

RICARDO BARBOSA POSCH SIQUEIRA

CONSTRUÇÃO DE DIAGRAMAS DE CUSTOS PARA PCH
INCORPORANDO TURBINAS DE MERCADO

Dissertação apresentada à Faculdade
de Engenharia do Campus de
Guaratinguetá, Universidade
Estadual Paulista, para a obtenção
do título de Mestre em Engenharia
Mecânica na área de Transmissão e
Conversão de Energia.

Orientador: Prof. Dr. José Luz Silveira

Guaratinguetá
2006

Siqueira, Ricardo Barbosa Posch
S618c Construção de diagramas de custos para PCH incorporando
turbinas de mercado / Ricardo Barbosa. Posch Siqueira.-
Guaratinguetá: [s.n.], 2006
150f.: il.

Bibliografia: f. 142-144
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual Paulista,
Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2006
Orientador: Prof. Dr. José Luz Silveira

1. Diagrama de custos 2. PCH. 3. Turbinas hidráulicas. I. Título

CDU 657.471

UNESP  UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá

**CONSTRUÇÃO DE DIAGRAMAS DE CUSTOS PARA PCH
INCORPORANDO TURBINAS DE MERCADO**

RICARDO BARBOSA POSCH SIQUEIRA

ESTA TESE FOI JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
“MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA”

ESPECIALIDADE: ENGENHARIA MECÂNICA
ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: TRANSMISSÃO E CONVERSÃO DE ENERGIA

APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO PROGRAMA DE PÓS-
GRADUAÇÃO

Prof. Dr. João Andrade de Carvalho Júnior
Coordenador

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. JOSÉ LUZ SILVEIRA
Orientador/UNESP-FEG

Prof. Dr. JOSÉ NÉDILO CARRINHO DE CASTRO
UNESP-FEG

Prof. Dr. JOSÉ RUI CAMARGO
UNITAU

DADOS CURRICULARES

RICARDO BARBOSA POSCH SIQUEIRA

NASCIMENTO	03.08.1976 – GUARATINGUETÁ / SP
FILIAÇÃO	José Antonio Posch Siqueira Tereza Barbosa Posch Siqueira
1994/1992	Curso Técnico em Eletrônica Colégio Técnico e Industrial de Guaratinguetá – CTIG – da UNESP
1996/2001	Curso de Graduação em Elétrica e Eletrônica Universidade de Taubaté – UNITAU

Publicações:

- SIQUEIRA, R.B.P.; SILVEIRA, J.L.; SOBRINHO P.M.; CARVALHO, M.B., **Cogeneration Utilising Residual Heat of an Industrial Incinerator**, Fifth Latin-American Congress, São Pedro-SP, 2003.

- SIQUEIRA, R.B.P.; SILVEIRA, J.L., **Construção de Diagramas de Custos de PCH's Incorporando Turbinas de Mercado**, IV Simpósio Brasileiro de Pequenas Centrais Hidrelétricas, Porto de Galinhas – PE, 2004.

Dedico de modo especial, à minha Família e à minha Noiva, que durante todo esse tempo de pesquisa, foram as grandes incentivadoras para o término deste trabalho.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, a Deus, pela minha vida e por ter pessoas que amo ao meu lado, sempre me incentivando.

À minha noiva Liziane, pelo infindável companheirismo.

À minha mãe e ao meu pai, por terem me proporcionado tudo o que sou e tenho hoje.

Ao meu irmão Rodrigo, pela amizade e palavras de incentivo nos momentos difíceis.

Ao Prof. Dr. José Luz Silveira, por ter aceito ser meu orientador e por ter me auxiliado na elaboração deste trabalho.

Aos Profs. Drs. Oscar Astorga e José Nédilo, pelas críticas construtivas em relação a esta dissertação.

Aos sempre atenciosos funcionários da Secretaria de Pós-Graduação da FEG.

Aos Engenheiros da ALSTOM, em especial aos Engs. Gilberto Santos e Richard, pelo fornecimento de informações para a realização deste estudo e ao Eng. Roberto Miranda, pelo incentivo profissional.

Ao Eng. Mauro Uemori, pela oportunidade de continuar com meus estudos na Pós-Graduação.

A todos que, direta ou indiretamente, colaboraram para a realização deste trabalho.

“Há homens que lutam um dia e são bons.
Há outros que lutam um ano e são melhores.
Há os que lutam muitos anos e são muito bons.
Porém, há os que lutam toda a vida.
Esses são os imprescindíveis”.

Bertolt Brecht

SIQUEIRA, R. B. P. **Construção de diagramas de custos para PCH incorporando turbinas de mercado**. 2006. 150f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2006.

RESUMO

Para iniciar os estudos técnicos e econômicos para instalação de uma pequena central hidrelétrica (PCH), vários fatores devem ser analisados, sendo estes dependentes das condições e conveniências locais, juntamente com a conjuntura econômica do país em que será implantada a PCH.

Na complexidade do mercado, em que todos os setores são influenciados, deve-se atentar para os principais pontos que podem interferir no resultado da viabilidade do projeto de uma usina geradora, analisando a taxa de juros para o financiamento, os preços praticados no mercado por fabricantes de equipamentos e serviços, entre outros fatores.

O objetivo desta dissertação é elaborar diagramas de custos de geração de energia em função da altura de queda e vazão líquidas, disponibilizadas no diagrama de utilização do catálogo fornecido pelo fabricante de turbinas com experiência no mercado de PCH.

A construção dos diagramas tem o suporte de um programa denominado “PB”, elaborado para determinar os custos de geração, com base nos valores obtidos no diagrama de custos de investimento em PCH.

Os principais componentes de uma PCH, juntamente com as características dos equipamentos são abordados.

PALAVRAS-CHAVE: PCH, custo de investimento, custo de geração, viabilidade econômica, turbinas hidráulicas.

SIQUEIRA, R. B. P. **Construction of costs diagrams to PCH incorporating turbines of market.** 2006. 150f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2006.

ABSTRACT

To begin the technical and economic studies for installation of a Small Hydroelectric Plant, several factors should be analyzed, being these dependents of the conditions and local conveniences, together with the economic conjuncture of the country in that the Small Hydroelectric Plant will be implanted.

In the complexity of the market, in that all the sections are influenced, it should be attempted for the main points that can interfere in the result of the viability of the project of a generating power plant, analyzing the interest rate for the financing, the prices practiced in the market by suppliers of equipments and services, among other factors.

The objective of this dissertation is to elaborate diagrams of energy generation costs in function of the fall height and liquid flow, showed in the user diagram from the catalog supplied by the manufacturer of turbines with experience in the market of PCH.

The construction of the diagrams has the support of a denominated " program PB ", elaborated to determine the generation costs, with base in the values obtained in the diagram of investment costs in PCH.

The main components of a PCH, together with the characteristics of the equipments they are approached.

KEYWORDS: PCH, investment costs, generation costs economical viability, hydraulic turbines.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – Curva de permanência de vazões no tempo	29
FIGURA 2 – Componentes de uma PCH	31
FIGURA 3 – Barragem tipo concreto para geração de energia	33
FIGURA 4 – Exemplo de tabela para registro de enchente	34
FIGURA 5 – Estrutura vertedoura com canal extravasor	35
FIGURA 6 – Barragem para dissipação da energia da vazão do canal extravasor.....	36
FIGURA 7 – Estrutura de captação com tomada d'água	37
FIGURA 8 – Estrutura para alturas de queda entre 10 e 25 metros.....	45
FIGURA 9 – Chaminé de equilíbrio para PCH.....	45
FIGURA 10 – Interior da casa de força PCH Rolador.....	46
FIGURA 11– Válvula borboleta	48
FIGURA 12 – Obturador da válvula esférica.....	49
FIGURA 13 – Comporta ensecadeira.....	50
FIGURA 14 – Comporta vagão.....	50
FIGURA 15 – Comporta segmento.....	51
FIGURA 16 – Ponte rolante.....	51
FIGURA 17 – Componentes de uma máquina síncrona	54
FIGURA 18 – Rotor do gerador.....	57
FIGURA 19 – Cruzeta superior e inferior do gerador.....	58
FIGURA 20 – Sistema de excitação do tipo estático	59
FIGURA 21 – Sistema de excitação do tipo rotativo com gerador CC (esquerda) e CA (direita)	60
FIGURA 22 – Cubículos de média tensão	61
FIGURA 23 – Turbinas geometricamente semelhantes.....	72
FIGURA 24 – Curvas características das turbinas Kaplan, Francis e Hélice Fixa	73
FIGURA 25 – Colina típica de turbina hidráulica	74
FIGURA 26 – Rotor Pelton e turbina completa.....	75

FIGURA 27 – Vista Transversal superior de uma concha.....	75
FIGURA 28 – Turbina Pelton: cinco jatos à esquerda e à direita dois jatos.....	76
FIGURA 29 – Rotor Francis e turbina completa	77
FIGURA 30 – Turbina Francis horizontal (esquerda) e vertical (direita) com caixa espiral	77
FIGURA 31 – Turbina Francis vertical com caixa espiral aberta.....	78
FIGURA 32 – Distribuidor da turbina Francis.....	78
FIGURA 33 – Turbina Francis horizontal dupla.....	78
FIGURA 34 – Rotor Kaplan e turbina completa.....	79
FIGURA 35 – À esquerda, turbina Hélice de pás fixas e à direita, Kaplan.....	80
FIGURA 36 – Curva típica de rendimento: 1-Turbina Hélice Fixa versus 2-Kaplan...	80
FIGURA 37 – Turbina Poço.....	81
FIGURA 38 – Turbina Kaplan S Vertical (Esquerda), Montante (Centro) e Jusante (Direita)	82
FIGURA 39 – Turbina Bulbo.....	82
FIGURA 40 – Tubo de aspiração em turbinas de reação	83
FIGURA 41 – Diagrama de utilização	87
FIGURA 42 – Diagrama de custos de investimento em PCH (R\$/kW)	93
FIGURA 43 – Diagrama de custos de investimento em PCH (USD/kW)	94
FIGURA 44 – Exemplo de utilização do diagrama de custos de investimento	95
FIGURA 45 – Tela inicial do programa.....	105
FIGURA 46 – Janela para entrada de dados	106
FIGURA 47 – Análise da taxa de retorno (<i>Pay-Back</i>).....	109
FIGURA 48 – Resultado das receitas dos projetos I, II, III e IV	114
FIGURA 49 – Vista de corte da PCH São Gabriel da Cachoeira	117
FIGURA 50 – Diagrama de custos de geração de energia: 5.000 horas / 10 anos	122
FIGURA 51 – Diagrama de custos de geração de energia: 5.000 horas / 15 anos	123
FIGURA 52 – Diagrama de custos de geração de energia: 5.000 horas / 20 anos	124
FIGURA 53 – Diagrama de custos de geração de energia: 6.000 horas / 10 anos	125

FIGURA 54 – Diagrama de custos de geração de energia: 6.000 horas / 15 anos	126
FIGURA 55 – Diagrama de custos de geração de energia: 6.000 horas / 20 anos	127
FIGURA 56 – Diagrama de custos de geração de energia: 7.000 horas / 10 anos	128
FIGURA 57 – Diagrama de custos de geração de energia: 7.000 horas / 15 anos	129
FIGURA 58 – Diagrama de custos de geração de energia: 7.000 horas / 20 anos	130
FIGURA 59 – Tempo de retorno do investimento – PCH Salto Corgão.....	133
FIGURA 60 – Tempo de retorno do investimento – PCH Pesqueiro	133
FIGURA 61 – Possíveis turbinas com as respectivas velocidades específicas e rotação nominal	136
FIGURA 62 – Tempo de retorno do investimento – PCH Itapetinga.....	138

