pelo CNEC, comparativamente aos estudos efetuados pela Figueiredo Ferraz.

Nos aproveitamentos estudados pela Figueiredo Ferraz, todos os reservatórios são do tipo à fio d'água, com uma área inundada total, nos oito aproveitamentos, de 42,0 km², contra 107,7 km² inundados nos seis aproveitamentos apresentados pelo CNEC⁽²²⁾.

A produtividade média das usinas inventariadas pelo CNEC é de 0,201 MW/m²/s, cerca de 55% superior à média apresentada pelas inventariadas pela Figueiredo Ferraz, que é de 0,130 MW/m²/s, devido às menores quedas destas últimas.

No que tange à operação dos reservatórios, os estudos a nível de viabilidade econômica elaborados pela Figueiredo Ferraz recomendam a regularização diária nos aproveitamentos, podendo-se recorrer ao armazenamento por um período de cinco horas e turbinagem nas três horas seguintes. Esta regra operativa pode ser repetida três vezes ao dia, ocasionando reflexos positivos sobre o atendimento nos horários de ponta da região. O relatório do CNEC não estabelece regras operativas, a nível de estudos de inventário, prevendo, entretanto, uma regularização anual através do reservatório da usina SP-06, a montante, elevando a potência firme de todas as usinas inventariadas.

(22)

Que somente no reservatório do eixo SP-06 inunda 52,4 km². Ferraz apresentam um fator de capacidade médio em torno de 40%, o que demonstra o grau de motorização elevado dos 10 aproveitamentos inventariados pela Figueiredo Ferraz.

As usinas inventariadas pelo CNEC apresentam um fator de capacidade, com relação a energia firme, em torno de 50%, enquanto que os aproveitamentos inventariados pela Figueiredo

Durante os estudos de viabilidade econômica, a potência total dos oito aproveitamentos inventariados pela Figueiredo Ferraz foi reduzida em torno de 35%, o que elevou o fator de capacidade médio destes aproveitamentos para cerca de 60%. Prevê-se, porém, um espaço na casa de máquinas para instalação de uma unidade adicional, caso os requisitos de ponta passem a pressionar a capacidade do sistema. Com as unidades adicionais, as potências dos 8 aproveitamentos coincidem com as definidas a nível de inventário.

4.6 OS DADOS BÁSICOS UTILIZADOS

Os aspectos ora apresentados, bem como a análise do material disponível, conduziram à escolha dos dados básicos⁽³³⁾ utilizados no trabalho da Figueiredo Ferraz a nível de viabilidade econômica, por se mostrarem mais adequados para uma abordagem voltada para centrais hidrelétricas de pequeno porte⁽³⁴⁾.

Estes dados básicos são apresentados no capítulo 6, onde alimentam duas metodologias, descritas no capítulo 5, de cálculo preliminar de custos.

(33)

Hidroclimáticos, topográficos e "lay-out" geral dos aproveitamentos.

(34)

Ciclo diário na operação dos reservatórios, reduzidos impactos ambientais, padronização de equipamentos e utilização de canteios de obras comuns.

CAPÍTULO 5

ANÁLISE DAS METODOLOGIAS DE CÁLCULO PRELIMINAR DE CUSTOS E BENEFÍCIOS

5.1 O PROGRAMA FLASH

5.1.1 INTRODUÇÃO

Para a definição dos sítios a serem examinados em detalhe nos capítulos que seguem, utilizou-se primeiramente o programa computacional FLASH⁽¹⁾, [Sant'ana, 1986], desenvolvido dentro do "Projeto H6-52-Aproveitamento Hidrelétrico de Pequeno Porte", encomendado ao Centro de Hidráulica e Hidrologia Prof. Parigot de Souza - CEHPAR pela Companhia Paranaense de Energia - COPEL.

O programa computacional FLASH foi adaptado para micro-computador pela Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL, dentro de um convênio envolvendo o DNAEE, a COPEL e a CPFL.

5.1.2 O MODELO

O modelo FLASH permite uma rápida análise, à nível de pré-viabilidade, de um grande número de PCH's, selecionando as mais promissoras.

Baseando-se em dados hidrológicos, físicos e econômicos, o modelo otimiza a potência instalada da usina, definindo ainda o

(1)

Feasibility Level Analysis of Small Hydro.

tipo de equipamento de geração e o número de unidades geradoras.

Os tipos de turbinas considerados pelo modelo são: Francis vertical, Francis horizontal, caixa aberta, Kaplan e tubulares.

Em função dos dados de entrada do modelo, como os valores das curvas de permanência das vazões afluentes⁽²⁴⁾, da altura da queda fixada e do rendimento do grupo turbina/gerador, entre outros, o programa discretiza uma faixa de 20 valores de potência instalada, calculando para cada uma delas, para cada tipo de turbina, e para cada casa de força com uma, duas e três unidades geradoras, os benefícios, custos e índices embutidos no modelo.

O modelo baseia-se, fundamentalmente, na análise técnica das estruturas e componentes das PCH's, tratadas individualmente, e, em dados de custos unitários disponíveis de projetos de PCH's realizados no Brasil e nos EUA.

Os custos de cada componente da PCH são calculados, em alguns casos, em função da quantificação dos materiais envolvidos, aplicando-se, em seguida, os valores unitários indicados principalmente pelo Bureau of Reclamation e pelo U.S. Army Corps of Engineers, dos EUA, sendo adaptados aos custos praticados no Brasil, sempre que possível. Outros custos são calculados a partir de equação desenvolvidas por entidades americanas de equações desenvolvidas por Sant'ana⁽²⁷⁾, de levantamentos efetuados pela COPEL⁽²⁸⁾, e de referências

(24)

Calculadas exogenamente ao modelo.

(27)

Como os custos das turbinas.

(28)

Principalmente os custos das subestações, linhas de transmissão/distribuição e equipamentos elétricos auxiliares.

bibliográficas mencionadas nos manuais de inventários e viabilidade da ELETROBRÁS.

Os benefícios são calculados a partir da expectativa da energia a ser gerada anualmente pela PCH, integrando-se a curva de permanência das potências⁽³⁹⁾.

Com relação às diretrizes do projeto, o autor destaca que: "procurou-se, em especial, dotar o projetista de um instrumento computacional eficiente para auxiliá-lo em estudos de sensibilidade". Em se tratando de PCH's, a determinação da "melhor" potência instalada depende fundamentalmente do critério de otimização adotado. Para um determinado local, diferentes critérios podem gerar soluções muito diferentes.

Adicionalmente, nas fases iniciais de estudo, podem existir muitas incertezas quanto ao valor de certas variáveis. Mudanças nestas variáveis podem ser muito importantes ou irrelevantes, na caracterização da melhor potência a ser instalada, dependendo do critério de otimização adotado.

Os critérios de otimização adotados no modelo FLASH são :
(i) máxima geração de energia, onde o objetivo é maximizar a produção energética do aproveitamento⁽⁴⁰⁾; (ii) máximo benefício total, onde procura-se obter a potência que acarrete o maior

(39)

Definida a partir dos dados da curva de permanência das vazões, para os 20 valores de potência discretizados pelo modelo.

(40)

Acarreta sempre a maior potência instalada, em relação às potências obtidas com os outros critérios.

benefício, em termos da receita total bruta⁽⁴¹⁾; (iii) máximo benefício líquido, correspondente à potência que produza a maior diferença entre o benefício total e o custo total⁽⁴²⁾ e (iv) máximo índice benefício/custo, onde se escolhe a potência que apresente a maior razão entre o benefício total e o custo total anuais.

Para auxiliar a análise dos resultados, o programa calcula diversos índices: o custo unitário de instalação, em dólares por quilowatt, o valor do benefício líquido em dólares, relação benefício/custo, da energia gerada, em dólares por megawatt-hora anualmente gerada, e a taxa interna de retorno do empreendimento, para todas as opções consideradas⁽⁴³⁾.

5.1.3 LIMITAÇÕES ENCONTRADAS NA UTILIZAÇÃO DO MODELO PARA USINAS DE BAIXA QUEDA

A maioria dos aproveitamentos do Rio Sapucaí apresentaram, nos estudos de pré-viabilidade, potências entre 10 e 15 MW, quedas em torno de 15 metros e vazão turbinável entre 80 e 140 m³/s. Estas características de potência, queda e vazão, enquadram os aproveitamentos, tecnicamente, como usinas de baixa queda, onde os critérios de projeto são mais rigorosos que os

(41)

Este critério só é útil apenas quando existem benefícios diferenciados para a energia firme e para energia secundária, como nos EUA. Quando isto não ocorre, este critério coincide com o critério de máxima geração de energia.

(42)

É normalmente o critério mais utilizado.

(43)

300 opções, no máximo: 5 tipos de turbinas, 20 discretizações para a potência instalada na usina e 1,2 ou 3 unidades geradoras na casa de máquinas.

adotados nas PCH's de média e alta queda.

Para efeito de planejamento destas centrais, todavia, as características são típicas de pequenas usinas, como a proximidade aos centros de carga e a produção marginal da PCH, em relação ao total da geração no sistema, que redundam no atendimento descentralizado ao mercado regional envolvido.

É imprescindível, portanto, adotar-se a mesma postura geral de viabilização de PCH's através da utilização de mão de obra local, do apoio de prefeituras, da racionalização e maximização dos recursos naturais disponíveis, localmente, além da utilização de modelos computacionais que permitam respostas rápidas, em caráter preliminar.

Dentro deste contexto, a utilização do modelo FLASH⁽⁴⁴⁾ em usinas de baixa queda, acarreta os problemas relatados a seguir.

O comprimento da barragem encontra-se limitado a 200 metros no programa. Em alguns eixos de barragem estudados neste trabalho chegou-se a cerca de 750 metros para este comprimento. Isto tornou necessário se calcular os custos deste item exogenamente ao modelo.

Do mesmo modo, as vazões de enchente determinadas neste trabalho para 1.000 e 10.000 anos de recorrência apresentaram valores muito elevados para os critérios de projeto adotados pelo programa, que limitam a lâmina vertente máxima em dois metros. Isto ocasionou vertedouros muito extensos, praticamente do

(44)

Desenvolvido com critérios de projeto característicos de PCH's de alta e média queda.

comprimento da barragem, acarretando custos elevados. Além disto, o modelo não prevê o uso de comportas no vertedouro, comuns no caso de usinas de baixa queda. Estas circunstâncias forçaram o cálculo destes custos fora do programa.

Por último, a curva de permanência das vazões teve que ser limitada para valores abaixo de $100 \text{ m}^3/\text{s}$ tendo em vista que, na maioria dos casos, para vazões superiores, os equipamentos turbo geradores encontram-se fora da faixa de aplicação proposta pelo modelo.

Estas restrições acarretam distorções nos critérios de otimização utilizados pelo modelo, obrigando a uma análise de todos os níveis de motorização calculados pelo programa, para caracterização da melhor potência a ser instalada.

5.1.4 ANÁLISE CRÍTICA DO MODELO

Em função da pequena disponibilidade de dados para aproveitamentos executados no Brasil⁽⁴⁰⁾, muitas características que normalmente são obtidas utilizando-se da análise estatística, não foram consideradas no modelo, como aquelas relacionadas às condições topográficas do local.

É o que ocorre na determinação do volume de escavação do canal de adução e da câmara de carga, não sendo considerada a declividade do terreno no local de implantação [Santos, 1987], o que pode influenciar o resultado deste item, de modo significativo.

(40) Principalmente face ao número reduzido de PCH's construídas nas décadas de 70 e 80.

O modelo não considera, pelo mesmo motivo, outros custos [Santos, 1987], como os das juntas de dilatação e blocos de ancoragem e apoio das tubulações de baixa e alta pressão.

Julga-se que isto se deve às incertezas existentes no conhecimento das condições geológicas e topográficas para definição do traçado dos condutos, a nível de estudos de pré-viabilidade, onde, na maioria dos casos, as informações disponíveis são de pouca confiabilidade.

Outras insuficiências do modelo, apresentadas a seguir, estão mais relacionadas aos critérios de projeto civis e eletromecânicos adotados, bem como ao cálculo de custos daí decorrente. Poderiam ser contornadas, todavia, com base na análise estatística dos dados de projetos existentes.

Para a estrutura de transição entre as partes de baixa e alta pressão propõe-se uma câmara de carga⁽⁴⁴⁾, descartando-se o uso de chaminé de equilíbrio⁽⁴⁷⁾. O cálculo de chaminés de equilíbrio também deveria ser incorporado ao modelo.

O custo da estrutura da casa de máquinas foi tomado, para o Brasil, como um percentual do custo derivado de projetos executados nos EUA. Este percentual foi calculado orçando-se, com custos nacionais, turbinas tipo Francis Horizontal para três diâmetros de rotor (30, 60 e 90 cm). Foi feita uma extrapolação para os demais tipos e diâmetros de turbinas, ocasionando custos

(44)

Utiliza-se necessariamente na transição entre canal adutor e conduto forçado.

(47)

Recomendada quando se utiliza um conduto ao invés de um canal na adução à baixa pressão.

que podem não condizer com a realidade.

As equações exponenciais de custos apresentadas para as turbinas foram desenvolvidas por Santana [1985]. Obtém-se destas equações o custo unitário de instalação, em dólares por quilowatt instalado, como uma função da capacidade da máquina. Por estas equações, o custo de uma máquina é substancialmente inferior ao custo unitário de duas ou três máquinas do mesmo porte, mantida a potência total instalada constante^(4a). Isto acarretou, em alguns casos, custos totais para uma única unidade muito inferiores às opções com duas ou três unidades, o que nem sempre ocorre na prática, ao menos no Brasil, face à importante questão da padronização das unidades geradoras, em PCH's.

O modelo não possibilita, ainda, o escalonamento da entrada em operação das unidades geradoras, caso o mercado não tenha condições de absorver de imediato a potência total da PCH, nem realiza estudos, simplificados que sejam, de confiabilidade da geração.

5.2 O PROGRAMA DESENVOLVIDO PELA EFEI

5.2.1 INTRODUÇÃO

O modelo desenvolvido por Martínez [1988] tomou como base 15 projetos de PCH's, realizados na Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria - FUPAI, ligada à EFEI, e na Companhia de Eletricidade da Bahia - COELBA, a partir de 1983 .

(4a)

Por exemplo, o custo de uma máquina Francis de 10 MW é 200 US\$/kW enquanto que duas máquinas de 5 MW custam 250 US\$/kW.

Os projetos foram elaborados segundo as orientações dos manuais da ELETROBRÁS / DNAEE.

5.2.2 O MODELO

Desenvolve-se uma metodologia para a determinação preliminar da vazão de projeto, capacidade instalada e número de máquinas em uma PCH.

O modelo baseia-se, fundamentalmente, na análise estatística de projetos reais.

O formato das curvas foi assumido, procurando-se captar as características físicas dos componentes. Em seguida foram determinados os parâmetros das equações de ajuste das curvas, através de regressões estatísticas. O grau do ajuste foi determinado para cada caso.

As variáveis explanatórias são, na maioria das equações de custo, a vazão turbinada e a potência. Obtem-se, a partir destas variáveis, o custo de cada componente do aproveitamento.

O modelo foi elaborado a partir de dados, principalmente de turbinas Tipo Francis, com alturas da queda situadas entre 20 e 40 metros.

Embora apresentem um grande número de arranjos, as centrais projetadas cobrem uma faixa de queda e potência não muito extensa, representando bem, entretanto, as centrais de média queda.

Com relação à potência, o equacionamento se mostra bom para potências entre 500 kW e 10.000 kW.

A seleção da vazão de projeto ótima e, em decorrência, da potência instalada, baseia-se no critério do maior benefício líquido, considerando-se neste, tanto os benefícios decorrentes

da energia gerada anualmente⁽⁴⁹⁾, como os da capacidade instalada.

Por último, na determinação do número ótimo de unidades geradoras, parte-se para a utilização da programação dinâmica, para os casos em que o mercado só consegue absorver toda a potência instalável do aproveitamento no decorrer da vida útil da PCH, ocasionando uma motorização fracionada, que possibilita adiar investimentos.

5.2.3 LIMITAÇÕES ENCONTRADAS NA UTILIZAÇÃO DO MODELO PARA USINAS DE BAIXA QUEDA.

As limitações encontradas na aplicação para usinas de baixa queda foram praticamente as mesmas já mencionadas em conexão com o programa FLASH, destacando-se, ainda, as que são descritas a seguir.

O tipo de arranjo adotado pelo modelo⁽⁵⁰⁾ geralmente não se aplica a usinas de baixa queda⁽⁵¹⁾. Dessa forma seriam calculados custos não condizentes com os aproveitamentos analisados, necessitando correções exógenas⁽⁵²⁾ ao modelo.

Outra limitação está relacionada à localização dos quinze aproveitamentos tomados como referência, visto que se situam em

(49)

Obtida através da integração da curva de permanência de potência.

(50)

Tipo "derivação".

(51)

Onde a casa de máquinas encontra-se, em geral, acoplada à barragem.

(52)

Como os custos das obras civis e equipamentos da tomada d'água e câmara de carga.

locais onde os vales são mais encaixados e as vazões de enchente relativamente baixas, por possuírem pequena área de drenagem, o que não corresponde à situação das usinas analisadas neste trabalho.

Como o modelo calcula os custos com base nestes projetos, os valores obtidos situam-se abaixo do esperado. Isto não prejudicou a análise sobremaneira, já que não afetou a priorização dos aproveitamentos, não se prestando, todavia, como um bom indicador quanto à viabilidade dos empreendimentos.

5.2.4 - ANÁLISE CRÍTICA DO MODELO

Apesar do modelo desenvolvido pela EFEI incorporar as vantagens da análise estatística aplicada sobre projetos reais, elaborados para as condições brasileiras, o seu campo de aplicação ficou restrito face à pequena diversidade da amostra tomada.

Dessa forma, o modelo serve bem a usinas de média queda com potências até 5 MW, desde que utilizem turbinas Francis.

A adoção de um único tipo de turbina não deu a flexibilidade desejável ao modelo, podendo torná-lo desatualizado caso haja a penetração das turbinas tubulares ou mesmo as do tipo Banki⁽²²⁾ que, espera-se, sejam padronizadas e, em decorrência, terem seu custo diminuído.

A determinação do número ótimo de unidades através da programação dinâmica não levou em consideração aspectos de

(22)

Para pequenas potências.

confiabilidade na geração e, na sua versão atual, está direcionada para sistemas isolados.

A grande variação de custos de materiais e equipamentos que vem ocorrendo no país não recomenda a simples conversão dos custos dos componentes dos projetos para valores em dólar, sendo aconselhável a utilização de índices de inflação diferenciados nas equações, o que permitiria uma adequada atualização de custos no modelo.

5.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A análise dos dois modelos utilizados permite sugerir o desenvolvimento de um modelo misto, que consiga captar as vantagens de cada um e que considere as características técnicas e de custos das centrais de baixa queda.

Esse modelo poderia incorporar, ainda, aspectos relativos à confiabilidade da geração bem como peculiaridades da inserção de PCH's em sistemas interligados. O estudo de caso apresentado nesta tese foi desenvolvido com base nestes conceitos.

CAPÍTULO 6

ESTUDOS DE PRÉ-DIMENSIONAMENTO

6.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo aplica-se as metodologias de pré-dimensionamento discutidas anteriormente, com o intuito de selecionar as PCH's candidatas mais promissoras, a serem estudadas em detalhe nas fases seguintes deste trabalho.

No que tange à determinação dos benefícios ocasionados pelas usinas, foram elaborados cenários que consideraram a evolução do valor da energia ao longo da vida útil das centrais, com base nos custos marginais incorridos e em compromissos econômicos assumidos pelo país junto a organismos financeiros internacionais, previstos no Plano de Recuperação Setorial - PRS, da ELETROBRÁS (1986).

Com relação à avaliação de custos, é importante se mencionar que algumas características técnicas das usinas não puderam ser representadas de maneira precisa, quer em virtude das limitações inerentes no modelo de pré-dimensionamento utilizado, descritas no capítulo anterior, quer em virtude da pouca precisão dos dados disponíveis nesta etapa do planejamento. Procurou-se contornar esta deficiência através da análise de outros condicionantes julgados relevantes, apresentados ao final deste capítulo.

6.2 CENÁRIOS ELABORADOS PARA A AVALIAÇÃO DOS BENEFÍCIOS

Foram elaborados dois cenários para a avaliação dos benefícios associados ao valor esperado da energia gerada ao longo da vida útil das PCH's candidatas, em termos de "energia de suprimento".

A utilização da energia de suprimento justifica-se, nesta etapa, tendo em vista que toda a produção energética das PCH's candidatas que venham a ser inseridas no sistema elétrico da CPFL acarretará, com certeza, redução da mesma ordem no montante fornecido pelas empresas supridoras da CPFL. Isto acontece devido às características do sistema da CPFL, que depende do fornecimento de terceiros para cerca de 96% da energia por ela distribuída, que foi, em 1987, da ordem de 12,6 TWh/ano. Também, nesta etapa, ainda não eram conhecidos os custos marginais pertinentes para os outros níveis tarifários.

O cenário 1 considera que sobre o valor médio da tarifa de suprimento pago pela CPFL em Dezembro de 1987, de 25,49 US\$/MWh, incidiriam os percentuais de reajuste previstos no PRS, de 17%, 18% e 39%, para os anos de 1988, 1989 e 1990, respectivamente, resultando em 36,56 US\$/MWh em dezembro de 1990. Este valor é considerado constante, em termos reais, ao longo da vida útil das usinas.

No cenário 2 considera-se que, além da recuperação tarifária prevista no PRS, o valor da energia tenderá a acompanhar a variação percentual dos custos marginais de produção, calculados pela ELETROBRÁS e apresentados na Tabela 7.

Nos custos de manutenção e operação, do mesmo modo, incidiram os percentuais já referidos.

Para efeito de utilização nos modelos de pré-dimensionamento, as variações percentuais dos custos marginais foram trazidas para valor presente, sendo em seguida anualizadas. O valor anual da tarifa de suprimento assim obtida é de 50,69 US\$/MWh, 38,65% superior ao do cenário 1.

Tabela 7 Custos marginais de referência, a nível de suprimento, incluindo as perdas na transmissão

ANO	CUSTOS MARGINAIS A NÍVEL DE SUPRIMENTO, EM US\$/MWh, NA REGIÃO SE/CO	VARIAÇÃO PERCENTUAL
1990	23,38	21,17
1995	28,33	30,25
2000	36,90	16,88
2005	43,13	16,23
2010	50,13	19,91
2015	60,11	6,09
2020	63,77	18,42<54>
2025	75,52	18,42<54>
2030	89,43	18,42<54>
2035	105,90	18,42<54>
2040	125,41	-

6.3 - DADOS BÁSICOS UTILIZADOS

A Tabela 8 apresenta os dados básicos utilizados nos modelos FLASH e EFEI, comuns aos 8 eixos de barragens previstos no rio Sapucaí.

(54)

Valor correspondente à avaliação média geométrica no período 1990-2020.

Tabela 8 Dados de entrada dos modelos FLASH e EFEI, comuns a todas as PCH's candidatas

DISCRIMINAÇÃO	UNIDADE	VALOR ADOTADO
Taxa de juros	%	10
Contingências	%	10
Custos indiretos	%	10
Correção anual dos custos	%	0,50
Tempo de construção	ANOS	2
Vida útil das usinas	ANOS	50
Valor da energia:	US\$/MWh	
- Cenário 1		36,56
- Cenário 2		50,69
Eficiência das unid. geradoras ^(ss)	%	87
Perda de carga no circuito adutor	%	3
Data de referência	MÊS/ANO	12/1990

Com relação à taxa de juros adotada, alguns comentários são necessários.

A única linha nacional de financiamento a longo prazo para construção de usinas hidrelétricas atualmente existente é a do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES.

A parcela máxima financiada pelo BNDES em projetos de usinas hidrelétricas é de 80% do valor dos equipamentos eletromecânicos, através do programa FINAME, e de 65% e 55% do investimento restante, para usinas até 10 MW e com potência superior a este limite, respectivamente.

A taxa de juros adotada pelo BNDES é de 8% ao ano. O restante do financiamento é efetuado junto a outras instituições de crédito, a uma taxa média de 15,5%. A média final, ponderada pela participação relativa dessas duas fontes de financiamento, situa-se em torno de 10%.

Com relação à correção anual dos custos, trata-se de dado

(ss)

Conjunto turbina-gerador.

de entrada do modelo FLASH, uma vez que neste modelo os custos são inseridos em dólares de 1983, devendo sobre estes valores incidir o percentual médio estimado da inflação americana no período de planejamento. Tal recurso não é disponível no modelo da EFEI.

Os dados básicos comuns aos dois modelos de pré-dimensionamento, porém específicos para cada PCH candidata, são descritos a seguir.

As informações hidrológicas básicas foram obtidas do Boletim Fluviométrico número 3, publicado pelo Departamento de Águas e Energia Elétrica do Estado de São Paulo - DAEE, bem como por listagens atualizadas fornecidas por esse órgão.

A obtenção das séries hidrológicas dos aproveitamentos para o período 1932 a 1979 foi feita a partir de informações de 4 postos fluviométricos existentes ao longo do rio Sapucaí, cujas características principais encontram-se na tabela 9.

Tabela 9 Características dos postos fluviométricos operados pelo DAEE no rio Sapucaí

POSTOS	ÁREA DE DRENAGEM (km ²)	PERÍODO DE OBSERVAÇÃO
Pioneiros	6.727	1944 - 1970
Fazenda Velha	3.852	1931 - 1946
Sítio Santa Fé	4.744	1971 - 1979
Fazenda São Domingos	6.281	1969 - 1979

Fonte : DAEE

As séries hidrológicas foram compatibilizadas através do transporte dos valores disponíveis para o posto Pioneiros, adotado como referência, através de correlação entre as áreas de drenagem dos postos.

Elaborou-se, em seguida, a curva de permanência das vazões para o local, apresentada na tabela 10, e, a partir desta, as curvas de permanência para os oito sítios das PCH's candidatas, por correlação entre áreas de drenagem.

Tabela 10 Curva de permanência das vazões para o posto Pioneiros.

Q(m ³ /s)	% tempo que é excedida
14.8	100.0
20.3	98.8
30.4	93.6
45.2	75.5
60.0	57.3
74.8	42.7
99.7	27.6
120.0	20.0
130.1	15.5

Após, foram determinadas no presente trabalho, para os oito sítios, as vazões de dimensionamento do vertedouro e de desvio do rio, para 10.000 anos e 25 anos de ocorrência, respectivamente, a partir da série de vazões máximas médias diárias obtidas para o posto de referência. Elas são apresentadas na tabela 11.

Tabela 11 Vazões de dimensionamento do vertedouro e de desvio do rio, para os 8 eixos do rio Sapucaí.

EIXO	VAZÃO DE DIMENSIONAMENTO DO VERTEDOURO TR = 10.000 ANOS (m ³ /s)	VAZÃO DE DESVIO DO RIO TR = 25 ANOS (m ³ /s)
São Domingos	2.328	895
São Sebastião	2.199	845
Monjolinho	2.004	770
Retiro	1.806	694
Anhanguera	1.792	688
Palmeiras	1.753	673
Santa Rita	1.663	639
Sapucaí	1.457	560

Os demais dados básicos utilizados nos dois modelos para as oito PCH's candidatas encontram-se na Tabela 12. Outros dados de entrada dos modelos, tais como o tipo de estradas e pontes, tipos de vales, tipo de fundação das estruturas das linhas de transmissão, etc., foram adotados em função dos dados disponíveis a nível de estudo de viabilidade, e sempre que possível foram tomados os mesmos valores para os dois modelos.

Tabela 12 Demais dados básicos, por PCH candidata.

PCH CANDIDATA	QUEDA BRUTA (m)	CUSTO DE OPER. E MANUTENÇÃO (US\$ $\times 10^3$)	CUSTO DE DESAPROPRIAÇÃO (US\$ $\times 10^4$)	COMPR. DAS ESTRADAS DE ACESSO (km)	COMPR. DO CANAL DE FUGA (m)	COMPR. DA TUBULAÇÃO FORÇADA (m)	OUTROS CUSTOS ⁽⁵⁴⁾ (US\$ $\times 10^4$)
São Domingos	8.9	50.1	1.7	4	30.2	18.0	4.7
São Sebastião	13.5	50.9	0.7	1	40.0	23.0	5.4
Monjolinho	15.4	50.9	2.2	4	26.0	26.0	9.4
Retiro	13.6	50.9	0.9	4	26.0	26.0	5.5
Anhanguera	12.8	50.9	0.3	4	40.0	47.0	4.8
Palmeiras	12.8	50.9	0.8	4	12.0	24.0	6.0
Santa Rita	15.3	50.1	1.2	4	32.0	29.0	8.9
Sapucaí	15.3	50.9	2.1	4	20.0	29.0	6.1

6.4 RESULTADOS DOS MODELOS FLASH E EFEI

As tabelas 13 e 14 apresentam os resultados obtidos com a aplicação dos modelos FLASH e EFEI, respectivamente, para os dois cenários elaborados, e para a potência instalada ótima, considerando-se a adoção de 3 turbinas tubulares por eixo.

(54)

Barragem, vertedouro, escada para peixes, tomada d'água e subestação.

Tabela 13 Resultados do modelo FLASH

PCH CANDIDATA	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	CUSTO DA ENERGIA GERADA (US\$/MWh)	TAXA INTERNA DE RETORNO (%)	
			CEN.1	CEN.2
S. Domingos	11,0	50,64	7,24	10,30
S. Sebastião	14,5	41,74	9,11	12,63
Monjolinho	14,7	43,41	8,72	12,13
Retiro	11,9	38,23	9,88	13,62
Anhanguera	13,5	45,69	8,16	11,42
Palmeiras	11,8	45,23	8,63	12,02
Santa Rita	13,4	46,64	8,12	11,35
Sapucai	11,7	45,40	8,31	9,53

Tabela 14 Resultados do modelo EFEI

PCH CANDIDATA	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	CUSTO DA ENERGIA GERADA (US\$/MWh)	TAXA INTERNA DE RETORNO (%)	
			CEN.1	CEN.2
S. Domingos	8,9	35,8	10,5	15,0
S. Sebastião	12,7	34,1	11,0	15,5
Monjolinho	13,2	35,4	10,3	14,5
Retiro	10,5	31,0	12,0	17,7
Anhanguera	9,8	36,7	10,3	14,4
Palmeiras	9,5	33,6	11,4	15,8
Santa Rita	10,9	36,7	10,2	14,3
Sapucai	9,5	32,3	11,8	16,3

A comparação entre os resultados obtidos com a aplicação dos dois modelos permite constatar o caráter ainda preliminar destes estudos de pre-dimensionamento, cujos resultados devem ser tomados apenas como referenciais de partida para estudos mais detalhados.

Desse modo, procurou-se analisar, ainda neste estágio do trabalho, outros fatores determinantes na seleção e que não puderam ser captados pelos modelos.

Procurou-se agrupar as PCH's candidatas que, em função da sua distância relativa, pudessem ser construídas simultaneamente, com o intuito de se tirar proveito de ganhos de escala, além de se cogitar na utilização de canteiros de obras comuns para estes grupos. Foram também analisadas a área inundada de cada aproveitamento e sua proximidade dos centros de carga.

A tabela 15 indica estas últimas grandezas, tomadas dos estudos de viabilidade, e os resultados econômicos obtidos com a aplicação dos modelos FLASH e EFEI.

Tabela 15 Agrupamentos propostos para as PCH's candidatas do rio Sapucaí

GRUPO DE USINAS	CUSTO MÉD. DA ENERGIA (US\$/MWh)		ÁREA INUND. MÉDIA EM (Km ²)	DIST.REL. MÉD.ENTRE AS USINAS (Km)	DIST.MÉD. AO CENTRO DE CARGA (Km)
	MODELO				
	FLASH	EFEI			
S.Domingos+S.Se- bastião+Monjolinhol	45,3	35,1	8,4	12,0	10,9
Retiro+Anhanguera+ Palmeiras	43,1	33,8	2,2	8,8	8,0
Santa Rita + Sapucaí	46,0	34,5	5,1	15,0	12,3

Com base nos parâmetros da tabela 15, selecionou-se o grupo constituído pelas usinas Retiro, Anhanguera e Palmeiras para estudos mais detalhados, relatados nos capítulos a seguir.

CAPÍTULO 7

ESTUDOS DE MERCADO

7.1 INTRODUÇÃO

Obter projeções de mercado de energéticos para horizontes de longo prazo em países em desenvolvimento é sempre uma tarefa susceptível a grandes incertezas, em particular no caso brasileiro, com suas enormes disparidades regionais e sociais.

O trabalho torna-se mais complexo ainda ao se tentar obter projeções de demanda energética desagregadas por localidade, imprescindíveis quando se está estudando formas de geração descentralizada de energia, uma vez que vêm à tona as características peculiares de cada município ou unidade da federação, o que dificulta o emprego das metodologias tradicionalmente utilizadas pelo setor.

Os esforços realizados neste trabalho para se obter projeções de mercado para o período 1990 - 2010, desagregadas por localidade da região elétrica de Ribeirão Preto, bem como os resultados obtidos, são relatados a seguir.

7.2 PERFIL DO MERCADO ATENDIDO PELA CPFL.

As principais características recentes do mercado atendido pela CPFL estão apresentadas na tabela 16.

Tabela 16 Características do mercado atendido pela CPFL, em 1987

Área de concessão :	90.691 km ²
Número de municípios atendidos :	217
População total :	6.422.105
Número total de consumidores :	1.546.188
Energia faturada :	11.093.493 GWh/ano
Demanda máxima :	2.133 MWh/h
Índice de atendimento :	
Urbano :	98 %
Rural :	83 %

Destaque-se que os altos índices de atendimento urbano e rural que caracterizam a região em questão são ocasionados por um elevado nível de desenvolvimento industrial e agrícola.

De fato, a área de atuação da empresa é considerada o quarto pólo industrial do país, com um parque industrial de alta tecnologia, além de uma agricultura e pecuária com elevadas taxas de produtividade.

A CPFL é a quarta empresa brasileira em vendas de energia elétrica ao consumidor final, e a sétima em número de consumidores, muito embora produza apenas cerca de 4,0 % da energia vendida, em vinte PCH's e uma termoelétrica, com um total de 130 MW de potência instalada.

Na tabela 17 são apresentadas a energia faturada e o número de consumidores por classes de consumo.

Tabela 17 Características do mercado da CPFL, por classes de consumo, em 1987

CLASSE	ENERGIA FATURADA (MWh)	PARTICI- PAÇÃO (%)	TX. CRES. ANUAL (87/88)	NUM. DE CONS.	PART. (%)
Industrial	5.286.864	48,0	6,1	26.445	1,7
Residencial	2.641.390	24,0	8,5	1.315.106	85,1
Comercial	1.189.314	10,8	7,0	123.277	8,0
Rural	685.512	6,2	9,6	67.666	4,4
Doutros	1.211.484	11,0	3,3	13.694	0,8
Total	11.013.493	100,0	6,7	1.546.188	100,0

O setor industrial responde por 48 % do consumo e apenas cerca de 1,7 % do número de consumidores. Já o setor residencial apresenta uma situação inversa, com 24 % do consumo e 85,1 % do número total de consumidores.

A taxa de crescimento do consumo vem sendo mais acentuada nos setores rural e residencial, muito embora venha ocorrendo uma queda nas taxas de crescimento do consumo e do número de consumidores em todos os setores ao longo dos últimos anos, em virtude da grave situação econômica que atravessa o país.

A tabela 18 apresenta a estrutura do mercado da CPFL, em termos de suas cinco regionais.

Tabela 18 Estrutura do mercado da CPFL, por regionais, em 1987

REGIONAL	CONSUMO (MWh)	PARTICIPAÇÃO (%)	TX. CRESCIMENTO 87/86
Araraquara	1.672.289	15,2	6,6
Bauru	1.272.279	11,5	4,5
Campinas	4.958.589	45,0	3,1
Rib. Preto	1.647.721	15,0	5,0
S.J. Rio Preto	1.462.616	13,3	11,8
CPFL	11.013.493	100,0	5,1

Verifica-se que, exceto a regional de Campinas, que representa 45 % do consumo da empresa, as demais regiões são bastante homogêneas quanto à sua participação relativa no consumo total da CPFL.

A alta taxa de crescimento da regional de São José do Rio Preto no período 1987/86 justifica-se pela boa safra de cítricos da região no ano de 1987.

Por sua vez, a regional de Ribeirão Preto, onde estão localizadas as PCH's candidatas do rio Sapucaí, apresenta as características descritas na tabela 19.

Tabela 19 Principais características da regional de Ribeirão Preto

Área territorial :	17.810	km ²
Número de municípios :	44	
Número de habitantes em 1980 :	952.977	
Densidade populacional :	54	hab/km ²
Índice de atendimento :	80	%

Acolhendo os principais ramos da indústria do interior paulista, destacam-se na região de Ribeirão Preto as usinas de açúcar e álcool, a indústria química, de materiais pesados, de calçados, metalúrgica e de alimentos.

Na agricultura, destacam-se as lavouras de cana-de-açúcar, de oleaginosas, grãos e pecuária de leite.

Na tabela 20 são apresentadas algumas características das localidades mais importantes existentes nas proximidades das PCH's RETIRO, ANHANGUERA E PALMEIRAS, selecionadas na fase de dimensionamento e que podem absorver plenamente a geração esperada destas usinas.

Séries históricas de consumo de energia elétrica, compreendendo o período 1977/87, para as localidades de Ipuã, Guará, São Joaquim da Barra, Orlândia e Ituverava, desagregadas por classes de consumo, são apresentadas nas tabelas 21 a 25. Na tabela 26 constam os dados históricos relativos à demanda de ponta dessas localidades.

Tabela 20 Algumas características das localidades próximas às
PCH's RETIRO, ANHANGUERA e PALMEIRAS

Localidade	população	área (km ²)	pop.urb	pop.rural	receita do município (CR\$x10 ⁴)
S.J.Barra	29.289	397	26.273	3.016	107
Guará	13.209	348	11.817	1.392	42
Ipuã	9.134	457	6.993	2.141	30
Ituverava	27.489	727	23.482	4.007	78
Orlândia	25.330	305	22.924	2.406	118

Tabela 21 Consumo de energia elétrica da localidade de S.J. da
Barra, em MWh

CLASSE I DE CONS. ANO	RESID.	COMERCIAL	INDUSTR.	OUTRAS	TOTAL
1977	5.101	3.046	4.542	4.447	17.136
78	6.256	3.079	5.223	5.025	19.583
79	7.078	2.643	6.593	5.622	21.936
80	7.927	3.612	7.077	6.076	24.692
81	8.670	3.849	7.407	6.925	26.851
82	9.058	3.949	7.300	6.987	27.294
83	9.606	4.303	10.315	7.641	31.865
84	10.623	4.737	11.956	7.957	35.273
85	11.184	4.523	14.865	8.100	38.672
86	12.417	5.017	15.126	8.651	41.211
87	13.584	5.148	14.664	9.069	42.465

Fonte : CPFL.

Tabela 22 Consumo de energia elétrica da localidade de Guará,
em MWh

CLASSE DE CONS. ANO	RESID.	COMERCIAL	INDUSTR.	OUTRAS	TOTAL
1977	1.713	819	1.744	2.122	6.398
78	1.970	849	1.844	2.420	7.083
79	2.209	1.068	2.555	2718	8.550
80	2.705	970	1.701	2.824	8.200
81	2.948	1.007	2.051	3.370	9.376
82	3.205	1.235	3.139	3.333	10.912
83	3.468	1.153	3.548	3.595	11.764
84	3.668	2.211	3.010	4.118	13.007
85	4.040	1.196	3.583	4.990	13.809
86	4.475	1.253	3.993	4.912	14.633
87	4.874	1.283	4.081	5.073	15.311

Fonte : CPFL.

Tabela 23 Consumo de energia elétrica da localidade de Ipuã, em MWh

CLASSE DE CONS. ANO	RESID.	COMERCIAL	INDUSTR.	OUTRAS	TOTAL
1977	907	585	805	1.445	3.822
78	1.124	493	1.410	1.735	4.762
79	635	420	1.153	1.854	4.062
80	1.493	556	1.557	2.197	5.803
81	1.605	598	1.112	2.339	5.654
82	1.820	600	1.816	2.494	6.730
83	1.914	621	2.120	2.509	7.164
84	2.049	593	2.310	2.828	7.780
85	2.285	630	2.450	3.297	8.662
86	2.571	682	2.277	3.331	8.861
87	2.797	713	2.815	5.378	11.703

Fonte : CPFL.

Tabela 24 Consumo de energia elétrica da localidade de Ituverava, em MWh

CLASSE DE CONS. ANO	RESID.	COMERCIAL	INDUSTR.	OUTRAS	TOTAL
1977	4.772	2.691	3.096	3.395	13.954
78	5.514	2.941	2.536	3.926	14.917
79	7.043	3.440	2.600	4.274	17.357
80	6.980	3.602	3.855	4.719	19.156
81	7.812	3.824	4.520	5.238	21.394
82	8.455	4.059	2.934	5.666	21.114
83	8.860	4.251	2.449	5.989	21.549
84	9.548	4.510	3.261	6.252	23.571
85	10.340	4.717	4.855	6.531	26.443
86	11.143	5.264	4.296	6.758	27.461
87	12.138	5.676	3.926	6.980	28.720

Fonte : CPFL.

Tabela 25 Consumo de energia elétrica da localidade de Orlândia, em MWh

CLASSE DE CONS. ANO	RESID.	COMERCIAL	INDUSTR.	OUTRAS	TOTAL
1977	5.308	2.764	36.031	6.009	50.112
78	6.191	3.209	40.409	7.592	57.401
79	6.914	3.521	39.776	8.436	58.647
80	7.529	3.814	45.606	8.606	65.555
81	8.275	4.032	45.283	9.320	66.910
82	8.857	4.206	43.051	9.676	65.790
83	9.560	4.523	45.191	9.690	68.964
84	10.118	4.980	52.070	9.499	76.667
85	10.970	5.923	51.229	9.920	78.042
86	11.834	6.100	60.661	9.920	88.515
87	12.758	6.132	60.328	10.623	89.841

Fonte : CPFL.

Tabela 26 Demanda de ponta das sub-estações São Joaquim da Barra, Guará, Ipuã, Ituverava e Orlândia, em kW

CLASSE DE CONS. ANO	S. J. BARRA	GUARÁ	IPUÃ	ITUPEVA	ORLÂNDIA
1980	8.748	2.900	1.781	5.975	---
81	8.240	3.600	2.007	6.214	20.795
82	9.939	3.757	2.868	6.454	20.077
83	9.408	3.652	3.135	6.692	21.512
84	10.521	3.965	4.876	7.640	22.707
85	11.186	5.739	5.162	9.560	23.319
86	11.869	5.009	5.736	8.365	19.504

Fonte : CPFL.

7.3 ENFOQUE METODOLÓGICO

Os estudos mercadológicos para a previsão do consumo de energia elétrica, por localidade, foram elaborados pela Divisão de Estudos de Mercado da CPFL, seguindo as recomendações da ELETROBRÁS, que consideram as seguintes variáveis:

- pesquisas junto aos consumidores;
- previsões de crescimento demográfico e econômico, vendas do setor industrial, bem como as demais potencialidades geo-econômicas de cada área;
- aplicação de modelos estatísticos, econométricos e analíticos baseados na evolução das séries históricas de consumo e número de consumidores.

Tradicionalmente, as empresas distribuidoras efetuam as projeções para o mercado global de suas áreas de concessão, e não para localidades específicas. No presente caso, as projeções foram realizadas por localidade envolvida neste estudo para as seguintes classes de consumo:

- residencial
- comercial
- industrial
- outras

Para as classes residencial, comercial e outras, as projeções de consumo foram executadas com base em séries históricas expressas por funções lineares que melhor se ajustaram

às séries, sendo corrigidas, sempre que necessário, pelos fatos notáveis, pela situação sócio-econômica do local, bem como por variáveis peculiares a cada classe de consumo, com base em informações obtidas junto aos funcionários da área comercial alocados no distrito da CPFL.

A classe industrial, por sua vez, foi dividida em dois segmentos a saber:

- consumidores especiais: enquadram-se nesta categoria todos os consumidores industriais dos sub-grupos tarifários A2 e A3 e aqueles do A4 que mantêm contrato de fornecimento com a CPFL, cujo consumo médio mensal é superior a 1000 MWh, bem como aqueles que tenham expressão regional, por sua especificidade ou características próprias;

- consumidores tradicionais: os do sub-grupo tarifário B e o restante do grupo A.

A projeção do setor industrial foi efetuada segregando-se os consumidores especiais, ajustando as séries históricas do mercado residual à função mais adequada, e incorporando, em seguida, os consumidores especiais à projeção.

As projeções de demanda de ponta nas sub-estações Orlândia, Ituverava, Ipuã, Guará e São Joaquim da Barra, por sua vez, foram feitas com base em dados de curvas de carga diárias, obtidas pela empresa através de medições realizadas durante o mês de Abril de 1988.

Baseado em fatores que determinam o comportamento típico de cada classe e em estudos anteriormente desenvolvidos pelo Departamento de Mercado da CPFL, efetuou-se a desagregação da

carga de cada sub-estação nas classes residencial, industrial/outras e comercial.

As curvas típicas obtidas para cada sub-estação foram então ajustadas para os valores de demanda máxima respectivos, baseados no histórico de demanda mensal.

A estrapolação para o período 1990/2010 foi obtida através da aplicação de taxas de crescimento anual fornecidas pelos estudos de mercado do consumo de energia elétrica, efetuados pela empresa.

Procurou-se aferir as projeções obtidas, à guisa de refinamento, através da aplicação de equações proposta por Santos [1987], que permitem agregar outras variáveis que influenciam na demanda de energia elétrica a nível local, como a receita per-capita dos municípios, bem como efeitos de saturação para o setor residencial.

Para as projeções de consumo de energia elétrica do setor residencial optou-se pela utilização da equação 7.1, em função da disponibilidade de dados.

$$\frac{\epsilon_d}{E_d - \epsilon_d} = K + x_1 t + x_2 \text{ IMPC} \cdot t \quad (7.1)$$

onde:

- ϵ_d = consumo específico, em MWh/consumidor residencial;
- E_d = consumo específico máximo, em MWh/consumidor residencial;
- x_1, x_2 = coeficientes a serem determinados em regressões estatísticas;
- K = constante definida nas regressões estatísticas;
- t = tempo, em anos;
- IMPC = imposto real arrecadado anualmente, per-capita.

A série histórica disponível compreende o período de 1979/1986.

O valor de E_d foi fixado após algumas iterações que tiveram como objetivo propiciar o melhor ajuste possível para a série histórica disponível. Simultaneamente foram definidos os valores de x_1 , x_2 e K .

A partir de projeções para as variáveis imposto real arrecadado per-capita e número máximo de consumidores residenciais, obteve-se o consumo anual, através do produto do consumo específico pelo número de consumidores residenciais.

Para os setores comercial e industrial adotou-se a seguinte formulação para as projeções de consumo:

$$D(t) = n_1 + n_2 \cdot D(t - 1) + n_3 \cdot nht + n_4 \cdot IMPC \quad (7.2)$$

onde:

$D(t)$ = demanda corrente de energia elétrica no setor, em MWh;

n_1, n_2, n_3, n_4 = coeficientes da regressão estatística;

$D(t - 1)$ = demanda de eletricidade no período anterior, em MWh;

nht = número de habitantes na localidade.

$IMPC$ = imposto real arrecadado anualmente, per-capita.

As projeções de consumo dos demais setores foram obtidas através de regressões temporais.

Já as projeções de demanda de ponta para cada subestação foram aferidas através da aplicação de equações lineares sobre os dados históricos de demanda máxima no período 1980/1986.

A tabela 27 apresenta os coeficientes estimados das equações econométricas que geram as projeções do consumo de eletricidade.

Tabela 27 Coeficientes das regressões estatísticas para o consumo de eletricidade, em MWh

LOCALID.	SETOR DE CONSUMO	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	COMERCIAL	OUTROS
S. J. Barra	K = -88,02 x1 = 4,49.10e-2 x2 = 1,03.10e-5 R² = 0,835	n1 = -25724,7 n2 = 0,664 n3 = 1,006 n4 = -194,86 R² = 0,972	n1 = -11544, n2 = -0,232 n3 = 0,539 n4 = -7,226 R² = 0,913	a = -885414 b = 450 R² = 0,991	
Ituverava	K = -115,43 x1 = 5,87.10e-2 x2 = 1,55.10e-5 R² = 0,842	n1 = -30433,9 n2 = 9,08.10e-2 n3 = 1,181 n4 = 143,95 R² = 0,384 ⁽⁵⁷⁾	n1 = -28564,6 n2 = 0,538 n3 = 1,093 n4 = 40,478 R² = 0,990	a = -712433 b = 362 R² = 0,991	
Orlândia	K = -210,46 x1 = 0,11 x2 = 1,26.10e-5 R² = 0,921	n1 = 11196,5 n2 = -0,240 n3 = 1,152 n4 = 830,53 R² = 0,959	n1 = -2782,49 n2 = 0,277 n3 = 0,218 n4 = 1,791 R² = 0,967	a = -693502 b = 354 R² = 0,902	
Ipuã	K = -151,13 x1 = 7,66.10e-2 x2 = 1,33.10e-5 R² = 0,873	n1 = 40900,91 n2 = -0,198 n3 = -4,256 n4 = -54,124 R² = 0,759	n1 = 3758,7 n2 = 6,01.10e-2 n3 = -0,359 n4 = 5,434 R² = 0,778	a = -570485 b = 289 R² = 0,902	
Guará	K = -109,79 x1 = 5,57.10e-2 x2 = 9,46.10e-6 R² = 0,937	n1 = -45628,9 n2 = -8,4.10e-2 n3 = 3,658 n4 = -191,05 R² = 0,803	n1 = -12157 n2 = 4,15.10e-2 n3 = 0,958 n4 = 299,0 R² = 0,416 ⁽⁵⁷⁾	a = -615372 b = 312 R² = 0,98	

Na tabela 28 são apresentadas as equações obtidas para as projeções da demanda de ponta.

(57)

Ajuste impossível.

Tabela 28 Regressões obtidas para a projeção da demanda de ponta, em kW

LOCALIDADES	REGRESSÕES
S.J. Barra	$Y = - 1.111.612 + 566 \times t$ $R^2 = 0,938$
Guará	$Y = - 761.703 + 386 \times t$ $R^2 = 0,868$
Ipuã	$Y = - 1.425.734 + 721 \times t$ $R^2 = 0,979$
Orlândia	$Y = - 266.791 + 145 \times t$ $R^2 = 0,176^{(52)}$
Ituverava	$Y = - 1.058.449 + 537 \times t$ $R^2 = 0,883$

(52)

Ajuste insatisfatório.

7.4 PROJEÇÕES DE MERCADO

As projeções de demanda de energia e de ponta utilizados nos estudos de dimensionamento das PCH's candidatas foram obtidas pelo Departamento de Estudos de Mercado da CPFL, uma vez que os cálculos mais refinados só puderam ser realizados após os estudos de motorização.

As tabelas 29 e 30, a seguir, contém as projeções de mercado utilizadas nos estudos de dimensionamento das centrais.

Tabela 29 Projeções do consumo de energia elétrica, em GWh

LOCALID. \ ANDI	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
S.J. Barral	47,5	49,3	51,3	53,3	55,4	57,5	69,3	81,4	94,3
Guará	17,6	18,5	19,4	20,3	21,3	22,3	27,5	33,1	39,1
Ituverava	34,1	36,0	37,9	39,9	41,0	44,0	55,4	69,0	86,0
Orlândia	99,9	104,0	108,1	112,3	116,5	120,8	143,3	167,9	194,9
Ipuã	14,5	15,4	16,3	17,2	18,0	18,9	23,0	26,9	31,2

Tabela 30 Projeções da demanda de ponta, em kW

LOCALID.	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005	2010
S.J. Barra	13718	14491	15262	16031	16801	17567	21486	25519	29684
Guará	6348	6679	7009	7340	7673	8006	9652	11383	12977
Ituverava	110320	10789	11275	11776	12294	12828	15705	18979	22782
Orlândia	21367	22175	22986	23780	24574	25373	29400	33508	37598
Ipuã	4782	5009	5346	5620	5905	6191	7748	9449	11282

Como se pode observar nestas tabelas, os dados não estão desagregados por classes de consumo. Desse modo, a comparação entre as projeções refinadas, utilizando-se as equações apresentadas nas tabelas 27 e 28, e as originais só pode ser feita de uma forma agregada, por localidade. Esta comparação consta das tabelas 31 e 32.

Tabela 31 Projeções originais e refinadas do consumo de energia, por localidade, em GWh

LOCALIDADE	PROJEÇÃO ORIGINAL (a)	PROJEÇÃO REFINADA (b)	DIF. % (b)-(a) (b)
S.J. Barra	94,3	103,4	+ 8,8
Guará	39,1	36,9	- 6,0
Ituverava	86,0	62,6	- 37,4
Orlândia	194,9	166,4	- 17,1
Ipuã	31,2	24,9	- 25,3
TOTAL	445,2	394,2	- 12,9

Tabela 32 Projeções originais e refinadas da demanda de ponta, por localidade, em kW

LOCALIDADE	PROJEÇÃO ORIGINAL	PROJEÇÃO REFINADA	DIF. %
	(a)	(b)	(b)-(a)
			(b)
S.J. Barra	29.684	25.258	- 17,5
Guará	12.977	14.517	+ 10,6
Ituverava	22.782	20.921	- 8,9
Orlândia	37.598	24.659	- 52,5
Ipuã	11.282	23.116	+ 51,2
TOTAL	114.323	108.471	- 5,4

7.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados obtidos permitem constatar a necessidade de um amplo conhecimento das condições geo-econômicas das localidades projetadas, a fim de se assegurar uma extrapolação para horizontes de longo prazo, a partir de reduzido número de informações do passado⁽⁵⁷⁾.

Observa-se, contudo, que para as localidades de São Joaquim da Barra e Guará, as projeções de consumo de energia e de demanda de ponta apresentam-se bastante próximas para as duas metodologias utilizadas.

As localidades de Ipuã, Orlândia e Ituverava, por sua vez, apresentam discrepâncias tanto nas projeções de demanda de ponta como nas de consumo de energia.

(57)

Séries históricas de 1977 a 1987 para o consumo de energia, e de 1980 a 1986 para a demanda de ponta, neste trabalho.

Na análise agregada das cinco localidades, todavia, as projeções de demanda de ponta e de consumo de energia obtidas pelo Departamento de Mercado da CPFL foram 5,4% e 13% superiores, respectivamente, às obtidas pela metodologia mais refinada.

Analisando-se as curvas de carga mensais das sub-estações envolvidas, por sua vez, verificam-se grandes variações entre si, o que pode explicar parte da discrepância observadas entre os valores das demandas de ponta.

Para as localidades de S.J. Barra e Guará a demanda máxima ocorre no mês de junho, para Ipuã entre julho e agosto e para Ituverava e Orlândia entre abril e maio. As curvas das localidades de maior porte, S.J. Barra, Orlândia e Ituverava, apresentam-se mais uniformes, com pequena variação mensal, e nas demais, Guará e Ipuã, a demanda máxima chega a superar em 60% a demanda média das sub-estações.

O fator de carga das localidades de S.J. Barra, Guará e Ipuã oscilou em torno de 35% entre 1990 e 2010, enquanto que nas localidades maiores, como era de se esperar, observa-se uma ligeira elevação, de 53,4% para 59,2% em Orlândia e de 37,7% para 43,1% em Ituverava.

A partir dos resultados obtidos pode-se estudar variações, à guisa de análise de sensibilidade, nas projeções de consumo de energia e demanda de ponta. Dessa forma, nos estudos para a definição do grau de motorização e número de máquinas das PCHs candidatas, avalia-se qual a influência de alterações das projeções na potência e número de máquinas das usinas.

CAPÍTULO 8

FLUXO DA POTÊNCIA GERADA NAS PCH'S CANDIDATAS ESTUDOS ELÉTRICOS PRELIMINARES

8.1 INTRODUÇÃO

INTEGRAÇÃO DAS USINAS AO SISTEMA ELÉTRICO

Os estudos para a integração das usinas PALMEIRAS, ANHANGUERA e RETIRO ao sistema elétrico da CPFL foram desenvolvidos na Divisão de Planejamento da Transmissão da CPFL.

Nos estudos elétricos preliminares cogitou-se esta integração com base na potência total instalada resultante dos estudos de viabilidade executados pela CESP/FIGUEIREDO FERRAZ, que totalizava 38,0 MW nas três usinas, resultando em alternativas de interligação nas tensões de 138 kV e 13,8 kV. São apresentas, a seguir, estas alternativas.

8.2 INTEGRAÇÃO NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM 138 kV

Para avaliação da influência das PCH's candidatas no plano de expansão da CPFL, foi levado em conta o potencial disponível na bacia em estudo, a fim de se verificar se há conveniência de utilização desse potencial no sistema de transmissão em 138 kV.

Dessa forma, foi elaborada uma análise comparativa das condições de suprimento para o ano de 1998, com e sem a inclusão do potencial disponível na Bacia do Sapucaí.

8.2.1 POTENCIAL DA BACIA DO SAPUCAÍ

A tabela 33 apresenta a relação de usinas consideradas na bacia em estudo e uma primeira avaliação de uma potência total e firme, bem como uma relação das localidades próximas aos pontos considerados para a implantação das usinas.

Tabela 33 Potencial de geração e localização das PCH's candidatas no rio Sapucaí

USINA	POT. TOTAL KW	POT. FIRME KW	LOCALIDADES PRÓXIMAS
S. Domingos	10.000	6.000	Guaíra-Miguelópolis
S. Sebastião	13.500	7.700	Guaíra-Miguelópolis
Monjolinho	15.000	8.400	Ipuã
Retiro	12.750	6.300	Guará-Ipuã
Ananguera	14.100	6.000	Guará-S. J. Barra
Palmeiras	11.250	6.300	S. Joaquim Barra
Sta Rita	10.000	6.800	S. J. B. Vista/S. J. Barra
Sapucaí	12.000	6.100	S. J. B. Vista/Nuporanga
TOTAL	98.600	53.600	

A tabela 34 apresenta as cargas consideradas neste estudo para o ano da projeção, 1998, nas diversas subestações do sistema CPFL da região.

A análise da carga global aponta uma potência aparente da ordem de 94,15 MVA e um fator de potência de 0,9262.

Tabela 34 Carga regional da Bacia do Sapucaí

SUBESTAÇÃO	DEMANDA	
	ATIVA (MW)	REATIVA (MVAR9)
Guaíra	15.5	6.5
Miguelópolis	8.9	3.7
Ipuã	9.3	3.8
Guará	11.2	4.7
S.J. Albertópolis	4.7	1.9
Rio Grande	4.9	2.0
Ituverava	9.2	3.9
S.J. Bela Vista	(40)	(40)
Nuporanga	5.7	1.7
S.J. Barra	15.2	6.2
S.B. Cachoeirinha	2.6	1.1
TOTAL	87.2	35.5

A tabela 35 apresenta a menor distância entre as PCH's candidatas e o sistema em 138 kV local, bem como a menor distância entre as PCH's e as subestações 138/13,8 kV das localidades mais próximas.

(40)

Carga concentrada na SE São Joaquim da Barra

Tabela 35 Distâncias entre as PCH's candidatas e o sistema de 138 kV e localidades

USINA	DISTÂNCIA DO SISTEMA DE 138kV (km)	LOCALIDADE	DISTÂNCIA PCH-LOCALIDADE (em km)
São Domingos	0	Rio Grande	2.7
		Miguelópolis	20.0
		S.J.Albertópolis	17.5
		Guaíra	15.0
São Sebastião	1.5	Miguelópolis	15.0
		Rio Grande	15.0
		Guaíra	17.5
Monjolinho	10.0	Ipuã	10.0
		Miguelópolis	15.0
Retiro	6.5	Ipuã	10.0
		Guará	11.5
Anhanguera	0	Guará	6.5
		S.J.Barra	11.0
Palmeiras	0	S.J.Barra	7.5
		Guará	12.5
Sta. Rita	3.8	S.J.Barra	12.5
		Orlandia	17.5
		S.J.B.Vista	12.0
		Nuporanga	15.0
Sapucai	12.5	Nuporanga	12.5
		S.J.Bela Vista	7.5
TOTAL	34.3 km		

A tabela 36 apresenta as distâncias entre as PCH's candidatas da Bacia do Sapucaí.

Tabela 36 Distância entre as PCH's candidatas da Bacia do Sapucaí

DE	USINAS	PARA	DISTÂNCIA ENTRE AS MESMAS EM KM
S. Domingos		S. Sebastião	9.0
S. Sebastião		Monjolinho	15.0
Monjolinho		Retiro	15.0
Retiro		Anhanguera	10.0
Anhanguera		Palmeiras	7.5
Palmeiras		Sta Rita	8.5
Sta Rita		Sapucaí	15.0
TOTAL			80.0

8.2.2 CONFIGURAÇÕES ANALISADAS

Da tabela 36 pode-se observar que a interligação entre as usinas da Bacia do Sapucaí demandariam a instalação de no mínimo 80 km de rede de transmissão. Considerando-se a utilização de circuitos simples, em cabo 336,4 MCM, isto acarretaria um custo total de aproximadamente US\$ 2.885.333.

A tabela 35 indica que o comprimento total das linhas de transmissão necessário para a integração das PCH's no atual sistema em 138 kV é de 34,3 km de circuito duplo em cabo 477 MCM, sendo que, neste caso, a interligação Porto Colômbia-Pioneiros, onde se daria a interligação das usinas ao sistema, passaria dos atuais 100 km para 140 km, com um custo adicional de US\$ 2.144.893.

Em ambos os casos, isto é, com circuito independente ou integrado ao atual sistema, devem ser previstas 8 subestações elevadoras 13,8-138 kV. Considerando-se apenas a instalação de um transformador de 15 MVA e dois bays de 138 kV em cada uma das

mesmas, teria-se um investimento de US\$ 4.388.567, para a integração das PCH's em 138 kV. Foi avaliada, ainda, a possibilidade alternativa de integração dessas usinas em três pontos.

A tabela 37 apresenta a disposição das usinas para interligação nos três pontos julgados mais convenientes no sistema em 138 kV.

Tabela 37 Interligação em três pontos das novas usinas da Bacia do Rio Sapucaí

SUBESTAÇÃO	USINAS	POTÊNCIA FIRME, EM MW
Rio Grande	S. Domingos-S. Sebastião	13.7
Ipuã	Monjolinho	8.4
Pioneiros	Retiro/Anhanguera/Palmeiras/ Sta. Rita/Sapucaí	31.5
TOTAL		53.60

Nestas condições seriam necessários os investimentos em linhas de transmissão em 138 kV, em circuito simples, apresentados na tabela 38.

Tabela 38 Comprimento e custo das linhas em 138 kV, na alternativa de escoamento em três pontos

SUBESTAÇÃO	COMPRIMENTO DAS LINHAS (km)	CUSTO (US\$)
Rio Grande	9.0	324.600
Ipuã	10.0	360.667
Pioneiros	41.0	1.478.733
TOTAL	60.0	2.164.000

Com base no exposto, foram avaliadas as condições do sistema para o ano de 1998, com e sem a inclusão das PCH's previstas para a Bacia do Rio Sapucaí. A tabela 39 apresenta as demandas, por energia de suprimento em ambas as condições explicitadas. A tabela 40 apresenta as condições de carregamento para ambos os casos. Os diagramas unifilares que subsidiaram a montagem das tabelas 39 e 40 encontram-se representados nas figuras 2 e 3, para os casos sem e com PCH's candidatas, respectivamente.

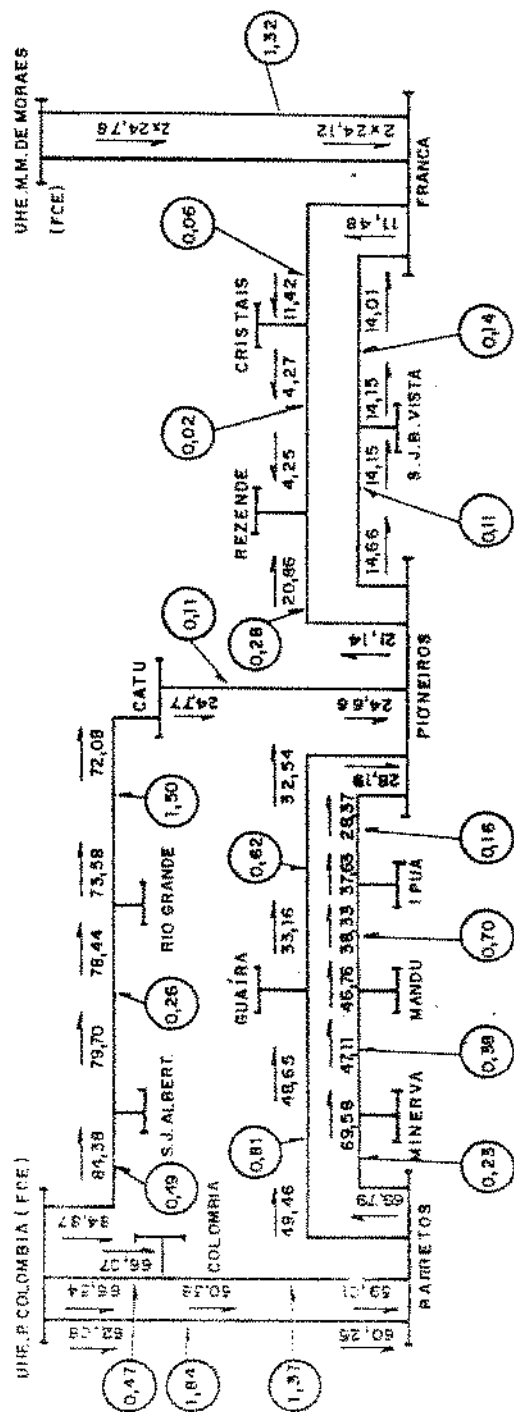
Tabela 39 Demanda por energia de suprimento, em 1998, em função de ingresso das PCH's candidatas da Bacia do Rio Sapucaí

PONTO DE INTERLIGAÇÃO	DEMANDA POR ENERGIA DE SUPRIMENTO EM MW		DIFER. EM MW
	SEM PCH'S	COM PCH'S	
P.Colombia-Barretos 1	62.09	54.15	7.94
P.Colombia-Barretos 2	66.54	58.60	7.94
P.Colombia-Catu	85.87	66.98	17.89
Mascarenhas-Franca	2 x 24.78	2 x 15.37	18.82
TOTAL	263.06	210.47	52.57

Tabela 40 Variação das perdas no sistema de 138 kV, em 1998, em função do ingresso das PCH's da Bacia do Rio Sapucaí

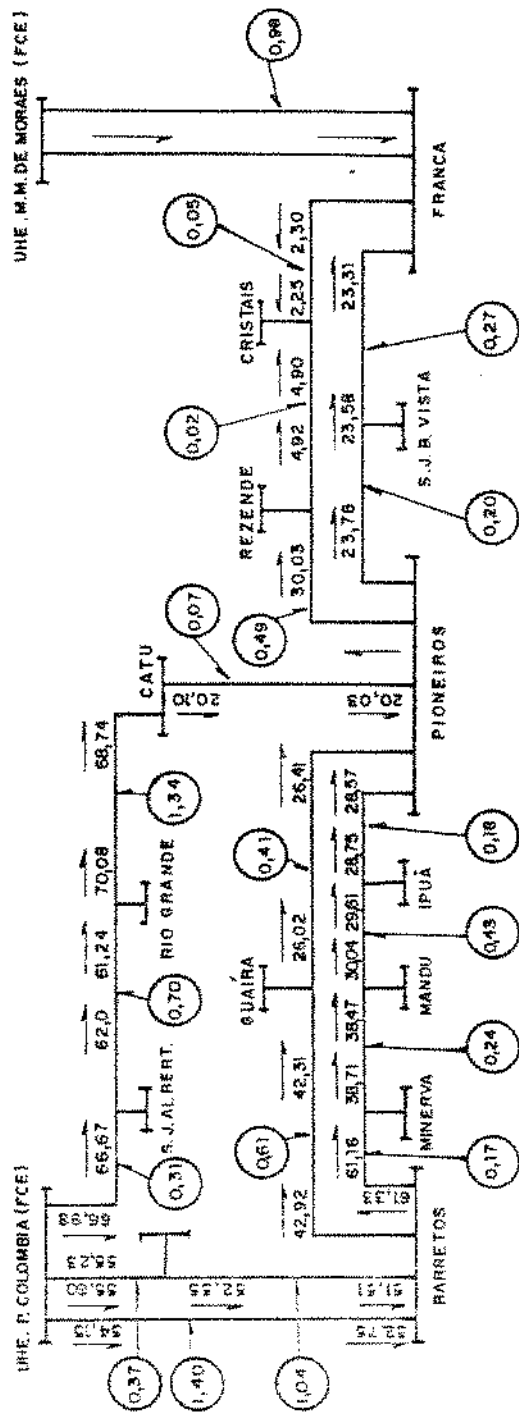
LINHA DE TRANSMISSÃO	PERDAS EM MW		DIFER. EM MW
	SEM PCH'S	COM PCH'S	
P.Colombia-Pioneiros	3.36	2.42	0.94
P.Colombia-Barretos	3.69	2.81	0.88
Barretos-Pioneiros	2.93	2.04	0.89
Pioneiros-Franca	0.60	1.03	0.43
Franca-Mascarenhas	1.40	0.98	0.42
TOTAL	11.98	9.28	2.70

Fig. 2 - Diagrama Unifilar da Região Elétrica de Ribeirão Preto, sem a inclusão dos PCH's.



Σ PERDAS : 10,84

Fig. 3- Diagrama Unifilar da Região Elétrica de Ribeirão Preto, com inclusão das PCH's.



Σ PERDAS : 9.34

Σ PCH'S = 53,6 MW EM RIO GRANDE, IPUA E PIONEIROS

8.2.3 CONCLUSÕES SOBRE A INTERLIGAÇÃO EM 138 kV

O sistema em 138 kV da Bacia do Rio Sapucaí apresenta uma característica ímpar na CPFL, por estar ligado a suprimento exclusivo da concessionária supridora FURNAS, através de interligações com as usinas de Porto Colômbia e Mascarenhas de Moraes.

Devido a esta condição peculiar, pode-se considerar todo e qualquer acréscimo de geração local como uma redução de mesma ordem, a menos das perdas, do suprimento de FURNAS à CPFL.

Mesmo obtendo-se a vantagem de redução da demanda de suprimento em cerca de 52,59 MW e redução nas perdas em cerca de 2,7 MW, pode-se obter melhores condições pela interligação das referidas PCH's diretamente ao suprimento das cargas à nível de distribuição.

Esta consideração se deve ao montante de investimentos necessários para ambas as situações - transmissão ou distribuição - além do fato que na distribuição poder-se-á obter ainda postergação de alimentadores e/ou subestações. Este último caso é apresentado a seguir.

8.3 INTEGRAÇÃO NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO EM 13,8 kV

As PCH's existentes na CPFL são interligadas às subestações de distribuição através de alimentadores com carga, ficando em paralelo com o sistema distribuidor. Apenas no caso da usina Eloy Chaves, a interligação é feita através de dois alimentadores expressos, em 11,9 kV que interligam a barra da subestação Eloy Chaves à barra da subestação Pinhal 138-11,9 kV e 18,75 MVA.

Esse tipo de interligação parece ser o mais indicado para as três PCH's em questão, tendo em vista o pequeno montante de carga existente, atualmente, nas áreas de influência das mesmas. As subestações de distribuição próximas às PCH's são os verdadeiros centros de carga de suas respectivas áreas de influência, para onde deverá fluir a energia gerada nas PCH's.

Desse modo, a análise da interligação das PCH's ao sistema distribuidor da CPFL em 138 kV, levou em conta as seguintes considerações:

- Prioridade já definida para as usinas Palmeiras, Anhanguera e Retiro;
- A análise foi restrita às possíveis interferências no Plano Decenal de Expansão do Sistema Elétrico no período 1989-1998, em consequência da entrada em operação dessas usinas, prevista para 1990;
- Para efeito do dimensionamento da capacidade transformadora do sistema de distribuição onde se inserirão as PCH's considera-se, como primeira aproximação, 2/3 da capacidade firme de cada usina.

8.3.1 DADOS BÁSICOS CONSIDERADOS

Procurou-se interligar cada usina à subestação (SE) de distribuição mais próxima.