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – Classificação das PCH quanto à potência e à queda de projeto	28
TABELA 2 – Coeficiente de Scobey	39
TABELA 3 – Coeficiente para fórmula de Hazen-Williams	40
TABELA 4 – Tensão de geração em função da potência do gerador	55
TABELA 5 – Cota topográfica e metros de coluna de água correspondente	84
TABELA 6 – Preços dos projetos elaborados pelo fabricante	91
TABELA 7 – Curvas de tendência para cada faixa de potência	92
TABELA 8 – Custos dos componentes de uma PCH	97
TABELA 9 – Variáveis das equações	99
TABELA 10 – Percentual de composição dos custos	99
TABELA 11 – Representatividade dos índices econômicos	101
TABELA 12 – Tipos de turbinas e suas velocidades específicas	107
TABELA 13 – Comparativo entre as velocidades específicas do projeto existente (Fabricante) e do programa “PB”	108
TABELA 14 – Índices econômicos – Atualização de base econômica	112
TABELA 15 – Projetos hipotéticos para análise	112
TABELA 16 – Coeficientes de cavitação e alturas de sucção para o projeto IV	116
TABELA 17 – Possíveis velocidades específicas e rotações nominais	118
TABELA 18 – Custos de geração e receitas – Projeto Salto Corgão.....	132
TABELA 19 – Custos de geração e receitas – Projeto Pesqueiro.....	132
TABELA 20 – Custos de geração e receitas – Projeto Itapetinga.....	137

LISTA DE EQUAÇÕES

EQUAÇÃO 1 – Equação da continuidade	35
EQUAÇÃO 2 – Perda de carga em tubulação	38
EQUAÇÃO 3 – Relação de perda de carga.....	39
EQUAÇÃO 4 – Diâmetro hidráulico	39
EQUAÇÃO 5 – Raio hidráulico.....	39
EQUAÇÃO 6 – Equação de Hazen-Williams.....	40
EQUAÇÃO 7 – Diâmetro econômico para tubulação forçada (H_t)	41
EQUAÇÃO 8 – Sobrepressão (golpe de Aríete).....	41
EQUAÇÃO 9 – Carga hidráulica	41
EQUAÇÃO 10 – Diâmetro econômico para tubulação forçada (H_b)	41
EQUAÇÃO 11 – Espessura da tubulação	42
EQUAÇÃO 12 – Pressão externa ou de colapso	42
EQUAÇÃO 13 – Máxima pressão interna total.....	42
EQUAÇÃO 14 – Determinação da função α_A (método de Allievi)	43
EQUAÇÃO 15 – Altura relativa à sobrepressão imposta à tubulação forçada.....	43
EQUAÇÃO 16 – Sobrepressão imposta à tubulação forçada	43
EQUAÇÃO 17 – Sobrepressão imposta à tubulação forçada II	44
EQUAÇÃO 18 – Pressão de carga hidráulica devido à queda bruta	44
EQUAÇÃO 19 – Máxima pressão interna total (coeficiente de Allievi).....	44
EQUAÇÃO 20 – Diâmetro máximo do rotor	57
EQUAÇÃO 21 – Potência do gerador.....	60
EQUAÇÃO 22 – Rotação síncrona do gerador.....	60
EQUAÇÃO 23 – Rotação específica da turbina	71
EQUAÇÃO 24 – Potência da turbina.....	72
EQUAÇÃO 25 – Altura de sucção (turbinas de reação).....	84
EQUAÇÃO 26 – Coeficiente de cavitação (coeficiente de Thoma).....	85
EQUAÇÃO 27 – Altura física do tubo de sucção.....	85

EQUAÇÃO 28 – Fórmula de reajuste de preço	100
EQUAÇÃO 29 – Custo da eletricidade produzida.....	110
EQUAÇÃO 30 – Fórmula de reajuste de preço	110
EQUAÇÃO 31 – Equação da taxa de juros.....	111
EQUAÇÃO 32 – Cálculo da receita.....	111

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABIMAQ	Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos
ABNT	Associação Brasileiras de Normas Técnicas
AI	<i>Analog Input</i>
AO	<i>Analog Output</i>
AT	Alta Tensão
AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
BC	Banco Central
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento Social
Bvl	Largura do Vertedouro Lateral da Câmara de Carga
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
cf	Conduto Forçado
CGC	Grandes Centrais Hidrelétricas
CMN	Conselho Monetário Nacional
Cofins	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
DC	<i>Direct Current</i>
DI	<i>Digital Input</i>
df	Descarga de Fundo
DO	<i>Digital Output</i>
dq	Descarga pelo Vertedouro Lateral
eca	Extensão da Câmara Alargada
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
F	Borda Livre da Câmara de Carga
FHS	Francis Horizontal Simples
FHD	Francis Horizontal Dupla
FGV	Fundação Getúlio Vargas
FP	Fator de Potência
IC	<i>Insulation Cooling</i>
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IGP-M	Índice Geral de Preços de Mercado
IP	<i>Insulation Protection</i>
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Ampliado
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
LI	Licença de Instalação
LO	Licença de Operação
LP	Licença Prévia
LT	Linha de Transmissão

MT	Média Tensão
msnm	Metros Sobre o Nível do Mar
NBI	Nível Básico de Impulso
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PB	Nome do Programa referenciando as iniciais de <i>Pay-Back</i>
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDEE	Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica
PIS	Programa de Integração Social
PIT	Kaplan - Poço
PPP	Parcerias Público – Privadas
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
Q _{50%}	Vazão em relação a 50% de Permanência no Tempo
Q _{95%}	Vazão em relação a 95% de Permanência no Tempo
RIMA.....	Relatório de Impacto ao Meio Ambiente
SAM	Kaplan – S Montante
SIN	Sistema Interligado Nacional
TC	Transformadores de Corrente
TJLP	Taxa de Juros para Longo Prazo
TP	Transformadores de Potencial
UAC	Unidade de Aquisição e Controle
VBA	<i>Visual Basic Application</i>
vl	Velocidade de Escoamento entre a Câmara de Carga e o Vertedouro Lateral
YD	Depleção Mínima do Nível D'água na Chaminé de Equilíbrio
YE.....	Elevação Máxima do Nível D'água na Chaminé de Equilíbrio
YR.....	Nível D'água de Referência na Tubulação da Chaminé de Equilíbrio

LISTA DE SÍMBOLOS

σ	Tensão Admissível do Material	kgf/cm ²
γ	Peso Específico do Material	kgf/m ³
σ	Coefficiente Empírico de Graeser	-
η	Rendimento da turbina	%
ρ	Massa Específica	kg/m ³
η_G	Rendimento do Gerador	%
Δh	Flutuação de Nível Esperada na Câmara de Carga	M
ΔH_{TP}	Perda de Carga na Tubulação de Pressão	mca
A	Área Molhada	cm ²
A, B, ... L	Índices Econômicos de Reajustamento (FGV) da Tabela 23	-
a, b, ... n	Parâmetros Relativos a Cada Índice Conforme Tabela 23	-
BC	Largura de Entrada da Estrutura de Captação da Tomada D'água	m
C	Coefficiente do Material da Tubulação ou Canal	-
C_{ele}	Custo da Eletricidade Produzida	USD/kWh
$C_{Man Ger}$	Custo para Manutenção no Gerador	USD/kWh
$C_{Man TH}$	Custo para Manutenção na Turbina	USD/kWh
C_{Oper}	Custo para Operação da Usina	USD/kWh
D	Diâmetro Interno	mm
D_c	Diâmetro da Chaminé de Equilíbrio	m
D_e	Diâmetro Econômico, Conforme ELETROBRÀS	m
D_H	Diâmetro Hidráulico da Tubulação	cm
D_{max}	Diâmetro Máximo	m
E	Largura de Entrada da Comporta de Limpeza	m
E	Modulo de Elasticidade do Material	kgf/cm ²
E_p	Potência Instalada em kW	kW
f	Frequência	Hz
f	Fator de Anuidade	1/Ano
g	Aceleração da Gravidade do Local	m/s ²
h	Altura	m
H	Altura de Queda	m
HO	Número de Horas de Operação	h/Ano
h_{max}	Altura Máxima do Reservatório	m
$h_{sol.}$	Tirante de Água sobre a Soleira	m
H_b	Queda Bruta	m
HB	Altura da Barragem	m
hc	Tirante Crítico sobre a Soleira	m
Hc	Altura da Chaminé de Equilíbrio	m

H_d	Queda de Projeto	m
H_L	Altura Física do Tubo de Aspiração	m
h_s	Sobrepessão Provocada pelo Golpe de Aríete	mca
H_S	Altura Empírica de Aspiração (Fórmula de Thoma)	m
H_t	Carga Hidráulica Total sobre o Conduto	m
i	Mês Anterior do Efetivo Pagamento Gerador	-
Im	Espessura da Parede da Câmara de Carga	mm
I_{pl}	Custo de Implantação	USD
J	Perda de Carga	m/km
J	Perda de Carga por Unidade de Comprimento da Tubulação	m/km
k	Tempo de Retorno do Investimento	Ano
K_S	Coefficiente da Fórmula de Scobey	-
L	Comprimento	m
L_{sol}	Comprimento da Soleira	m
LB	Extensão da Barragem	m
LC	Comprimento de Entrada da Estrutura de Captação da Tomada D'água	m
LC	Extensão do Canal	m
LCF	Extensão do Canal de Fuga	km
LLT	Extensão de Linha de Transmissão	km
Lta	Largura Máxima da Câmara Alargada	m
L_{TF}	Comprimento da Tubulação Forçada	m
LTF	Extensão da Tubulação Forçada	km
L_{TP}	Comprimento da Tubulação	km
lv_l	Comprimento do Vertedouro Lateral da Câmara de Carga	m
MWh/ano	Relação da Energia Produzida por Ano	-
n	Rotação Angular	rpm
$N11$	Rotação Específica da Turbina Unidade	rpm
NA	Nível de Água	m
$NA_{res.}$	Nível de Água no Reservatório	m
n_d	Rotação de Disparo	rpm
n_G	Rotação Síncrona do Gerador	rpm
n_S	Velocidade Específica da Turbina	rpm
o	Mês Anterior da Data Base Econômica	-
P	Potência	kW;MW
P	Perímetro Molhado	cm
p	Número de Pólos do Gerador	-
P_c	Pressão Externa ou de Colapso na Tubulação	kgf/cm ²
P_G	Potência do Gerador	kVA
P_{hs}	Sobrepessão Devido ao Golpe de Aríete	kgf/cm ²
P_i	Pressão Interna D'água na Tubulação	kgf/cm ²
P_i	Potência Instalada	kW

P_i	Preço Reajustado	R\$
P_o	Preço Inicial na Data Base Econômica	R\$
P_t	Sobrepresão Total Provocada pelo Golpe de Aríete	kgf/cm ²
P_{turb}	Potência da Turbina	W;kW
Q	Vazão	m ³ /s
q	Coefficiente Relacionado com a Taxa de Juros (r)	-
Q_{11}	Vazão da Turbina Unidade	m ³ /s
Q_{max}	Vazão Máxima de Projeto	m ³ /s
$Q_{média}$	Média das Vazões	m ³ /s
R\$/kW	Relação do Custo do Investimento por cada kW Instalado	-
R^2	Fator de Precisão	-
R^2	Coefficiente de determinação	-
R_H	Raio Hidráulico	cm
r_i	Raio Interno da tubulação	mm
s	Espessura da chapa da Tubulação	mm
t	Tempo de Duração da Operação de Manobra	s
V	Velocidade média do escoamento	m/s
V'_R	Velocidade da Roda Pelton	m/s
Vel	Velocidade do Fluido	m/s
V_{max}	Velocidade Máxima Admissível	m/s
V_{pmax}	Velocidade Periférica Máxima	rad/s
V_s	Velocidade dos Jatos	m/s
Z	Custo do Equipamento	USD
z^2	Coefficiente de Allievi	-
v	Fator de Contração Transversal	-