Desse modo, a usina hidrelétrica (UHE) Palmeiras, com potência instalada de 11.250 kW e capacidade firme de 6.350 kW, foi interligada à SE São Joaquim da Barra, operando em 69/13,8 kV, através de linha de distribuição com 5,7 km de extensão.

Já a UHE Anhanguera, com potência instalada de 14.100 kW e capacidade firme de 6.000 kW, foi interligada à SE Guará, operando em 69/13,8 kV, através de linha de distribuição com 6,5 km de extensão.

A UHE Retiro, com potência instalada de 12.750 kW e capacidade firme de 6.200 kW, foi interligada à SE Ipuã, operando em 138/13,8 kV, através de linha de distribuição com 9,5 km de extensão.

O esquema de interligação em 13,8 kV está apresentada na figura 4. A tabela 41, a seguir, indica as obras previstas no período de 1989-1998, para cada SE de interligação.

Tabela 41 Obras previstas no período de 1989-1998, por subestação

SÃO JOAQUIM DA BARRA I

ANO	OBRA	CAPACIDADE FINAL EM MVA	DEMANDA PREVISTA EM MVA
1988	-	18,75	11,72
1994	NOVA SE 25 MVA	43,75	17,52
1995	RETIRADA 9,375 MVA	34,375	18,91
1998	-	34,375	24,10

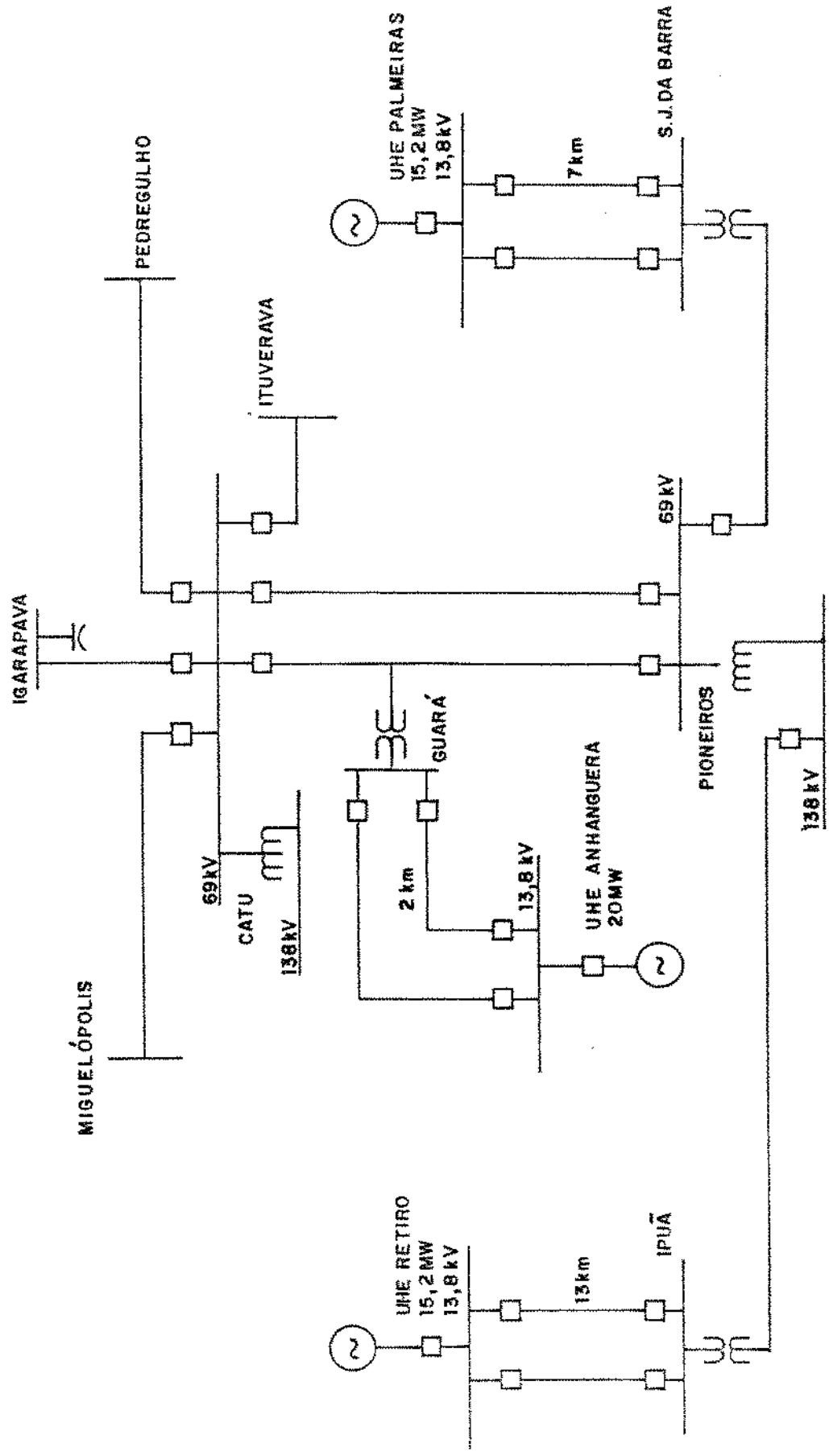
GUARÁ I

ANO	OBRA	CAPACIDADE FINAL EM MVA	DEMANDA PREVISTA EM MVA
1988	-	6,25	6,38
1989	AMPLIAÇÃO	9,375	6,95
1992	AMPLIAÇÃO	18,75	8,86
1998	-	18,75	13,56

IPUÃ I

ANO	OBRA	CAPACIDADE FINAL EM MVA	DEMANDA PREVISTA EM MVA
1988	-	9,375	7,35
1990	AMPLIAÇÃO	12,5	9,79
1992	AMPLIAÇÃO	18,75	12,74
1994	AMPLIAÇÃO	25,00	16,30
1998	-	25,00	24,56

Fig. 4- INTEGRAÇÃO PROPOSTA PARA AS USINAS DO SAPUCAI AO SISTEMA DA REGIÃO DE PIONEIROS/CATU
TENSÃO DE TRANSMISSÃO - 13,8 kV



8.3.2 REFLEXOS DESSE ESQUEMA DE INTEGRAÇÃO SOBRE AS OBRAS REVISTAS NO SISTEMA EM 13,8 kV

A interligação da UHE Palmeiras à SE São Joaquim da Barra acarretaria o adiantamento da nova SE prevista para 1994 em cerca de 4 anos.

Com relação a UHE Anhanguera, a obra de ampliação da SE Guará, prevista para 1992, poderia ser adiada em cerca de 6 anos.

Já para a UHE Retiro, as obras de finalização da SE Ipuã, prevista para 1992 e 1994, poderiam ser adiadas em cerca de 3 anos.

A tabela 42 apresenta os custos para integração destas PCH's, ao sistema de distribuição em 13,8 kV.

8.4 CONCLUSÃO DOS ESTUDOS ELÉTRICOS PRELIMINARES

Para a primeira aplicação do modelo técnico_econômico apresentado no capítulo 10, adotou-se o esquema de integração em 13,8 kV, face aos menores custos, se comparados à opção de integração ao sistema de transmissão em 138 kV.

Tabela 42 Usinas do Rio Sapucaí - Custos para integração ao sistema de distribuição em 13,8 kV

- UHE PALMEIRAS - SE SÃO JOAQUIM DA BARRA 69-13,8 kV, 18,75 MVA

Geração	=	16 MVA
Alimentadores em 13,8 kV	=	2 x A47 x 8 Km
Disjuntores na SE São Joaquim	=	2
Disjuntores na SE UHE Palmeiras	=	2

Custos:

16 km de cabo A47: 16 x 14.408	=	US\$ 230.526
4 bays de alimentador: 2 x 59.409	=	US\$ 237.636
* Total	=	US\$ 468.164

- UHE RETIRO - SE IPUÃ 138-13,8 kV, 12,5 MVA

Geração	=	16 MVA
Alimentadores em 13,8 kV	=	2 x A47 x 12 Km
Disjuntores na SE Ipuã	=	2
Disjuntores na SE UHE Retiro	=	2

Custos:

24 km de cabo A47: 24 x 14.408	=	US\$ 345.792
4 bays de alimentador: 2 x 59.409	=	US\$ 237.636
* Total	=	US\$ 583.428

- UHE ANHANGUERA

Geração	=	20 MVA
Alimentadores em 13,8 kV	=	3 x A47 x 12 Km
Disjuntores na SE Guarã	=	3
Disjuntores na SE UHE Anhanguera	=	3

Custos:

36 km de cabo A47: 36 x 14.408	=	US\$ 518.688
6 bays de alimentador: 6 x 59.409	=	US\$ 356.454
* Total	=	US\$ 875.142

* TOTAL DISTRIBUIÇÃO	=	US\$ 1.926.734
----------------------	---	----------------

CAPÍTULO 9

CUSTOS MARGINAIS LOCAIS DA REGIÃO ELÉTRICA DE RIBEIRÃO PRETO E DO SISTEMA CPFL

9.1 INTRODUÇÃO

Quando se está estudando formas de geração descentralizada de energia deve-se trabalhar com os custos marginais obtidos para os locais envolvidos.

Entretanto, estes custos locais nem sempre estão disponíveis, em virtude da escassez de dados ou das características do sistema elétrico da concessionária.

As concessionárias de energia elétrica brasileiras, de uma forma geral, já vem calculando periodicamente os custos marginais para as suas áreas de concessão. Estes custos, obtidos para toda a área de concessão, podem substituir os custos marginais locais razoavelmente, se as regiões atendidas forem homogêneas.

Por questão de rapidez, utilizou-se no estudo de caso desenvolvido nesta tese os custos marginais a nível de concessionária, obtidos pela divisão de estudos tarifários da CPFL, uma vez que os custos marginais locais para a área de interesse não eram disponíveis na época, além de que a evolução do mercado das regiões atendidas pela CPFL vem apresentando características bastante similares.

Posteriormente, obteve-se os custos marginais locais para a região elétrica de Ribeirão Preto, quando constatou-se serem

estes bastante semelhantes aos relativos a toda a área de concessão da empresa.

Os custos marginais locais da região elétrica de Ribeirão Preto e os custos marginais da área de concessão da CPFL são apresentados nas seções a seguir.

9.2 CUSTOS MARGINAIS DO SISTEMA CPFL

9.2.1 ENFOQUE METODOLÓGICO

Efetua-se a agregação dos custos do sistema elétrico por função, conforme descrito a seguir:

Geração:

Compõe-se das usinas do parque hidrotérmico, cujos custos são obtidos dos planos de expansão do setor elétrico, para cada região do país. Para estes custos são levados em consideração a expansão e a operação do parque gerador, os riscos de déficit e as possibilidades de interligação entre regiões;

Interconexão e Transporte Pesado:

Tem a função de levar a energia gerada nas usinas aos grandes centros de consumo. Refere-se ao subgrupo tarifário A0⁽⁴¹⁾. São computados os custos de expansão da rede de transporte pesado e interconexão;

(41)

Tensões de 345, 440, 550 e 750 kV

Repartição:

Compreende o subsistema de repartição, ou seja, o trecho entre as SE's de extra alta tensão e as de alta tensão, e destina-se a suprir os consumidores de maior porte e as subestações de distribuição.

Refere-se aos subgrupos tarifários A1, A2 e A3⁽⁴²⁾. Computam-se os custos de expansão da rede de repartição;

Distribuição:

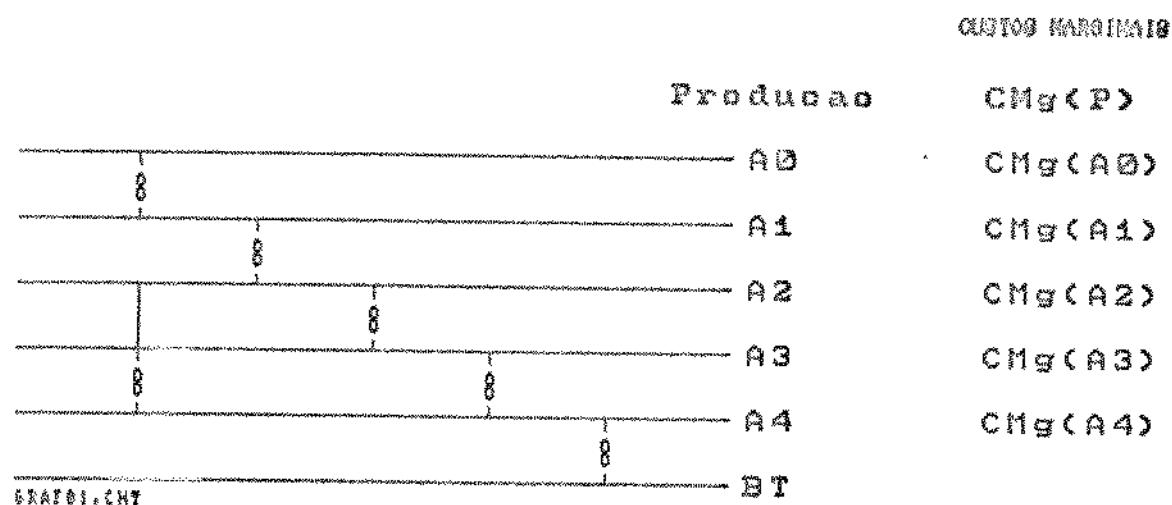
Compreende o sistema de média tensão logo após as SE's de distribuição até as redes de baixa tensão. Refere-se aos níveis de 13,8 kV para a média tensão e inferiores a 2,3 kV para a baixa tensão. São considerados os custos de expansão da rede de distribuição.

As metodologias empregadas nos cálculos dos custos marginais nos segmentos do sistema elétrico acima mencionados são o "Custo Incremental Médio de Longo Prazo", para a geração e interconexão/transporte pesado, e "Lei de Quantidade de Obras", para a repartição e distribuição.

(42)

Tensões entre 49 e 230 kV

A agregação dos níveis tarifários do sistema elétrico segue o esquema ilustrado abaixo:



Uma vez obtidos os custos marginais por nível de tensão, estes são passados à "tarifa de referência", que representa o custo do fornecimento ou custo de atendimento ao cliente.

A passagem para o custo do fornecimento leva em consideração principalmente os seguintes itens:

- tipologias de carga;
- probabilidade de associação de clientes marginais às categorias tarifárias, segundo os horários de ponta e fora de ponta;
- períodos seco e úmido;
- responsabilidade de potência dos clientes;
- perda de energia e potência nos postos horários.

9.2.2 OBTENÇÃO DOS CUSTOS MARGINAIS

Os custos marginais para a geração foram obtidos do "Programa de Geração 1988/1997 - Custo Marginal de Operação e Expansão para a Região Sudeste"; para o período 2000-2015 foram utilizados os "Custos de Referência de Expansão".

Os custos utilizados no intervalo 1989-1992 são denominados custos de curto prazo e contém componentes de operação e expansão do sistema de potência da CPFL. No período 1993-1997 os custos são denominados de longo prazo e contém componentes de expansão, desde a geração, e estimativas dos custos de operação. Para o horizonte 2000-2015 os custos são obtidos a partir do modelo DESELP da ELETROBRÁS, que estabelece o plano de expansão da geração a longo prazo, considerando mercado e oferta equilibrados.

No curto prazo, atrasos nos cronogramas originalmente previstos para as obras de geração ocasionam custos de déficit e de combustível elevados, com consequentes incrementos nos custos marginais no período, viabilizando até investimentos em novas usinas termelétricas.

Os custos marginais para a interconexão e transporte pesado foram obtidos da publicação "Nova Tarifa de Energia Elétrica - Metodologia e Aplicações" [ELETROBRÁS/DNAEE], 1985 e atualizados pelo IGP para junho/88, para os valores referentes à região Sudeste.

Para o nível A1 da repartição foram utilizados valores atualizados da mesma publicação. Já para os níveis A2 e A3 foram utilizados os custos marginais da própria CPFL, obtidos de dados históricos e do programa de obras, compreendendo o período 1974-1992 e extrapolados para 1997.

Para o nível A4 foram considerados somente as transformações AT/MT e as respectivas parcelas dos seus níveis superiores. Foram, portanto, desconsiderados os custos referentes às linhas de média tensão.

Essa medida é coerente, uma vez que a entrada de uma PCH até o nível de 13,8 kV implicará somente na redução de custos do nível da produção até o nível de transformação AT/MT, não influenciando, portanto, nos alimentadores em média tensão ou qualquer outro segmento do sistema elétrico a jusante das SE's AT/MT.

Os dados disponíveis foram tratados de forma a se obter os custos marginais por nível de tensão em cada ano do período 1989 a 1997. De 2000 até 2015 foram considerados patamares a cada 5 anos.

Os custos marginais obtidos, em dólares de Junho de 1988, estão apresentados nas tabelas 43 e 44, sendo expressos em US\$/MWh para a produção e em US\$/kW ano para a repartição:

Tabela 43 Custos marginais de produção, em US\$/MWh, em junho de 1988

ANO	CUSTO MÉDIO	PONTA SECA	PONTA ÚMIDA	F. PONTA SECA	F. PONTA ÚMIDA
1989	15.59	17.82	16.00	16.13	14.48
1990	20.85	23.83	21.39	21.57	19.36
1991	29.05	33.21	29.80	30.05	26.97
1992	33.54	38.35	34.42	34.70	31.15
1993	32.79	37.48	33.64	33.92	30.44
1994	31.02	35.46	31.82	32.09	28.80
1995	28.91	33.05	29.66	29.91	26.84
1996	29.72	33.98	30.49	30.75	27.60
1997	29.53	33.76	30.30	30.55	27.42
2000	31.00	35.44	31.81	32.07	28.78
2005	33.00	37.73	33.86	34.14	30.64
2010	39.00	44.59	40.02	40.35	36.21
2015	50.00	57.16	51.30	51.73	46.43

Tabela 44 Custos marginais de repartição, em US\$/kW ano, em junho de 1988

ANO	NÍVEL TARIFÁRIO		
	A2	A3	A4
1989	17.88	41.45	36.75
1990	17.78	41.13	35.57
1991	17.68	41.10	35.65
1992	17.64	40.82	35.32
1993	17.35	39.69	35.24
1994	17.26	39.42	35.98
1995	17.17	39.18	34.90
1996	17.08	38.97	34.75
1997	16.99	38.79	34.61
2000-2015	16.99	38.79	34.61

Cabe esclarecer que os critérios utilizados pela ELETROBRÁS para o cálculo da expansão da geração, no horizonte analisado, não atribuem valor à parcela de capacidade, em função dos custos marginais de ponta serem nulos, dado o fato de que ao serem atendidos os requisitos do mercado de energia, os de ponta ficam

automaticamente satisfeitos. Portanto, todos os custos da expansão estão representados no componente de energia do custo marginal.

A expansão dos subgrupos A2, A3 e A4 é determinada somente pela componente de capacidade do custo marginal.

9.2.3 PASSAGEM DOS CUSTOS MARGINAIS AOS CUSTOS DO FORNECIMENTO

A passagem dos custos marginais aos custos do fornecimento é o resultado do conhecimento conjunto do comportamento da carga do sistema elétrico e dos clientes nos diversos níveis, e dos custos marginais nesses níveis.

A metodologia utilizada compreende duas etapas distintas. A primeira consiste no cálculo dos custos marginais ao nível de "clientes-tipo"⁽⁴²⁾, ou seja, a determinação de quanto cada cliente-tipo incorre nos custos marginais dos diversos componentes do sistema elétrico localizados a montante de seu ponto de conexão. A segunda consiste na obtenção de tarifas de referência a partir dos custos marginais dos clientes-tipo em seus componentes de capacidade e energia.

Os custos são desagregados segundo a seguinte itemização :

Custos de Capacidade: Ponta
 Fora de ponta

Custos de Energia : Ponta seca
 Fora de ponta seca
 Ponta úmida
 Fora de ponta úmida

(42)

Curvas de cargas típicas, representativas da diversidade de consumo dos clientes.

Nas tabelas 45, 46 e 47, estão indicados os valores relativos aos custos de fornecimento da CPFL para o período analisado, 1989 a 2015.

Tabela 45 Custos de fornecimento da CPFL para o subgrupo A2, em junho de 1988

ANO	CAPACIDADE (US\$/kWANO)		ENERGIA (US\$/MWh)				CUSTO MÉDIO US\$/MWh
	PONTA	F.PONTA	IP. SECA	F.P. SECA	P. ÚMIDA	F.P. ÚMIDA	
1989	44.32	4.32	28.79	19.79	26.82	18.05	25.42
1990	44.23	4.32	35.28	25.50	32.64	23.17	30.94
1991	44.14	4.31	45.40	34.40	41.73	31.17	39.56
1992	44.10	4.30	50.96	39.29	46.71	35.55	44.29
1993	43.83	4.27	50.02	38.46	45.87	34.81	43.45
1994	43.74	4.26	47.84	36.52	43.91	33.08	41.58
1995	43.65	4.25	45.23	34.25	41.58	31.03	39.36
1996	43.57	4.25	46.24	35.13	42.47	31.82	40.20
1997	43.48	4.23	46.00	34.92	42.26	31.64	39.99
2000	43.48	4.23	47.82	36.52	43.89	33.07	41.54
2005	43.48	4.23	50.29	38.70	46.11	35.02	43.64
2010	43.48	4.23	57.69	45.21	52.76	40.87	49.96
2015	43.48	4.23	71.27	57.16	64.95	51.60	61.54

Tabela 46 Custos de fornecimento da CPFL para o subgrupo A3, em junho de 1988

ANO	CAPACIDADE (US\$/kWANO)		ENERGIA (US\$/MWh)				CUSTO MÉDIO US\$/MWh
	PONTA	F.PONTA	IP. SECA	F.P. SECA	P. ÚMIDA	F.P. ÚMIDA	
1989	86.46	8.74	29.86	20.35	27.81	18.56	31.32
1990	86.06	8.69	36.59	26.23	33.85	23.84	36.97
1991	85.93	8.68	47.08	35.38	43.28	32.06	45.84
1992	85.63	8.65	52.84	40.41	48.44	36.57	50.67
1993	84.26	8.50	51.87	39.56	47.57	35.81	49.68
1994	83.90	8.46	49.61	37.58	45.54	34.03	47.71
1995	83.58	8.43	46.90	35.23	43.11	31.92	45.39
1996	83.30	8.40	47.95	36.14	44.05	32.73	46.23
1997	83.03	8.37	47.71	35.92	43.83	32.54	44.80
2000	83.03	8.37	49.59	37.57	45.52	34.02	47.59
2005	83.03	8.37	52.15	39.80	47.82	36.02	49.76
2010	83.03	8.37	59.83	46.51	54.71	42.04	56.26
2015	83.03	8.37	73.91	58.79	67.35	53.07	66.98

Tabela 47 Custos de fornecimento da CPFL para o subgrupo A4, em junho de 1988

ANO	CAPACIDADE (US\$/kWANO)		ENERGIA (US\$/MWh)				CUSTO MÉDIO US\$/MWh
	PONTA F.	PONTA	P. SECA	F. P. SECA	P. ÚMIDA	F. P. ÚMIDA	
1989	109.58	14.67	31.46	21.10	29.30	19.25	37.95
1990	108.27	14.44	38.55	27.20	35.66	24.72	43.65
1991	108.21	14.44	49.61	36.70	45.59	33.25	52.88
1992	107.67	14.35	55.68	41.91	51.04	37.92	57.86
1993	106.30	14.19	54.66	41.03	50.12	37.13	56.80
1994	106.55	14.26	52.27	38.97	47.99	35.29	54.85
1995	105.40	14.06	49.42	36.53	45.37	33.10	52.29
1996	105.01	14.00	50.52	37.48	46.40	33.94	53.15
1997	104.65	13.95	50.26	37.25	46.17	33.75	51.86
2000	104.65	13.95	52.24	38.96	47.96	35.28	54.49
2005	104.65	13.95	54.94	41.28	50.38	37.36	56.74
2010	104.65	13.95	63.04	48.23	57.64	43.60	63.50
2015	104.65	13.95	77.87	60.97	70.96	55.04	74.86

Com os dados apresentados nas tabelas 45, 46 e 47 se pode construir o gráfico da figura 5, que propicia uma melhor visualização do conjunto dos custos de fornecimento, bem como suas tendências.

Ressalte-se que os referidos custos são médios, ponderando-se os períodos seco e úmido e as parcelas de capacidade e energia.

Figura 5 Evolução dos custos de fornecimento da CPFL para os subgrupos A2, A3, A4, com base em junho de 1988, para o período de 1989 a 2015

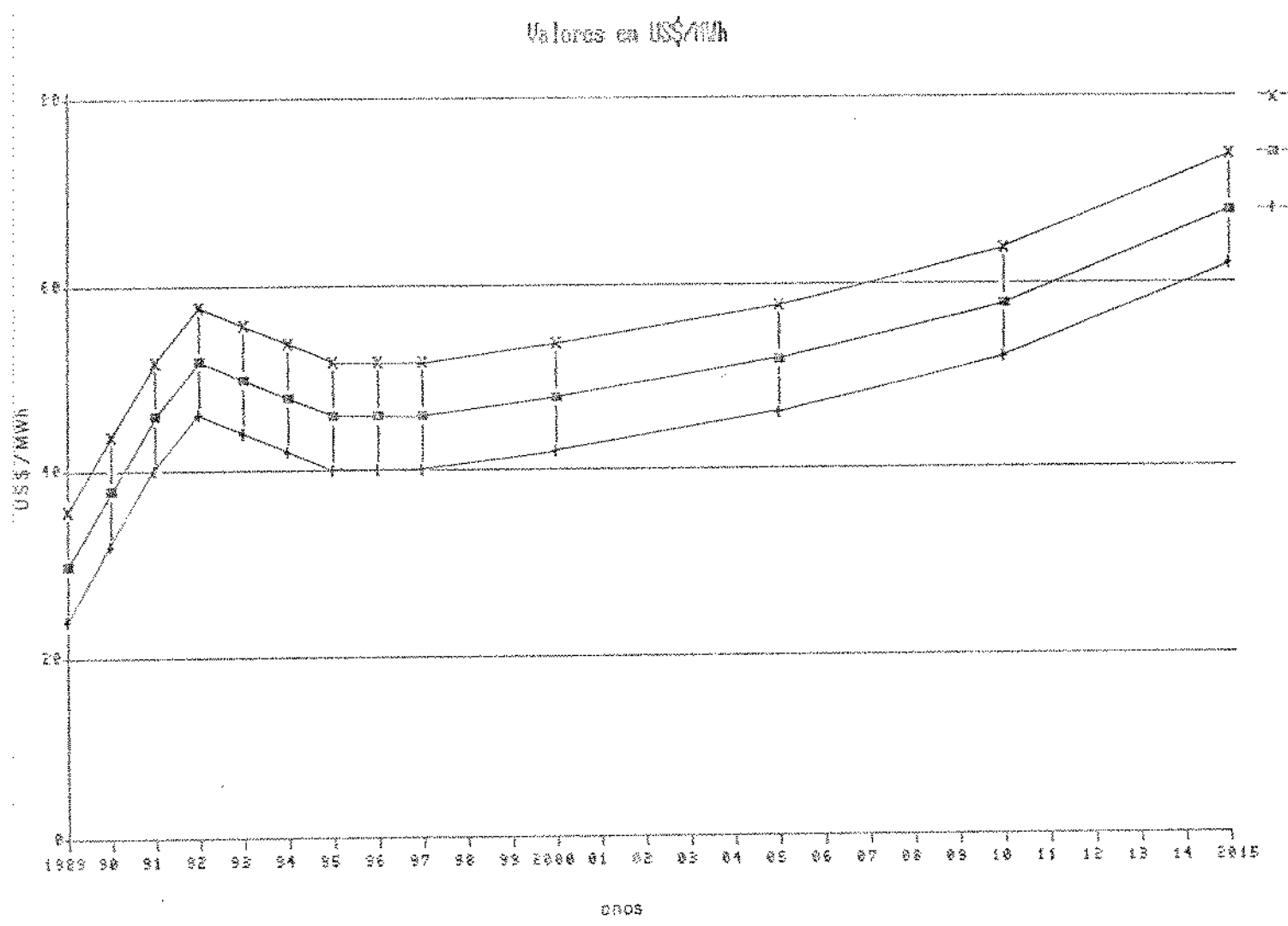


FIG5.CH7

A tabela 48, a seguir, apresenta os custos marginais médios de fornecimento, de 1989, para a área de concessão da CPFL. As tabelas similares cobrindo o período de 1990 à 2015, desagregadas para o período seco e úmido, na ponta e fora da ponta, estão no anexo A.

Tabela 48 Custos marginais médios de fornecimento na área de concessão da CPFL, para 1989

		ENERGIA (CZ\$/MWh)			
		POTÊNCIA (CZ\$/kW ANO)	PONTA		F. PONTA
			SECA	ÚMIDA	SECA ÚMIDA
PRODUÇÃO		0.00	3178.13	2852.39	2876.10 2581.32
				3043.34	2754.15
A0		1503.83		1575.24	483.71
A1		3512.40			
A2		3188.00			
A3		7390.01			
AT/MT		6553.10			
LINHAS MT.		0.00			
MT/BT+BT		0.00			

QUADRO RESULTANTE - CPFL

NÍVEL	UNIDADE	CAPACIDADE		ENERGIA		TOTAL	US\$/	
		PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA		kW	MWh
A1	CZ\$/kWano	4661.98	429.44	3797.17	26603.26	45491.85	199	-
	CZ\$/MWh	5954.00	53.83	4849.51	3335.00	4051.58	-	23
A2	CZ\$/kWano	7903.38	771.35	3905.66	27119.75	39700.21	223	-
	CZ\$/MWh	10093.72	96.70	4988.07	3399.75	4531.99	-	25
A3	CZ\$/kWano	15416.03	1557.64	4050.31	27894.68	48918.66	274	-
	CZ\$/MWh	19688.41	195.27	5172.81	3496.89	5584.32	-	31
A4	CZ\$/kWano	19336.93	2622.91	3792.86	18740.65	44493.35	250	-
	CZ\$/MWh	27676.28	552.13	5449.92	3626.40	6765.98	-	38

Base: JUN/88: US\$ 1.00 = CZ\$ 178.30

9.3 CUSTOS MARGINAIS DA REGIÃO ELÉTRICA DE RIBEIRÃO PRETO

9.3.1 ENFOQUE METODOLÓGICO

Conforme já foi citado anteriormente, há basicamente duas formas possíveis para o cálculo dos custos marginais de redes e subestações [ELETROBRÁS/DNAEE, 1985]. Estas são a lei de quantidade de obras (LQO) e o custo incremental médio de longo prazo (CIMLP).

A lei de quantidade de obras relaciona o crescimento de certos tipos de obras com o crescimento da demanda associada. A partir do conhecimento de informações históricas relativas às obras executadas⁽⁴⁴⁾ e do plano de expansão previsto pelas áreas de planejamento da empresa, são ajustadas equações que expressem com razoável grau de correlação as variáveis estudadas, sendo então extrapoladas para o horizonte de planejamento adotado. A LQO é frequentemente utilizada na determinação dos custos marginais de distribuição⁽⁴⁵⁾, onde a densidade de obras existentes permite sua utilização. A principal limitação no emprego da LQO para uma determinada região elétrica da concessionária está em não se possuir as informações pretéritas necessárias a sua utilização, desagregadas.

No cálculo do custo incremental médio de longo prazo assume-se que no ano i há um incremento na demanda suprida, ΔMW_i , em relação ao ano anterior, e um investimento, I_i , associado ao

(44)

Custo de expansão das áreas de pesquisa e a demanda, em kW ou kWh, associada.

(45)

Relativo ao nível 04.

atendimento desse incremento. O CIMLP é dado por [LIMA, 1987]:

$$CIMLP = \frac{\left[\sum_{i=0}^T \frac{I_i}{(1+r)^i} \right]}{\left[\sum_{i=L}^{T+L} \frac{\Delta MN_i}{(1+r)^i} \right]} \quad (1)$$

onde:

r = taxa de atualização do capital

T = horizonte de planejamento; e

L = tempo médio entre a data da realização do investimento e a da liberação do equipamento para uso.

Esta abordagem é indicada na determinação dos custos marginais de interconexão⁽⁴⁴⁾, onde o pequeno número de obras torna impraticável a aplicação da LQO, bem como os de repartição⁽⁴⁷⁾ e distribuição, quando não se dispõe de todos os dados históricos necessários no método da LQO. O custo incremental médio de longo prazo pode ser calculado com base apenas nas obras planejadas e na demanda associada, definidas no plano de expansão do sistema elétrico das concessionárias. Esta característica torna esta abordagem do CIMLP bastante útil para o presente estudo de caso.

9.3.2 OBTENÇÃO DOS CUSTOS MARGINAIS

Os custos marginais para a região elétrica de Ribeirão Preto foram calculados usando o método do custo incremental médio de

(44)

Relativas ao nível A0.

(47)

Relativas ao nível A1, A2 e A3.

longo prazo, a partir das demandas máximas deste sistema, indicada na tabela 49, bem como dos investimentos necessários ao seu atendimento [CPFL, 1988], conforme apresentado na tabela 50.

Aplicando-se os valores das tabelas 49 e 50 na equação (1), e utilizando os parâmetros levantados pela ELETROBRÁS/DNAEE [1985], obtem-se os custos marginais incorridos na expansão do sistema elétrico de Ribeirão Preto, apresentados na tabela 51, relativos aos níveis A2, A3 e A4. Os valores dos níveis de produção, A0 e A1, são os mesmos utilizados para a área de concessão como um todo⁽⁴⁰⁾.

Tabela 49 Demandas máximas, em MW, do sistema regional de Ribeirão Preto - 1989/1997

	NÍVEL DE TENSÃO	
ANO	138kV	69kV
1989	394,90	70,39
1990	405,01	70,39
1991	429,16	68,28
1992	462,52	66,30
1993	479,16	71,44
1994	521,24	75,68
1995	559,00	73,85
1996	603,32	69,75
1997	653,41	75,90

(40) Correspondente, no presente caso, a linhas de transmissão de 138 kV, subestações de 138/69 kV e ramais de 138 kV.

Tabela 50 Investimento anual, em US\$, no sistema elétrico de
Ribeirão Preto - 1990/1997

ANO		NO NÍVEL A2(49)	NO NÍVEL A3(70)	NO NÍVEL A4(71)
1990		9.866.402	-	4.155.461
1991		203.754	-	3.248.490
1992		2.122.406	171.690	6.848.510
1993		866.398	-	4.470.294
1994		602.403	297.360	9.358.722
1995		-	-	1.922.261
1996		1.804.620	710.539	7.315.883
1997		540.800	-	2.913.461

Tabela 51 Custos marginais para a região elétrica de Ribeirão
Preto - média do período 1990/1997

	POTÊNCIA	ENERGIA (US\$/KWH)			
	(US\$/kW ANO)	PONTA		F. PONTA	
		SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
PRODUÇÃO	0.00	31.88	28.61	28.85	27.32
		8.83		2.71	
A0	8.43				
A1	19.70				
A2	11.29				
A3	46.93				
A4 (AT/MT)	38.12				

(49)

Linhas de transmissão de 69 kV e ramais de 69 kV.

(70)

Linhas de transmissão de 34,5 kV, sub-estações de 34,5/13,8 kV, sub-estações de 69/13,8 kV e sub-estações de 138/13,8 kV.

(71) Faltou a existência de informações relativas à parcela de perdas de energia e potência para a região em questão.

Os valores apresentados na tabela 51 estão expressos em dólares de junho/88.

Com relação aos custos marginais do nível A4, considerou-se apenas as obras em linhas de transmissão e subestações transformadoras do nível alta tensão/média tensão, não incorporando os investimentos em obras da baixa tensão⁽⁷⁸⁾. Esta medida tornou-se necessária uma vez que as PCH's objeto de estudo serão interligadas em tensão maior ou igual a 13,8 kV, não evitando, portanto, custos nos níveis de tensão inferiores ao da interligação.

A partir dos dados constantes nas tabelas anteriores, utilizando a metodologia proposta pela ELETROBRÁS/DNAEE [1985], pode-se obter as "tarifas de referência", que correspondem aos custos marginais ao nível dos clientes.

A passagem dos custos marginais às tarifas de referência é feita a partir do conhecimento de uma série de características do consumo, muitas delas retratadas pela tipologia de carga dos clientes, bem como em função da probabilidade de associação de um determinado cliente-tipo aos níveis tarifários a montante do seu ponto de conexão com a rede. Com estas informações é possível obter as responsabilidades de cada cliente-tipo nos custos marginais, por nível tarifário e nos períodos de ponta e fora-da-ponta.

A tabela 52 apresenta os valores obtidos para a área de concessão da CPFL e para a região elétrica de Ribeirão Preto,

(78)

Por obra de baixa tensão entendem-se as obras onde a tensão de serviço é menor ou igual a 2,3 kV.

como médias no período 1990/1997, ambas para os níveis tarifários A2, A3 e A4, que são os níveis objeto de interesse quando se planeja geração descentralizada de energia elétrica no Brasil.

Tabela 52 Tarifas de referência, em US\$/kWano: na área de concessão da CPFL e na região de Ribeirão Preto - médias no período 1990/1997

NÍVEL TARIFÁRIO	REGIÃO	POTÊNCIA		ENERGIA	
		PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A2	CPFL	43.58	4.26	34.92	243.72
	R. PRETO	37.84	3.63	34.92	243.72
A3	CPFL	83.71	8.55	36.21	260.79
	R. PRETO	84.29	8.62	36.21	260.79
A4	CPFL	0.00	25.08	258.48	18.88
	R. PRETO	0.00	25.95	264.73	18.88

9.3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Uma vez que os custos marginais vem sendo calculados pelas principais concessionárias de energia elétrica para sua área de concessão, não se pode mais admitir que os custos marginais das grandes regiões interligadas como as do Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Norte e Nordeste, calculados pela ELETROBRÁS, continuem a servir como balizadores na análise de projetos de geração descentralizada de energia elétrica.

Cabe frizar, ainda, que apesar das pequenas diferenças encontradas entre os custos marginais da CPFL como um todo e os da região elétrica de Ribeirão Preto, estas podem ser significativas nas alternativas estudadas. No entanto, o cálculo dos custos marginais para uma dada região elétrica, conforme

proposto neste capítulo, pode ser muito mais útil nos casos onde as diferenças entre regiões elétricas de uma mesma concessionária forem mais marcante que no caso da CPFL. É fundamental, que o cálculo dos custos marginais seja feito para regiões razoavelmente homogêneas dentro da área de concessão das empresas.

CAPÍTULO 10

OTIMIZAÇÃO DO PROJETO DAS PCH's

10.1 ANÁLISE CRÍTICA DOS PROCEDIMENTOS DE CÁLCULO DA ELETROBRÁS/DNAEE PARA PCH'S

O principal objetivo desta análise crítica dos procedimentos de cálculo contidos no Manual de PCH's, elaborado pela ELETROBRÁS/DNAEE (1982), é chamar a atenção para a necessidade de revisão dos parâmetros adotados na análise de projetos de usinas de pequena a média potência interligadas ao sistema elétrico, em geral dentro da área de concessão das empresas distribuidoras.

Pode-se cogitar, a médio prazo, a oportunidade de um "Manual para Centrais Hidrelétricas de Pequeno a Médio Porte Interligadas ao Sistema Elétrico", que viria a preencher a lacuna entre os procedimentos estabelecidos para as grandes centrais hidrelétricas interligadas ao sistema, e as pequenas centrais hidrelétricas isoladas, localizadas em regiões remotas do país.

O próprio Manual de PCH's, em seus objetivos, deixa claro o universo que pretende abordar, alertando que:

"Uma central hidrelétrica pode ser classificada como PEQUENA (pequena potência instalada) sem que isso implique em que ela seja de PEQUENO PORTE (quanto às obras civis e equipamentos) ou de PEQUENO CUSTO." e,

"Quando determinado item assumir um porte significativo, ou uma complexidade acima da prevista no Manual, o engenheiro ou o

técnico deverá se valer da bibliografia existente ao final de cada capítulo e, não sendo suficiente, consultar um especialista no assunto."

Com relação às limitações quanto a sua aplicação, frisa que:

"aplica-se apenas às usinas a fio d'água ou, no máximo, com pequena regularização diária;

prevê barragens e vertedouros com alturas máximas de até 10 metros;

as estruturas preconizadas para o circuito de geração permitem descargas até 20 m³/s;

as dimensões da casa de máquinas e os diagramas elétricos foram previstos para a instalação de até 2 unidades geradoras."

É imediato verificar que as limitações acima mencionadas excluem as centrais de baixa queda, que representam parcela significativa do potencial hidrelétrico remanescente no país e, particularmente, do potencial remanescente dentro da área de concessão da CPFL. As principais vantagens dessas centrais são:

- dispensam a existência de queda natural, pois para pequenas quedas uma barragem com pequena altura é suficiente para criar o desnível necessário;
- não dependendo de queda natural, torna-se mais fácil encontrar locais próprios para sua instalação, próximos a centros consumidores, o que acarreta instalação de linhas de transmissão de menor comprimento.

Do outro lado, tem-se como principais desvantagens que:

- exigem aproveitamento de rios com maiores descargas para terem potências razoáveis;
- a casa de máquinas é construída junto à barragem e dessa forma, exige-se projetos para as estruturas com maior segurança e maior custo unitário;
- acarretam, em geral, maiores áreas inundadas por kW instalado.

Com relação à metodologia e roteiro de cálculo apresentados no Manual de PCH's, são necessárias as seguintes alterações quando da realização de estudos visando a implantação de usinas de pequeno a médio porte interligadas ao sistema elétrico:

a) Topografia

Mesmo para os aproveitamentos com as características preconizadas pelo Manual de PCH's, é imprescindível que o levantamento topográfico seja efetuado com instrumentos, não se cogitando em levantamentos expeditos em nenhuma etapa do projeto.

b) Geologia/Geotecnia

O Manual de PCH's cita uma série de trabalhos de campo simples que podem ser realizados com vistas à obtenção de dados geológicos e geotécnicos. Porém, para empreendimentos de maior porte, é importante definir, de uma forma mais precisa, os serviços de sondagem, poços, valas, trincheiras, bem como os tipos e número de equipamentos para instrumentação e controle das estruturas.

c) Hidrologia/Hidráulica

O manual recomenda a medição das vazões fluviais através do emprego de flutuadores ou vertedores. Estes métodos, no entanto, são impraticáveis em rios mais caudalosos, onde as medições com molinete são necessárias.

Nas regiões mais desenvolvidas do país há, em geral, informações disponíveis relativas à curva-chave em postos fluviométricos próximos ao local do barramento, que podem ser facilmente extrapoladas e utilizadas nas fases de inventário e viabilidade, fato este que não se cogita no Manual de PCH's.

d) Arranjo das estruturas

O manual friza que não se deve dispendir parcela significativa do investimento procurando otimizar o arranjo da PCH. No caso de pequenas centrais com potências próximas ou superiores a 10 MW, e principalmente no caso de centrais de baixa queda, porém, tem-se observado que os benefícios provenientes da otimização de arranjos para um mesmo eixo, bem como de diferentes alternativas de divisão de quedas, superam os custos incorridos.

e) Parâmetros hidreenergéticos

A primeira revisão necessária diz respeito ao conceito de vazão firme, uma vez que o Manual fixa esta como a vazão com 95% de probabilidade de ocorrência para o cálculo da potência a instalar. Sugere, ainda, que caso se pretenda motorizar a PCH além da potência firme, deve-se simplesmente dobrar o valor da vazão firme. Este critério não considera

uma análise técnico-econômica do empreendimento, através de pesquisa da melhor potência e do número de máquinas a instalar, que se torna fundamental quando se está planejando a geração descentralizada de energia elétrica em concessionárias distribuidoras. O modelo técnico-econômico desenvolvido nesta tese poderá servir como referência para a definição da potência a instalar em PCH's de concessionárias distribuidoras, em se tratando de adições graduais.

O Manual de PCH's não contempla a possibilidade de regularização de vazões, que pode ser vantajosa em alguns casos para a concessionária.

Saliente-se, ainda, que os rendimentos sugeridos pelo Manual para os grupos geradores são muito inferiores aos obtidos de consultas aos fabricantes, no caso de equipamentos de maior potência, podendo-se chegar a valores da ordem de 91% para turbinas e de até 97% para geradores.

f) Estudos de mercado

As concessionárias de energia elétrica de grande porte tem, em geral, condições de realizar projeções de mercado para as localidades próximas a PCH e para horizontes de longo prazo, não sendo necessário compor a demanda de energia elétrica a partir de estimativas do consumo por habitante, conforme recomendações do Manual de PCH's.

Projeções de demanda por localidade, cobrindo períodos entre 20 a 30 anos, são imprescindíveis.

10.2 OTIMIZAÇÃO DO PROJETO DAS USINAS SELECIONADAS

A CPFL definiu que, além da alternativa de divisão de quedas proposta pela Figueiredo Ferraz, deveriam ser estudadas, a nível de análise crítica do estudo de viabilidade, nove alternativas adicionais que procuraram aproveitar, total ou parcialmente, uma queda de 8 metros remanescente entre as usinas Anhanguera e Palmeiras.

As alternativas denominadas B, F e I foram excluídas do estudo, após uma análise preliminar de custos do canal de adução proposto, com cerca de 5 km de extensão, que as inviabilizou. Restaram, então, as seis alternativas de divisão de quedas apresentadas nas figuras B1 a B6 do anexo B.

São relatados, a seguir, os principais parâmetros adotados e os resultados obtidos na otimização do projeto de cada alternativa, a nível de análise crítica do estudo de viabilidade, bem como o detalhamento da alternativa selecionada, a nível de projeto básico.

Os parâmetros básicos de cada aproveitamento, resultantes dos estudos a nível de análise crítica e projeto básico, são apresentados nas tabelas B1 a B11 do anexo B.

10.2.1 INFORMAÇÕES BÁSICAS

Os dados hidrológicos utilizados pela Figueiredo Ferraz foram avaliados, constatando-se serem bastante confiáveis para o prosseguimento dos estudos.

Para a determinação dos níveis d'água durante as fases construtivas e de operação foram utilizadas, a nível de análise crítica do estudo de viabilidade, as curvas-chaves calculadas e apresentadas no estudo em questão, indicadas na tabela B12 do anexo B.

Para o projeto básico previu-se o levantamento de seções topobatimétricas ao longo de cada eixo, bem como em seções espaçadas a cada 500 metros a montante dos barramentos, até a usina subsequente, para a determinação da curva chave em cada local, bem como das curvas de remanso dos reservatórios.

As curvas chave para as UHE's RETIRO, ANHANGUERA e PALMEIRAS, a nível de projeto básico, são apresentadas na tabela B13 do anexo B.

Como providência adicional para o projeto básico foram feitas gestões junto ao Departamento Estadual de Águas e Energia Elétrica (DAEE) visando a reativação do posto denominado Santa Fé, desativado desde 1977, localizado próximo ao eixo Anhanguera, com área de drenagem de 4611 km². As medições efetuadas durante a fase de projeto básico permitiram definir de forma mais precisa as fases de construção e os níveis operativos dos reservatórios.

Em relação aos dados geológicos e geotécnicos na fase de análise crítica do estudo de viabilidade, para as usinas RETIRO e PALMEIRAS foram utilizados os dados apresentados neste estudo.

Para a UHE ANHANGUERA, os dados constantes no estudo de viabilidade foram extrapolados para o local do novo eixo proposto logo a jusante, complementados pelos dados de mapeamentos

expeditos de campo no local do novo eixo.

Para os arranjos da UHE RETIRO MONTANTE, onde não se dispõe de informações de sub-superfície a nível de estudo de viabilidade, foram estabelecidos perfis geológico-geotécnicos com base nos dados existentes de outros aproveitamentos do rio Sapucaí, caracterizando feições típicas e regionais.

Na fase de projeto básico, as informações disponíveis a nível de Estudo de Viabilidade foram complementadas por uma série de sondagens rotativas e a trado, em cada eixo selecionado na fase de análise crítica do estudo de viabilidade.

A determinação das curvas cota vs. área vs. volume, característica dos reservatórios, apresentadas na tabela B14 do anexo B, foram feitas com base em plantas na escala 1:10.000 com curvas de nível de 5 em 5 metros, obtidas através de restituição aerofotogramétrica com apoio terrestre.

Para implantação dos lay-out's dos aproveitamentos PALMEIRAS, ANHANGUERA e RETIRO foram utilizadas plantas em escala 1:1.000 com curvas de nível de metro em metro, obtidas através de levantamento de campo. Para os arranjos da UHE RETIRO MONTANTE, ampliou-se as plantas disponíveis na escala 1:10.000 para a escala 1:2.000.

Para o desenvolvimento em cascata do trecho em estudo foi utilizado um levantamento do perfil do rio a cada quilômetro, disponível nas escalas 1:75.000 horizontal e 1:200 vertical.

10.2.2 ESTRUTURAS CIVIS E PROJETOS HIDRÁULICOS

Os arranjos gerais de cada aproveitamento otimizado, a nível de Estudos da Análise Crítica da Viabilidade e de Projeto Básico, são apresentados no anexo C.

Os vertedouros foram dimensionados para escoar a descarga decamilenar, sem consideração de amortecimento no reservatório, devido às suas reduzidas proporções.

As estruturas dos vertedouros foram totalmente revistas com base em cotas de apoio das fundações menos conservadoras.

A bacia de dissipação foi redimensionada admitindo-se que 30% da vazão decamilenar deverá ser dissipada fora da bacia, ocasionando o encurtamento destas estruturas. Isto foi possível face aos resultados obtidos com modelo, de usina semelhante. Ressalte-se que a espessura das lajes das bacias e as dimensões dos muros de proteção apresentados nos Estudos de Viabilidade pela Figueiredo Ferraz foram julgados muito reduzidos para os carregamentos que irão ocorrer, o que ocasionou volumes de concreto em torno de 50% superiores. Por outro lado, em função da qualidade da rocha de fundação ao longo de toda a estrutura, pode-se cogitar, na fase de projeto executivo, na eliminação de toda a bacia, representando significativa economia para o empreendimento. Há uma grande possibilidade que isto venha a ocorrer na UHE ANHANDUERA.

As barragens de terra, otimizadas para o presente estudo, consideram seção homogênea de aterro impermeável compactado com taludes 1V:2,5H a montante e 1V:2,2H a jusante, tendo uma proteção a montante com "rip-rap" e drenagem interna por meio de

filtros horizontais e verticais. A jusante estão previstos, a guisa de proteção, grama no talude, e um dreno composto de transição e enrocamento, no pé da barragem.

Os equipamentos para instrumentação e controle da barragem constantes dos Estudos de Viabilidade foram revistos, tendo sido mantidos apenas os equipamentos indispensáveis para o monitoramento de obras do porte das do rio Sapucaí.

Com relação ao circuito de geração das UHE's RETIRO VIABILIDADE, ANHANGUERA VIABILIDADE, ANHANGUERA ALTA E PALMEIRAS VIABILIDADE, os estudos de otimização na fase de Análise Crítica e Projeto Básico foram orientados para a adoção de uma solução compacta, tendo em vista a seleção de turbinas tipo Tubular S. Foram adotadas as seguintes simplificações estruturais.

- .utilização de uma mesma ranhura a montante, tanto para a descida de comportas ensecadeiras, como para grades e rastelo de limpeza;

- .aproveitamento do espaço entre a tomada d'água e casa de força para localização das galerias de equipamentos mecânicos e elétricos;

- .previsão de comportas de emergência a jusante da casa de máquinas.

Para as UHE's RETIRO ALTO e RETIRO MÉDIO, o circuito de geração, com 34 metros de queda bruta, condicionou a adoção de um projeto padrão com tomada d'água do tipo gravidade e casa de força abrigada, em estruturas independentes. Os condutos forçados foram parcialmente embutidos na barragem, e as comportas de emergência colocadas a montante, na tomada d'água.

Com relação as UHE's RETIRO MONTANTE ALTO e RETIRO MONTANTE MÉDIO, o circuito de geração é composto das seguintes estruturas:

- .canal de aproximação,
- .tomada d'água;
- .canal de educação;
- .câmara de carga e tomada d'água da casa de força;
- .condutos forçados;
- .casa de força, e
- .canal de fuga.

A concepção e detalhes técnicos dos canais, tomadas d'água e condutos forçados para estas usinas foram os mesmos adotados no projeto da UHE ANHANGUERA, constantes dos Estudos de Viabilidade. Ressalta-se, contudo, que as condições geológico-geotécnicas são desfavoráveis com relação às fundações das estruturas, devido a ocorrência de espessa camada de solo no alto da ombreira esquerda, fato este típico na região.

A solução encontrada foi se aprofundar os níveis de escavação e se proceder à troca do solo subjacente às estruturas por aterro compactado, no local das tomadas d'água. Na região dos condutos forçados, face a declividade mais acentuada no aterro, o que dificulta a execução de aterro compactado em zona confinada, adotou-se neste local enrocamento compactado. No canal de adução, a proteção dos taludes foi otimizada, substituindo-se o concreto armado por conchões tipo reno, providos superficialmente por concreto.

O desvio do rio foi totalmente revisto para cada eixo estudado sendo, em geral, em duas etapas, provendo-se a abertura de canal de desvio para a primeira etapa e utilizando-se de adufas sob os vãos dos vertedores na segunda etapa.

As dimensões e características das escadas para peixes previstos nos Estudos de Viabilidade pela Figueiredo Ferraz foram mantidos, procedendo-se à eliminação, todavia, das robustas estruturas de concreto, que foram substituídas por estruturas modulares apoiadas sobre o talude de terra das barragens, o que proporcionou uma redução de custos significativa neste item.

10.2.3 EQUIPAMENTOS ELETROMECAÂNICOS

Os vertedouros são dotados de 4 comportas segmento com largura padronizada, o que permitiu redução no número de comportas ensecadeira previstas para os aproveitamentos, quando analisados conjuntamente. Desse modo foram necessárias apenas 4 comportas ensecadeira a jusante para fechamento dos 6 vãos previstos nas alternativas com três aproveitamentos.

A montante, estão previstos 4 jogos de comportas ensecadeira para fechamento das adufas, para cada usina. Estas comportas, em concreto, serão incorporadas à estrutura do vertedouro.

Os equipamentos previstos para a tomada d'água são:

- .talha de acionamento elétrico;
- .rastelo limpa-grades;
- .2 jogos de comportas ensecadeira;
- .6 jogos de grades removíveis.

Para as usinas RETIRO VIABILIDADE, ANHANGUERA VIABILIDADE, ANHANGUERA ALTA e PALMEIRAS VIABILIDADE, foram previstas turbinas tipo Tubular S padronizadas para os três aproveitamentos, e geradores síncronos de eixo horizontal providos com multiplicador

de velocidade, sendo que o pré-dimensionamento destes equipamentos foi fornecido por diversos fabricantes especializados.

Com relação às usinas RETIRO ALTO e RETIRO MÉDIO, as características de queda e vazão direcionaram a adoção de turbinas tipo kaplan e geradores síncronos de eixos verticais.

Nas usinas RETIRO MONTANTE ALTO e RETIRO MONTANTE MÉDIO, com canal adutor, optou-se pela adoção de turbinas tipo Francis e geradores síncronos de eixos verticais, em virtude da pequena variação de níveis a montante e da queda de projeto destas usinas, de 33,9 e 22,8 metros, respectivamente.

No canal de fuga estão previstos apenas 3 jogos de comportas ensecadeira por usina, acionadas mecanicamente.

10.3 IMPACTOS SÓCIO-AMBIENTAIS

As questões ambientais tornam-se cada vez mais relevantes no planejamento de centrais hidrelétricas.

Recentemente, através da resolução IBAMA 001/86, tornou-se obrigatória a apresentação de Estudos de Impacto Ambientais- EIA, para empreendimentos hidrelétricos com potência instalada superior a 10 MW, estando previstas audiências públicas, com possibilidades de alterações no projeto pela sociedade.

Ressalta-se, entretanto, ser totalmente arbitrária a utilização da potência instalada como parâmetro que vincule a apresentação de EIA, uma vez que existem vários tipos de centrais, que acarretam impactos variados sobre os meios físico, biológico e antrópico envolvidos, em virtude da tecnologia

específica utilizada em cada caso. O legislador deve ter se fixado no valor de 10 MW, uma vez que este caracteriza o limite arbitrado de potência para PCH's no Brasil, que já foi abandonado na prática pela ELETROBRÁS/DNAEE.

A maioria dos empreendimentos hidrelétricos brasileiros de grande porte foram executados no passado desvinculados das atuais preocupações de caráter sócio-ambiental. Face ao porte de tais empreendimentos é difícil a adoção de medidas que mitiguem todos os impactos decorrentes de implantação e operação desses aproveitamentos, tais como as influências sobre o micro-clima, os sismos induzidos, os vetores epidêmicos, os acidentes na fase de construção e de operação, etc. Estes fatores vem tornando cada vez mais difícil a aceitação destes empreendimentos pela sociedade.

Com relação às usinas hidrelétricas de pequeno e médio porte, objeto desta tese, alguns especialistas apontam como fator positivo para sua implementação o fato de possibilitarem um melhor equacionamento dos problemas sócio-ambientais ocasionados. Face à aparente simplicidade do problema, alerta-se para o fato de não se recaírem em análises simplistas, a nível do empreendimento tomado isoladamente. Há que se considerar, também, a necessidade de análises a nível regional, para o conjunto de usinas candidatas, a fim de que se possa compatibilizar a exploração de recursos hidrelétricos com os demais usos da água, respeitando as políticas e diretrizes estabelecidas pela sociedade, para a bacia ou conjunto de bacias hidrográficas em questão. Tal ordenamento torna-se imprescindível em determinadas

regiões com elevado grau de desenvolvimento, em especial no Estado de São Paulo, onde se conjugam a má qualidade com a escassez de recursos hídricos.

As análises do tipo custo/benefício, por sua vez, são frequentemente apontadas como ineficientes para tratar as questões ambientais, face à necessidade nestas metodologias de se quantificar impactos positivos e negativos. Estas avaliações apresentam elevado grau de subjetividade, ao abordarem questões tão complexas como as decorrentes das ações do homem sobre a natureza modificada e degradada pelo próprio homem, e tratada por este como algo inanimado, e por desprezar a dinâmica e o equilíbrio dos sistemas biológicos.

Alguns autores chegam a sugerir a extinção deste tipo de análise em todos os níveis, até mesmo em questões "técnicas".

Isto conduz a uma "auto-crítica" com relação à metodologia proposta nesta tese para definição do grau de motorização e número de máquinas das centrais, baseada em relações do tipo custo/benefício. Admite-se que tal análise seja válida apenas no planejamento estritamente setorial, não considerando, a priori, questões mais abrangentes no planejamento da evolução da sociedade.

As questões sócio-ambientais podem ou não vir a ser incorporadas pelas empresas na análise custo-benefício aqui desenvolvida.

A forma como estão estruturados os setores da economia brasileira não estimulam a aplicação de metodologias com um maior comprometimento sócio-ambiental, que devem ser levadas a cabo por equipe multidisciplinar.

Para que isto ocorra, faz-se necessário um planejamento econômico e energético a nível nacional, alicerçado em planejamento regionais, compatibilizando-os de forma a torná-los exequíveis e com opções transparentes para a sociedade, sendo decisiva a participação desta no processo decisório em todos os níveis de planejamento.

Isto posto, relatar-se-á algumas medidas mitigadoras previstas para os empreendimentos do presente estudo de caso, que embora tenham sido tomadas com o intuito de incorporar as necessidades da sociedade e visando diminuir os impactos ambientais, foram definidas a partir de métodos e critérios preconizados pelo setor elétrico, em grande parte alicerçados em análises do tipo custo/benefício.

Já na fase de seleção dos eixos a serem desenvolvidos a nível de projeto básico, a CPFL atentou para as seguintes diretrizes, visando minimizar os impactos ambientais:

- seleção dos eixos com menor área inundada total;
- manutenção das áreas naturais remanescentes mais importantes do ponto de vista de preservação;
- máxima utilização de jazidas naturais de materiais localizados, preferencialmente, nas áreas que serão submersas pelos lagos.

Estes critérios, aliados à adoção da maior relação benefício/custo, acarretaram a seleção dos aproveitamentos RETIRO, ANHANGUERA e PALMEIRAS, a serem implantados numa primeira etapa, no rio Sapucaí.

Com o início das gestões junto ao órgão de licenciamento ambiental - SMA-SP, a CPFL firmou vários posicionamentos, relatados a seguir:

- aproveitamento dos reservatórios para uso da comunidade, com medidas a serem definidas juntamente com os interessados, visando o desenvolvimento de atividades como irrigação, captações para uso urbano, e outras que possam vir a ser acordadas, desde que não ogridam ao meio ambiente;
- construção de um museu relacionado à produção energética, para visitação pública;
- máxima utilização da mão-de-obra local disponível;
- controle e disposição eficientes dos resíduos sólidos e efluentes domésticos oriundos dos canteiros de obras;
- reforma das escadas para peixes das UHE's SÃO JOAQUIM DA BARRA e DOURADOS, visando torná-las mais eficientes⁽⁷³⁾;
- incentivar e participar de programas institucionais que visem a preservação ambiental da bacia do rio Sapucaí como um todo, em especial nas cabeceiras, contribuindo para a preservação de todo o ecossistema do eixo denominado SANTA BARBARA⁽⁷⁴⁾, visando garantir a alimentação e reprodução da fauna terrestre e alada e da ictiofauna;
- recomposição das áreas de empréstimos localizados fora das áreas inundadas;
- não construir o centro de turismo e lazer I, planejado pela CESP, substituindo-o pela construção de um viveiro florestal, face a incompatibilidade existente entre as atividades que seriam desenvolvidas e as medidas de preservação da ictiofauna previstas.

Cabe ressaltar, ainda, os contatos efetuados pela CPFL com a comunidade local, através de várias palestras proferidas na

(73)

Já executadas.

(74)

Que não será construído por questões de preservação ambiental.

região bem como o entrosamento com outras entidades estaduais e federais, como os contatos realizados com membros do Comitê Coordenador da Bacia Hidrográfica em questão, com a PORTOBRÁS, ELETROBRÁS e DNAEE.

Com relação a um clube a ser inundado pela UHE ANHANGUERA, a CPFL pretende relocá-lo para área próxima ao lago, a ser adquirida oportunamente, em local onde as águas subterrâneas não venham a ser contaminadas por possíveis influências dos reservatórios recém-criados.

Cabe ressaltar, ainda, que as interferências com as benfeitorias existentes, ora em fase de levantamento detalhado, serão apresentadas no EIA e RIMA.

10.4 MODELO DE DETERMINAÇÃO DO GRAU DE MOTORIZAÇÃO E NÚMERO DE MÁQUINAS DA CENTRAL

O modelo desenvolvido a seguir permite a comparação entre dois modos de atendimento da demanda de energia elétrica em concessionárias predominantemente distribuidora: através de reforço no sistema de transmissão, ou via PCH's.

No caso geral, o estudo de motorização de PCH's envolve a determinação do escalonamento temporal ótimo da entrada em operação das unidades geradoras das centrais. Isto pode ser feito, em diversas situações, através da utilização da programação dinâmica (Bajay e Santos, 1985; Martínez, Bajay e Santos, 1989). No entanto, quando se trata de grandes empresas de energia elétrica cuja atividade principal é a distribuição com elevadas densidades de carga, a capacidade total de geração de

qualquer PCH candidata a ser instalada pode ser facilmente absorvida pelo sistema na entrada em operação da central, desde que ela seja competitiva com o reforço da rede. Como esta é a situação de interesse neste trabalho, comparou-se, tão somente, através de uma análise custo-benefício, diversos arranjos das centrais, com diferentes capacidades totais e número de máquinas, com a alternativa de reforço de rede, em um dado instante de tempo, factível para o início da operação simultânea de todas as máquinas das centrais.

A seguir, descreve-se os procedimentos para o cálculo dos custos e benefícios associados aos diversos níveis de motorização das centrais.

10.4.1 OBTENÇÃO DOS CUSTOS

A partir de planilhas orçamentárias elaboradas para cada usina, desagregadas conforme proposto no Orçamento Padrão da ELETROBRÁS, pode-se separar o investimento em custos fixos e variáveis, em relação à potência instalada nos aproveitamentos.

Os primeiros contemplam os custos de aquisição de terrenos e benfeitorias, barragens, vertedores e suas comportas e "stop-logs", desvio do rio, escada para peixes, vila de operadores, etc. Os custos variáveis em função da potência instalada e do número de máquinas são: casa de máquinas, tomada d'água, canal/conduto adutor, câmara de carga/chaminé de equilíbrio, condutos forçados, canal de fuga, turbinas e geradores e equipamentos eletromecânicos diversos.

Admitindo-se que os custos variáveis correspondentes às obras civis variem linearmente em função apenas do número de máquinas⁽⁷⁵⁾, e obtendo-se uma previsão de custos dos equipamentos eletromecânicos⁽⁷⁶⁾, podem ser montados os orçamentos de cada usina, agregando-se os custos fixos aos custos variáveis, para diversas potências e número de máquinas selecionadas.

Agregando-se, ainda, os custos de operação e manutenção ao investimento, obtém-se o custo da central com m unidades de geração, CC_m , em US\$/semestre, através da seguinte expressão:

$$CC_m = I_m \cdot FRC(i,n) + COM_m$$

onde:

I_m : investimento necessário para motorizar a central com " m " unidades de geração⁽⁷⁷⁾, em US\$;

$FRC(i,n)$: fator de recuperação de capital, para a taxa semestral de desconto " i " e vida útil " n " da central, em semestres; e

COM_m : custo de operação e manutenção da central com m unidades, em US\$/semestre.

(75)

Isto é válido para PCH's quando a faixa de potências pesquisada não é muito ampla.

(76)

Fornecidas pelos fabricantes ou disponíveis em levantamentos realizados pelas empresas concessionárias de energia elétrica.

(77)

Somatória dos custos fixos e variáveis.

O intervalo de planejamento escolhido é o semestre, para se poder levar em conta as influências sazonais, importantes no planejamento de PCH's.

Os custos relativos ao estudo de caso realizado neste trabalho são apresentados no anexo B.

10.4.2 OBTENÇÃO DOS BENEFÍCIOS

Para a obtenção dos benefícios associados aos diversos níveis de motorização pesquisados, necessita-se levantar o mercado a ser atendido pelas PCH's candidatas.

Para tanto, deve-se analisar, inicialmente, as características do sistema elétrico próximo às novas usinas, procurando-se definir a tensão de escoamento da energia gerada, bem como se a interligação com a rede existente se fará através de subestação ou de seccionamento de linha.

Deve-se procurar tirar o máximo proveito das instalações existentes nas proximidades das usinas candidatas. Para tanto, desde que tecnicamente viável face às distâncias envolvidas, é vantajoso se interligar as PCH's na menor tensão de distribuição possível.

Caso a interligação parta da subestação da usina diretamente para a subestação de uma ou mais localidades, estas passam a ser o mercado associado ao empreendimento.

Caso a PCH, ou conjunto de PCH's, sejam interligados através de seccionamento de linhas, ou de subestação de repartição de carga, as localidades que consigam absorver, total ou parcialmente, a energia produzida nas PCH's, farão parte do

mercado suprido pelas usinas

Em alguns casos, os dois modos de atendimento em questão são possíveis, sendo necessário se pesquisar qual a forma de escoamento de energia que conduz aos melhores resultados técnico-econômicos.

Uma vez delimitado geograficamente o mercado a ser atendido, pode-se efetuar as projeções das demandas de energia e de ponta⁽⁷⁸⁾, nos períodos seco e úmido, para horizontes de planejamento compreendido entre 15 e 30 anos, a partir dos dados históricos disponíveis nas concessionárias.

Os custos marginais de atendimento da demanda de energia elétrica⁽⁷⁹⁾ vem sendo calculados pelas concessionárias já há algum tempo, utilizando-se a metodologia proposta pela ELETROBRÁS/DNAEE (1985).

Caso se consiga obter os custos marginais para a região elétrica abrangida pelo mercado a ser suprido pelas novas centrais, estes devem ser utilizados, por refletirem de forma mais precisa as características do atendimento descentralizado. Estes custos regionalizados, dependem, todavia, de um razoável grau de desagregação dos dados históricos necessários ao seu cálculo, nem sempre disponíveis nas concessionárias.

Os estudos de mercado, os estudos elétricos preliminares e os custos marginais de atendimento, para o presente estudo de caso, já foram apresentados no capítulo 7, 8 e 9, respectivamente.

(78)

Potência máxima a ser atendida.

(79)

Por nível de carga e para os períodos seco e úmido.

O valor esperado da energia a ser gerada por uma PCH nos semestres seco e úmido, para cada potência a instalar e respectivo número de máquinas, é obtido a partir de informações hidrológicas facilmente disponíveis nas regiões mais desenvolvidas do país. Esta energia deve ser ponderada pela disponibilidade das unidades geradoras da central, estimada a partir de taxas de saída forçada e de manutenção provenientes de dados históricos de unidades semelhantes.

Os valores energéticos dos aproveitamentos pesquisados no estudo de caso desenvolvido nesta tese, constam do anexo D.

É possível, agora, definir-se os benefícios para os diversos níveis de motorização e número de unidades geradoras, através das expressões apresentadas a seguir.

$$BEm,t = K1. Em,t + K2 [(Em,t - DEt).CME't + DEt.CMEt], t=1, \dots, T \quad (2)$$

onde:

T: número de semestres no período de planejamento;

BEm,t : benefício associado à parcela de energia, gerada com "m" unidades, no semestre "t", em US\$;

Em,t : energia gerada com "m" unidades, no semestre "t", em kWh;

DEt : demanda de energia no semestre "t", em kWh;

$CMEt$: custo marginal de energia no nível de tensão de interligação da PCH com a rede, no semestre "t", em US\$/kWh;

$CME't$: custo marginal de energia no nível de tensão imediatamente superior ao da interligação da PCH com a rede, no semestre "t", em US\$/kWh;

K1 e K2 são parâmetros tais que:

- Se $E_{m,t} \leq DE_t$: $K1 = 1$ e $K2 = 0$;
- Se $E_{m,t} > DE_t$: $K1 = 0$ e $K2 = 1$.

$$BP_{m,t} = K3.CIm.CMP_t + K4 [(CIm - DP_t).CMP'_t + DP_t.CMP_t], \quad t=1, \dots, T \quad (3)$$

onde:

$BP_{m,t}$: benefício associado à parcela de atendimento de ponta, com "m" unidades, no, semestre "t", em US\$;

CIm : capacidade garantida pela central, com "m" unidades geradores, em kW;

DP_t : demanda de ponta no semestre "t", em kW;

CMP_t : custo marginal de capacidade no nível de tensão da interligação da PCH com a rede, no semestre "t", em US\$/kW;

CMP'_t : custo marginal de capacidade no nível de tensão imediatamente superior ao da interligação da PCH com a rede, no semestre "t", em US\$/kW;

K3 e K4 são parâmetros que assumem os seguintes valores:

- Se $CIm \leq DP_t$: $K3 = 1$ e $K4 = 0$
- Se $CIm > DP_t$: $K3 = 0$ e $K4 = 1$

Das equações (2) e (3) segue que, quanto maior for a diferença entre os custos marginais do nível a que está ligada a PCH e os do nível imediatamente superior, maiores serão os benefícios associados ao empreendimento.

10.4.3 CENÁRIOS

A metodologia proposta não foi concebida para fornecer um único resultado, ou seja, não possui como produto a melhor potência e o número ideal de máquinas. Almeja-se, isto sim, produzir resultados a partir de cenários coerentes sobre a evolução da realidade, devidamente embasados técnica e economicamente.

Trabalha-se, por exemplo, com um "cenário básico" para as projeções de mercado e para a evolução dos custos marginais, e com alternativas do tipo "alto" e "baixo" em relação à evolução destas variáveis. No estudo de caso realizado neste trabalho, adotou-se uma variação de mais ou menos 20% em relação ao cenário básico, para efeito de análise de sensibilidade.

Pode-se alterar, ainda, outros dados de entrada para o modelo de motorização aqui proposto, que comportem um razoável grau de incerteza, tais como os custos de equipamentos e obras civis.

O modelo fornece, para cada cenário elaborado, o valor presente dos custos, benefícios e benefícios líquidos, bem como a taxa interna de retorno do investimento.

CAPÍTULO 11

ANÁLISES TÉCNICO-ECONÔMICA E FINANCEIRA E ESTUDOS ELÉTRICOS FINAIS

11.1 ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA A NÍVEL DE ESTUDO DE VIABILIDADE

Foi feita a aplicação do modelo apresentado no capítulo 10, para cada alternativa de divisão de queda estabelecida pela CPFL.