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABELAS

LISTA DE EQUAÇÕES

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

LISTA DE SÍMBOLOS

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO	22
CAPÍTULO 2 PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS	26
2.1 ASPECTOS GERAIS	26
2.1.1 Centrais quanto à capacidade de regularização	26
2.1.2 Centrais quanto ao sistema de adução	27
2.1.3 Centrais quanto à potência instalada e à queda de projeto	27
2.2 CURVA DE DURAÇÃO OU PERMANÊNCIA	28
2.3 MEIO AMBIENTE	29
CAPÍTULO 3 COMPONENTES DE UMA PCH	31
3.1 CIVIL	32
3.1.1 Barragem	32
3.1.2 Vertedouro	34
3.1.3 Tomada d'água	36
3.1.4 Órgãos adutores de água e tubulação forçada	37
3.1.5 Câmara de carga e chaminé de equilíbrio	44
3.1.6 Casa de força	46
3.2 EQUIPAMENTOS MECÂNICOS	47
3.2.1 Turbinas hidráulicas	47
3.2.2 Válvulas	48
3.2.3 Comportas	49
3.2.4 Ponte rolante	51
3.2.5 Auxiliares mecânicos	52
3.3 EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS	52
3.3.1 Geradores hidráulicos	53
3.3.2 Equipamentos de média tensão	61
3.3.3 Serviços auxiliares	63
3.3.4 Subestação elevatória	65
3.3.5 Linha de transmissão	67
3.3.6 Sistema de supervisão, controle e proteção	67

CAPÍTULO 4 TURBINAS HIDRÁULICAS APLICADAS EM PCH ...	71
4.1 ASPECTOS GERAIS.....	71
4.2 TURBINAS HIDRÁULICAS TIPO AÇÃO.....	74
4.2.1 Pelton	74
4.3 TURBINAS HIDRÁULICAS TIPO REAÇÃO.....	76
4.3.1 Francis	76
4.3.2 Kaplan	79
4.3.3 Tubo de aspiração e cavitação	82
4.4 DIAGRAMA DE UTILIZAÇÃO DO FABRICANTE.....	86
CAPÍTULO 5 DIAGRAMA DE CUSTOS DE INVESTIMENTO EM PCH	90
5.1 INTRODUÇÃO	90
5.2 DIAGRAMA DE CUSTOS DE INVESTIMENTO EM PCH	90
CAPÍTULO 6 PROGRAMA	102
6.1 INTRODUÇÃO	102
6.2 ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DO PROJETO	102
6.3 PROGRAMA	104
6.4 EXEMPLO DE UTILIZAÇÃO DO PROGRAMA	111
6.5 ANÁLISE DE UM CASO REAL	117
CAPÍTULO 7 DIAGRAMAS DE CUSTOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA PARA PCH	120
7.1 INTRODUÇÃO	120
7.2 DIAGRAMAS DE CUSTOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA PARA PCH	120
7.3 EXEMPLO I.....	131
7.4 EXEMPLO II.....	134
CONCLUSÃO	139
REFERÊNCIAS	142
BIBLIOGRAFIA CONSULTADA	144
ANEXO A	145
ANEXO B.....	146
ANEXO C.....	147
ANEXO D	148
ANEXO E.....	149
ANEXO F	150

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO

Ao iniciar os estudos técnicos e econômicos para instalação de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH), vários fatores devem ser analisados, sendo estes dependentes das condições e conveniências locais, juntamente com a conjuntura econômica do país em que será implantada a PCH.

A busca por fontes energéticas alternativas e complementares tornou-se primordial na solução do problema da energia, pelo motivo da exaustão das fontes tradicionais e convencionais. No passado, o parque gerador brasileiro era bastante satisfatório em relação à demanda de energia elétrica, sendo que algumas pequenas plantas de geração foram desativadas, pois se tornaram dispendiosas, comparadas com as grandes unidades geradoras que entravam em operação na época (SIMONE, 2000).

Atualmente, todos os aproveitamentos hidrelétricos que estiverem em condições técnicas para instalar uma usina que vise a geração de energia devem ser analisados e considerados, devido à demanda crescente de energia para o desenvolvimento do país.

De acordo com a apresentação do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (PDEE), realizado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), tem-se a exigência de incremento na geração no patamar de 2.500 a 3.300 MW médio/ano até 2015, considerando um crescimento médio de 4,2% ao ano do PIB (MME, 2006).

Levando-se em conta a participação das fontes de geração de energia na capacidade total instalada do Sistema Interligado Nacional (SIN), tais como hidráulica, nuclear, biomassa, gás, PCH, verifica-se que o percentual referente a PCH, PROINFA, etc apresentará um aumento de 1%. Atualmente, estas fontes representam 3% da capacidade total do SIN, correspondendo a 2.811 MW e, em 2015, a previsão de participação é de 4%, equivalendo a 5.386 MW (MME, 2006).

Através desta perspectiva de crescimento, juntamente com o potencial identificado de PCH pela Eletrobrás, o qual é de 14.865 MW em 2.989 aproveitamentos (MME, 2006), percebe-se a importância desta fonte de energia na composição da matriz energética do país, podendo esta ser considerada uma alternativa de baixo custo de

investimento e pequeno impacto ambiental, aliado ao menor período para entrada em operação, tendo como objetivo suprir a demanda de energia em horários de pico ou em situações de emergência.

Com este cenário, verifica-se a importância do desenvolvimento sobre o assunto PCH, uma vez que este tipo de fonte está sendo bem vista pelo MME para a diversificação da matriz energética atual.

Sendo assim, o objetivo desta dissertação é elaborar diagramas de custos de geração de energia em função da altura de queda e vazão líquidas, disponibilizadas no diagrama de utilização do catálogo fornecido pelo fabricante de turbinas com experiência no mercado de PCH.

Os custos de geração de energia para cada referência de altura de queda e vazão são determinados através de um programa denominado “PB” (*Pay-Back*). Este é elaborado com a finalidade de obter resultados de receitas durante determinado período, em função do custo de geração e do preço da energia, sendo o primeiro influenciado pelos parâmetros de custo de investimento do empreendimento por kW instalado, número de horas de operação, taxa de juros, etc. Como consequência desse estudo de resultados de receitas, o “PB” auxilia na análise de viabilidade econômica do projeto.

Para obter o custo de geração é necessário determinar os valores de investimento em PCH por kW. Por isso, elabora-se o diagrama para aquisição destes custos em função das mesmas variáveis de altura de queda e de vazão mencionadas no diagrama de utilização do fabricante.

O estudo de viabilidade econômica sob o ponto de vista do tempo de retorno do investimento, consiste em analisar o período de retorno do capital investido para uma determinada receita, adquirida da diferença entre o custo de geração e o preço da energia no mercado, sempre buscando um baixo período, o qual é de grande importância na tomada de decisão para a construção de uma PCH.

Todo investidor vislumbra ganhos com seu capital investido em um curto prazo de tempo, porém para investimentos do porte PCH, muitos fatores influenciam no resultado final, sendo estes considerados na análise deste prazo através do programa.

É necessário atentar-se para os principais pontos que podem interferir no resultado da viabilidade do projeto de uma PCH. Dentre estes, pode-se mencionar:

- Potência instalada;
- Possibilidade de transporte dos componentes do parque gerador;
- Custo das obras civis, dos equipamentos de ação direta e dos equipamentos auxiliares;
- Custo de manutenção;
- Rendimento dos equipamentos de ação direta;
- Custo das áreas inundáveis;
- Valorização das áreas lindantes ao reservatório;
- Aspectos ligados à geologia e à localização do reservatório e da barragem.

Esta dissertação é dividida em 7 capítulos.

No capítulo 2, são abordados aspectos gerais sobre as pequenas centrais hidrelétricas, descrevendo-se os tipos de classificação e outros aspectos importantes que devem ser considerados para o conceito do empreendimento PCH.

No capítulo 3, são identificados e descritos os componentes básicos associados a uma pequena central, mostrando suas características principais.

No capítulo 4, são abordados os tipos de turbinas e é feita uma apresentação daquelas empregadas pela Alstom para aplicações em PCH. Nesta fase é apresentado o diagrama de utilização do fabricante, o qual determina o tipo de turbina a ser utilizado em função da altura de queda e vazão líquidas, mencionando as vantagens e as desvantagens da seleção de uma turbina em função das características de cada uma.

Os aspectos técnicos serão mencionados sob a ótica de alguns parâmetros do conjunto turbina-gerador, tais como a altura de sucção, relacionando-a com o índice de cavitação, e a rotação específica.

No capítulo 5, é construído o diagrama de custos de investimento em PCH, em função da altura de queda e vazão líquidas, mencionadas no diagrama de utilização do fabricante. Os orçamentos adquiridos através de um fabricante são analisados e

considerados na elaboração do diagrama. Solicitou-se também uma fórmula com a finalidade de atualizar a base econômica dos custos através dos índices econômicos. A determinação dos custos de investimentos em PCH servirá de base na elaboração do diagrama de custo de geração de energia que será abordado no capítulo 7.

No capítulo 6, é desenvolvido um programa computacional para análise da viabilidade econômica do projeto, utilizando como ferramenta o *software* de programação *Visual Basic Application* (VBA) disponível na planilha eletrônica do Excel®, cujo nome dado foi “PB” (*Pay-Back*). Os objetivos deste programa são determinar os custos de geração de energia, auxiliando na construção do diagrama de custos de geração que é realizado no capítulo 7, avaliar os aspectos que causam impacto no período de amortização do capital investido e determinar as possíveis rotações angulares e específicas das turbinas.

São realizados exemplos de projetos hipotéticos com a finalidade de mostrar a função do programa. Nestes exemplos, encontram-se estudos de viabilidade econômica de projetos, com base nos resultados obtidos do diagrama de investimentos em PCH, e ainda uma análise na determinação da mínima altura de sucção com base nos resultados obtidos de rotações específicas através do programa.

No capítulo 7, são elaborados diagramas de custos de geração de energia em função dos parâmetros de altura de queda e vazão, indicados no diagrama de utilização do fabricante. Uma vez determinados os parâmetros, adquire-se o valor do custo de geração de energia (USD/kW.h) referente ao ponto escolhido. Na construção do diagrama tem-se o suporte do programa “PB” para determinar os custos, com base nos valores de custos de investimento da planta, advindos do diagrama de investimento em PCH. São fixados os períodos de retorno de 10, 15 e 20 anos para cada número de horas de operação anual de 5.000, 6.000 e 7.000 horas, juntamente com a taxa de juros e os custos com manutenção e operação.

CAPÍTULO 2 PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

2.1 ASPECTOS GERAIS

Por definição, segundo o manual da Eletrobrás (1998), uma usina é considerada como uma Pequena Central Hidrelétrica quando possui uma potência de 1 a 30 MW e área inundada de até 3 km², para cheia centenária.

Na primeira edição do manual, uma PCH tinha sua potência instalada limitada entre 1,0 e 10 MW, fazendo com que o conjunto Turbina-Gerador estivesse compreendido entre 1,0 e 5,0 MW. Outras mudanças podem ser citadas, mas estas, por utilizarem os parâmetros de queda e vazão, uma vez que a potência de uma usina está ligada diretamente a estas características, merecem maiores destaques.

As pequenas centrais podem ser classificadas quanto:

- à capacidade de regularização;
- ao sistema de adução;
- à potência instalada e queda do projeto.

As classificações mencionadas serão descritas a seguir.

2.1.1 Centrais quanto à capacidade de regularização

Quanto à capacidade de regularização do reservatório, os tipos de PCH podem ser classificados como (ELETROBRÁS, 1998):

- a fio d'água: empregado quando as vazões de estiagem do rio são iguais ou maiores que a descarga necessária à potência a ser instalada para atender à demanda máxima prevista;
- de acumulação, com regularização diária do reservatório: empregado quando as vazões de estiagem do rio são inferiores às necessárias para fornecer a potência

para suprir a demanda máxima do mercado consumidor e ocorrem com risco superior ao adotado no projeto;

- de acumulação com regularização mensal do reservatório: quando considera dados de vazões médias mensais no seu dimensionamento energético, analisando as vazões de estiagem média mensal. Pressupõe-se uma regularização mensal das vazões médias diárias, promovidas pelo reservatório.

2.1.2 Centrais quanto ao sistema de adução

São considerados, quanto ao sistema de adução, os seguintes tipos (ELETROBRÁS, 1998):

- adução em baixa pressão com escoamento livre em canal;
- adução em baixa pressão por meio de tubulação.

A melhor escolha dependerá das condições topográficas e geológicas que apresente o local do aproveitamento, pois a inclinação da encosta, condições de fundação, trechos de alta e baixa pressão determinarão a melhor solução econômica.

2.1.3 Centrais quanto à potência instalada e à queda de projeto

Ainda, as PCH podem ser classificadas quanto à potência instalada e à queda de projeto, considerando-se os dois parâmetros conjuntamente, pois classificá-las utilizando um ou outro parâmetro não permite uma avaliação adequada. A Tabela 1 mostra o que foi mencionado. Com relação à localização da casa de força, as centrais de alta e média queda ficam distantes da estrutura do barramento, sendo que as de baixa queda ficam, normalmente, junto da estrutura de barramento. (ELETROBRÁS, 1998)

Tabela 1: Classificação das PCH quanto à potência e à queda de projeto (ELETROBRÁS, 1998)

Classificação das Centrais	Potência P em kW	Queda de Projeto - H_d (m)		
		Baixa	Média	Alta
Micro	$P < 100$	$H_d < 15$	$15 < H_d < 50$	$H_d > 50$
Mini	$100 < P < 1.000$	$H_d < 20$	$20 < H_d < 100$	$H_d > 100$
Pequena	$1.000 < P < 30.000$	$H_d < 25$	$25 < H_d < 130$	$H_d > 130$

2.2 CURVA DE DURAÇÃO OU PERMANÊNCIA

Devido à importância que os rios assumem na geração de energia em uma usina, opta-se por utilizar a curva de permanência como indicativo do desempenho hidrológico deste. A curva de permanência relaciona a vazão ou o nível do rio e a duração no tempo.

A curva tem grande importância na determinação dos volumes de regularização para a operação de reservatórios, usinas e avaliação de estudos energéticos.

Quando uma bacia possui estações pluviométricas instaladas em pontos estratégicos em seu curso, inicia-se as séries de medições de vazões e cotas com a finalidade de construir um histórico para os estudos hidrológicos do aproveitamento em objeto. Existem estações que possuem informações de vazões por um longo período, 10 anos, por exemplo, permitindo elaborar uma curva de permanência com maior confiabilidade das ocorrências dos parâmetros medidos em função do tempo, ao contrário daquelas em que os períodos das medições são recentes ou parâmetros obtidos de estudos através das estações pluviométricas regionais, não podendo ser considerada como indicativo de mudança de regime hidrológico por alterações climáticas.

Deve-se observar algumas limitações da análise relacionadas ao fato de que algumas estações sofrem descargas controladas por estruturas hidráulicas, o que pode afetar a curva de permanência no que tange principalmente aos valores mínimos. A fim de facilitar a análise comparativa, os cursos de água têm sido agrupados por região ou por bacia hidrográfica (SCHREIBER, 1978).

A seguir, a figura 1 mostra uma típica curva de permanência:

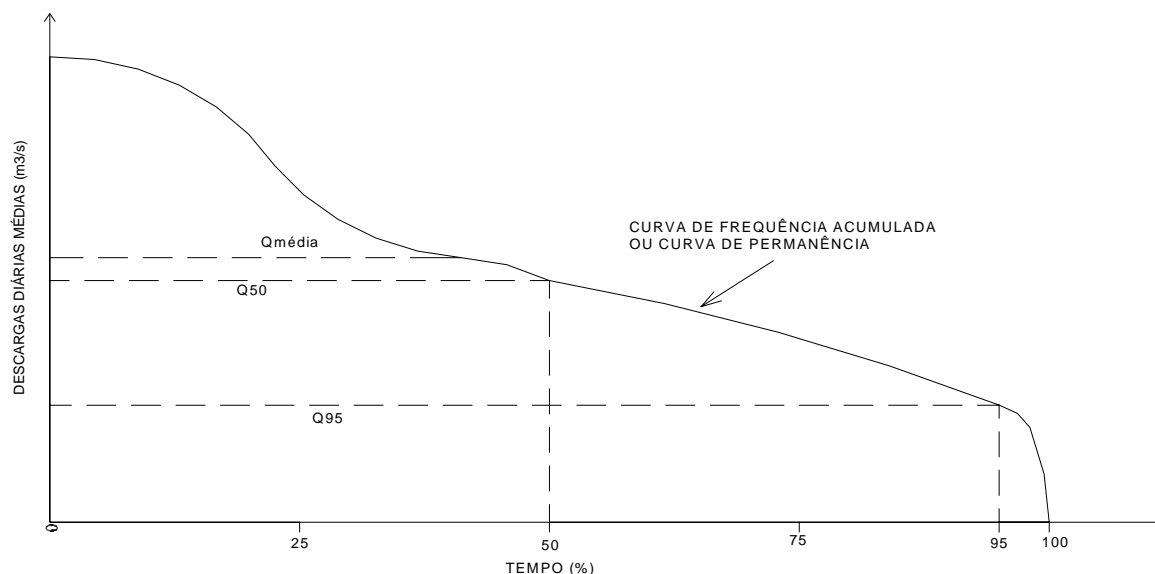


Figura 1: Curva de Permanência de Vazões no Tempo (ELETROBRÁS, 1998)

2.3 MEIO AMBIENTE

Ao decidir-se pela implantação de uma PCH, o investidor deve tomar algumas providências para mitigar os impactos ambientais.

Deve-se atentar para o fato de que alguns impactos podem onerar o custo de implantação da PCH, tais como inundação de áreas de preservação ambiental ou de áreas urbanas e comunidade rural, áreas tombadas pelo Poder Público, entre outros.

Uma vez identificado que o projeto é economicamente viável, inicia-se os estudos para a elaboração do EIA (Estudo de Impacto Ambiental) e do RIMA (Relatório de Impacto ao Meio Ambiente) para a avaliação dos impactos ambientais.

De acordo com o manual da ELETROBRÁS (1998), os principais objetivos do EIA são:

- avaliar a viabilidade ambiental do empreendimento;
- identificar o grau do impacto ambiental que o local sofrerá com a instalação da PCH;

- estabelecer planos que visem reduzir os efeitos negativos;
- caracterizar a qualidade ambiental atual e futura da região;

O RIMA é considerado um resumo do EIA, apresentando os seguintes temas:

- os objetivos e justificativas do projeto;
- identificação dos agentes de impactos durante a construção e a operação;
- síntese dos resultados do EIA;
- resumo da qualidade ambiental atual e futura, comparando as diferentes situações da adoção do projeto e suas alternativas, bem como com a hipótese de sua não realização;
- a descrição do efeito esperado das medidas mitigadoras
- o programa de acompanhamento e monitoramento dos impactos
- recomendação quanto à alternativa mais favorável (conclusões e comentários de ordem geral).

Após a elaboração do EIA e do RIMA e, em sendo estes favoráveis à implantação da PCH, outras providências se fazem necessárias, tais como a obtenção das licenças prévia (LP), de instalação (LI) e de operação (LO), além da outorga da utilização da água com a finalidade específica para geração de energia elétrica (ELETROBRÁS, 1998).

CAPÍTULO 3 COMPONENTES DE UMA PCH

Neste capítulo serão abordadas as características e as funções dos principais componentes de uma PCH, os quais fazem parte do escopo de fornecimento relacionado aos custos do diagrama de investimento em PCH elaborado no capítulo 6, com exceção da linha de transmissão.

Desta forma, as usinas hidrelétricas são compostas basicamente por componentes civis, equipamentos mecânicos e elétricos.

A figura 2 ilustra uma pequena central:

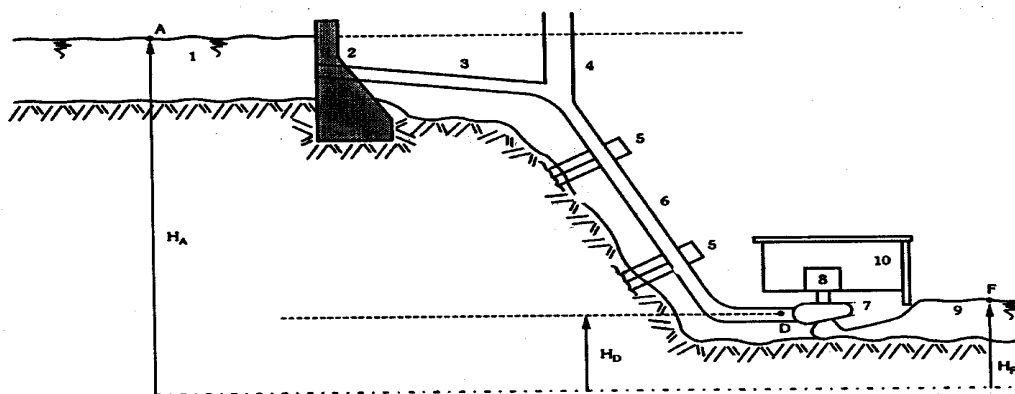


Figura 2: Componentes de uma PCH (SIMONE, 2000)

Onde:

- 1- reservatório superior;
- 2- barragem e vertedouro;
- 3- tubulação de pressão;
- 4- chaminé de equilíbrio;
- 5- blocos de ancoragem;
- 6- tubulação forçada;
- 7- tubulação de reação;
- 8- gerador;

- 9- canal de fuga;
- 10- casa de máquinas.

3.1 CIVIL

Em uma central hidrelétrica pode-se citar como obras civis a barragem, os vertedouros, a tomada d'água, os órgãos adutores d'água e a casa de força.

3.1.1 Barragem

Barragem é o nome dado para uma estrutura civil construída em um ponto estratégico de um rio para obter um lago artificial (figura 3). Esse lago ou reservatório tem várias finalidades: abastecimento de água às populações e para agricultura, regularização de vazões, navegação e outros.

Para uma usina hidrelétrica, as barragens possuem diferentes fins, tais como, a concentração d'água de um rio para produzir uma queda; a criação de um reservatório capaz de regularizar o deflúvio ou simplesmente o levantamento do nível d'água para possibilitar a entrada de água em um canal, em um túnel ou em uma tubulação que aduza para a casa de força. (SCHREIBER, 1978).

As barragens podem ser construídas para mais de uma finalidade, com o objetivo do uso múltiplo da água, por exemplo, um reservatório para ser utilizado na geração de energia elétrica e para irrigação. A figura 3, mostra a barragem com a finalidade de armazenar a água do rio para geração de energia.

Pode-se citar os seguintes tipos de barragem: de terra, de concreto e mistas. A escolha do tipo de barragem, é feita em função dos aspectos topográficos, geológicos e geotécnicos do local em que se deseja instalar a barragem, aliado com a disponibilidade e proximidade de materiais naturais de construção, o processo construtivo a ser utilizado e o regime hidrológico da região.

Em locais em que a disponibilidade de materiais de construção é escassa, a barragem de concreto deve ser analisada e considerada, caso contrário, pode-se utilizar as barragens do tipo terra, mistas ou de enrocamento, realizando uma análise criteriosa das condições de fundação do solo para, assim, escolher qual destes tipos se adapta às exigências solicitadas no projeto.



Figura 3: Barragem Tipo Concreto para Geração de Energia

A barragem do tipo mista é uma mistura de partes maciças de concreto, como o vertedouro e a tomada d'água, que estão ligados à casa de força, enquanto as ombreias são de terra.

Devido à diversidade de composição dos solos naturais ser grande, torna-se impraticável estabelecer regras padronizadas de projeto para construção de barragens, concluindo-se que estas necessitam de estudos aprofundados e criteriosos, verificando-se todos os aspectos, tais como, a obtenção de informações existentes; impactos sócio-

ambientais e verificação das características do terreno, analisando junto a estas o potencial energético e os custos.