Com relação aos custos, são apresentados nas tabelas D1 a D8 do anexo D, para a faixa de potência pesquisada e para três unidades geradoras por aproveitamento. Muito embora tenha sido analisada a possibilidade de 1, 2 e 3 unidades geradoras em cada eixo, a adoção de 3 unidades mostrou-se mais atrativa do ponto de vista técnico, uma vez que os equipamentos estariam no limite de fornecimento dos fabricantes para 1 e 2 unidades. Face a enorme quantidade de dados manipulados, optou-se por apresentar somente os relativos ao número de máquinas selecionado.

Já em relação aos benefícios, foi adotada a interligação das PCH's ao sistema de 13,8 kV, conforme exposto no capítulo 8, sendo adotados como decorrência desta opção os custos marginais do nível A4 para a parcela de geração consumida localmente e do nível A2 para a parcela excedente, tendo como mercado associado as localidades apresentadas na Tabela D9 do anexo D.

A energia gerada, por sua vez, foi calculada manualmente para cada aproveitamento, considerando-se 1, 2 e 3 unidades geradoras, para o semestre seco e úmido, admitindo-se a operação dos reservatórios a fio d'água e considerando as curvas-chave

apresentadas no item 10.2.1. Em seguida esta expectativa bruta de geração foi multiplicada pela disponibilidade das máquinas, obtida a partir de dados históricos das usinas São Joaquim e Dourados, de propriedade da CPFL, localizadas no rio Sapucaí. Os resultados obtidos, bem como os principais parâmetros adotados, como o rendimento dos grupos geradores, e as séries históricas de vazões, considerando o emprego de 3 unidades geradoras por eixo de barragem, são apresentados na tabelas D10 a D12 do anexo D.

A aplicação do modelo de motorização do capítulo anterior, também para 3 unidades geradoras por aproveitamento, produz os resultados apresentados nas tabelas D1 a D8 do anexo D. A Tabela 53, a seguir, mostra estes resultados apenas para a potência selecionada de cada alternativa.

Tabela 53 Resultados econômicos do estudo de motorização para as PCH's do rio Sapucaí, a nível de estudos de viabilidade econômica, para 3 unidades geradoras

ALTERNATIVA	CENÁRIO DE DEMANDA	POTÊNCIA TOTAL (MW)	BENEFÍCIO TOTAL (US\$ $\times 10^7$)	CUSTO TOTAL (US\$ $\times 10^7$)	B/C	BENEFÍCIO LÍQUIDO (US\$ $\times 10^7$)	BENEFÍCIO LIQ. C/EQUALIZ. (US\$ $\times 10^7$)	TAXA DE RETORNO S/EQUALIZ. C/EQUALIZ.
Palmeiras	baixo	48	8.111	9.388	0.86	-1.28	-2.90	8.0
Anhan. Baixa	básico		10.184	9.388	1.09	0.80	-0.02	11.0
Retiro	alto		12.313	9.388	1.31	2.93	1.31	13.0
Palmeiras	baixo	57	9.435	10.742	0.88	-1.31	-1.31	8.5
Anhan. Alta	básico		11.761	10.742	1.09	1.02	1.02	11.0
Retiro	alto		14.202	10.742	1.32	3.46	3.46	13.0
Palmeiras	baixo	56	9.256	12.332	0.75	-3.08	-4.80	7.0
Retiro	básico		11.548	12.332	0.94	-0.78	-2.50	9.0
Alto	alto		13.951	12.332	1.13	1.62	-0.10	11.0
Palmeiras	baixo	51	8.069	10.346	0.78	-2.28	-3.33	7.5
Retiro	básico		10.134	10.346	0.98	-0.21	-1.26	9.8
Médio	alto		12.263	10.346	1.19	1.92	0.87	12.0
Palmeiras	baixo	56	9.256	11.036	0.84	1.78	-3.50	8.5
Retiro a Mont.	básico		1.548	11.036	1.05	0.51	-0.95	10.2
Alto	alto		13.951	11.036	1.26	2.92	1.20	12.3
Palmeiras	baixo	46	7.846	9.518	0.82	1.67	-3.61	8.0
Retiro a Mont.	básico		9.868	9.518	1.04	0.35	-1.62	10.2
Médio	alto		11.933	9.518	1.25	2.12	0.48	12.4

Cabe ressaltar que a aplicação da metodologia proposta neste trabalho conduziu a um grau de motorização superior ao obtido nos estudos preliminares, somando 57 MW na alternativa mais atraente e 48 MW na seguinte, ambas com 3 barramentos. A melhor alternativa, Retiro mais Anhanguera "alta" (00) mais Palmeiras, aproveita integralmente a queda total de 48m, disponível no trecho em questão do rio, enquanto que a segunda colocada, correspondente a Retiro mais Anhanguera "baixa" (01) mais Palmeiras, utiliza cerca de 12,5m de queda em cada aproveitamento.

Nas alternativas com 2 barramentos a usina Palmeiras é mantida invariável, desaparecendo a usina Anhanguera, sendo que a queda disponível no trecho é aproveitada pela elevação da altura da barragem da usina Retiro, no eixo original, ou pelo deslocamento do eixo do barramento para montante.

Os resultados para o cenário baixo mostram ser bastante temerária a execução do empreendimento caso se incorra em erros de previsão, tanto nos custos marginais como nas projeções de demanda, superiores a 10%, pelo menos, nestes dois parâmetros.

Foram adotadas três unidades geradoras por usina. Do ponto de vista puramente econômico teria sido mais interessante se adotar duas unidades. Isto acarretaria, no entanto, a utilização de turbinas no limite de fornecimento dos fabricantes, que se situa em torno de 8 MW, para a queda estipulada. Além disto, com

(00)

Cota 543,00 m.

(01)

Cota 535,00 m.

duas unidades de mesma potência unitária não se conseguiria em épocas de estiagem, operar com vazões de engolimento entre a mínima média mensal do histórico, de 17 m³/s, e a correspondente a 30% de abertura do distribuidor, em torno de 24 m³/s para a potência de 8 MW, considerada a vazão mínima engolida pelo tipo de turbina escolhida.

A comparação entre alternativas com conteúdo energético diferenciado torna indispensável a equalização efetuada. Selecionou-se para tanto, a alternativa com maior conteúdo energético, sendo a diferença energética entre esta e as demais alternativas valorada pelo custo marginal médio de atendimento do mercado desta alternativa de referência, no período de 1990/2010. A série resultante, após ser convertida em valores anuais uniformes, produz um custo marginal médio de 56 US\$/MWh. As alternativas correspondentes às linhas 3 e 5 da Tabela 53, foram ainda penalizadas em virtude do fato de só conseguirem gerar um ano após as demais alternativas.

Foi feita uma análise de sensibilidade para as alternativas Palmeiras mais Anhanguera baixa mais Retiro, Palmeiras mais Anhanguera alta mais Retiro, e Palmeiras mais Retiro a montante, alto, alterando-se os custos das unidades geradoras, dentro do cenário de demanda básico. Verificou-se que mesmo com drásticas mudanças nestes custos, as duas primeiras alternativas permanecem mais econômicas.

Cabe ressaltar, ainda, que dispôs-se de um maior grau de conhecimento geológico e topográfico, a nível de estudos de viabilidade econômica, para as alternativas com três eixos

barráveis, em relação às com somente dois. Isto reforçou a escolha econômica já feita.

11.2 ESTUDOS ELÉTRICOS FINAIS

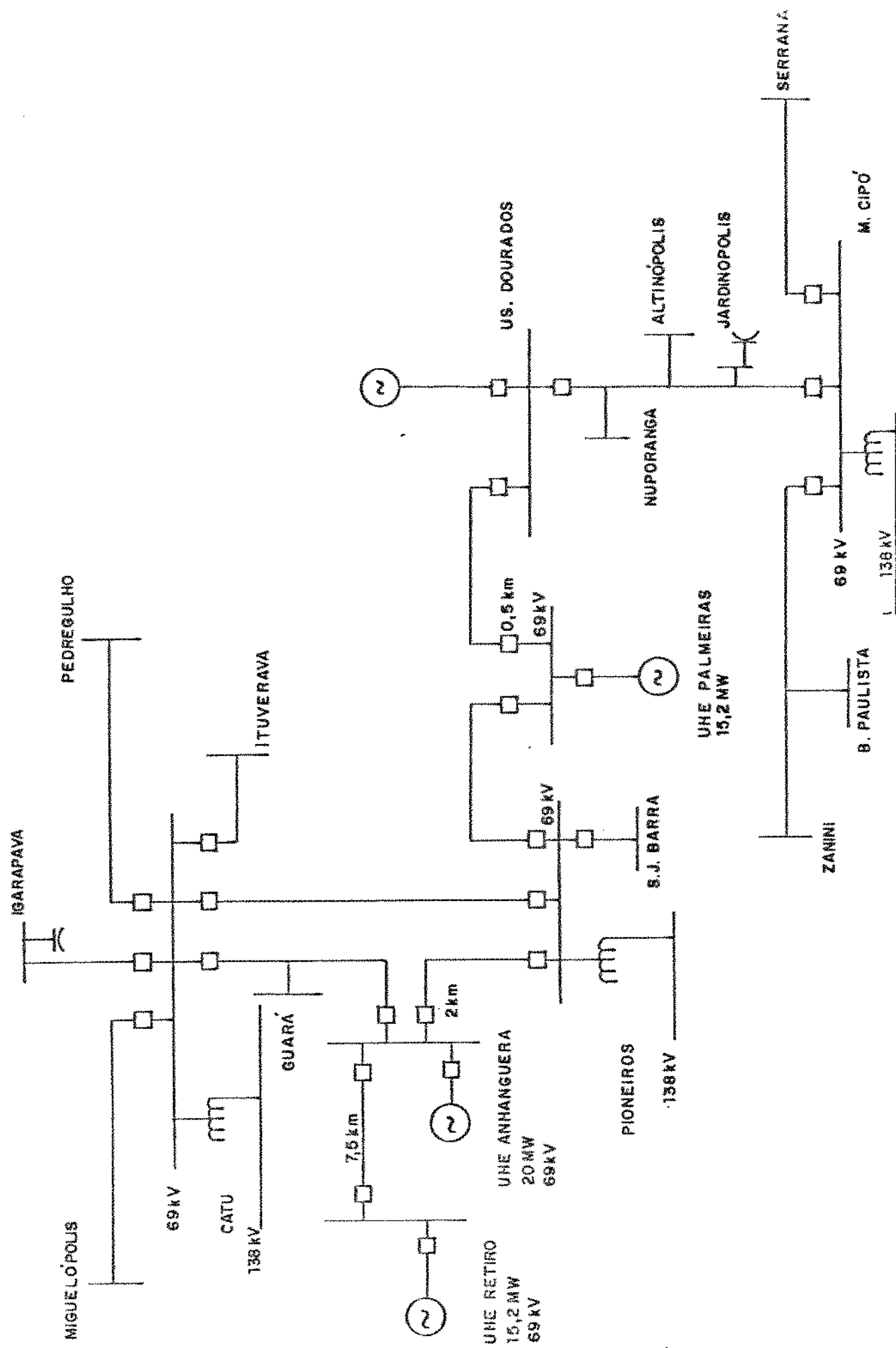
As novas potências definidas a nível dos estudos de viabilidade econômica, ocasionaram dificuldades na transmissão da produção das centrais em 13,8 kV.

Como o escoamento em 138 kV já havia sido descartado, em virtude dos elevados custos envolvidos, passou-se a estudar a nível de projeto básico, a interligação das usinas ao sistema de 69 kV da região, através do seccionamento de linhas existentes.

O esquema de integração escolhido está apresentado na figura 6, onde constata-se que o seccionamento das atuais LT's 69 kV Pioneiros-Catu e Pioneiros-Usina Dourados através de ramais bastante curtos, representa uma alternativa econômica para essa integração.

Entretanto, foram também considerados os aspectos de operação e proteção, na escolha desse esquema.

Fig. 6-INTEGRAÇÃO PROPOSTA PARA AS USINAS DO SAPUCAI AO SISTEMA DA REGIÃO DE PIONEIROS/CATU
TENSÃO DE TRANSMISSÃO — 69 kV



11.2.1 DADOS E CRITÉRIOS CONSIDERADOS.

Para a configuração do sistema foram utilizados os "decks" básicos do GTPD 88⁽⁸²⁾, compatibilizados com o plano Decenal de Expansão do Sistema Elétrico da CPFL⁽⁸³⁾, particularmente o sistema 69 kV da CPFL.

O mercado de carga pesada considerado nestes "decks" básicos é aquele aprovado pelo CTEM/GCPS⁽⁸⁴⁾.

A simulação de carga leve, em 1991, foi efetuada utilizando o deck da Operação, de seu estudo trianual.

Já as simulações em carga média foram realizadas através de redução de carga dos casos de carga pesada, com índices baseados em valores previstos para o ano de 1988.

Os critérios considerados foram aqueles consolidados pelo documento básico do GTC⁽⁸⁵⁾ do CTST/GCPS-ELETROBRÁS, e critérios internos da CPFL.

Quanto aos despachos das usinas, face ao estágio dos estudos, haviam algumas indefinições a serem solucionadas através de simulações da operação das UHE's do rio Sapucaí.

Entretanto, para possibilitar a presente análise, foram estipuladas algumas hipóteses básicas a saber:

Durante uma hora por dia e ao longo de todo ano, no horário de ponta do sistema CPFL, estará garantida a geração máxima da

(82) Grupo de Trabalho de Planejamento Decenal - ELETROBRÁS.

(83) PDESE 1987-1998.

(84) Comitê Técnico de Estudos de Mercado/Grupo Coordenador de Planejamento do Sistema.

(85) Grupo de Trabalho de Critérios de Planejamento.

ordem de 52 MW, 20 MW na Usina Anhanguera, 16,0 MW na Usina Retiro e 16,0 MW na Usina Palmeiras.

- Prevê-se para o mês de setembro as condições mais desfavoráveis em termos de geração, quando a vazão mínima pode chegar a $17 \text{ m}^3/\text{s}$, o que corresponde a uma geração de apenas 12% com relação à máxima de 52 MW^(a4).

- Foi avaliada uma geração de aproximadamente 15 MW, total das três usinas, em condições de carga pesada.

- Considerou-se, ainda, que cada uma das usinas contará com três máquinas, e a cada máquina foi associado um transformador elevador 6.6 - 69 kV.

- Adotou-se como fator de potência das máquinas o valor de 0,90, definindo-se então os limites de potência reativa das mesmas.

Para as simulações de curto-circuito trifásico e fase terra foram adotados valores típicos de reatância das máquinas e transformadores elevadores.

11.2.2 ALTERNATIVAS ESTUDADAS

Como já comentado anteriormente, definiu-se preliminarmente que a integração das usinas ao sistema 69 kV seria efetuada através de LT's ligadas diretamente às LT's de 69 kV mais próximas, no caso Pioneiros-Catu e Pioneiros-Usina Dourados^(a7).

Quanto à forma de ligação destas LT's, como derivação simples ou através de seccionamento das LT's principais com

(a4) $\frac{3}{140 \text{ m}^3/\text{s}}$.

(a7) Ambas em 4/0 AWG.

disjuntores, deveriam ser considerados os aspectos de proteção e de operação.

Sob o aspecto de operação, uma simples observação do anexo mostra que o seccionamento com disjuntores proporciona um melhor desempenho ao sistema de subtransmissão de 69 kV em questão.

Desse modo falhas em qualquer trecho das LT's de 69 kV não levará à perda das usinas.

Assim, as mesmas estariam sempre presentes com toda a geração disponível, exceto para emergências nas próprias usinas.

Uma outra hipótese de integração seria através da construção de LT's interligando as usinas diretamente aos centros de carga. Assim poder-se-ia ter uma LT de 69 kV entre a usina Anhanguera e Catu e outra entre a usina Palmeiras e Pioneiros, com 18,3 e 3,6 km, respectivamente.

Tendo em vista a hipótese de despacho máximo, a LT de 69 kV entre a usina de Anhanguera e Catu teria que ser em bitola superior a 4/0 AWG⁽⁸⁸⁾ para transporte dos 36 MW⁽⁸⁹⁾.

Além dos 16,9 km a mais de LT's representados por esta alternativa, há que se considerar ainda o aspecto de confiabilidade. Uma falha na LT de 69 kV entre a usina Anhanguera e Catu levaria a uma interrupção de 36 MW de potência disponível, que seria evitada somente com a construção de outro circuito.

Fora o acréscimo de custos representados pelo novo circuito, ressaltam-se, ainda, que em condições normais de operação ambos os circuitos teriam elevadas folgas em seus carregamentos.

(88)

Atual padrão.

(89)

36 MW da usina Anhanguera mais 16 MW da usina Retiro.

Estas condições permitem concluir que a integração através de seccionamento das LT's de 69 kV, com disjuntores, conforme mostrada na fig. 6, seria a mais recomendada.

Entretanto a hipótese de integração via derivação simples das LT's de 69 kV Pioneiros-Catu e Pioneiros-Usina Dourados também foram analisadas, comprovando dificuldades quanto à seletividade da proteção.

11.2.3 ESTIMATIVA DE CUSTOS DE INTERLIGAÇÃO

A Tabela 54, apresenta os custos da interligação das PCH's previstas ao sistema de sub-transmissão em 69 kV. Pode-se constatar que o custo total desta alternativa é inferior ao da alternativa de interligação em 138 kV.

Tabela 54 Usinas do rio Sapucaí- custos para integração ao sistema de sub-transmissão em 69 kV

Alternativa ramal duplo (com seccionamento)		
- LT 69 kV, C1, 4/0, 7.5 km UHE Retiro-UHE Anhanguera	US\$	140.355
- Ramal 60 kV, T22, 4/0, 2 km p/ SE UHE Anhanguera (90)	US\$	97.708
- Ramal 69 kV, T22, 4/0, 0.5 km p/ SE UHE Palmeiras (90)	US\$	24.427
- Saída 69kV, com disjuntor na SE UHE Retiro	US\$	125.675
- 2 saídas 69 kV, com disjuntor na SE UHE Palmeiras	US\$	251.350
- 3 saídas 69 kV, com disjuntor na SE UHE Anhanguera	US\$	377.025
TOTAL SISTEMA 69 kV	US\$	1.016.540

(90)

Custo para cabo 236.4 MCM

11.2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Das simulações efetuadas pode-se concluir:

- A integração das usinas do rio Sapucaí conforme o esquema proposto, não levará à necessidade de reforços ao sistema de 69 kV da região, tendo em vista os limites operativos das atuais LT's em 69 kV. As restrições observadas referentes a carregamentos superiores aos limites operativos das LT's, em emergências, estão associadas à condição de despacho máximo na bacia do rio Sapucaí⁽⁹¹⁾. Ocorre, entretanto, que esta condição de despacho se verifica durante uma hora por dia apenas, no horário de ponta do sistema CPFL. Dessa forma, a probabilidade das emergências ocorrerem durante os intervalos de uma hora é reduzida; sendo ainda possível corrigir os carregamentos das LT's através de redução de despachos das usinas Retiro e/ou Anhanguera.

- Considerando-se os dados de mercado utilizados e as condições de despachos simuladas para as usinas do rio Sapucaí, é possível postergar-se a instalação da segunda unidade 138/69 kV, 42 MVA na SE Catu de 1992 para 1998/99. Para tanto ressalta-se a necessidade de manutenção de um nível de geração na bacia do rio Sapucaí entre 12 e 15 MW nos horários de carga média do sistema, cobrindo inclusive o período de transição para a carga pesada, horário de ponta.

⁽⁹¹⁾

SE MW.

- A operação do sistema de 69 kV da região deverá considerar a geração destas três usinas do rio Sapucaí preferencialmente para suprimento no tronco de 69 kV Pioneiros-Catu, de forma a promover a abertura da LT de 69 kV entre as usinas Dourados e Palmeiras, quando de emergências nas unidades autotransformadoras 138/69 kV, 42 MVA de Catu ou Pioneiros.

- A redução observada a médio e longo prazo no perfil de tensão do sistema 138 kV da Região de Pioneiros-Catu, leva a uma maior excursão nos tap's das unidades autotransformadoras 138/69 kV para a manutenção de níveis de tensão adequados, em condições de carga pesada, no sistema 69 kV da região. Ressalta-se, contudo, que o sistema de 138 kV desta região será objeto de estudo envolvendo as supridoras, a partir do qual este problema poderá ser solucionado. No entanto a presença das usinas integradas ao sistema de 69 kV, proporcionou um ganho de 1.5%, 2.1 kV, no nível de tensão das SE's Catu e Pioneiros, em seus barramentos de 138 kV.

- As simulações em períodos de carga média para o mês de setembro, época da previsão de vazões mínimas na bacia do rio Sapucaí, mostram que mesmo para uma geração mínima de 6,2 MW o sistema de 69 kV da região estará dentro dos limites operativos.

- Simulações para condições de carga pesada, no ano de 1992, mostram que há um acréscimo de perdas no sistema de 69 kV ao se considerar a hipótese de despacho máximo das usinas, com relação a alternativa com duas unidades 138/69 kV em Catu e sem as usinas integradas em 69 kV. Isto ocorre face à concentração de

36 MW⁽⁹²⁾ em uma única LT em 69 kV⁽⁹²⁾; entretanto este acréscimo é integralmente compensado pela redução de perdas observada no transporte de energia pelas LT's 138 kV.

- Do ponto de vista econômico a interligação ao sistema 69 kV é de cerca de US\$ 900.000 mais barata que a interligação ao sistema de 13,8 kV, considerando-se apenas o sistema de transmissão, ou seja, se não forem incluídas as SE's elevadoras necessárias de 6,9 - 69 kV.

Tecnicamente a solução em 69 kV apresenta maior flexibilidade operativa e menores perdas, ficando definida esta tensão como a melhor opção para integração.

11.3 ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA A NÍVEL DE PROJETO BÁSICO

Com o aprofundamento dos estudos, durante a fase de projeto básico, verificou-se que o nível máximo do reservatório da usina Anhanguera teria que ficar limitado à cota de 540,5 m, devido à interferências com uma importante ponte da rodovia Anhanguera. Esta alteração de níveis não afetou a seleção dos três barramentos, já que, na segunda colocação, a usina Anhanguera está na cota 535,0 m.

Como as novas potências ocasionaram modificações com relação ao fluxo da energia gerada nas PCH's candidatas, forçando a interligação das usinas no sistema de 69 kV, através do seccionamento de linhas existentes, o mercado associado às

(92)

Usinas Retiro e Anhanguera.

(93)

Floneiros-Catu.

três usinas passou a ser o das localidades de Orlândia, São Joaquim da Barra, Ituverava e Guará, que corresponde às principais localidades do sistema de 69 kV da região. Desse modo, não se conseguiu delimitar o mercado associado a cada usina, implicando na análise das três usinas como um único empreendimento.

Com base em custos mais realistas, definidos após a otimização dos aproveitamentos na fase de projeto básico, apresentados na tabela D14, do anexo D, e nos novos benefícios decorrentes da mudança na forma de interligação das centrais, foi efetuada uma nova aplicação da metodologia proposta, para o conjunto das usinas Retiro, Anhanguera na cota 540,5 m e Palmeiras.

Foram adotados os custos marginais dos níveis A3, para a parcela de energia consumida localmente, e A2 para o restante.

O valor esperado da energia gerada foi recalculado, em virtude de novas informações, mais refinadas, obtidas na etapa de projeto básico, e nas novas curvas-chave, aferidas para esta etapa. Os resultados para 5 faixas de vazões turbinadas, são apresentados nas tabelas D13 do anexo D⁽⁹⁴⁾.

Os resultados econômicos são apresentados nas tabelas D15 do anexo D. A tabela 55 contém os resultados para a melhor alternativa de motorização.

Muito embora ainda se verifique uma drástica redução do benefício líquido no cenário baixo, este já apresenta um valor positivo e uma taxa de retorno superior a 10%.

(94)

Valores intermediários foram interpolados.

A potência total a ser instalada passa a ser 50,2 MW, distribuída da seguinte maneira: 15,1 MW em Palmeiras, 20,0MW em Anhanguera e 15,1MW em Retiro.

Tabela 55 Resultados econômicos finais da melhor alternativa de motorização, a nível de projeto básico

CENÁRIO DE DEMANDA	CUSTO (US\$ $\times 10^7$)	BENEFÍCIO (US\$ $\times 10^7$)	BENEFÍCIO LÍQUIDO (US\$ $\times 10^7$)	TAXA INTERNA DE RETORNO (%)
Baixo	9.129	9.300	0,17	10,2
Básico	9.129	11.278	2,15	12,4
Alto	9,129	13.663	4,53	15,1

11.4 ANÁLISE FINANCEIRA

É sabido que a grave crise de escassez de recursos financeiros por que passa o país tem prejudicado sobremaneira as obras de geração hidrelétrica previstas pela ELETROBRÁS.

As obras de pequeno porte, como as usinas do presente estudo de caso, passam a se beneficiar desta situação, uma vez que o investimento global é muito inferior ao capital necessário para a realização de um grande empreendimento, e o que é mais importante, pode-se cogitar em atrair recursos de setores interessados como os fornecedores de equipamentos e empreiteiras, e as empresas grandes consumidoras de energia, uma vez que a fonte de financiamento tradicional, o BNDES, encontra-se desativada no momento para empresas concessionárias.

Do ponto de vista das empresas distribuidoras, em geral, e em especial da CPFL, surge a possibilidade de melhoria da grave situação financeira do setor através de projetos que gerem receitas suficientes para cobrir os custos inerentes e o serviço da dívida correspondente. Isto se torna possível a partir da seleção dos sítios mais promissores dentro da área de concessão da empresa, bem como em função da diminuição dos encargos ocasionados pelos empréstimos, necessários na atual conjuntura.

A crise das empresas distribuidoras, por sua vez, é resultado principalmente da política governamental adotada no passado, que forçou as empresas públicas a captarem recursos externos para fechamento do balanço de pagamentos. A guisa de ilustração, a tabela 56 apresenta a evolução da dívida da CPFL no período de 1970/87. Além disso, outro fator preponderante foi a adoção de reajustes desequilibrados entre as tarifas de fornecimento e suprimento, com vantagens para a última, como pode ser verificado pela tabela 57. A partir de 1986, tem havido pressões de organismos internacionais de financiamento, como o Banco Mundial, para que houvesse a recuperação tarifária das defasagens ocorridas no passado.

Tabela 56 Evolução da Dívida da CPFL

ANO	VARIAÇÃO %	DÍVIDA US\$ MILHÕES
1970	-	90,7
1971	9	98,6
1972	9	98,8
1973	(57)	39,4
1974	(43)	51,6
1975	(12)	79,5
1976	(5)	86,2
1977	53	138,7
1978	116	195,6
1979	147	223,9
1980	189	262,2
1981	183	256,9
1982	194	266,7
1983	168	243,5
1984	151	227,8
1985	188	260,8
1986	161	236,9
1987	142	219,6

Fonte: CPFL

Tabela 57 Preço médio da tarifa de fornecimento, e custo médio de compra de energia para a CPFL

PREÇO MÉDIO DE FORNECIMENTO

ANO	CZ\$/MWh	EVOLUÇÃO (%)
1978	1.873.75	100
1979	1.811.86	97
1980	1.718.30	92
1981	1.824.19	97
1982	1.719.18	92
1983	1.538.33	82
1984	1.427.22	76
1985	1.430.95	76
1986	1.379.23	74
1987	1.765.17	94

(Valores a preços médios de 1987, base IGP-DI)

CUSTO MÉDIO DE COMPRA DE ENERGIA

ANO	CZ\$/MWh	EVOLUÇÃO (%)
1978	748.29	100
1979	797.90	107
1980	686.04	92
1981	771.18	103
1982	747.37	100
1983	722.39	97
1984	684.79	92
1985	672.64	90
1986	729.19	97
1987	819.83	110

(Valores a preços médios de 1987, base IGP-DI)

Fonte: CPFL.

Para as PCH's do presente estudo de caso, na fase de licitação das obras, a CPFL procurou dar a maior flexibilidade possível com relação às formas de participação da iniciativa privada no empreendimento. Assim, a empresa procurou privilegiar as propostas que apresentassem a maior capitalização em ações e debêntures negociados no mercado. Desse modo, as empresas que não apresentassem capitalização mínima de 10% em ações, taxa interna de retorno igual ou superior a 10% e valor presente líquido do investimento maior que zero, não terão "nota técnica" relativa ao item "proposta financeira" à qual foi atribuído 50% do peso, sendo o restante distribuído entre as propostas comercial e técnica.

Mais de 100 empresas se interessaram pela compra do editais, mas apenas 2 apresentaram propostas técnicas, comerciais e financeiras, sendo ambas compostas por fornecedores e empreiteiras.

A análise técnica das propostas já está concluída. Os resultados financeiros das propostas apresentadas estão, até o momento, sendo avaliadas pela CPFL, não sendo possível divulgá-los.

Cabe ressaltar, ainda, que a análise financeira elaborada pelo Departamento de Planejamento Econômico-Financeiro da CPFL, considera como benefício adicional proveniente da instalação das PCH's, possíveis reduções de investimento no sistema, que venham a ocorrer com a entrada em operação das usinas, bem como possíveis ganhos na diminuição das perdas elétricas no sistema, com a entrada de fontes de geração próximas aos centros de carga.

11.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Propôs-se, neste trabalho, uma metodologia de planejamento adequada a PCH's, assumindo-se premissas julgadas compatíveis com a evolução da realidade.

Deve-se enfatizar, contudo, que a metodologia desenvolvida deve ser aplicada criteriosamente, sendo fundamental assegurar-se que se tenham adições graduais das novas PCH's. Em alguns casos, é imediata a verificação se a expansão do sistema com as PCH's acarretará ou não mudanças significativas nos custos marginais da concessionária, em função do porte do mercado atendido pela empresa e da topografia da rede elétrica existente, e em outros casos não; em última circunstância é essencial uma boa análise preliminar. Por exemplo, no estudo de caso desenvolvido, caso a CPFL optasse por construir as 8 PCH's candidatas simultaneamente, a sua adição ao sistema da concessionária poderia não mais ser "marginal", em termos de interferência significativa nos custos marginais de expansão "médios" da empresa.

Com relação à evolução tarifária prevista nos cenários elaborados no capítulo 6, a mesma não ocorreu entre 1988/90.

No momento, no entanto, parece haver uma tendência à recuperação tarifária do setor.

Na obtenção dos custos marginais locais a CPFL foi privilegiada, uma vez que muitos dados básicos para seu cálculo já vinham sendo compilados regularmente pela empresa para fornecimento ao DNAEE.

Verifica-se, também, que ao se tentar agregar as

etapas de inventário/viabilidade e/ou viabilidade/projeto básico, as concessionárias acabam sofrendo entraves burocráticos dos órgãos federais envolvidos, em função da forma como estes órgãos estão estruturados. Mudanças recentes, efetuadas pelo novo governo federal, carecem de maior tempo para serem avaliadas.

Tendo em vista o potencial remanescente no Estado de São Paulo, estimado preliminarmente em cerca de 2.000 MW em PCH's, e considerando-se o potencial previsto no Plano 2010 da ELETROBRÁS a nível de Brasil, para usinas com potência inferior a 30 MW, estimado, também preliminarmente em 7.202 MW disponíveis em 566 sítios, vislumbra-se que a metodologia ora desenvolvida possa vir a ser muito útil como ferramenta essencial para o planejamento dessas centrais.