3.1.2 Vertedouro

O vertedouro é responsável pela segurança de uma barragem no momento em que ocorrem os períodos de vazões máximas do rio, sendo, portanto, um importante dispositivo de controle e de garantia das condições técnicas da mesma.

A determinação da vazão máxima para o dimensionamento do vertedouro é obtida através dos históricos de vazões registradas por um posto fluviométrico instalado nas proximidades do local da barragem. A figura 4 mostra um exemplo de tabela de registro de enchente.

Dia	Hora	Descarga afluente	média	Descarga escoada $= 312,7 h^{3/2}$	média	Diferença 4-6	Segundos	Volume	Volume acumulado	Altura h	Nível d'água
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
19	12	18 170	20 185	18 170	18 250	1 935	21 600	42		15,00	334,00
	18	22 200	23 725	18 330	18 515	5 210	21 600	112	42	15,09	334,09
	24	25 250	26 000	18 700	18 965	7 035	21 600	152	154	15,29	334,29
20	6	26 750	27 025	19 230	19 750	7 515	21 600	162	306	15,58	334,58
	12	27 300	27 175	19 750	20 195	7 080	21 600	153	468	15,88	334,88
	18	27 250	27 050	20 600	20 718	6 332	21 600	137	621	16,19	335,19
	24	26 850	25 850	20 825	21 445	4 405	21 600	118	758	16,43	335,43
21	6	26 200	26 525	21 260	21 043	5 482	21 600	95	876	16,66	335,66
	12	25 500	25 850	21 630	21 445	4 405	21 600	95	971	16,85	335,85
	18	25 100	25 300	21 820	21 725	3 575	21 600	77	1 048	16,95	335,95
	24	24 900	24 800	22 150	22 260	2 540	21 600	55	1 113	17,12	336,12
22	6	24 700	24 525	22 370	22 445	2 080	21 600	45	1 168	17,23	336,23
	12	24 350	24 075	22 520	22 580	1 495	21 600	32	1 213	17,31	336,31
	18	23 800	23 475	22 640	22 670	805	21 600	17	1 245	17,37	336,37
	24	23 150	22 575	22 700	22 685	-110	21 600	-1	1 262	17,40	336,40
23	6	22 000	21 500	22 670	22 113	-613	21 600	-13	1 261	17,39	336,39
	12	21 000	20 550	22 550	22 525	-1 975	21 600	-43	1 248	17,38	336,38
	18	20 100	19 650	22 500	22 350	-2 700	21 600	-59	1 205	17,30	336,30
	24	19 200	18 800	22 200	22 050	-3 250	21 600	-70	1 146	17,19	336,19
24	6	18 400	18 050	21 900	21 800	-3 750	21 600	-81	1 076	17,05	336,05
	12	17 700	17 400	21 700	21 500	-4 700	21 600	-89	995	16,89	335,89
	18	17 100	16 800	21 300	21 150	-4 350	21 600	-94	906	16,71	335,71
	24	16 500	16 800	21 000	21 150	-4 350	21 600	-94	812	16,53	335,53

Figura 4: Exemplo de Tabela para Registro de Enchente (SCHREIBER, 1978)

Segundo o manual da ELETROBRÁS (1998), existem três tipos básicos de solução para resolver o extravasamento do excesso de água afluente no local do aproveitamento:

- por um canal lateral, em cota elevada em relação ao leito natural do rio, com soleira vertedoura a jusante;

- por sobre o próprio corpo da barragem, ao longo da extensão da crista ou parte dela;
- através da combinação dos tipos acima citados.

A figura 5 mostra uma barragem utilizando vertedouro com canal extravasor:

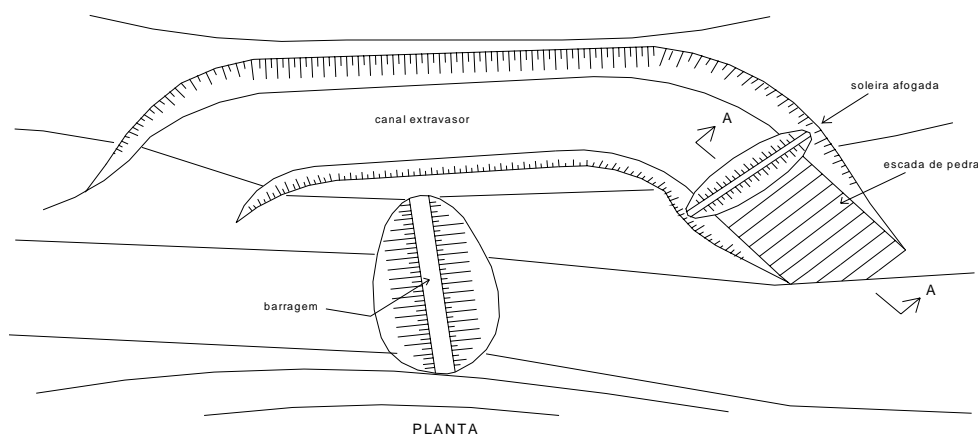


Figura 5: Estrutura Vertedoura com Canal Extravasor (ELETROBRÁS, 1998)

Deve-se respeitar os valores limites para a velocidade máxima permitida pelo material utilizado no canal extravasor, sendo diretamente proporcional à vazão máxima desejada para o dimensionamento, a fim de não causar problemas como erosão ou arrasto do material ocasionado pela alta velocidade do escoamento.

Esta velocidade deve ser verificada através da equação (1) da continuidade e comparada com a do material a ser utilizado:

$$Q_{\max} = V_{\max}A \quad (1)$$

Onde:

- Q_{\max} = vazão máxima de projeto, em m³/seg;
- V_{\max} = velocidade máxima admissível no canal, em m/s;
- A = área da seção do canal, em m².

Uma vez dimensionada a vazão d'água do canal extravasor, deve-se dissipar a energia através de uma barragem juntamente com uma escada de dissipação de energia,

respeitando as condições ambientais e a vazão pelo lado de jusante do empreendimento (figura 6).

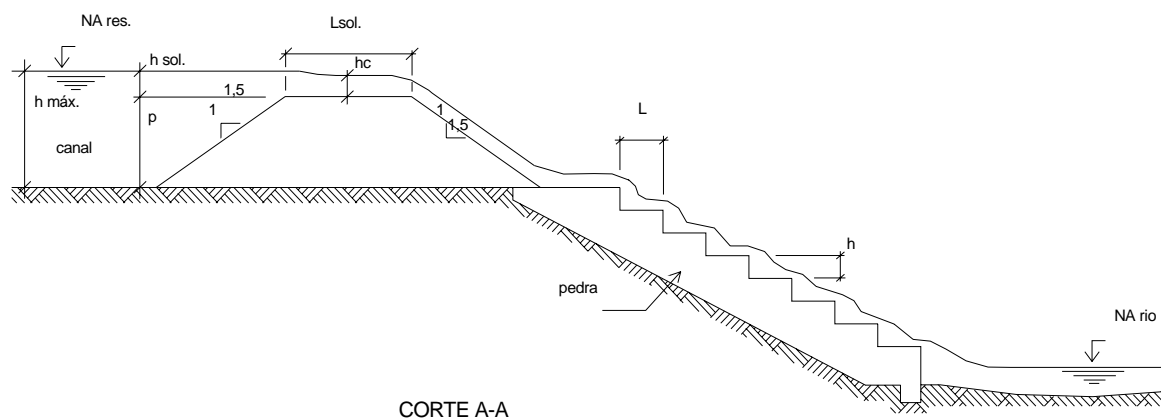


Figura 6: Barragem para Dissipação da Energia da Vazão do Canal Extravisor (ELETROBRÁS, 1998)

3.1.3 Tomada d'água

A tomada d'água tem a finalidade de captar e conduzir a água aos órgãos adutores ou fechar a captação d'água, quando necessário, agregado à função de impedir a passagem de grandes corpos flutuantes que danificam as turbinas e seus associados, através de grades instaladas perto das superfícies d'água ou de grandes profundidades, dependendo do tipo de concepção.

Geralmente a tomada d'água é composta de um canal de aproximação ou adução do escoamento junto à estrutura da mesma; um desarenador, composto por uma câmara a montante, destinada à decantação da totalidade ou de parte do material sólido grosso para aproveitamentos em que exista o transporte de sedimentos, porém, não sendo eficaz para materiais sólidos com granulometria pequena como areia fina, por exemplo; uma grade; e, finalmente, uma comporta para o controle do escoamento (ELETROBRÁS, 1998). A figura 7 mostra a estrutura de captação com uma tomada d'água:

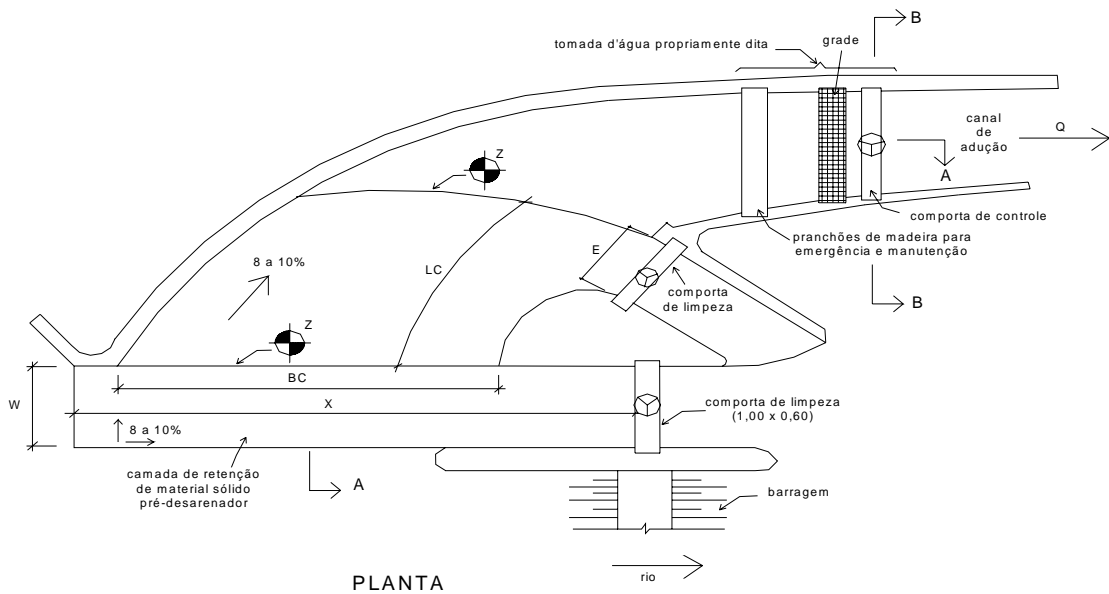


Figura 7: Estrutura de captação com tomada d'água (ELETROBRÁS, 1998)

Deve-se observar a localização para implantação da estrutura de captação, pois uma vez escolhida de maneira aleatória, corre-se o risco de optar por pontos em que o acúmulo de sedimentos é muito grande, obstruindo o acesso à tomada d'água.

Após a tomada d'água, geralmente, posiciona-se o canal de adução em superfície livre ou tubulação de baixa pressão até a câmara de carga e, a jusante desta, aduzida em alta pressão através de conduto(s) forçado(s) até a(s) turbina(s).

3.1.4 Órgãos adutores de água e tubulação forçada

Neste item são abordados assuntos como a perda de carga em tubulação e o fenômeno do golpe de Aríete. O primeiro ocorre devido ao comprimento da tubulação e o segundo surge durante a manobra de fechamento ou abertura de alguns dispositivos de manobra de vazão turbinada. As influências sobre estes são relacionadas através de fórmulas empíricas, considerando os parâmetros, tais como velocidade do fluido, diâmetro hidráulico, pressões internas e externas às tubulações, etc.

As fórmulas relacionadas à perda de carga, neste item, não consideram as curvas, bifurcações ou derivações. Para um circuito hidráulico composto de um número

expressivo destes componentes, uma análise apurada deve ser realizada, utilizando eficazes métodos computacionais para que se obtenha as melhores condições a serem aplicadas para determinado circuito hidráulico, pois a influência da perda de carga no mesmo pode vir a inviabilizar o projeto, o que é provocado por um baixo resultado da queda líquida, por consequência na potência final, podendo afetar o custo de geração e o tempo de retorno do investimento.

No dimensionamento do canal de adução em baixa pressão de superfície livre, quando este for aplicável e viável, segue-se os mesmos procedimentos já mencionados anteriormente para o canal extravasor. Caso contrário, será necessária a utilização de uma tubulação de baixa pressão para conduzir o escoamento entre a tomada d'água e a entrada do conduto forçado.

Para determinarmos a perda de carga em tubulação de pressão, utiliza-se a equação (2), fórmula empírica de Scobey (SIMONE, 2000), pois este resultado terá sua influência na determinação da queda líquida do projeto:

$$J = 410K_S \frac{V^{1,9}}{D_H^{1,1}} \quad (2)$$

Onde:

- J = perda de carga dada em m/km;
- K_S = coeficiente da fórmula de Scobey;
- V = velocidade média do escoamento em m/s;
- D_H = diâmetro hidráulico da tubulação em cm.

Os valores de K_S para a fórmula de Scobey são determinados conforme a tabela 2:

Tabela 2: Coeficiente de Scobey (SIMONE, 2000)

Material - Tubulação	K_S	V (m/s)
Aço-Carbono	0,32	5,00
Cimento-Amianto	0,34	3,00
Concreto Armado	0,38	3,00

Segundo Simone (2000), a fórmula de Scobey é uma ferramenta satisfatória para a maioria dos casos em que se envolve tubulação de pressão.

Com relação à perda de carga (J) na tubulação de pressão considera-se a equação (3):

$$J = \frac{\Delta H_{TP}}{L_{TP}} \quad (3)$$

Onde:

- ΔH_{TP} = perda de carga na tubulação de pressão em mca;
- L_{TP} = comprimento da tubulação em km.

O diâmetro hidráulico (D_H) é determinado pela equação (4):

$$D_H = 4R_H \quad (4)$$

Onde:

- R_H = raio hidráulico em cm;

O raio hidráulico de uma tubulação é a relação entre a seção ou área molhada (A) e o perímetro molhado (P), conforme equação (5):

$$R_H = \frac{A}{P} \quad (5)$$

Para a tubulação de alta pressão (conduto forçado), existem algumas considerações a serem feitas, pois na determinação da perda de carga, o movimento do fluido no interior do conduto forçado deve ser verificado e, na maioria dos casos, este é do tipo turbulento.

Desta maneira, a fórmula indicada para este tipo de tubulação, segundo Simone (2000), é Hazen-Williams, conforme equação (6):

$$V = 0,355 C D_H^{0,63} J^{0,54} \quad (6)$$

Onde:

- C = coeficiente do material da tubulação ou canal.

A escolha do coeficiente (C) da fórmula de Hazen-Williams deverá ser feita através da tabela 3.

Tabela 3: Coeficiente para fórmula de Hazen-Williams (SIMONE, 2000)

Material de que é feito a tubulação ou canal	C
Aço corrugado – chapa ondulada	60
Aço com juntas “Lock-bar” (tubos novos)	130
Aço com juntas “Lock-bar” (tubos em serviços)	90
Aço rebitado (tubos novos)	110
Aço rebitado (tubos em serviços)	85
Aço soldado (tubos novos)	130
Aço soldado (tubos em serviços)	90
Aço soldado com revestimento especial	130
Cimento-amianto	135
Concreto com bom acabamento	130
Concreto com acabamento comum	120
Ferro fundido (FoFo) (tubos novos)	130
Ferro fundido após 15 anos de serviço	100
Condutos revestidos com tijolos	100
Madeira comum	120

Para a determinação do diâmetro e da espessura de um conduto forçado, considera-se a análise dos efeitos da sobrepressão provocados pelo golpe de Aríete. A ELETROBRÁS (1998) considera, para o cálculo do diâmetro econômico da tubulação forçada, a fórmula de Bondshu, conforme equação (7) a seguir:

$$D_e = 127 \sqrt[7]{\frac{Q^3}{H_t}} \quad (7)$$

Onde:

- H_t = carga hidráulica total sobre o conduto em m.

O cálculo da carga hidráulica é feito somando-se a queda bruta (H_b) com a sobrepressão, devido ao golpe de Aríete (h_s). Segundo ELETROBRÁS (1998), pode-se admitir a equação (8) para PCH:

$$h_s = 0,2 H_b \quad (8)$$

Sendo assim, tem-se que a carga hidráulica total será conforme a equação (9):

$$H_t = 1,2 H_b \quad (9)$$

Substituindo a equação (9) em (7), tem-se:

$$D_e = 123,7 \sqrt[7]{\frac{Q^3}{H_b}} \quad (10)$$

Uma vez determinado o diâmetro da tubulação de pressão, deve-se verificar a espessura com a qual deverá ser fabricada, atentando para as pressões internas e externas

solicitadas, seja pela pressão d'água ou pelo esvaziamento incorreto da tubulação, que criará uma depressão.

A espessura da tubulação pode ser calculada pelas equações (11) e (12) (SCHREIBER, 1978), referenciando as pressões internas e externas, respectivamente:

$$s = \frac{P_i r_i}{\sigma} \quad (11)$$

$$P_c = \frac{2E}{1 - \nu^2} \left(\frac{s}{D} \right)^{0,204} \quad (12)$$

Onde:

- s = espessura da chapa em mm;
- P_i = pressão d'água interna em kgf/cm²;
- r_i = raio interno da tubulação em mm;
- σ = tensão admissível em kgf/cm²;
- P_c = pressão externa ou de colapso em kgf/cm²;
- E = módulo de elasticidade em kgf/cm²;
- D = diâmetro interno em mm;
- ν = fator de contração transversal.

Para uma operação em que a tubulação será mais solicitada, o critério para determinar a tensão admissível do material da tubulação deverá possuir um peso maior ou menor, em função da probabilidade de ocorrer problemas por alguma falha na operação.

Deve-se atentar para o valor da máxima pressão interna total (P_t) na tubulação forçada, indicado na equação (13), que terá como componente a sobrepressão provocada pelo golpe de Aríete. Assim sendo:

$$P_t = P_i + P_{hs} \quad (13)$$

Onde:

- P_{hs} = sobrepressão devido ao golpe de Aríete em kgf/cm².

A influência da sobrepressão devido ao golpe de Aríete pode ser determinada através do método de Allievi, o qual é composto por uma função α_A e um coeficiente de Allievi (z^2). A função α_A está ligada à velocidade do fluido na canalização, instantes antes da ocorrência da manobra de redução ou interrupção da vazão do fluido; ao comprimento da tubulação forçada; e ao intervalo de tempo de duração da operação de manobra (t) (Simone, 2000).

A equação (14) expressa o que foi mencionado:

$$\alpha_A = \frac{\text{Vel } L_{TF}}{(g H_b t)} \quad (14)$$

Onde:

- g = aceleração da gravidade do local em m/s²;
- Vel = velocidade do fluido em m/s;
- L_{TF} = comprimento da tubulação forçada em m;
- t = tempo de duração da operação de manobra em s;

Para a determinação do coeficiente z^2 utiliza-se o gráfico apresentado no Anexo A.

Por proposição de Allievi, determinou-se a altura relativa, em metros de coluna d'água, à sobrepressão imposta à tubulação forçada, conforme equação (15):

$$h_s = (z^2 - 1) H_b \quad (15)$$

Com a equação a equação (16) temos:

$$P_{hs} = h_s \gamma \quad (16)$$

Substituindo a equação (15) em (16), tem-se a equação (17):

$$P_{hs} = \gamma (z^2 - 1) H_b \quad (17)$$

A pressão da carga hidráulica devido à queda bruta será como a equação (18):

$$P_i = H_b \gamma \quad (18)$$

Substituindo as equações (17) e (18) em (13), determina-se o valor da máxima pressão interna total, conforme equação (19):

$$P_t = (\gamma z^2) H_b \quad (19)$$

Onde:

- P_t = máxima pressão interna em kgf/m^2 ;
- γ = peso específico do material em kgf/m^3 ;
- H_b = queda bruta em m.

Quando a tubulação forçada é solicitada por pressão externa, geralmente no esvaziamento incorreto da tubulação e/ou na falha do sistema de areação, cuja função é manter o equilíbrio das pressões externas e internas permitindo a entrada de ar e evitando o colapso da tubulação (depressão), considera-se para a determinação do coeficiente de Allievi o gráfico do anexo B.

3.1.5 Câmara de carga e chaminé de equilíbrio

Tanto a câmara de carga (figura 8) quanto a chaminé de equilíbrio (figura 9) têm a finalidade de promover a transição entre o escoamento do circuito hidráulico de baixa pressão e o escoamento sob pressão na tubulação forçada, aliviando o golpe de aríete no conduto forçado quando há um fechamento brusco do dispositivo de controle de vazões turbinadas ou, em situação contrária, quando ocorre uma abertura brusca do dispositivo de

controle, fornecendo a água necessária para o conduto forçado até que se estabeleça o regime permanente de escoamento.

A câmara de carga geralmente é utilizada para alturas de quedas entre 10 e 25 metros. Na figura 8 pode-se também verificar a utilização de um sangradouro lateral com a finalidade de evitar que as variações bruscas da descarga no conduto forçado produzam flutuações no nível d'água que se propaguem para a montante pelo canal de adução.

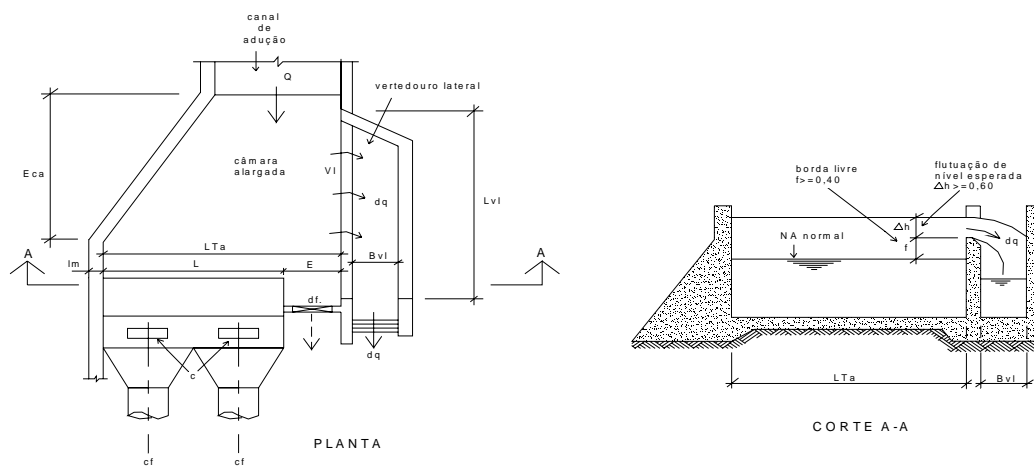


Figura 8: Estrutura para alturas de queda entre 10 e 25 metros (ELETROBRÁS, 1998)

Analogamente, a câmara de carga pode ser substituída por uma chaminé de equilíbrio (figura 9) para minimizar os impactos provocados pela sobrepressão e depressão na tubulação. Neste caso, um estudo de implantação de uma chaminé de equilíbrio deve ser considerado.