ANEXO A

Tabela A1 Custos marginais de fornecimento do período seco, na área de concessão da CPFL, para 1990

	POTÊNCIA (CZ\$/kW ANO)	ENERGIA (CZ\$/MWh)			
		PONTA		F. PONTA	
		SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
PRODUÇÃO	0.00	4249.32	0.00	3845.49	0.00
		4249.32		3845.49	
A0	1503.83	1575.24		483.71	
A1	3512.40				
A2	3170.17				
A3	7333.02				
AT/MT	6342.24				
LINHAS MT	0.00				
MT/BT+BT	0.00				

QUADRO RESULTANTE - CPFL

NÍVEL	UNIDADE	CAPACIDADE		ENERGIA		TOTAL	US\$/	
		PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA		kW	MWh
A1	CZ\$/kWano	4661.98	429.44	4788.66	35570.05	45450.13	255	-
	CZ\$/MWh	5954.00	53.83	6115.79	4459.08	5188.37	-	29
A2	CZ\$/kWano	7886.53	769.51	4925.48	36260.73	49842.25	280	-
	CZ\$/MWh	10072.20	96.47	6290.52	4545.66	5689.75	-	32
A3	CZ\$/kWano	15343.85	1549.88	5107.91	37296.75	59298.38	333	-
	CZ\$/MWh	19596.23	194.29	6523.51	4675.54	6769.22	-	38
A4	CZ\$/kWano	19303.88	2574.81	4818.54	25686.83	52384.07	294	-
	CZ\$/MWh	27430.79	526.18	6872.98	4848.70	7960.65	-	45

Base: JUN/88: US\$ 1.00 = CZ\$ 178.30

Tabela A2 Custos marginais de fornecimento do período seco, na área de concessão da CPFL, para 1991

	POTÊNCIA (CZ\$/kW ANO)	PONTA		ENERGIA (CZ\$/MWh)	
		SECA	ÚMIDA	SECA	F. PONTA ÚMIDA
PRODUÇÃO	0.00	5920.69	0.00	5358.03	0.00
			5920.69		5358.03
A0	1503.83		1575.24		483.71
A1	3512.40				
A2	3152.34				
A3	7327.25				
AT/MT	6356.92				
LINHAS MT	0.00				
MT/BT+BT	0.00				

QUADRO RESULTANTE - CPFL

NÍVEL	UNIDADE	CAPACIDADE		ENERGIA		TOTAL	US\$/	
		PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA		kW	MWh
A1	CZ\$/kWano	4661.98	429.44	6162.78	47997.55	59251.75	332	-
	CZ\$/MWh	5954.00	53.83	7870.73	6016.99	6763.90	-	38
A2	CZ\$/kWano	7869.68	767.68	6338.86	48929.54	63905.75	358	-
	CZ\$/MWh	10050.68	96.24	8095.60	6133.83	7295.18	-	41
A3	CZ\$/kWano	15320.53	1547.39	6573.63	50327.52	73769.08	414	-
	CZ\$/MWh	19566.45	193.98	8395.44	6309.08	8421.13	-	47
A4	CZ\$/kWano	19293.92	2574.48	6201.24	34661.32	62730.95	352	-
	CZ\$/MWh	27416.63	526.12	8845.20	6542.75	9678.24	-	54

Base: JUN/88: US\$ 1.00 = CZ\$ 178.30

Tabela A3 Custos marginais de fornecimento do período seco, na área de concessão da CPFL, para 1992

	POTÊNCIA (CZ\$/kW AND)	PONTA		ENERGIA (CZ\$/MWh)		F. PONTA	ÚMIDA
		SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA		
PRODUÇÃO	0.00	6837.55	0.00	6187.76	0.00		
			6837.55		6187.76		
A0	1503.83		1575.24		483.71		
A1	3512.40						
A2	3145.21						
A3	7279.05						
AT/MT	6298.11						
LINHAS MT	0.00						
MT/BT+BT	0.00						

QUADRO RESULTANTE - CPFL

NÍVEL	UNIDADE	CAPACIDADE		ENERGIA		TOTAL	US\$/	
		PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA		kW	MWh
A1	CZ\$/kWano	4661.98	429.44	6916.58	54814.87	66822.86	375	-
	CZ\$/MWh	5954.00	53.83	8833.43	6871.61	7628.18	-	43
A2	CZ\$/kWano	7862.94	766.94	7114.19	55879.23	71623.31	402	-
	CZ\$/MWh	10042.07	96.14	9085.81	7005.04	8176.18	-	46
A3	CZ\$/kWano	15267.43	1541.67	7377.68	57475.78	81662.56	458	-
	CZ\$/MWh	19498.63	193.26	9422.32	7205.49	9322.21	-	52
A4	CZ\$/kWano	19197.07	2559.49	6959.74	39584.43	68300.73	383	-
	CZ\$/MWh	27279.03	523.05	9927.09	7472.05	10606.08	-	59

Base: JUN/88: US\$ 1.00 = CZ\$ 178.30

Tabela A4 Custos marginais de fornecimento do período seco, na área de concessão da CPFL, para 1993

	POTÊNCIA (CZ\$/kW ANO)	PONTA		ENERGIA (CZ\$/MWh)	
		SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
PRODUÇÃO	0.00	6683.21	0.00	6048.09	0.00
			6683.21		6048.09
A0	1503.83		1575.24		483.71
A1	3512.40				
A2	3093.51				
A3	7076.08				
AT/MT	6283.93				
LINHAS MT	0.00				
MT/BT*BT	0.00				

QUADRO RESULTANTE - CPFL

NÍVEL	UNIDADE	CAPACIDADE		ENERGIA		TOTAL	US\$/	
		PONTA	F.PONTA	PONTA	F.PONTA		kW	MWh
A1	CZ\$/kWano	4661.98	429.44	6789.68	53667.29	65548.40	368	-
	CZ\$/MWh	5954.00	53.83	8671.37	6727.75	7482.69	-	42
A2	CZ\$/kWano	7814.09	761.62	6983.68	54709.38	70268.76	394	-
	CZ\$/MWh	9979.68	95.48	8919.13	6858.39	8021.55	-	45
A3	CZ\$/kWano	15022.91	1515.37	7242.33	56272.50	80053.11	449	-
	CZ\$/MWh	19186.34	189.97	9249.46	7054.34	9322.21	-	51
A4	CZ\$/kWano	18954.23	2529.70	6832.05	38755.71	67071.69	376	-
	CZ\$/MWh	26934.03	516.96	9744.97	7315.62	10410.98	-	58

Base: JUN/88: US\$ 1.00 = CZ\$ 178.30

Tabela A5 Custos marginais de fornecimento do período seco, na área de concessão da CPFL, para 1994

	POTÊNCIA (CZ\$/kW AND)	PONTA		ENERGIA (CZ\$/MWh)	
		SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
PRODUÇÃO	0.00	6321.96	0.00	5721.17	0.00
A0	1503.83		6321.96		6048.09
A1	3512.40		1575.24		483.71
A2	3077.46				
A3	7029.19				
AT/MT	6413.70				
LINHAS MT	0.00				
MT/BT*BT	0.00				

QUADRO RESULTANTE - CPFL

NÍVEL	UNIDADE	CAPACIDADE		ENERGIA		TOTAL	US\$/	
		PONTA	F.PONTA	PONTA	F.PONTA		kW	MWh
A1	CZ\$/kWano	4661.98	429.44	6492.68	50981.22	63565.32	351	-
	CZ\$/MWh	5954.00	53.83	8292.06	6391.03	7142.16	-	40
A2	CZ\$/kWano	7798.92	759.96	6678.19	51971.14	67208.21	377	-
	CZ\$/MWh	9960.31	95.27	8528.98	6515.12	7672.17	-	43
A3	CZ\$/kWano	14960.42	1508.65	6925.53	53456.03	76850.64	431	-
	CZ\$/MWh	19106.54	189.13	8844.86	6701.27	8772.90	-	49
A4	CZ\$/kWano	18997.45	2542.43	6533.20	36815.97	64889.05	364	-
	CZ\$/MWh	26995.47	519.57	9318.70	6949.47	10047.31	-	56

Base: JUN/88: US\$ 1.00 = CZ\$ 178.30

Tabela A6 Custos marginais de fornecimento do período seco, na área de concessão da CPFL, para 1995

	POTÊNCIA (CZ\$/kW ANO)	PONTA		ENERGIA (CZ\$/MWh)	
		SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
PRODUÇÃO	0.00	5892.11	0.00	5332.17	0.00
			5892.11		5332.17
A0	1503.83		1575.24		483.71
A1	3512.40				
A2	3061.41				
A3	6985.12				
AT/MT	6222.85				
LINHAS MT	0.00				
MT/BT*BT	0.00				

QUADRO RESULTANTE - CPFL

NÍVEL	UNIDADE	CAPACIDADE		ENERGIA		TOTAL	US\$/	
		PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA		kW	MWh
A1	CZ\$/kWano	4661.98	429.44	6139.28	47785.07	59015.78	331	-
	CZ\$/MWh	5954.00	53.83	7840.72	5990.36	6736.96	-	38
A2	CZ\$/kWano	77.83.75	758.31	6314.69	48712.94	63569.69	357	-
	CZ\$/MWh	9940.94	95.06	8064.74	6106.67	7256.81	-	41
A3	CZ\$/kWano	14903.30	1502.51	6548.57	50104.74	73059.12	410	-
	CZ\$/MWh	19033.59	188.36	8363.43	6281.15	8340.08	-	47
A4	CZ\$/kWano	18793.06	2506.90	6177.59	34507.88	61985.44	348	-
	CZ\$/MWh	26705.04	512.31	8811.47	6513.79	9572.67	-	54

Base: JUN/88: US\$ 1.00 = CZ\$ 178.30

Tabela A7 Custos marginais de fornecimento do período seco, na área de concessão da CPFL, para 1996

	POTÊNCIA (CZ\$/kW ANO)	PONTA		ENERGIA (CZ\$/MWh)	
		SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
PRODUÇÃO	0.00	6057.88	0.00	5482.18	0.00
			6057.11		5482.18
A0	1503.83		1575.24		483.71
A1	3512.40				
A2	3045.36				
A3	6947.97				
AT/MT	6196.26				
LINHAS MT	0.00				
MT/BT*BT	0.00				

QUADRO RESULTANTE - CPFL

NÍVEL	UNIDADE	CAPACIDADE		ENERGIA		TOTAL	US\$/	
		PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA		kW	MWh
							ANO	
A1	CZ\$/kWano	4661.98	429.44	6275.57	49017.60	60384.59	339	-
	CZ\$/MWh	5954.00	53.83	8014.78	6144.87	6893.22	-	39
A2	CZ\$/kWano	7768.59	756.66	6454.87	49969.40	64949.51	364	-
	CZ\$/MWh	9921.57	94.85	8243.77	6264.18	7414.33	-	42
A3	CZ\$/kWano	14851.82	1496.99	6693.94	51397.10	74439.85	417	-
	CZ\$/MWh	18967.85	187.66	8549.09	6443.16	8497.70	-	48
A4	CZ\$/kWano	18723.55	2497.06	6314.73	35397.95	62933.29	353	-
	CZ\$/MWh	26606.28	510.30	9007.08	6681.80	9732.49	-	55

Base: JUN/88: US\$ 1.00 = CZ\$ 178.30

Tabela A8 Custos marginais de fornecimento do período seco, na área de concessão da CPFL, para 1997

	POTÊNCIA (CZ\$/kW ANO)	PONTA		ENERGIA (CZ\$/MWh)	
		SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
PRODUÇÃO	0.00	6019.01	0.00	5447.01	0.00
			6019.01		5447.01
A0	1503.83		1575.24		483.71
A1	3512.40				
A2	3029.32				
A3	6915.46				
AT/MT	6170.25				
LINHAS MT	0.00				
MT/BT*BT	0.00				

QUADRO RESULTANTE - CPFL

NÍVEL	UNIDADE	CAPACIDADE		ENERGIA		TOTAL	US\$/	
		PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA		kW	MWh
A1	CZ\$/kWano	4661.98	429.44	6243.61	48728.63	60063.67	337	-
	CZ\$/MWh	5954.00	53.83	7973.96	6108.64	6856.58	-	38
A2	CZ\$/kWano	7753.43	755.00	6422.00	49674.82	64605.25	362	-
	CZ\$/MWh	9902.21	94.65	8201.79	6227.26	7375.03	-	41
A3	CZ\$/kWano	14804.79	1491.94	6659.85	51094.10	74050.68	415	-
	CZ\$/MWh	18907.77	187.03	8505.56	6405.10	8453.27	-	47
A4	CZ\$/kWano	18658.75	2487.81	6282.57	35189.27	62618.40	351	-
	CZ\$/MWh	26514.21	508.41	8961.21	6642.41	9682.57	-	54

Base: JUN/88: US\$ 1.00 = CZ\$ 178.30

Tabela A9 Custos marginais de fornecimento do período seco, na área de concessão da CPFL, para 2000

	POTÊNCIA (CZ\$/kW ANO)	PONTA		ENERGIA (CZ\$/MWh)	
		SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
PRODUÇÃO	0.00	6318.87	0.00	5718.37	0.00
			6318.87		5718.37
A0	1503.83		1575.24		483.71
A1	3512.40				
A2	3029.32				
A3	6915.46				
AT/MT	6170.25				
LINHAS MT	0.00				
MT/BT*BT	0.00				

QUADRO RESULTANTE - CPFL

NÍVEL	UNIDADE	CAPACIDADE		ENERGIA		TOTAL	US\$/	
		PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA		kW	MWh
A1	CZ\$/kWano	4661.98	429.44	6490.14	50958.21	62539.78	351	-
	CZ\$/MWh	5954.00	53.83	8288.82	6388.14	7139.24	-	40
A2	CZ\$/kWano	7753.43	755.00	6675.58	51947.69	67131.70	377	-
	CZ\$/MWh	9902.21	94.65	8525.64	6512.18	7663.44	-	43
A3	CZ\$/kWano	14804.79	1496.94	6922.82	53431.91	76651.45	430	-
	CZ\$/MWh	18907.77	187.03	8841.40	66.9825	8750.17	-	49
A4	CZ\$/kWano	18658.75	2487.81	6530.64	36799.35	64476.55	362	-
	CZ\$/MWh	26514.21	508.41	9315.05	6946.33	9990.95	-	56

Base: JUN/88: US\$ 1.00 = CZ\$ 178.30

Tabela A10 Custos marginais de fornecimento do período seco, na área de concessão da CPFL, para 2005

	POTÊNCIA (CZ\$/kW ANO)	PONTA		ENERGIA (CZ\$/MWh)	
		SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
PRODUÇÃO	0.00	6726.54	0.00	6087.30	0.00
			6726.54		6087.30
A0	1503.83		1575.24		483.71
A1	3512.40				
A2	3029.32				
A3	6915.46				
AT/MT	6170.25				
LINHAS MT	0.00				
MT/BT*BT	0.00				

QUADRO RESULTANTE - CPFL

NÍVEL	UNIDADE	CAPACIDADE		ENERGIA		TOTAL	US\$/	
		PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA		kW	MWh
A1	CZ\$/kWano	4661.98	429.44	6825.31	53989.46	65906.19	370	-
	CZ\$/MWh	5954.00	53.83	8716.87	6716.87	6768.14	-	42
A2	CZ\$/kWano	7753.43	755.00	7020.32	55037.79	70566.54	396	-
	CZ\$/MWh	9902.21	9465	8965.92	6899.56	8055.54	-	45
A3	CZ\$/kWano	14804.79	1491.94	7280.33	56610.30	80187.36	450	-
	CZ\$/MWh	18907.77	187.03	9297.99	7096.69	9153.81	-	51
A4	CZ\$/kWano	18658.75	2487.81	6867.90	38988.36	67002.82	376	-
	CZ\$/MWh	26514.21	508.41	9796.10	7359.53	10410.22	-	58

Base: JUN/88: US\$ 1.00 = CZ\$ 178.30

Tabela A11 Custos marginais de fornecimento do período seco, na área de concessão da CPFL, para 2010

	POTÊNCIA (CZ\$/kW AND)	PONTA		ENERGIA (CZ\$/MWh)	
		SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
PRODUÇÃO	0.00	7949.55	0.00	7194.08	0.00
			7949.55		7194.08
A0	1503.83		1575.24		483.71
A1	3512.40				
A2	3029.32				
A3	6915.46				
AT/MT	6170.25				
LINHAS MT	0.00				
MT/BT+BT	0.00				

QUADRO RESULTANTE - CPFL

NÍVEL	UNIDADE	CAPACIDADE		ENERGIA		TOTAL	US\$/	
		PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA		kW	MWh
A1	CZ\$/kWano	4661.98	429.44	7830.81	63083.10	76005.33	426	-
	CZ\$/MWh	5954.00	53.83	10001.03	7908.12	8676.41	-	49
A2	CZ\$/kWano	7753.43	755.00	8054.54	64308.02	80870.99	454	-
	CZ\$/MWh	9902.21	94.65	10286.77	8061.68	9231.85	-	52
A3	CZ\$/kWano	14804.79	1491.94	8352.86	66145.39	90794.97	509	-
	CZ\$/MWh	18907.77	187.03	10667.76	8292.01	10364.72	-	58
A4	CZ\$/kWano	18658.75	2487.81	7879.67	45555.31	74581.55	418	-
	CZ\$/MWh	26514.21	508.41	11239.25	8599.12	11668.01	-	65

Base: JUN/88: US\$ 1.00 = CZ\$ 178.30

Tabela A12 Custos marginais de fornecimento do período seco, na área de concessão da CPFL, para 2015

	POTÊNCIA (CZ\$/kW ANO)	PONTA		ENERGIA (CZ\$/MWh)	
		SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
PRODUÇÃO	0.00	10191.73	0.00	9223.18	0.00
A0	1503.83		10191.73	9223.18	
A1	3512.40		1575.24	483.71	
A2	3029.32				
A3	6915.46				
AT/MT	6170.25				
LINHAS MT	0.00				
MT/BT+BT	0.00				

QUADRO RESULTANTE - CPFL

NÍVEL	UNIDADE	CAPACIDADE		ENERGIA		TOTAL	US\$/	
		PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA		kW	MWh
A1	CZ\$/kWano	4661.98	429.44	9674.21	79754.82	94520.45	530	-
	CZ\$/MWh	5954.00	53.83	12355.32	9998.10	10790.01	-	61
A2	CZ\$/kWano	7753.43	755.00	9950.62	81303.45	99762.51	560	-
	CZ\$/MWh	9902.21	94.65	12708.33	10192.23	11388.41	-	64
A3	CZ\$/kWano	14804.79	1491.94	10319.16	83626.41	110242.30	618	-
	CZ\$/MWh	18907.77	187.03	13179.01	10483.44	12584.74	-	71
A4	CZ\$/kWano	18658.75	2487.81	9734.58	57594.75	88475.90	496	-
	CZ\$/MWh	26514.21	508.41	13885.02	10871.72	13973.95	-	78

Base: JUN/88: US\$ 1.00 = CZ\$ 178.30

Tabela A13 Custos marginais de fornecimento do período úmido, na área de concessão da CPFL, para 1990

	POTÊNCIA (CZ\$/kW ANO)	PONTA		ENERGIA (CZ\$/MWh)	
		SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
PRODUÇÃO	0.00	0.00	3813.78	0.00	3451.35
			3813.78		3451.35
A0	1503.83		1575.24		483.71
A1	3512.40				
A2	3170.17				
A3	7333.02				
AT/MT	6342.24				
LINHAS MT	0.00				
MT/BT+BT	0.00				

QUADRO RESULTANTE - CPFL

NÍVEL	UNIDADE	CAPACIDADE		ENERGIA		TOTAL	US\$/	
		PONTA	F.PONTA	PONTA	F.PONTA		kW	MWh
A1	CZ\$/kWano	4661.98	429.44	4430.58	32331.67	41853.68	235	-
	CZ\$/MWh	5954.00	53.83	5658.47	4053.11	4777.82	-	27
A2	CZ\$/kWano	7886.53	769.51	4557.17	32959.47	46172.69	259	-
	CZ\$/MWh	10072.20	96.47	5820.14	4131.81	5270.85	-	30
A3	CZ\$/kWano	15343.85	1549.88	4725.95	33901.17	55520.85	311	-
	CZ\$/MWh	19596.23	194.29	6035.70	4249.86	6338.00	-	36
A4	CZ\$/kWano	19303.88	2574.81	4458.23	23348.24	49685.17	279	-
	CZ\$/MWh	27430.79	526.18	6359.04	4407.27	7512.74	-	42

Base: JUN/88: US\$ 1.00 = CZ\$ 178.30

Tabela A14 Custos marginais de fornecimento do período úmido, na área de concessão da CPFL, para 1991

	POTÊNCIA (CZ\$/kW ANO)	PONTA		ENERGIA (CZ\$/MWh)	
		SECA	ÚMIDA	F. PONTA SECA	ÚMIDA
PRODUÇÃO	0.00	0.00	5313.85	0.00	4808.86
			5313.85		4808.86
A0	1503.83		1575.24		483.71
A1	3512.40				
A2	3152.34				
A3	7327.25				
AT/MT	6356.92				
LINHAS MT	0.00				
MT/BT+BT	0.00				

QUADRO RESULTANTE - CPFL

NÍVEL	UNIDADE	CAPACIDADE		ENERGIA		TOTAL	US\$/	
		PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA		kW	MWh
A1	CZ\$/kWano	4661.98	429.44	5663.87	43485.40	54240.68	304	-
	CZ\$/MWh	5954.00	53.83	7233.54	5451.35	6191.86	-	35
A2	CZ\$/kWano	7869.68	767.68	5825.69	44329.77	58792.82	330	-
	CZ\$/MWh	10050.68	96.24	7440.22	5557.20	6711.51	-	38
A3	CZ\$/kWano	15320.53	1547.39	6041.46	45596.34	68505.72	384	-
	CZ\$/MWh	19566.45	193.98	7715.78	5715.98	7820.29	-	44
A4	CZ\$/kWano	19293.92	2574.48	5699.21	31402.88	58970.49	331	-
	CZ\$/MWh	27416.63	526.12	8129.13	5927.68	9054.14	-	51

Base: JUN/88: US\$ 1.00 = CZ\$ 178.30

Tabela A15 Custos marginais de fornecimento do período úmido, na área de concessão da CPFL, para 1992

	POTÊNCIA (CZ\$/kW ANO)	PONTA		ENERGIA (CZ\$/MWh)	
		SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
PRODUÇÃO	0.00	0.00	6136.73	0.00	5553.54
			6136.73		5553.54
A0	1503.83		1575.24		483.71
A1	3512.40				
A2	3145.21				
A3	7279.05				
AT/MT	6298.11				
LINHAS MT	0.00				
MT/BT+BT	0.00				

QUADRO RESULTANTE - CPFL

NÍVEL	UNIDADE	CAPACIDADE		ENERGIA		TOTAL	US\$/	
		PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA		kW	MWh
							ANO	
A1	CZ\$/kWano	4661.98	429.44	6340.40	49603.92	61035.74	342	-
	CZ\$/MWh	5954.00	53.83	8097.57	6218.37	6967.55	-	39
A2	CZ\$/kWano	7862.94	766.94	6521.55	50567.10	65718.54	369	-
	CZ\$/MWh	10042.07	96.14	8328.93	6339.11	7502.12	-	42
A3	CZ\$/kWano	15267.43	1541.67	6763.09	52011.87	75584.06	424	-
	CZ\$/MWh	19498.63	193.26	8637.41	6520.23	8628.32	-	48
A4	CZ\$/kWano	19197.07	2559.49	6379.96	35821.35	63957.88	359	-
	CZ\$/MWh	27279.03	523.05	9100.12	6761.72	9885.33	-	55

Base: JUN/88: US\$ 1.00 = CZ\$ 178.30

Tabela A16 Custos marginais de fornecimento do período úmido, na área de concessão da CPFL, para 1993

	POTÊNCIA (CZ\$/kW ANO)	PONTA		ENERGIA (CZ\$/MWh)	
		SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
PRODUÇÃO	0.00	0.00	5998.22	0.00	5428.19
			5998.22		5428.19
A0	1503.83		1575.24		483.71
A1	3512.40				
A2	3093.51				
A3	7076.88				
AT/MT	6283.93				
LINHAS MT	0.00				
MT/BT+BT	0.00				

QUADRO RESULTANTE - CPFL

NÍVEL	UNIDADE	CAPACIDADE		ENERGIA		TOTAL	US\$/	
		PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA		kW	MWh
							ANO	
A1	CZ\$/kWano	4661.98	429.44	6226.52	48574.00	59891.94	336	-
	CZ\$/MWh	5954.00	53.83	7952.13	6089.26	6836.98	-	38
A2	CZ\$/kWano	7814.09	761.62	6404.42	49517.19	64497.31	362	-
	CZ\$/MWh	9979.68	95.48	8179.34	6207.49	7362.71	-	41
A3	CZ\$/kWano	15022.91	1515.37	6641.62	50931.96	74111.86	416	-
	CZ\$/MWh	19186.34	189.97	8482.28	6384.85	8460.26	-	47
A4	CZ\$/kWano	18954.23	2529.70	6265.38	35077.60	62826.91	352	-
	CZ\$/MWh	26934.03	516.96	8936.68	6621.33	9706.50	-	54

Base: JUN/88: US\$ 1.00 = CZ\$ 178.30

Tabela Af7 Custos marginais de fornecimento do período úmido, na área de concessão da CPFL, para 1994

	POTÊNCIA (CZ\$/kW ANO)	PONTA		ENERGIA (CZ\$/MWh)	
		SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
PRODUÇÃO	0.00	0.00	5673.99	0.00	5134.77
			5673.99		5134.77
A0	1503.83		1575.24		483.71
A1	3512.40				
A2	3077.46				
A3	7028.19				
AT/MT	6413.70				
LINHAS MT	0.00				
MT/BT+BT	0.00				

QUADRO RESULTANTE - CPFL

NÍVEL	UNIDADE	CAPACIDADE		ENERGIA		TOTAL	US\$/	
		PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA		kW	MWh
A1	CZ\$/kWano	4661.98	429.44	5959.95	46163.17	57214.55	321	-
	CZ\$/MWh	5954.00	53.83	7611.69	5787.03	6531.34	-	37
A2	CZ\$/kWano	7798.92	759.96	6130.24	47059.55	61748.67	346	-
	CZ\$/MWh	9960.31	95.27	7829.17	5899.40	7048.93	-	40
A3	CZ\$/kWano	14960.42	1508.65	6357.28	48404.10	71230.46	399	-
	CZ\$/MWh	19106.54	189.13	8119.14	6067.96	8131.33	-	46
A4	CZ\$/kWano	18997.45	2542.43	5997.15	33336.63	60873.66	341	-
	CZ\$/MWh	26995.47	519.57	8554.09	6292.70	9380.91	-	53

Base: JUN/88: US\$ 1.00 = CZ\$ 178.30

Tabela A18 Custos marginais de fornecimento do período úmido, na área de concessão da CPFL, para 1995

	POTÊNCIA (CZ\$/kW ANO)	PONTA		ENERGIA (CZ\$/MWh)	
		SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
PRODUÇÃO	0.00	0.00	5288.20	0.00	4785.65
			5288.20		4785.65
A0	1503.83		1575.24		483.71
A1	3512.40				
A2	3061.41				
A3	6985.12				
AT/MT	6222.85				
LINHAS MT	0.00				
MT/BT+BT	0.00				

QUADRO RESULTANTE - CPFL

NÍVEL	UNIDADE	CAPACIDADE		ENERGIA		TOTAL	US\$/	
		PONTA	F.PONTA	PONTA	F.PONTA		kW	MWh
A1	CZ\$/kWano	4661.98	429.44	5642.78	43294.70	54028.89	303	-
	CZ\$/MWh	5954.00	53.83	7206.61	5427.44	6167.68	-	35
A2	CZ\$/kWano	7783.75	758.31	5804.00	44135.37	58481.43	328	-
	CZ\$/MWh	9940.94	95.06	7412.52	5532.83	6675.96	-	37
A3	CZ\$/kWano	14903.30	1502.51	6018.96	45396.38	67821.16	380	-
	CZ\$/MWh	19033.59	188.36	7687.05	5690.91	7742.14	-	43
A4	CZ\$/kWano	18793.06	2506.90	5677.99	31265.16	58243.12	327	-
	CZ\$/MWh	26705.04	512.31	8098.86	5901.68	8951.58	-	50

Base: JUN/88: US\$ 1.00 = CZ\$ 178.30

Tabela A19 Custos marginais de fornecimento do período úmido, na área de concessão da CPFL, para 1996

	POTÊNCIA (CZ\$/kW AND)	PONTA		ENERGIA (CZ\$/MWh)	
		SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
PRODUÇÃO	0.00	0.00	5436.97	0.00	4920.28
			5436.97		4920.28
A0	1503.83	1575.24		483.71	
A1	3512.40				
A2	3045.36				
A3	6947.97				
AT/MT	6196.26				
LINHAS MT	0.00				
MT/BT+BT	0.00				

QUADRO RESULTANTE - CPFL

NÍVEL	UNIDADE	CAPACIDADE		ENERGIA		TOTAL	US\$/	
		PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA		kW	MWh
							AND	
A1	CZ\$/kWano	4661.98	429.44	5765.09	44400.86	55257.37	310	-
	CZ\$/MWh	5954.00	53.83	7362.82	5566.11	6307.92	-	35
A2	CZ\$/kWano	7768.59	756.66	5929.81	45263.01	59718.06	335	-
	CZ\$/MWh	9921.57	94.85	7573.19	5674.19	6817.13	-	38
A3	CZ\$/kWano	14851.82	1496.99	6149.43	46556.24	69054.48	387	-
	CZ\$/MWh	18967.85	187.66	7853.68	5836.31	7882.93	-	44
A4	CZ\$/kWano	18723.55	2497.06	5801.06	32063.97	59085.65	331	-
	CZ\$/MWh	26606.28	510.30	8274.41	6052.47	9093.92	-	51

Base: JUN/88: US\$ 1.00 = CZ\$ 178.30

Tabela A20 Custos marginais de fornecimento do período úmido, na área de concessão da CPFL, para 1997

	POTÊNCIA (CZ\$/kW ANO)	PONTA		ENERGIA (CZ\$/MWh)	
		SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
PRODUÇÃO	0.00	0.00	5402.09	0.00	4888.71
			5402.09		4888.71
A0	1503.83		1575.24		483.71
A1	3512.40				
A2	3029.32				
A3	6915.46				
AT/MT	6170.25				
LINHAS MT	0.00				
MT/BT+BT	0.00				

QUADRO RESULTANTE - CPFL

NÍVEL	UNIDADE	CAPACIDADE		ENERGIA		TOTAL	US\$/	
		PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA		kW	MWh
							ANO	
A1	CZ\$/kWano	4661.98	429.44	5736.41	44141.47	54969.30	308	-
	CZ\$/MWh	5954.00	53.83	7326.20	5533.59	6275.03	-	35
A2	CZ\$/kWano	7753.43	755.00	5900.31	44998.58	59407.33	333	-
	CZ\$/MWh	9902.21	94.65	7535.52	5641.04	6781.66	-	38
A3	CZ\$/kWano	14804.79	1491.94	6118.84	46284.26	68699.82	385	-
	CZ\$/MWh	18907.77	187.03	7814.61	5802.21	7842.45	-	44
A4	CZ\$/kWano	18658.75	2487.81	5772.21	31876.66	58795.43	330	-
	CZ\$/MWh	26514.21	508.41	8233.25	6017.11	9048.09	-	51

Base: JUN/88: US\$ 1.00 = CZ\$ 178.30

Tabela A21 Custos marginais de fornecimento do período úmido,
na área de concessão da CPFL, para 2000

	POTÊNCIA (CZ\$/kW ANO)	PONTA		ENERGIA (CZ\$/MWh)	
		SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
PRODUÇÃO	0.00	0.00	5671.22	0.00	5132.27
			5671.22		5132.27
A0	1503.83		1575.24		483.71
A1	3512.40				
A2	3029.32				
A3	6915.46				
AT/MT	6170.25				
LINHAS MT	0.00				
MT/BT+BT	0.00				

QUADRO RESULTANTE - CPFL

NÍVEL	UNIDADE	CAPACIDADE		ENERGIA		TOTAL	US\$/	
		PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA		kW	MWh
A1	CZ\$/kWano	4661.98	429.44	5957.68	46142.63	57191.73	321	-
	CZ\$/MWh	5954.00	53.83	7608.78	5784.46	6528.74	-	37
A2	CZ\$/kWano	7753.43	755.00	6127.90	47038.61	61674.93	346	-
	CZ\$/MWh	9902.21	94.65	7826.18	5896.78	7040.52	-	39
A3	CZ\$/kWano	14804.79	1491.94	6354.86	48382.57	71034.15	398	-
	CZ\$/MWh	18907.77	187.03	8116.04	6065.26	8108.92	-	45
A4	CZ\$/kWano	18658.75	2487.81	5994.86	33321.79	60463.21	339	-
	CZ\$/MWh	26514.21	508.41	8550.82	6289.90	9324.88	-	52

Base: JUN/88: US\$ 1.00 = CZ\$ 178.30

Tabela A22 Custos marginais de fornecimento do período úmido, na área de concessão da CPFL, para 2005

	POTÊNCIA (CZ\$/kW ANO)	PONTA		ENERGIA (CZ\$/MWh)	
		SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
PRODUÇÃO	0.00	0.00	6037.10	0.00	5463.38
			6037.10		5463.38
A0	1503.83		1575.24		483.71
A1	3512.40				
A2	3029.32				
A3	6915.46				
AT/MT	6170.25				
LINHAS MT	0.00				
MT/BT+BT	0.00				

QUADRO RESULTANTE - CPFL

NÍVEL	UNIDADE	CAPACIDADE		ENERGIA		TOTAL	US\$/	
		PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA		kW	MWh
							ANO	
A1	CZ\$/kWano	4661.98	429.44	6258.49	48863.14	60213.04	338	-
	CZ\$/MWh	5954.00	53.83	7992.96	6125.50	6873.63	-	39
A2	CZ\$/kWano	7753.43	755.00	6437.30	49811.93	64757.66	363	-
	CZ\$/MWh	9902.21	94.65	8221.33	6244.44	7392.43	-	41
A3	CZ\$/kWano	14804.79	1491.94	6675.72	51235.13	74207.57	416	-
	CZ\$/MWh	18907.77	187.03	8525.82	6422.86	8471.18	-	48
A4	CZ\$/kWano	18658.75	2487.81	6297.54	35286.40	62730.50	352	-
	CZ\$/MWh	26514.21	508.41	8982.56	6660.74	9701.17	-	54

Base: JUN/88: US\$ 1.00 = CZ\$ 178.30

Tabela A23 Custos marginais de fornecimento do período úmido,
na área de concessão da CPFL, para 2010

	POTÊNCIA (CZ\$/kW ANO)	PONTA		ENERGIA (CZ\$/MWh)	
		SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
PRODUÇÃO	0.00	0.00	7134.76	0.00	6456.72
			7134.76		6456.72
A0	1503.83		1575.24		483.71
A1	3512.40				
A2	3029.32				
A3	6915.46				
AT/MT	6170.25				
LINHAS MT	0.00				
MT/BT+BT	0.00				

QUADRO RESULTANTE - CPFL

NÍVEL	UNIDADE	CAPACIDADE		ENERGIA		TOTAL	US\$/	
		PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA		kW	MWh
A1	CZ\$/kWano	4661.98	429.44	7160.93	57024.72	69277.07	389	-
	CZ\$/MWh	5954.00	53.83	9145.50	7148.64	7908.34	-	44
A2	CZ\$/kWano	7753.43	755.00	7365.52	58132.00	74005.96	415	-
	CZ\$/MWh	9902.21	94.65	9406.80	7287.45	8448.17	-	47
A3	CZ\$/kWano	14804.79	1491.94	7638.32	59792.91	83727.96	470	-
	CZ\$/MWh	18907.77	187.03	9755.20	7495.66	9557.99	-	54
A4	CZ\$/kWano	18658.75	2487.81	7205.61	41180.27	69532.44	390	-
	CZ\$/MWh	26514.21	508.41	10277.80	7773.28	10830.04	-	61

Base: JUN/88: US\$ 1.00 = CZ\$ 178.30

Tabela A24 Custos marginais de fornecimento do período úmido,
na área de concessão da CPFL, para 2015

	POTÊNCIA (CZ\$/kW ANO)	PONTA		ENERGIA (CZ\$/MWh)	
		SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
PRODUÇÃO	0.00	0.00	9147.13	0.00	8277.85
			9147.13		8277.85
A0	1503.83		1575.24		483.71
A1	3512.40				
A2	3029.32				
A3	6915.46				
AT/MT	6170.25				
LINHAS MT	0.00				
MT/BT+BT	0.00				

QUADRO RESULTANTE - CPFL

NÍVEL	UNIDADE	CAPACIDADE		ENERGIA		TOTAL	US\$/	
		PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA		kW	MWh
							ANO	
A2	CZ\$/kWano	4661.98	429.44	8815.40	71987.69	85894.51	482	-
	CZ\$/MWh	5954.00	53.83	11258.49	9024.41	9805.31	-	55
A2	CZ\$/kWano	7753.43	755.00	9067.26	73385.51	90961.21	510	-
	CZ\$/MWh	9902.21	94.65	11580.16	9199.64	10383.70	-	58
A3	CZ\$/kWano	14804.79	1491.94	9403.09	75482.24	101182.05	567	-
	CZ\$/MWh	18907.77	187.03	12009.05	9462.48	11550.46	-	65
A4	CZ\$/kWano	18658.75	2487.81	8870.41	51985.74	82002.71	460	-
	CZ\$/MWh	26514.21	508.41	12652.40	9812.95	12899.64	-	72

Base: JUN/88: US\$ 1.00 = CZ\$ 178.30

ANEXO B

FIGURA B1 Alternativa de Divisão de Quedas

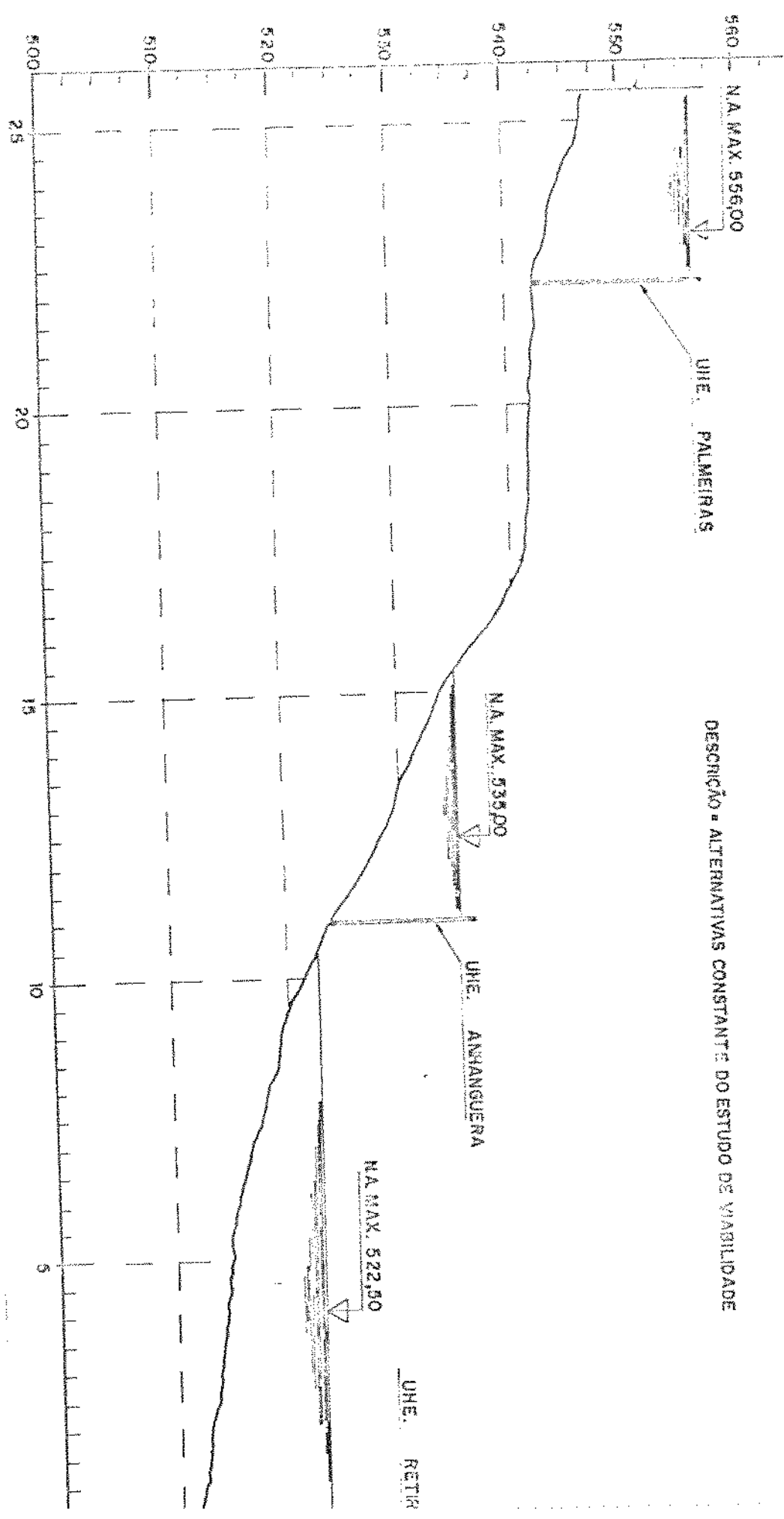


FIGURA B2 Alternativo de Divisão de Quedos.