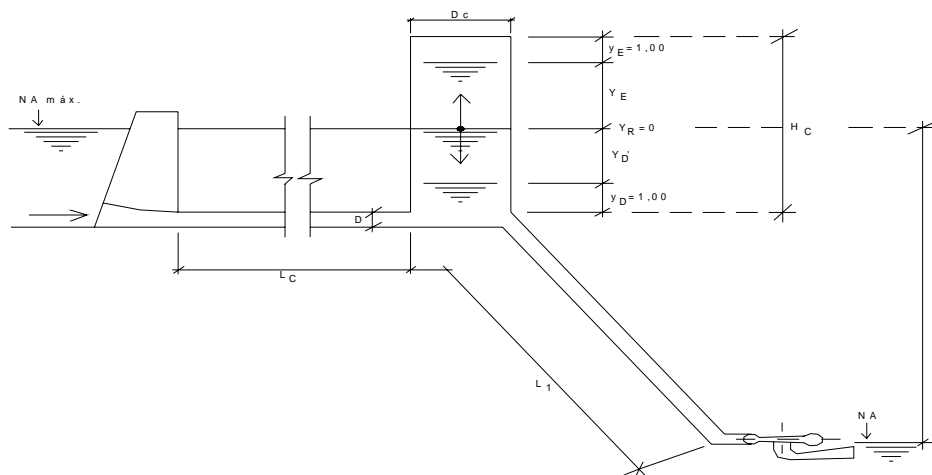


Figura 9: Chaminé de Equilíbrio para PCH (ELETROBRÁS, 1998)

A chaminé de equilíbrio é um reservatório de eixo vertical, geralmente posicionado entre a tubulação de adução e o conduto forçado, com a finalidade de amortecer o golpe de Aríete e armazenar água para fornecer ao conduto forçado no momento da reabertura da turbina até que se estabeleça o regime contínuo.

3.1.6 Casa de força

A casa de força tem a finalidade de alojar as máquinas e os equipamentos, possibilitando a montagem e a desmontagem destes, sem perder a visão de que a concepção do projeto deve facilitar a operação e a manutenção destes componentes. A figura 10 mostra o interior de uma casa de força:



Figura 10: Interior da Casa de Força PCH Rolador (DME)

A melhor dimensão da casa de força dependerá basicamente da quantidade do grupo turbina-gerador e das dimensões destes. As informações dos fabricantes influenciarão no correto dimensionamento da casa de força. Cada aumento de volume (equipamento) no interior da casa de força acarretará custos ao empreendimento, devendo ser analisada a real necessidade de cada equipamento e do sistema a ser implantado no projeto.

3.2 EQUIPAMENTOS MECÂNICOS

Em uma central hidrelétrica pode-se citar como equipamentos mecânicos as turbinas hidráulicas, as válvulas, as comportas, as pontes rolantes e os auxiliares mecânicos.

3.2.1 Turbinas hidráulicas

Basicamente, as turbinas hidráulicas podem ser do tipo reação ou ação. As turbinas do tipo reação são aquelas que convertem a energia mecânico-hidráulica, das formas cinética e de pressão, em energia mecânico-motriz; enquanto as do tipo ação transformam somente a energia cinética da água.

Existem vários tipos de turbinas, sendo que a do tipo ação considera a turbina Pelton e, dentre as do tipo reação, as que têm maior notoriedade são as turbinas Francis e Kaplan (hélices).

Estas turbinas serão melhor analisadas no capítulo 5.

Um importante equipamento associado à turbina é o regulador de velocidade, que possui as finalidades de acompanhar a variação da carga da rede o mais rápido possível, controlar adequadamente o tempo de fechamento total do distribuidor, quando de uma parada de emergência, para que não ocorra sobrepressões na tubulação forçada (golpe de Aríete) e respeitar a velocidade de escoamento permissível do fluido pela tubulação.

A resposta mecânica dos acionamentos dos dispositivos da turbina em relação à variação de carga da rede é muito lenta, podendo fazer com que o regulador não atue de forma adequada para as condições de regulação desejadas.

Para isso, é necessária a utilização de um volante de inércia provocando um efeito de retardo no tempo de influência da variação de carga em relação ao tempo de atuação mecânica dos dispositivos.

O volante de inércia torna-se aplicável quando a inércia do conjunto turbina-gerador não atinge o valor suficiente e requerido para o excelente desempenho do sistema de regulação.

3.2.2 Válvulas

Dentre as válvulas geralmente utilizadas em pequenas centrais, pode-se citar a válvula borboleta e a válvula esférica, sendo as válvulas borboletas as de maior utilização pelo fato de possuírem um custo baixo.

As válvulas borboletas não precisam de grandes esforços para sua operação, pois estas se aplicam de forma equilibrada no disco. O fechamento de emergência é efetuado por meio de um contrapeso na alavanca ligada ao eixo do disco. A seguir, a figura 11 mostra a válvula borboleta:

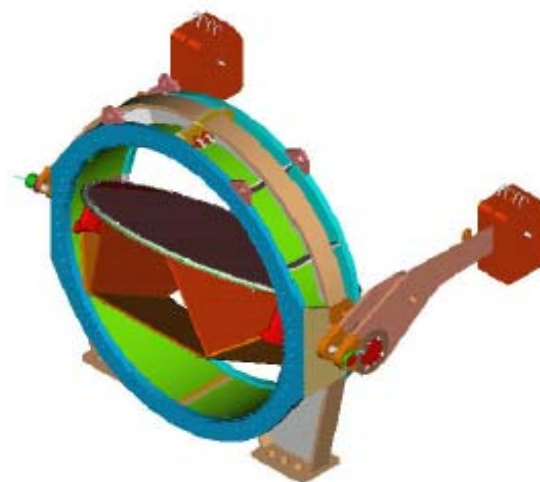


Figura 11: Válvula Borboleta (ALSTOM, 2006)

Opta-se, nos casos de pressão d'água de até 300 mca e de grandes diâmetros, pela válvula borboleta e, para pressões maiores, a tendência é utilizar o tipo válvula esférica.

As válvulas esféricas são assim chamadas pelo fato de que seu obturador é uma esfera oca. O obturador em formato de esfera tem um furo cilíndrico em seu centro, e possui dois eixos laterais para apoio nos mancais do corpo da válvula. Em posição aberta,

com o obturador da válvula em paralelo ao escoamento, esta oferece passagem sem restrição e com a mínima perturbação (figura 12).



Figura 12: Obturador da Válvula Esférica (ALSTOM, 2006)

3.2.3 Comportas

As comportas têm a finalidade de executar o fechamento da entrada de água aos órgãos adutores e às turbinas, em caso de revisão ou de eventuais manutenções. Em caso de emergência e na falta de uma válvula a montante da turbina, a comporta deve se fechar rápida e automaticamente. A seguir tem-se um breve descritivo dos tipos de comportas utilizadas em centrais hidrelétricas.

As do tipo ensecadeiras são comportas planas, cuja função é estancar a água para fins de manutenção das comportas de serviço (vagão, segmento). São constituídas por um ou mais elementos, geralmente independentes, que são introduzidos um a um na ranhura e sobrepostos. Também são conhecidas pelo nome *stop-log* (figura 13).

As *stop-logs* são movimentadas por um guindaste-pórtico. Quando localizado na tomada d'água, o pórtico pode ser combinado com a máquina limpa-grade.



Figura 13: Comporta Ensecadeira (ALSTOM, 2006)

Tipo vagão é uma comporta plana, provida de rodas principais para a movimentação, rodas guia-laterais, rodas contraguia e vedações (figura 14).

Esta comporta é utilizada para o fechamento de túneis de adução, normalmente ou em emergência, para a proteção de condutos e turbinas. São manobradas por meio de cilindro hidráulico, podendo ser também operadas por guincho mecânico a cabo, corrente ou fuso.

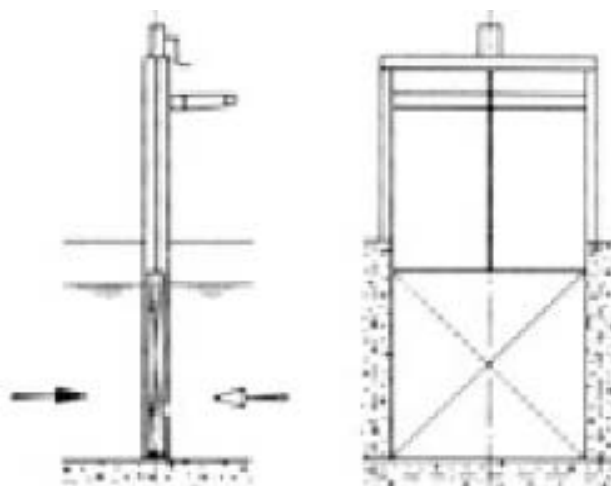


Figura 14: Comporta Vagão (ALSTOM, 2006)

Enfim, a do tipo Segmento é uma comporta de paramento curvo (cilíndrico), provida de braços radiais que transmitem os esforços às vigas em concreto através dos terminais

articulados aos suportes de mancais fixos. Os mancais fixos são ancorados às vigas de concreto por meio de tirantes em aço e porcas (figura 15).



Figura 15: Comporta Segmento (ALSTOM, 2006)

Essa comporta é utilizada para controle de vazão e pode ser operada por diversos tipos de acionamentos: guincho a cabo, a corrente ou cilindros hidráulicos.

3.2.4 Ponte rolante

A ponte rolante (figura 16) é considerada como o principal equipamento de levantamento da casa de força e tem as finalidades de ajudar na montagem das unidades turbina-gerador e associados, no momento da instalação destes no interior da casa de força, e auxiliar na manutenção dos mesmos.

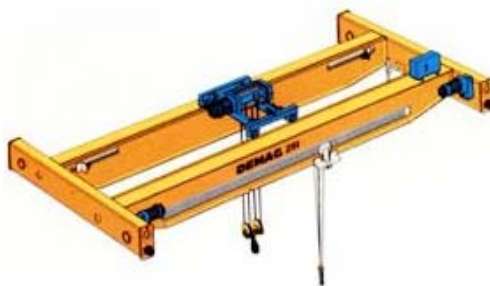


Figura 16: Ponte Rolante (DEMAG, 2006)

Para o correto dimensionamento, deve-se conhecer os pesos dos equipamentos que serão ser içados pela ponte. Sendo assim, o peso será o fator importante para determinar qual será a carga máxima que a ponte deverá suprir. Geralmente, o componente de maior peso é o rotor do gerador. Porém, em alguns casos, considerando soluções com máquinas horizontais, o gerador é fornecido completamente montado, devendo a capacidade da ponte ser dimensionada para suportar o peso total do gerador.

Juntamente com a ponte rolante, tem-se a talha com capacidade inferior à ponte, tendo como objetivo auxiliar no içamento de pequenos componentes no momento de uma manutenção. O deslocamento é feito por um “pequeno carro” (trole) em monovia formada por perfil metálico do tipo I.

3.2.5 Auxiliares mecânicos

Chama-se de auxiliares mecânicos os equipamentos associados da turbina e do gerador que auxiliam no perfeito funcionamento da unidade. Consideram-se notáveis os seguintes auxiliares:

- sistema de lubrificação dos mancais;
- sistema de abastecimento d'água;
- sistema de anti-incêndio;
- sistema de fornecimento de ar-comprimido;
- sistema para purificação de óleo (transformador);

3.3 EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS

Em uma central hidrelétrica pode-se citar como equipamentos elétricos os geradores hidráulicos, os equipamentos de média tensão, os serviços auxiliares, a subestação elevatória, a linha de transmissão e o sistema de supervisão, controle e proteção.

3.3.1 Geradores hidráulicos

Os geradores são máquinas rotativas que convertem a energia mecânica produzida pela turbina em energia elétrica. Dependendo das características da rede em que a usina será conectada, a escolha do tipo de máquina poderá recair entre um gerador síncrono ou assíncrono.

O gerador síncrono é uma máquina equipada com sistema de excitação de corrente contínua (DC), associado com o regulador de tensão, para fornecer controle de tensão, corrente e fase de ângulo de forma constante nos terminais do gerador. Uma vez sincronizado e conectado no sistema de potência, este fornecerá a potência reativa requerida pela rede.