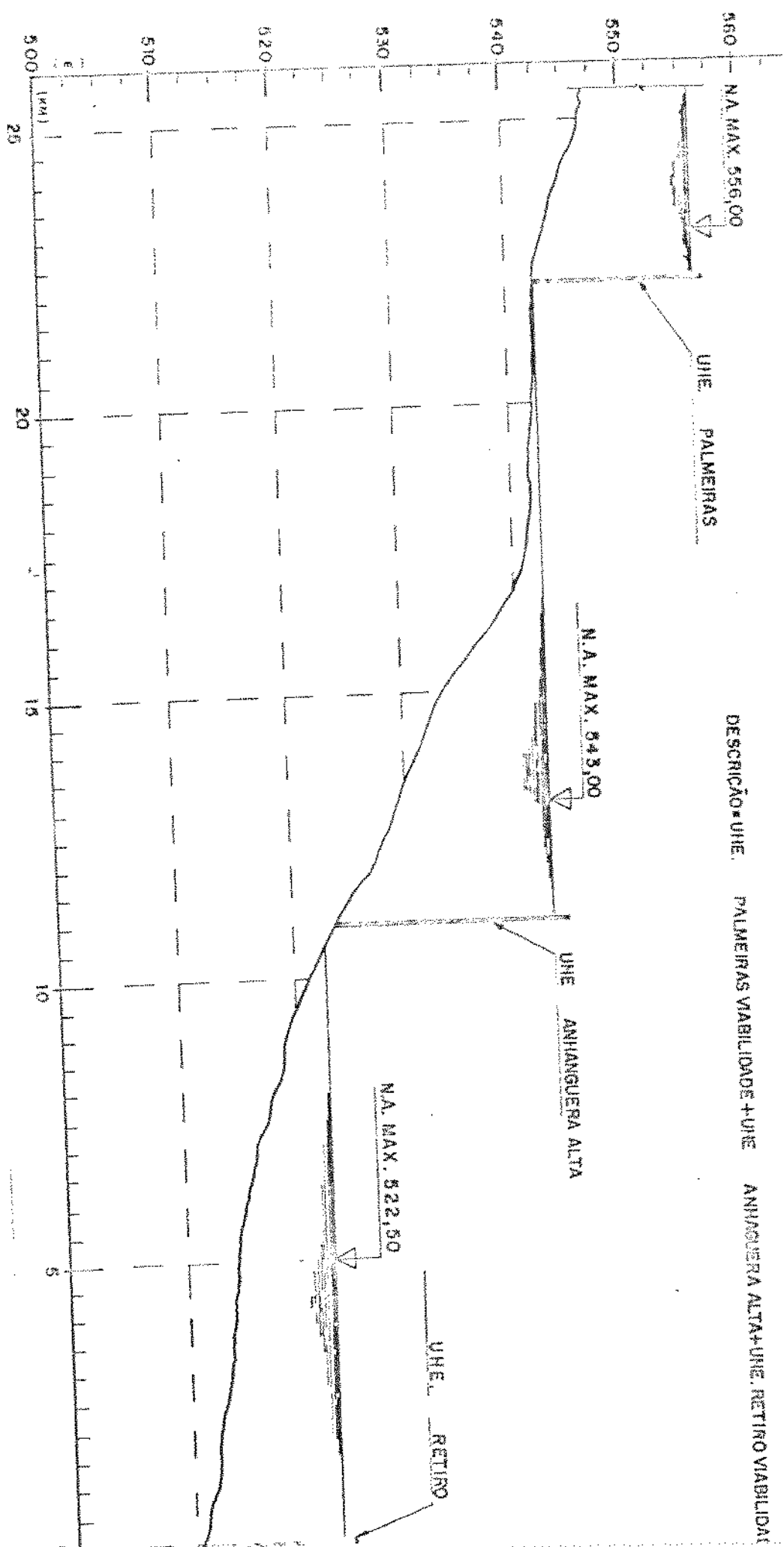


FIGURA 83 Alternativo de Divisão de Quedas

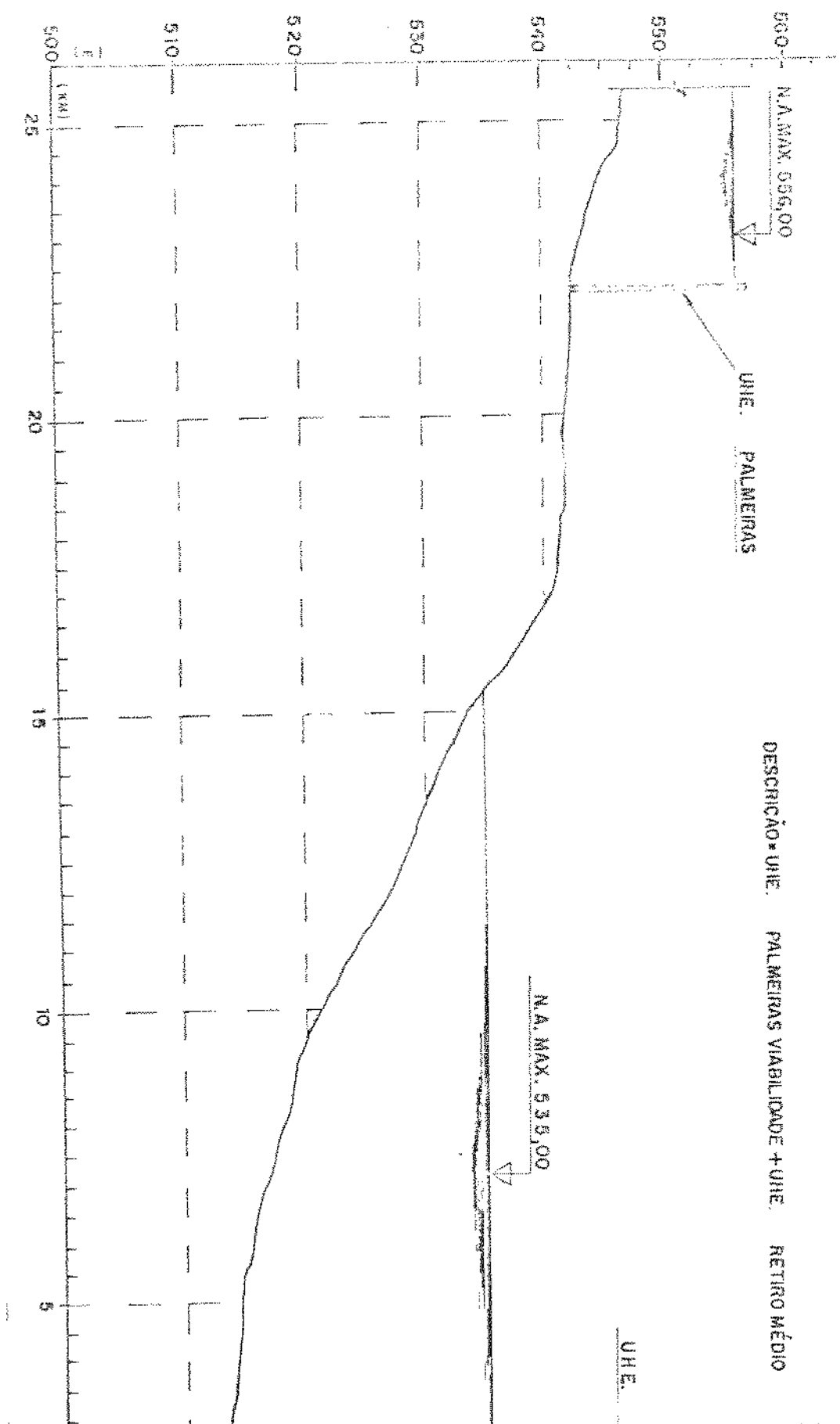


FIGURA B4 Alternativa de Divisão de Quedas

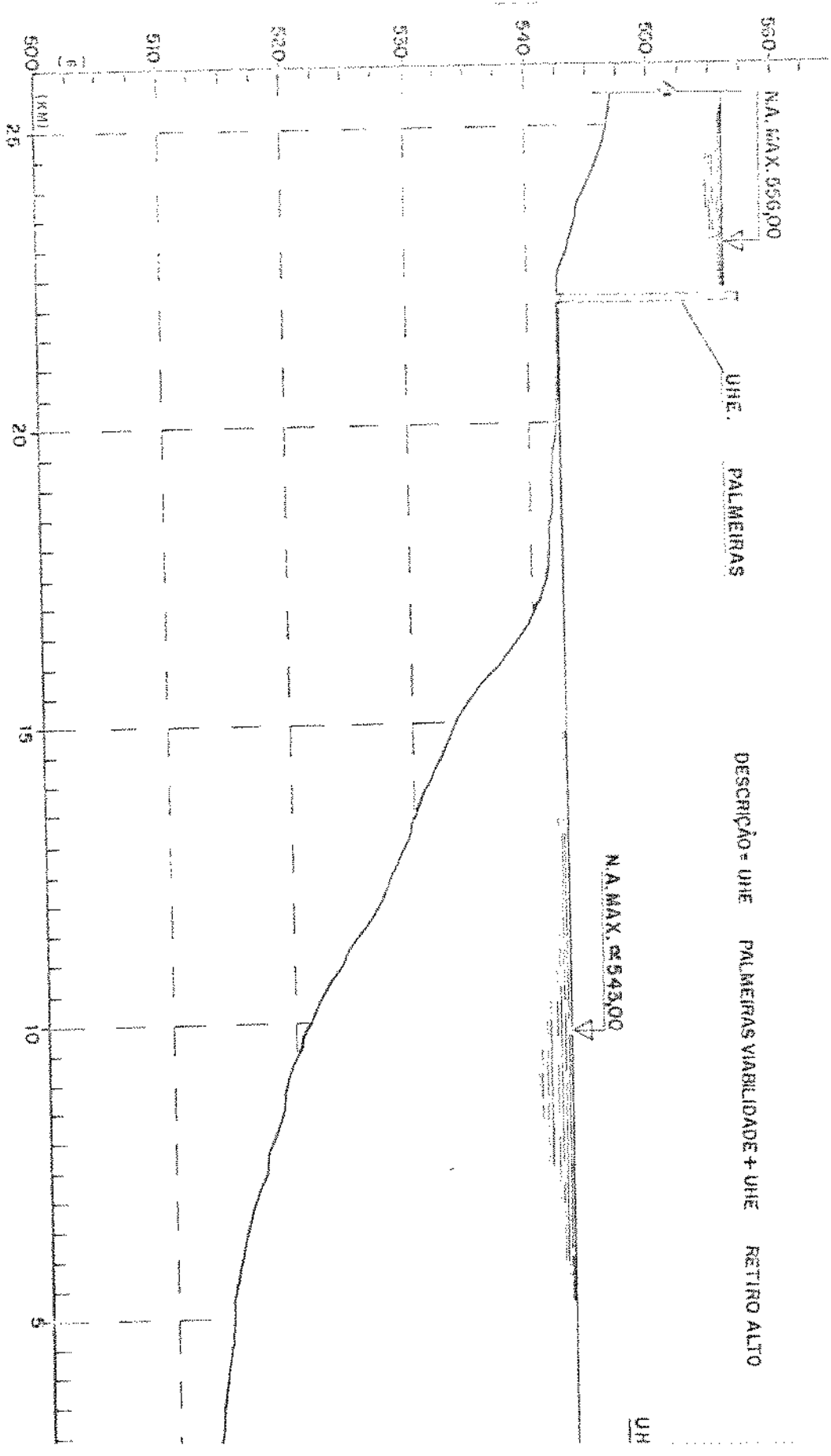


FIGURA B5 Alternativa de Divisão de Quedas.

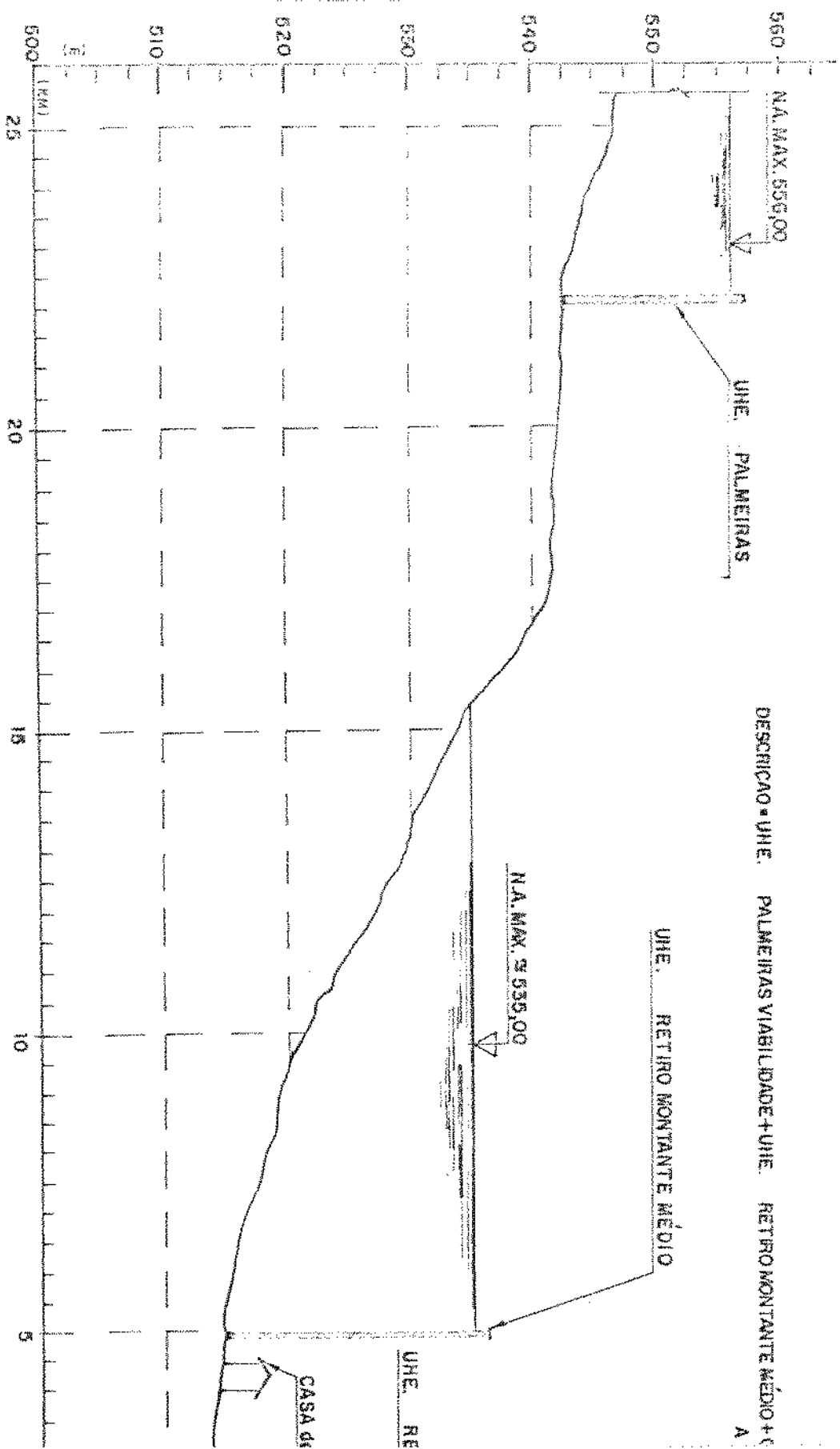


FIGURA 86 Alternativo de Divisão de Quedos.

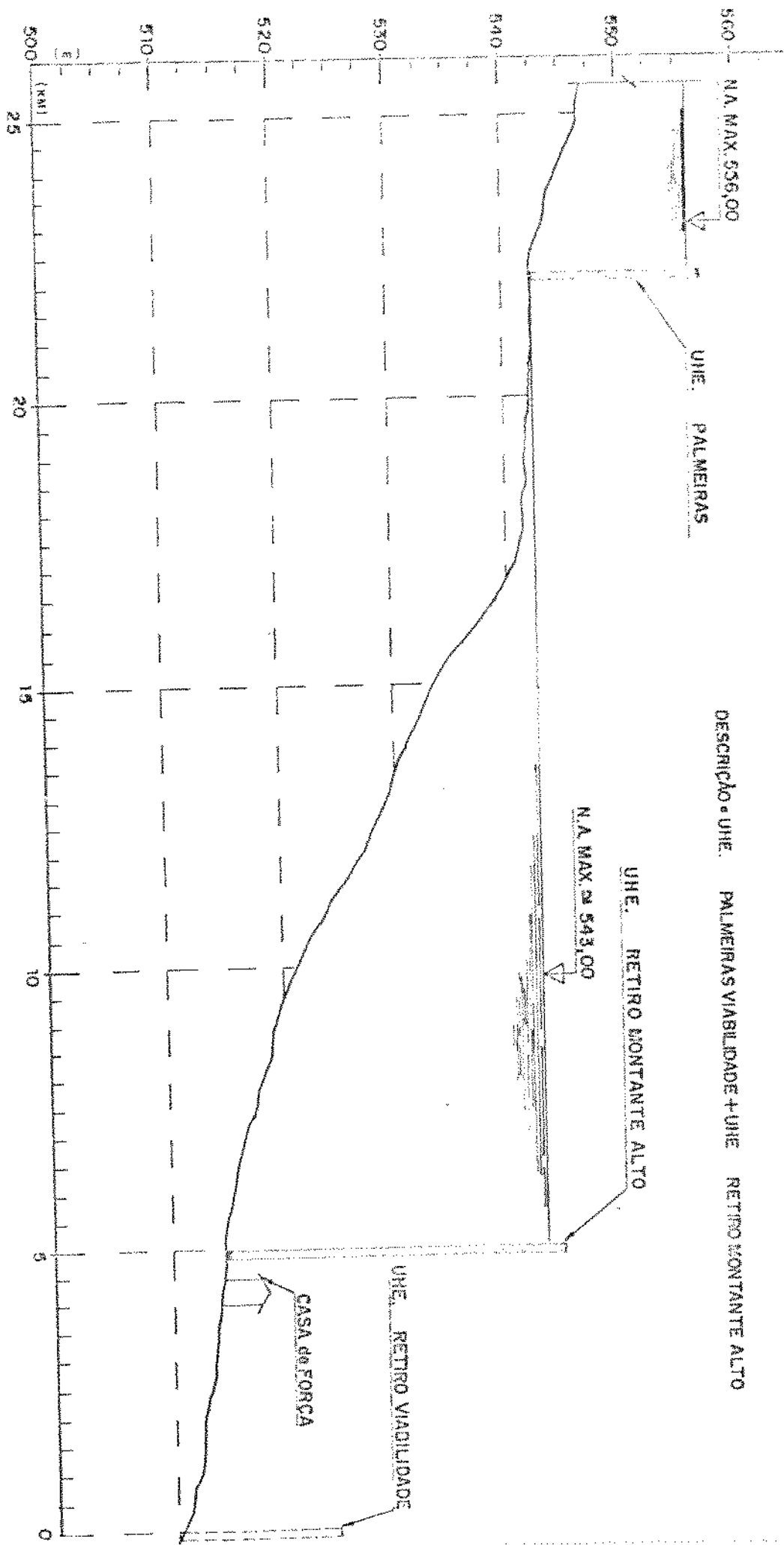


Tabela B1 Aproveitamento hidrelétrico do rio Sapucaí-Parâmetros da UHE Palmeiras a nível de projeto básico

1 - APROVEITAMENTO	PALMEIRAS
2 - LOCALIZAÇÃO: Rio Sapucaí - Sub-bacia 61 - Rio Grande	
Coordenadas Geográficas: LAT. S - 20 33' - LONG. O - 47 48'	
Município: MD- Guará - ME- São Joaquim da Barra	
3 - AREA DE DRENAGEM:	4.504 km ²
4 - RESERVATORIO:	
N.A. Máximo Normal	556,00 m
N.A. Normal a Jusante	542,90 m
N.A. Máximo Jusante	547,00 m
Queda Bruta Máxima	13,10 m
Queda Líquida Máxima	12,84 m
Volume Total no N.A. Máximo Normal	16,5x10 ⁶ m ³
Área Inundada no N.A. Máximo Normal	2,80 km ²
5 - DESCARGAS:	
Média de Longo Termo	78 m ³ /s
Projeto do Vertedouro	1280 m ³ /s
Desvio do Rio-Primeira Fase (TR=25 anos)	570 m ³ /s
Desvio do Rio-Segunda Fase (TR=25 anos, período seco)	250 m ³ /s
Máxima Registrada	558 m ³ /s
Mínima Registrada	6 m ³ /s
6 - CARACTERÍSTICAS ENERGÉTICAS:	
Energia Média Gerada (MW médios)	8,16 MW
Potência Instalada	15,10 MW
Número de Unidades	3
Tipo de Turbina	TUBULAR "S"
Potência por Unidade	5,03 MW
Descarga Máxima por Unidade	46,7 m ³ /s

Tabela B2 Aproveitamento hidrelétrico do rio Sapucaí-Parâmetros da UHE Anhanguera a nível de projeto básico

1 - APROVEITAMENTO	ANHANGUERA
2 - LOCALIZAÇÃO: Rio Sapucaí - Sub-bacia 61 - Rio Grande	
Coordenadas Geográficas: LAT.S - 20 29' - LONG.O - 47 51'	
Município: MD- Guará - ME- São Joaquim da Barra	
3 - AREA DE DRENAGEM:	4.654 km ²
4 - RESERVATORIO:	
N.A. Máximo Normal	540,50 m
N.A. Normal a Jusante	523,20 m
N.A. Máximo Jusante	526,20 m
Queda Bruta Máxima	17,30 m
Queda Líquida Máxima	16,95 m
Volume Total no N.A. Máximo Normal	12,0x10 ⁶ m ³
Area Inundada no N.A. Máximo Normal	1,85 km ²
5 - DESCARGAS:	
Média de Longo Termo	81 m ³ /s
Projeto do Vertedouro	1310 m ³ /s
Desvio do Rio-Primeira Fase (TR=25 anos)	590 m ³ /s
Desvio do Rio-Segunda Fase (TR=25 anos, período seco)	270 m ³ /s
Máxima Registrada	576 m ³ /s
Mínima Registrada	7 m ³ /s
6 - CARACTERÍSTICAS ENERGETICAS:	
Energia Média Gerada (MW médios)	10,62 MW
Potência Instalada	20,00 MW
Número de Unidades	3
Tipo de Turbina	TUBULAR "S"
Potência por Unidade	6,67 MW
Descarga Máxima por Unidade	46,7 m ³ /s

Tabela B3 Aproveitamento hidrelétrico do rio Sapucaí-Parâmetros da UHE Retiro a nível de projeto básico

1 - APROVEITAMENTO	RETIRO
2 - LOCALIZAÇÃO: Rio Sapucaí - Sub-bacia 61 - Rio Grande	
Coordenadas Geográficas: LAT.S - 20 26' - LONG.O - 47 53'	
Município: MD- Guará - ME- São Joaquim da Barra	
3 - AREA DE DRENAGEM:	4.707 km ²
4 - RESERVATORIO:	
N.A. Máximo Normal	523,00 m
N.A. Normal a Jusante	509,91 m
N.A. Máximo Jusante	512,82 m
Queda Bruta Máxima	13,09 m
Queda Líquida Máxima	12,84 m
Volume Total no N.A. Máximo Normal	16,4x10 ⁶ m ³
Area Inundada no N.A. Máximo Normal	3,00 km ²
5 - DESCARGAS:	
Média de Longo Termo	82 m ³ /s
Projeto do Vertedouro	1330 m ³ /s
Desvio do Rio-Primeira Fase (TR=25 anos)	590 m ³ /s
Desvio do Rio-Segunda Fase (TR=25 anos, período seco)	280 m ³ /s
Máxima Registrada	583 m ³ /s
Mínima Registrada	7 m ³ /s
6 - CARACTERISTICAS ENERGETICAS:	
Energia Média Gerada (MW médios)	8,14 MW
Potência Instalada	15,10 MW
Número de Unidades	3
Tipo de Turbina	TUBULAR "S"
Potência por Unidade	5,03 MW
Descarga Máxima por Unidade	46,7 m ³ /s

Tabela B4 Aproveitamento hidrelétrico do rio Sapucaí-Parâmetros da UHE Palmeiras a nível de estudo de viabilidade

1 - APROVEITAMENTO	PALMEIRAS
2 - LOCALIZAÇÃO: Rio Sapucaí - Sub-bacia 61 - Rio Grande	
Coordenadas Geográficas: LAT.S - 20 33' - LONG.O - 47 48'	
Município: MD- Guará - ME- São Joaquim da Barra	
3 - AREA DE DRENAGEM:	4.504 km ²
4 - RESERVATORIO:	
N.A. Máximo Normal	556,00 m
N.A. Normal a Jusante	543,30 m
N.A. Máximo Jusante	548,60 m
Queda Bruta Máxima	12,70 m
Queda Líquida Máxima	12,60 m
Volume Total no N.A. Máximo Normal	16,5x10 ⁶ m ³
Área Inundada no N.A. Máximo Normal	2,80 km ²
5 - DESCARGAS:	
Média de Longo Termo	78 m ³ /s
Projeto do Vertedouro	1753 m ³ /s
Desvio do Rio-Primeira Fase (TR=25 anos)	673 m ³ /s
Desvio do Rio-Segunda Fase (TR=25 anos, período seco)	224 m ³ /s
Máxima Registrada	558 m ³ /s
Mínima Registrada	6 m ³ /s
6 - CARACTERÍSTICAS ENERGETICAS:	
Energia Média Gerada (MW médios)	6,83 MW
Potência Instalada	11,55 MW
Número de Unidades	3
Tipo de Turbina	TUBULAR "S"
Potência por Unidade	3,85 MW
Descarga Máxima por Unidade	36,7 m ³ /s

Tabela B5 Aproveitamento hidrelétrico do rio Sapucaí-Parâmetros da UHE Anhanguera a nível de estudo de viabilidade

1 - APROVEITAMENTO	ANHANGUERA
2 - LOCALIZAÇÃO: Rio Sapucaí - Sub-bacia 61 - Rio Grande	
Coordenadas Geográficas: LAT.S - 20 29' - LONG.O - 47 51'	
Município: MD- Guará - ME- São Joaquim da Barra	
3 - AREA DE DRENAGEM:	4.654 km ²
4 - RESERVATÓRIO:	
N.A. Máximo Normal	535,00 m
N.A. Normal a Jusante	522,50 m
N.A. Máximo Jusante	529,30 m
Queda Bruta Máxima	12,50 m
Queda Líquida Máxima	12,40 m
Volume Total no N.A. Máximo Normal	4,7x10 ⁶ m ³
Área Inundada no N.A. Máximo Normal	1,00 km ²
5 - DESCARGAS:	
Média de Longo Termo	81 m ³ /s
Projeto do Vertedouro	1792 m ³ /s
Desvio do Rio-Primeira Fase (TR=25 anos)	688 m ³ /s
Desvio do Rio-Segunda Fase (TR=25 anos, período seco)	229 m ³ /s
Máxima Registrada	576 m ³ /s
Mínima Registrada	7 m ³ /s
6 - CARACTERÍSTICAS ENERGÉTICAS:	
Energia Média Gerada (MW médios)	6,76 MW
Potência Instalada	11,36 MW
Número de Unidades	3
Tipo de Turbina	TUBULAR "S"
Potência por Unidade	3,78 MW
Descarga Máxima por Unidade	36,7 m ³ /s

Tabela B6 Aproveitamento hidrelétrico do rio Sapucaí-Parâmetros da UHE Retiro a nível de estudo de viabilidade

1 - APROVEITAMENTO	RETIRO
2 - LOCALIZAÇÃO: Rio Sapucaí - Sub-bacia 61 - Rio Grande	
Coordenadas Geográficas: LAT.S - 20 26' - LONG.O - 47 53'	
Município: MD- Guará - ME- São Joaquim da Barra	
3 - ÁREA DE DRENAGEM:	4.707 km ²
4 - RESERVATÓRIO:	
N.A. Máximo Normal	522,50 m
N.A. Normal a Jusante	509,00 m
N.A. Máximo Jusante	514,75 m
Queda Bruta Máxima	13,50 m
Queda Líquida Máxima	13,40 m
Volume Total no N.A. Máximo Normal	16,0x10 ⁶ m ³
Área Inundada no N.A. Máximo Normal	2,90 km ²
5 - DESCARGAS:	
Média de Longo Termo	82 m ³ /s
Projeto do Vertedouro	1806 m ³ /s
Desvio do Rio-Primeira Fase (TR=25 anos)	694 m ³ /s
Desvio do Rio-Segunda Fase (TR=25 anos, período seco)	231 m ³ /s
Máxima Registrada	583 m ³ /s
Mínima Registrada	7 m ³ /s
6 - CARACTERÍSTICAS ENERGÉTICAS:	
Energia Média Gerada (MW médios)	7,33 MW
Potência Instalada	12,28 MW
Número de Unidades	3
Tipo de Turbina	TUBULAR "S"
Potência por Unidade	4,09 MW
Descarga Máxima por Unidade	36,7 m ³ /s

Tabela B7 Aproveitamento hidrelétrico do rio Sapucaí-Parâmetros da UHE Anhanguera Alta, a nível de estudo de viabilidade

1 - APROVEITAMENTO	ANHANGUERA ALTA
2 - LOCALIZAÇÃO: Rio Sapucaí - Sub-bacia 61 - Rio Grande	
Coordenadas Geográficas: LAT.S - 20 29' - LONG.O - 47 51'	
Município: MD- Guará - ME- São Joaquim da Barra	
3 - AREA DE DRENAGEM:	4.654 km ²
4 - RESERVATÓRIO:	
N.A. Máximo Normal	543,00 m
N.A. Normal a Jusante	522,50 m
N.A. Máximo Jusante	529,30 m
Queda Bruta Máxima	20,50 m
Queda Líquida Máxima	20,40 m
Volume Total no N.A. Máximo Normal	2,0x10 ⁶ m ³
Area Inundada no N.A. Máximo Normal	3,60 km ²
5 - DESCARGAS:	
Média de Longo Termo	81 m ³ /s
Projeto do Vertedouro	1792 m ³ /s
Desvio do Rio-Primeira Fase (TR=25 anos)	688 m ³ /s
Desvio do Rio-Segunda Fase (TR=25 anos, período seco)	229 m ³ /s
Máxima Registrada	576 m ³ /s
Mínima Registrada	7 m ³ /s
6 - CARACTERÍSTICAS ENERGÉTICAS:	
Energia Média Gerada (MW médios)	10,93 MW
Potência Instalada	18,69 MW
Número de Unidades	3
Tipo de Turbina	TUBULAR "S"
Potência por Unidade	6,23 MW
Descarga Máxima por Unidade	36,7 m ³ /s

Tabela B8 Aproveitamento hidrelétrico do rio Sapucaí-Parâmetros da UHE Retiro Médio, a nível de estudo de viabilidade

1 - APROVEITAMENTO		RETIRO MEDIO
2 - LOCALIZAÇÃO: Rio Sapucaí - Sub-bacia 61 - Rio Grande		
Coordenadas Geográficas: LAT.S - 20 26' - LONG.O - 47 53'		
Município: MD- Guará - ME- São Joaquim da Barra		
3 - AREA DE DRENAGEM:		4.707 km ²
4 - RESERVATORIO:		
N.A. Máximo Normal	535,00	m
N.A. Normal a Jusante	509,00	m
N.A. Máximo Jusante	514,75	m
Queda Bruta Máxima	26,00	m
Queda Líquida Máxima	25,90	m
Volume Total no N.A. Máximo Normal	81,8x10 ⁶	m ³
Area Inundada no N.A. Máximo Normal	8,00	km ²
5 - DESCARGAS:		
Média de Longo Termo	82	m ³ /s
Projeto do Vertedouro	1806	m ³ /s
Desvio do Rio-Primeira Fase (TR=25 anos)	694	m ³ /s
Desvio do Rio-Segunda Fase (TR=25 anos, período seco)	231	m ³ /s
Máxima Registrada	583	m ³ /s
Mínima Registrada	7	m ³ /s
6 - CARACTERISTICAS ENERGETICAS:		
Energia Média Gerada (MW médios)	14,63	MW
Potência Instalada	25,06	MW
Número de Unidades	3	
Tipo de Turbina	KAPLAN VERTICAL	
Potência por Unidade	8,35	MW
Descarga Máxima por Unidade	36,7	m ³ /s

Tabela B9 Aproveitamento hidrelétrico do rio Sapucaí-Parâmetros da UHE Retiro Alto, a nível de estudo de viabilidade

1 - APROVEITAMENTO	RETIRO ALTO
2 - LOCALIZAÇÃO: Rio Sapucaí - Sub-bacia 61 - Rio Grande	
Coordenadas Geográficas: LAT.S - 20 26' - LONG O - 47 53'	
Município: MD- Guará - ME- São Joaquim da Barra	
3 - AREA DE DRENAGEM:	4.707 km ²
4 - RESERVATORIO:	
N.A. Máximo Normal	543,00 m
N.A. Normal a Jusante	509,00 m
N.A. Máximo Jusante	514,75 m
Queda Bruta Máxima	34,00 m
Queda Líquida Máxima	33,90 m
Volume Total no N.A. Máximo Normal	163,0x10e ⁶ m ³
Area Inundada no N.A. Máximo Normal	12,80 km ²
5 - DESCARGAS:	
Média de Longo Termo	82 m ³ /s
Projeto do Vertedouro	1806 m ³ /s
Desvio do Rio-Primeira Fase (TR=25 anos)	694 m ³ /s
Desvio do Rio-Segunda Fase (TR=25 anos, período seco)	231 m ³ /s
Máxima Registrada	583 m ³ /s
Mínima Registrada	7 m ³ /s
6 - CARACTERÍSTICAS ENERGÉTICAS:	
Energia Média Gerada (MW médios)	19,15 MW
Potência Instalada	32,80 MW
Número de Unidades	3
Tipo de Turbina	KAPLAN VERTICAL
Potência por Unidade	10,93 MW
Descarga Máxima por Unidade	36,7 m ³ /s

Tabela B10 Aproveitamento hidrelétrico do rio Sapucaí-
Parâmetros da UHE Retiro Montante Médio, a nível de
estudo de viabilidade

1 - APROVEITAMENTO

RETIRO MONTANTE MEDIO

2 - LOCALIZAÇÃO: Rio Sapucaí - Sub-bacia 61 - Rio Grande
Coordenadas Geográficas: LAT.S - 20 28' - LONG.O - 47 52'
Município: MD- Guará - ME- São Joaquim da Barra

3 - AREA DE DRENAGEM: 4.679 km²

4 - RESERVATÓRIO:

N.A. Máximo Normal	535,00 m
N.A. Normal a Jusante	511,60 m
N.A. Máximo Jusante	521,00 m
Queda Bruta Máxima	23,40 m
Queda Líquida Máxima	22,80 m
Volume Total no N.A. Máximo Normal	23,4x10 ⁶ m ³
Área Inundada no N.A. Máximo Normal	3,20 km ²

5 - DESCARGAS:

Média de Longo Termo	81 m ³ /s
Projeto do Vertedouro	1795 m ³ /s
Desvio do Rio-Primeira Fase (TR=25 anos)	690 m ³ /s
Desvio do Rio-Segunda Fase (TR=25 anos, período seco)	231 m ³ /s
Máxima Registrada	579 m ³ /s
Mínima Registrada	7 m ³ /s

6 - CARACTERÍSTICAS ENERGETICAS:

Energia Média Gerada (MW médios)	12,79 MW
Potência Instalada	22,06 MW
Número de Unidades	3
Tipo de Turbina	FRANCIS VERTICAL
Potência por Unidade	7,35 MW
Descarga Máxima por Unidade	36,7 m ³ /s

Tabela B11 Aproveitamento hidrelétrico do rio Sapucaí-
Parâmetros da UHE Retiro Montante Alto, a nível de
estudo de viabilidade

1 - APROVEITAMENTO

RETIRO MONTANTE ALTO

2 - LOCALIZAÇÃO: Rio Sapucaí - Sub-bacia 61 - Rio Grande
Coordenadas Geográficas: LAT.S - 20 28' - LONG.O - 47 52'
Município: MD- Guará - ME- São Joaquim da Barra

3 - ÁREA DE DRENAGEM: 4.679 km²

4 - RESERVATÓRIO:

N.A. Máximo Normal	543,00 m
N.A. Normal a Jusante	511,00 m
N.A. Máximo Jusante	521,70 m
Queda Bruta Máxima	32,00 m
Queda Líquida Máxima	30,50 m
Volume Total no N.A. Máximo Normal	47,1x10 ⁶ m ³
Área Inundada no N.A. Máximo Normal	5,20 km ²

5 - DESCARGAS:

Média de Longo Termo	81 m ³ /s
Projeto do Vertedouro	1795 m ³ /s
Desvio do Rio-Primeira Fase (TR=25 anos)	690 m ³ /s
Desvio do Rio-Segunda Fase (TR=25 anos, período seco)	231 m ³ /s
Máxima Registrada	579 m ³ /s
Mínima Registrada	7 m ³ /s

6 - CARACTERÍSTICAS ENERGÉTICAS:

Energia Média Gerada (MW médios)	17,12 MW
Potência Instalada	29,51 MW
Número de Unidades	3
Tipo de Turbina	FRANCIS VERTICAL
Potência por Unidade	9,84 MW
Descarga Máxima por Unidade	36,7 m ³ /s

Tabela B12 Curvas chave obtidas a nível de estudo de viabilidade

EIXO PALMEIRAS

COTA(m)	VAZÃO(m³/s)
539,40	0
541,00	8,48
542,00	46,78
543,00	115,98
544,00	216,10
545,00	351,42
546,00	659,88
547,00	1.014,71
548,00	1.452,18
549,00	1.969,25

Equação da curva-chave:

$$Q = 2,33[(h - 539,4)**2,99]$$

$$\text{correlação} = 0,999$$

EIXO RETIRO

COTA(m)	VAZÃO(m³/s)
506,60	0
507,00	2,64
507,50	18,31
508,00	50,87
508,50	98,73
509,00	159,05
509,50	228,41
510,00	302,15
510,50	386,44
511,00	479,21
511,50	558,38
512,00	643,65
513,00	938,50
514,00	1.371,45
515,00	1.957,09
516,00	2.674,56
517,00	3.536,50

Equação da curva-chave:

$$Q = 21,99[(h - 506,6)**2,11]$$

$$\text{correlação} = 0,998$$

Obs.: As curvas-chave para os barramentos na região de Retiro Montante, foram calculados com base em correlações com a curva chave da UHE Retiro. As equações obtidas foram:

-Retiro Montante Médio: $Q = 21,99(h - 509,20)**2,11$

-Retiro Montante Alto : $Q = 21,99(h - 508,20)**2,11$

EIXO ANHANGUERA
CANAL DE FUGA

COTA(m)	VAZÃO(m ³ /s)
518,90	0
519,50	3,20
520,00	11,83
520,50	27,45
521,00	48,10
522,00	79,63
522,50	85,89
523,00	182,83
523,50	249,03
524,00	322,79
524,50	408,72
525,00	501,31
525,50	617,89
526,00	759,66
527,00	983,24
528,00	1.377,86
529,00	2.612,90

Equação da curva-chave:

$$Q = 9,10[(h - 518,9)**2,20]$$

$$\text{correlação} = 0,999$$

EIXO ANHANGUERA
VERTEDOURO

COTA(m)	VAZÃO(m ³ /s)
526,25	0
527,95	100,00
528,17	200,00
528,41	300,00
528,65	400,00
528,87	500,00
529,08	600,00
529,29	700,00
529,49	800,00
529,68	900,00
529,87	1.000,00
530,23	1.200,00
530,57	1.400,00
530,89	1.600,00
531,20	1.800,00

Equação da curva-chave:

$$Q = 40,07[(h - 526,25)**2,48]$$

$$\text{correlação} = 0,980$$

Tabela B13 Curvas chaves obtidas a nível de projeto básico

EIXO PALMEIRAS

COTA(m)	VAZÃO(m³/s)
539,40	0
541,00	8,5
542,00	40,0
543,00	165,0
544,00	350,0
545,00	600,0
546,00	897,0
547,00	1.350,0
548,00	1.680,0

Equação da curva-chave:

$$Q = 1,904[(h - 539,40)**3,318]$$

$$\text{correlação} = 0,997$$

EIXO ANHANGUERA

COTA(m)	VAZÃO(m³/s)
527,00	0
527,50	115,0
528,00	358,0
528,50	680,0
529,00	1.000,0
529,50	1.400,0

Equação da curva-chave:

$$Q = 347,1[(h - 527,00)**1,552]$$

$$\text{correlação} = 0,999$$

EIXO RETIRO

COTA(m)	VAZÃO(m³/s)
509,00	0
510,00	155,0
511,00	400,0
512,00	849,0
513,00	1.460,0
513,50	1.835,0

Equação da curva-chave:

$$Q = 143,8[(h - 509,00)**1,652]$$

$$\text{correlação} = 0,997$$

Tabela B14 Curvas CotaxAreaxVolume

UHE ANHANGUERA ALTA

COTA (m)	AREA (m ²)	VOLUME (m ³)
525	100.000	100.000
530	375.000	1.187.500
535	1.026.000	4.690.000
540	1.830.000	11.830.000
543	3.650.000	20.050.000

UHE RETIRO

COTA (m)	AREA (m ²)	VOLUME (m ³)
510	60.500	60.500
515	898.000	2.455.500
520	2.138.000	10.045.500
525	3.730.000	24.715.500
530	5.585.000	48.003.000
535	7.150.000	81.840.500
540	10.620.000	128.015.500
543	12.810.000	163.010.500

UHE PALMEIRAS

COTA (m)	AREA (m ²)	VOLUME (m ³)
545	225.000	225.000
550	1.258.000	3.707.500
555	2.660.000	15.461.500

UHE RETIRO MONTANTE ALTO

COTA (m)	AREA (m ²)	VOLUME (m ³)
520	140.000	140.000
525	710.000	2.265.000
530	1.475.000	7.727.500
535	2.546.000	17.780.000
540	3.720.000	33.595.000
543	5.234.000	47.110.000

UHE RETIRO MONTANTE MEDIO

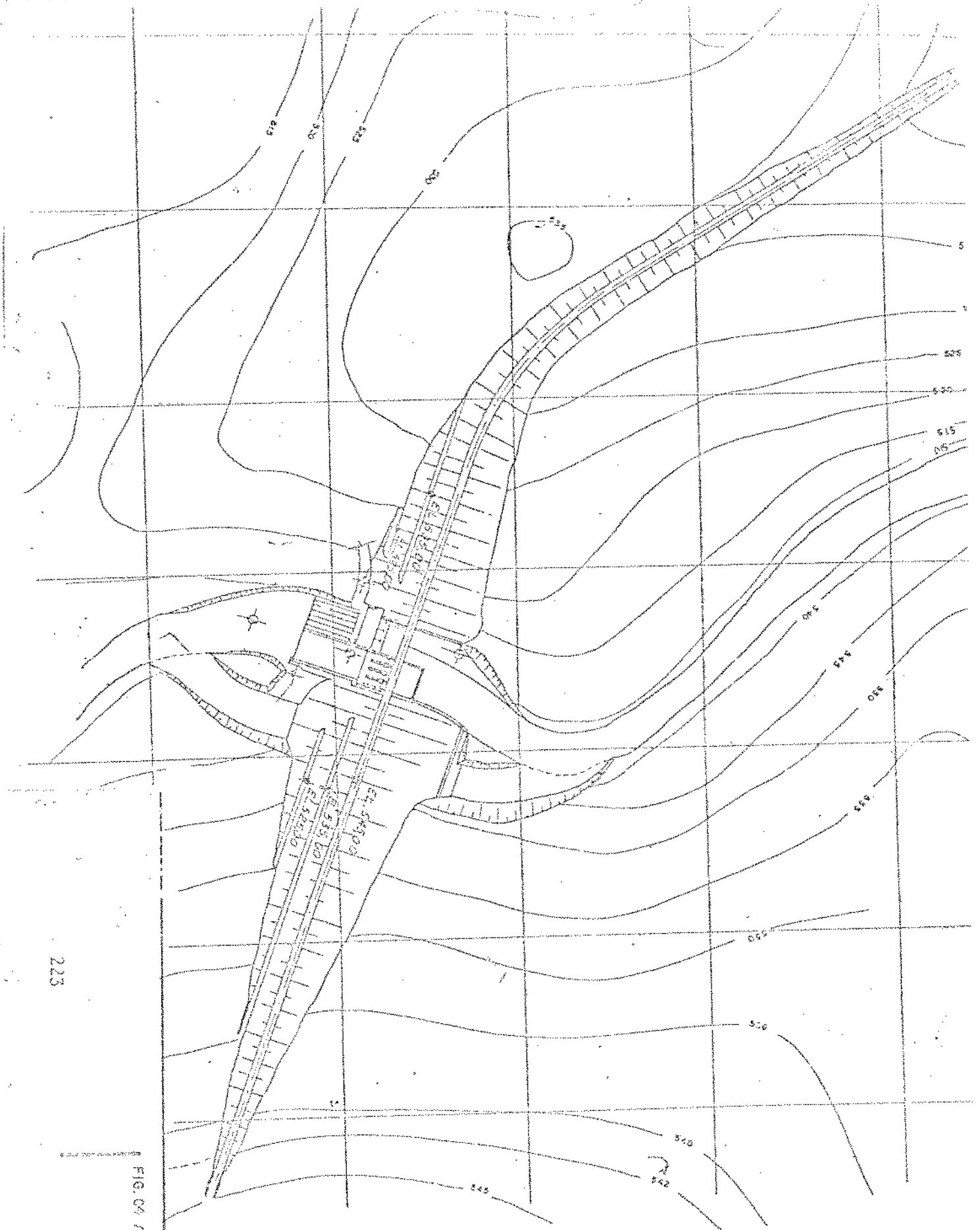
COTA (m)	AREA (m ²)	VOLUME (m ³)
520	310.000	310.000
525	990.000	3.560.000
530	1.885.000	10.747.500
535	3.180.000	23.410.000

ANEXO C



FIG. 02 - ARRANJO GERAL DA UHE ANHANGUERA ALTA.

FIG. C9 / ANÁLISIS GENERAL DE UN RETIRO ALTO



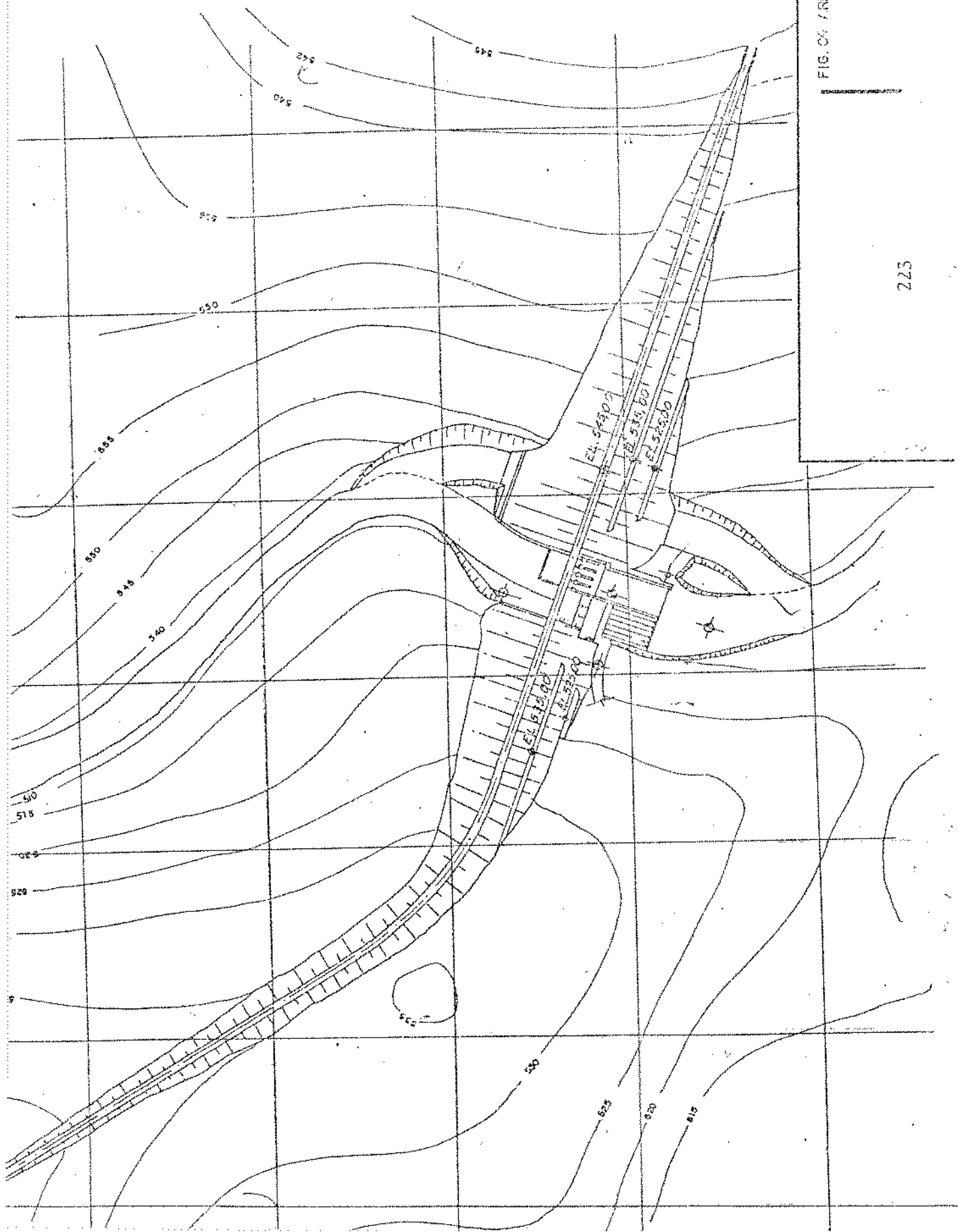


FIG. 04 - PLANO GERAL DA LHE RETIRO ALTO

325XD 0

Tabela D1 Resultados obtidos com a aplicação do modelo de motorização, para 3 unidades geradoras por eixo-UHE Retiro-Viabilidade

Q.TURB. (m³/s)	POTENCIA (MW)	CUSTOS (US\$×10e²)	BENEFICIOS P/CEHARIO (US\$×10e²)					
			BAIXO	B/C	BASICO	B/C	ALTO	B/
63	7	2,761	1,840	0,67	2,241	0,81	2,710	0,
72	8	2,808	1,973	0,70	2,412	0,86	2,935	1,
81	9	2,854	2,086	0,73	2,557	0,90	3,124	1,
90	10	2,900	2,183	0,75	2,680	0,92	3,285	1,
100	11	2,945	2,268	0,77	2,788	0,95	3,424	1,
107	12	2,989	2,345	0,78	2,884	0,96	3,548	1,
143	16	3,159	2,584	0,82	3,172	1,00	3,908	1,
179	20	3,323	2,742	0,83	3,360	1,01	4,132	1,

Tabela D2 Resultados obtidos com a aplicação do modelo de motorização, para 3 unidades geradoras por eixo-UHE Anhanguera Baixa

Q. TURB. (m³/s)	POTENCIA (MW)	CUSTOS (US\$ x 10e³)	BENEFICIOS P/CENARIO (US\$ x 10e³)					
			BAIXO	B/C	BASICO	B/C	ALTO	B.
68	7	2,335	1,853	0,79	2,230	0,96	2,663	1,
77	8	2,383	1,995	0,84	2,421	1,02	2,906	1,
87	9	2,429	2,111	0,87	2,579	1,06	3,119	1,
97	10	2,474	2,210	0,89	2,712	1,10	3,303	1,
106	11	2,519	2,297	0,91	2,826	1,12	3,461	1,
116	12	2,563	2,379	0,93	2,933	1,14	3,604	1,
155	16	2,734	2,662	0,97	3,288	1,20	4,068	1,
193	20	2,898	2,854	0,98	3,519	1,21	4,354	1,

Tabela D3 Resultados obtidos com a aplicação do modelo de motorização, para 3 unidades geradoras por eixo-UHE Retiro Médio

Q. TURB. (m³/s)	POTENCIA (MW)	CUSTOS (US\$×10e²)	BENEFICIOS P/CENARIO (US\$×10e²)					
			BAIXO	B/C	BASICO	B/C	ALTO	B/
35	8	5,397	2,444	0,45	2,915	0,54	3,475	0,
44	10	5,529	2,818	0,51	3,365	0,61	4,012	0,
52	12	5,656	3,321	0,59	3,991	0,71	4,762	0,
70	16	5,900	3,895	0,66	4,753	0,81	5,748	0,
87	20	6,135	4,300	0,70	5,287	0,86	6,467	1,
105	24	6,362	4,555	0,72	5,622	0,88	6,924	1,
131	30	6,691	4,981	0,74	6,144	0,92	7,596	1,
153	35	6,851	5,204	0,76	6,410	0,94	7,926	1,

Tabela D4 Resultados obtidos com a aplicação do modelo de motorização, para 3 unidades geradoras por eixo-UHE Retiro Alto

Q. TURB. (m³/s)	POTENCIA (MW)	CUSTOS (US\$×10e²)	BENEFICIOS P/CENARIO (US\$×10e²)					
			BAIXO	B/C	BASICO	B/C	ALTO	B
27	8	7,319	2,506	0,34	2,989	0,41	3,563	0
40	12	7,549	3,547	0,47	4,261	0,56	5,089	0
53	16	7,767	4,277	0,55	5,209	0,67	6,297	0
67	20	7,976	4,802	0,60	5,884	0,74	7,184	0
80	24	8,178	5,204	0,64	6,396	0,78	7,850	0
94	28	8,472	5,500	0,65	6,858	0,81	8,451	1
117	35	8,652	6,122	0,71	7,503	0,87	9,232	1
134	40	8,837	6,391	0,72	7,824	0,89	9,614	1

Tabela D5 Resultados obtidos com a aplicação do modelo de motorização, para 3 unidades geradoras por eixo-UHE Retiro Montante Alto

Q TURB. (m ³ /s)	POTENCIA (MW)	CUSTOS (US\$ x 10 ⁶)	BENEFICIOS P/CENARIO (US\$ x 10 ⁶)					
			BAIXO	B/C	BASICO	B/C	ALTO	B/C
30	8	6,023	2,506	0,42	2,989	0,50	3,563	0,5
45	12	6,253	3,547	0,57	4,261	0,68	5,089	0,8
59	16	6,471	4,277	0,66	5,209	0,81	6,297	0,9
74	20	6,681	4,802	0,72	5,884	0,88	7,184	1,0
89	24	6,883	5,204	0,76	6,396	0,93	7,850	1,1
104	28	7,176	5,500	0,78	6,858	0,96	8,451	1,1
130	35	7,356	6,122	0,83	7,503	1,02	9,232	1,2
150	40	7,541	6,391	0,85	7,824	1,04	9,614	1,2

Tabela D6 Resultados obtidos com a aplicação do modelo de motorização, para 3 unidades geradoras por eixo-UHE Anhanguera Alta

Q. TURB. (m³/s)	POTENCIA (KW)	CUSTOS (US\$ x 10e²)	BENEFICIOS P/ CENARIO (US\$ x 10e²)					
			BAIXO	B/C	BASICO	B/C	ALTO	B
53	9	3,908	2,462	0,63	2,997	0,77	3,621	0
59	10	3,973	2,613	0,66	3,192	0,80	3,878	0
65	11	4,037	2,746	0,68	3,362	0,83	4,102	1
71	12	4,101	2,865	0,70	3,512	0,86	4,297	1
94	16	4,345	3,182	0,73	3,908	0,90	4,808	1
118	20	4,500	3,445	0,75	4,222	0,92	5,194	1
148	25	4,807	3,978	0,83	4,857	1,01	5,950	1
177	30	5,135	4,263	0,83	5,197	1,01	6,353	1

Tabela D7 Resultados obtidos com a aplicação do modelo de motorização, para 3 unidades geradoras por eixo-UHE Retiro Montante Médio

Q. TURB. (m ³ /s)	POTENCIA (MW)	CUSTOS (US\$ x 10 ⁶)	BENEFÍCIOS P/CENÁRIO (US\$ x 10 ⁶)					
			BAIXO	B/C	BÁSICO	B/C	ALTO	B/C
40	8	4,729	2,444	0,52	2,915	0,62	3,475	0,7
50	10	4,860	2,818	0,58	3,365	0,69	4,012	0,8
60	12	4,987	3,321	0,67	3,991	0,80	4,762	0,9
79	16	5,232	3,895	0,74	4,753	0,91	5,748	1,1
99	20	5,467	4,300	0,79	5,287	0,97	6,467	1,1
119	24	5,694	4,555	0,80	5,622	0,99	6,924	1,2
149	30	6,023	4,981	0,83	6,144	1,02	7,596	1,2
174	35	6,183	5,204	0,84	6,410	1,04	7,926	1,2

Tabela D8 Resultados obtidos com a aplicação do modelo de motorização, para 3 unidades geradoras por eixo- UHE Palmeiras-Viabilidade

Q. TURB. (m³/s)	POTENCIA (MW)	CUSTOS (US\$×10e²)	BENEFICIOS P/CENARIO (US\$×10e²)					
			BAIXO	B/C	BASICO	B/C	ALTO	B/C
67	7	3,096	1,998	0,65	2,380	0,77	2,834	0,9
76	8	3,143	2,178	0,69	2,598	0,83	3,091	0,9
86	9	3,190	2,327	0,73	2,794	0,88	3,346	1,0
95	10	3,236	2,476	0,77	2,970	0,92	3,541	1,0
105	11	3,280	2,595	0,79	3,126	0,95	3,753	1,0
114	12	3,324	2,708	0,81	3,259	0,98	3,927	1,0
152	16	3,495	2,865	0,82	3,724	1,07	4,337	1,0
190	20	3,659	3,038	0,83	3,900	1,07	4,132	1,0

Tabela D9 Mercado associado a cada aproveitamento, por localidade envolvida

APROVEITAMENTO	LOCALIDADE
Palmeiras viabilidade	S. J. Barra
Anhanguera viabilidade	Guara
Anhanguera alta	Guara
Retiro viabilidade	Ipuá
Retiro médio/alto	Ipuá+Guara
Retiro montante médio/alto	Ipuá+Guara

Tabela D10 Energia média gerada nos semestres seco e úmido, para 3 unidades geradoras por eixo, e para cada potência pesquisada.

ANHANGUERA BAIXA

Potência, em kW	Energia gerada, em kW médios	
	semestre seco	semestre úmido
7.000	4.580	6.653
8.000	4.650	7.411
9.000	4.680	8.082
10.000	4.694	8.670
11.000	4.694	9.191
12.000	4.694	9.644
16.000	4.694	11.406
20.000	4.694	12.506

PALMEIRAS VIABILIDADE

Potência, em kW	Energia gerada, em kW médios	
	semestre seco	semestre úmido
7.000	4.380	6.640
8.000	4.430	7.390
9.000	4.450	8.050
10.000	4.465	8.625
11.000	4.465	9.120
12.000	4.465	9.552
16.000	4.465	11.635
20.000	4.465	12.143

RETIRO VIABILIDADE

Potência, em kW	Energia gerada, em kW médios	
	semestre seco	semestre úmido
7.000	4.857	6.779
8.000	4.963	7.582
9.000	5.013	8.314
10.000	5.030	8.964
11.000	5.030	9.540
12.000	5.030	10.052
16.000	5.030	11.770
20.000	5.030	13.090

ANHANGUERA ALTA

Potência, em kW	Energia gerada, em kW médios	
	semestre seco	semestre úmido
9.000	7.000	8.813
10.000	7.100	9.683
11.000	7.300	10.506
12.000	7.380	11.279
16.000	7.480	13.936
20.000	7.510	15.030
25.000	7.510	15.150
30.000	7.510	15.220

RETIRO MEDIO/RETIRO MONTANTE MEDIO

Potência, em kW	Energia gerada, em kW médios	
	semestre seco	semestre úmido
8.000	7.290	7.950
10.000	8.240	9.858
12.000	8.750	11.653
16.000	9.120	14.810
20.000	9.190	17.323
24.000	9.190	18.700
30.000	9.190	19.030
35.000	9.190	19.550

RETIRO ALTO/RETIRO MONTANTE ALTO

Potência, em kW	Energia gerada, em kW médios	
	semestre seco	semestre úmido
8.000	7.760	7.970
12.000	10.400	11.876
16.000	11.670	15.501
20.000	12.130	18.726
24.000	12.270	21.466
28.000	12.310	23.741
35.000	12.310	26.751
40.000	12.310	28.276

Tabela D11 Rendimento dos grupos geradores, por aproveitamento

Aproveitamento	Rendimento turbina/gerador (%)	Tipo de turbina
Palmeiras viabilidade	85	Tubular
Anhanguera viabilidade	85	Tubular
Anahnguera alta	85	Tubular
Retiro viabilidade	85	Tubular
Retiro médio	90	Kaplan vertical
Retiro montante médio	90	Francis vertical
Retiro alto	90	Kaplan vertical
Retiro montante alto	90	Francis vertical

Tabela D12 Vazões médias mensais no posto Pioneiros, com área de drenagem de 4.611 km²

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
30	136	225	190	128	85	65	52	41	38	42	52	128
31	161	306	225	165	110	86	64	49	48	48	51	66
32	93	137	120	82	62	54	42	35	33	45	51	135
33	200	144	114	81	62	48	42	35	33	35	32	49
34	73	70	62	54	42	36	32	30	32	27	71	47
35	118	198	157	130	91	68	52	42	41	76	56	99
36	85	76	117	91	59	49	39	35	35	31	52	159
37	263	157	123	90	70	57	42	36	31	48	70	118
38	143	127	110	85	76	56	42	34	31	41	47	99
39	130	127	90	81	68	53	44	34	30	28	42	97
40	159	207	184	137	100	73	57	41	33	36	83	87
41	179	135	108	97	61	52	43	31	48	42	71	92
42	98	146	182	149	109	83	67	50	41	38	52	74
43	165	199	190	142	102	79	59	43	36	55	72	85
44	94	116	161	120	83	60	46	36	28	32	46	38
45	55	145	113	94	69	56	45	37	30	32	66	107
46	176	132	149	120	87	68	59	43	33	43	47	53
47	114	111	128	120	87	67	53	40	44	51	56	92
48	110	130	140	100	68	53	40	26	21	24	52	71
49	114	162	141	121	90	68	53	40	34	33	38	95
50	159	238	184	136	94	70	56	45	40	43	65	134
51	150	201	161	137	92	72	56	48	36	38	45	51
52	59	102	209	119	75	62	51	47	36	39	59	36
53	41	51	53	59	39	33	25	23	21	30	45	74
54	65	129	81	70	68	51	34	30	25	23	30	49
55	75	62	88	72	51	42	31	24	19	26	39	79
56	82	84	102	73	72	64	47	48	38	34	37	91
57	162	195	162	152	113	83	71	56	55	43	68	84
58	89	120	130	103	110	93	72	56	61	60	60	76
59	144	168	154	124	86	69	45	43	32	32	50	51
60	102	149	136	96	74	60	49	30	26	27	50	83
61	156	226	242	151	114	79	60	46	32	33	49	48
62	83	126	162	110	82	72	45	36	42	53	54	118
63	168	155	111	74	57	48	42	36	21	22	32	19
64	40	61	50	35	37	25	27	18	14	28	29	69
64	135	189	194	123	93	67	59	46	37	59	54	100
66	163	167	260	163	112	78	60	46	36	44	73	110
67	171	233	186	121	89	74	51	40	38	42	65	107
68	115	104	93	66	55	44	37	30	27	31	30	50
69	46	50	56	43	37	29	20	17	15	27	45	61
70	83	147	145	109	77	58	49	35	37	41	44	43
71	40	35	39	36	24	30	21	19	20	35	34	126
72	156	203	200	132	80	63	67	48	39	61	108	111
73	130	120	109	155	95	70	60	45	37	44	75	138
74	203	122	178	146	99	76	60	43	35	34	36	85
75	127	122	99	88	63	47	39	30	23	36	65	84
76	90	155	174	159	120	90	78	69	88	90	114	134
77	222	201	148	122	76	71	49	38	48	48	661	101
78	144	129	104	81	72	59	48	41	20	18	70	104
79	166	202	166	99	72	52	51	49	51	41	54	98

Tabela D13 Geração das usinas do rio Sapucaí, na fase de projeto básico

Aproveitamento	Vazão nominal (m ³ /s)	Potência instalada (kW)	Geração média	
			(kW médios)	
			Sem.seco	Sem.úmido
Palmeiras	110	11.900	4.465	10.675
Anhanguera	110	15.800	6.100	13.580
Retiro	110	11.900	5.030	9.690
Palmeiras	129	14.000	4.465	11.675
Anhanguera	129	18.500	6.100	14.380
Retiro	129	14.000	5.030	10.830
Palmeiras	140	15.100	4.465	11.855
Anhanguera	140	20.000	6.100	15.140
Retiro	140	15.100	5.030	11.250
Palmeiras	168	18.200	4.465	12.275
Anhanguera	168	24.100	6.100	17.040
Retiro	168	18.200	5.030	12.290
Palmeiras	210	22.800	4.465	12.875
Anhanguera	210	30.100	6.100	17.160
Retiro	210	22.800	5.030	12.970

Tabela D14 Investimento total para diversos níveis de motorização pesquisados a nível de projeto básico, para as UHE's Retiro, Anhanguera e Palmeiras

POTÊNCIA TOTAL (MW)	INVESTIMENTO TOTAL (US\$)
41	87.774.000
44	8.104.000
47	8.434.000
50	8.754.000
53	95.464.000
57	95.784.000
60	96.114.000
63	96.564.000
66	96.884.000
69	107.394.000

Base : julho/88.

Tabela D15 Resultados econômicos obtidos a nível de projeto básico para as diversas potências pesquisadas, em 10E⁷ US\$

POTÊNCIA (MW)	CUSTO ANUAL	BENEFÍCIO PARA CENÁRIOS (*)			BENEFÍCIOS LÍQUIDO P/ CENÁRIOS (*)		
		1	2	3	1	2	3
41	9,031	8,825	10,440	12,606	-0,411	1,41	3,58
44	9,064	8,875	10,751	12,999	-0,19	1,69	3,94
47	9,097	9,082	11,009	13,325	-0,02	1,91	4,23
50	9,129	9,300	11,278	13,663	0,17	2,15	4,53
53	9,800	9,600	11,647	14,123	-0,20	1,85	4,32
57	9,832	9,816	11,909	14,448	-0,02	2,08	4,62
60	9,865	10,026	12,162	14,761	0,16	2,30	4,90
63	9,910	10,205	12,376	15,026	0,30	2,47	5,12
66	9,942	10,337	12,534	15,223	0,40	2,59	5,28
69	10,930	10,575	12,817	15,568	-0,36	1,89	4,64

(*) - Cenário 1 = baixo, 2 = básico e 3 = alto.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1 - Bajay, S.V. e Demanboro, A.C. "Custos marginais regionalizados para o planejamento da geração descentralizada de energia elétrica", in Gilberto M. Jannuzzi (Ed.), Anais do I Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, UNICAMP, Campinas, SP, 1989.

- 2 - Bajay, S.V. Demanboro, A.C. e Campello, C.A.G.B. "Otimização da motorização de PCH's de concessionárias de energia elétrica predominante distribuidoras in Gilberto M. Jannuzzi (Ed.), Anais do I Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, UNICAMP, Campinas, SP, 1989.

- 3 - Bajay, S.V., Demanboro, A.C. e Santos A.M.M. , "Metodologia de planejamento de adições graduais de pequenas centrais hidrelétricas ao parque gerador de empresas concessionárias de energia elétrica", in Gilberto M. Jannuzzi (Ed.), Anais do I Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, UNICAMP, Campinas, SP, 1989.

- 4 - Canabara (Canabara Engineering Consultants Limited). Power Study of South Brazil. United Nations Development Programme, 1966.

- 5 - CPFL (Companhia Energética de São Paulo). "Aproveitamento Hidrelétrico do rio Sapucaí : Estudos de Viabilidade", São Paulo, 1987.

- 6 - CNAE (Consórcio Nacional de Engenheiros Consultores S.A.). Inventário do Potencial Hidrelétrico Remanescente do Estado de São Paulo. São Paulo, 1977.

- 7 - CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz). Energia e Desenvolvimento. Campinas, 1982.

- 8 - CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz). Anais do Seminário sobre Alternativas Energéticas para os anos 90. Campinas, 1985.

- 9 - CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz). Projeto PCH's - II Etapa - Projeções de Mercado, Relatório Interno VHM, 1987.
- 10 - CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz). Projeto PCH's - III Etapa - Estudos Elétricos Preliminares - Relatório Interno 001/OTT, março, 1988.
- 11 - CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz). Projeto PCH's - III Etapa - Análise Preliminar da Interligação das PCH's ao Sistema de Distribuição - Relatório Interno OTTD, abril, 1987.
- 12 - CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz). Análise Crítica de Viabilidade e Projeto Básico das UHEs Retiro, Anhanuera e Palmeiras, Campinas, 1989.
- 13 - CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz). Projeto PCH's - III Etapa - Integração das Usinas Palmeiras, Retiro e Anhanuera ao Sistema 69 kV da Região de Caxu/Picadeiros - Relatório Interno 009/OTT, março, 1989.
- 14 - CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz). Projeto PCH's - IV Etapa - Cálculo dos Custos Marginais do Sistema CPFL para Estudo de Viabilidade do Programa de PCH's - Relatório Interno VMT, dezembro, 1988.
- 15 - CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz). Projeto PCH's - IV Etapa - Proposta para Análise de Viabilidade Econômico-Financeira de PCH's - Relatório Interno FEE, setembro, 1988.
- 16 - DNAEE (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica). Código de Águas, Rio de Janeiro, 1984.
- 17 - ELETROBRÁS/DNAEE - Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas, ELETROBRÁS, Rio de Janeiro, 1982.
- 18 - ELETROBRÁS/DNAEE - Nova Tarifa de Energia Elétrica - Metodologia e Aplicações, ELETROBRÁS, Rio de Janeiro, 1985.
- 19 - Elgerd, O.I. - Electric Energy Systems Theory - Introduction, Tata Mc Graw-Hill, New Delhi, 1977.

- 20 - Fernandes, A.O. - A Indústria da Energia Elétrica no Brasil. Divisão de Águas do Departamento Nacional de Produção Mineral, Rio de Janeiro, 1953.
- 21 - Fritz, J.J. - Small and Mini Hydropower Systems. Resource Assessment and Project Feasibility. Mc Graw-Hill Book Company. New York, 1984.
- 22 - Jigxi, F. - Small Hydropower and Rural Grids in China. Pequim, 1984.
- 23 - Lima, P.C., "Uma Estrutura Tarifária para Energia Elétrica, Baseada em Custos Marginais", dissertação de Mestrado, Campinas, SP, 1987.
- 24 - Martinez C.B., "Pré-Dimensionamento de Pequenas Centrais Hidrelétricas", dissertação de Mestrado, Itajubá, MG, 1988.
- 25 - OLADE (Organização Latino-Americana de Energia). Segundo Curso de Diseño de Pequenas Centrales Hidroelectricas. Bucaramanga, Colômbia, 1985.
- 26 - Rabaud, J., e Catalan J.P. - "Quelques Données sur la Production Hydroélectrique Autonome en France" - Société Hydrotechnique de France, 1986.
- 27 - Sant'ana, R.F., Aproveitamento Hidrelétrico de Pequeno Porte, DNAEE, Brasília, DF, 1987.
- 28 - Santos, A.H.M. "Planejamento de Centrais Hidrelétricas de Pequeno Porte", tese de Doutorado, Campinas, SP, 1987.
- 29 - Sheldon, G.H. - Small-Scale Hydro-power Development - A Viable Energy Resource. Symposium Hydroelectric prospects in the new energy situation. United Nations Economic Commission for Europe. Atenas, novembro, 1979.
- 30 - Sullivan, R.L. - Power Systems Planning, Mc Graw-Hill, New York, 1977.