Outro tipo de gerador é o assíncrono. Simplesmente, é um motor de indução, sem controle de tensão e velocidade, sendo estes sujeitos aos valores do sistema em operação. A maneira de excitar a máquina é absorver o reativo da rede, compensando esta absorção através da instalação de um banco de capacitores com a finalidade de reduzir este consumo de reativo pela máquina. Por não possuir excitação própria, o gerador assíncrono não pode ser desconectado da rede.

O custo do gerador assíncrono é menor em relação ao síncrono, porém, o seu uso fica restrito, por não possuir o controle de tensão e velocidade, pontos exigidos pelo ONS (Operador Nacional do Sistema) como um dos critérios de estabilidade da usina dentro do sistema interligado, além da necessidade de consumir reativos da rede, provocando o uso de capacitores, o que penaliza a simplicidade da instalação.

De acordo com o manual da ELETROBRÁS (1998), a aplicação do gerador assíncrono fica restrita a valores de potências de até 1 MW. Portanto, este tipo de gerador não será abordado neste trabalho pela pequena faixa de aplicação, considerando restrita para o foco de potência deste trabalho de 1 MW até 30 MW.

As máquinas síncronas são compostas basicamente pelos seguintes componentes, conforme mostra a figura 17:

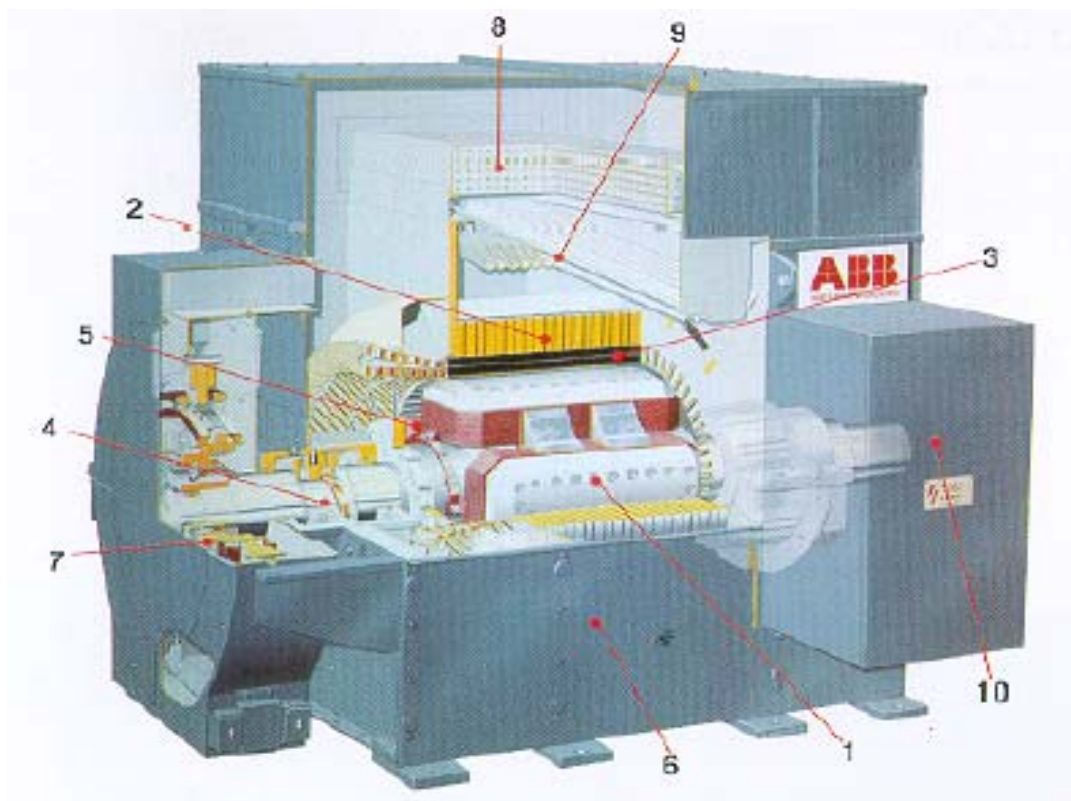


Figura 17: Componentes de uma Máquina Síncrona (ABB)

Onde:

- 1: rotor de pólos salientes;
- 2: núcleo do estator;
- 3: enrolamentos do estator;
- 4: mancal;
- 5: ventilador interno;
- 6: carcaça;
- 7: excitatriz;
- 8: trocador de calor ar-água;
- 9: drenagem para água condensada;
- 10: caixa de terminais.

O estator é uma parte fixa da máquina, confeccionado em chapas de aço silício (núcleo magnético) que devem possuir, como características principais, baixas perdas e

boa resistência mecânica. Os enrolamentos do circuito estator devem possuir isolamento classe F, que garantirá alta confiabilidade e forte resistência às variações de temperatura. Estes devem ser firmemente fixados no núcleo magnético, colocando-os de forma adjacente para aumentar a resistência mecânica, pois no momento de um esforço mecânico proveniente de um curto-circuito ou de variações de carga, os enrolamentos não sofrem danos maiores.

Outro ponto a ser observado é a escolha do número de fases na determinação dos parâmetros do estator. Normalmente, as PCH utilizam os geradores trifásicos com conexão estrela dos enrolamentos, porém, em alguns casos, podem utilizar o tipo monofásico.

A determinação da tensão de geração dependerá da potência gerada e das limitações nos componentes de média tensão, tais como, disjuntores, cabos, barramentos etc. Pode-se adotar para a escolha inicial dos valores de tensão de geração os descritos na tabela 4:

Tabela 4: Tensão de Geração em Função da Potência do Gerador (ELETROBRÁS, 1998)

Potência (MVA)	Tensão de Geração (kV)
Até 2 MVA	0,22/0,38 ou 0,48
Até 3 MVA	2,30
Até 5 MVA	4,16
Até 15 MVA	6,90
Acima de 10 MVA	13,80

A importância da escolha da tensão de geração é o impacto no custo final da máquina, pois quanto maior for o nível de tensão, maior será o impacto na formação do custo do gerador. O impacto está na aquisição dos materiais para o isolamento elétrico dos condutores. O isolamento elétrico é composto de isolantes sólidos (papel e vernizes) e é responsável pelo nível de tensão admissível entre as diversas partes da máquina.

Os sistemas de resfriamento mais comumente adotados para os geradores na faixa de potência das PCH, conforme codificação estabelecida pela norma ABNT NBR 5110, são os seguintes (ELETROBRÁS, 1998):

- IC 01: o gerador é do tipo autoventilado, grau de proteção IP23 e o ar ambiente da casa de força circula pelo gerador através de abertura da ventilação;
- IC 21: o gerador é do tipo autoventilado, grau de proteção IP23 e o ar ambiente da casa de força é admitido através de aberturas da ventilação e expelido para fora da casa de força por um duto de exaustão;
- IC W87 A81: o gerador é do tipo autoventilado, grau de proteção IP44. O sistema de resfriamento é totalmente fechado, com o ar circulando através de um trocador de calor ar-água montado diretamente no gerador.

As máquinas que utilizam trocadores de calor para refrigeração do ar interno possuem uma vida útil maior, pois termicamente, são mais estáveis, pelo fato de que a variação de temperatura da água é menor e mais lenta do que a do ar. Porém, o custo da máquina é maior.

Para sustentar a estrutura do núcleo do estator, juntamente com os enrolamentos, utiliza-se uma carcaça construída por chapas e perfis de aço, sendo esta apoiada em uma base metálica fixada no concreto.

Os mancais guia e escora são instalados na base do gerador e servem de apoio para o eixo, suportando os esforços radiais e axiais da máquina.

O rotor do gerador é composto por uma roda polar ou anel magnético, instalada no eixo principal, em que encontram-se fixados os pólos do gerador. Neste mesmo eixo é fixado um ventilador para refrigeração do estator da máquina (figura 18).

Existem dois tipos de rotores para gerador de PCH: rotor com pólos salientes e rotor com pólos lisos.

O tipo saliente é utilizado em turbinas hidráulicas, porém existem situações em que a rotação da turbina é alta (superior a 900 rpm), podendo fazer uso do rotor tipo liso.

O rotor do tipo pólos lisos é amplamente utilizado em usinas térmicas em que as rotações do conjunto turbina a vapor-gerador são elevadas, favorecendo este tipo construtivo de máquina.

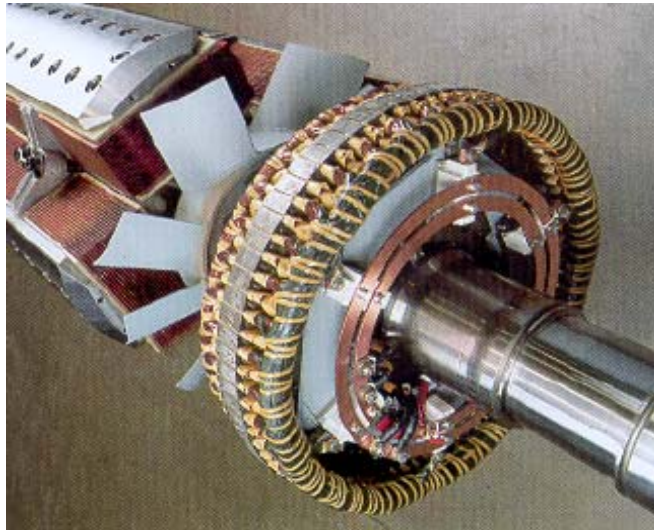


Figura 18: Rotor do Gerador (ABB)

A influência da rotação na máquina está na velocidade periférica suportável pelo material utilizado. O material deve suportar os esforços mecânicos produzidos pelas variações de rotação da máquina na condição nominal e na de disparo. Quanto maior a rotação, menor será o diâmetro do rotor e vice-versa. Através da equação (20), deve-se atentar para a condição de velocidade periférica permissível na rotação de disparo da unidade, limitando o diâmetro do rotor:

$$D_{\max} = \frac{60 V_{p\max}}{\pi n_d} \quad (20)$$

Onde:

- D_{\max} = diâmetro máximo em m;
- $V_{p\max}$ = velocidade periférica máxima do material em rad/s;
- n_d = rotação de disparo em rpm.

Os geradores com eixo vertical têm custos maiores em relação aos com eixo horizontal e, por isso, a busca por soluções em que a concepção do conjunto turbina-gerador seja do tipo horizontal deve ser considerada. Basicamente, duas diferenças podem ser destacadas para as máquinas verticais, tais como as cruzetas superior e inferior (figura 19).

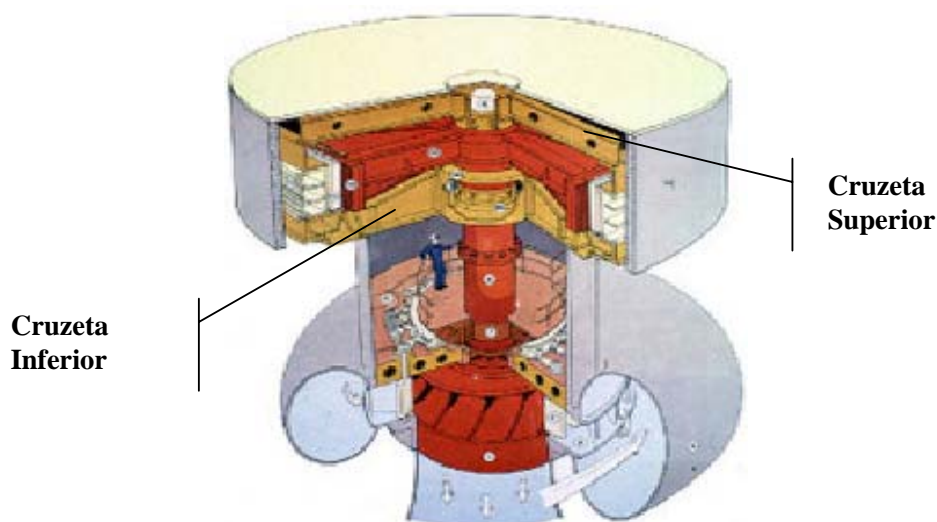


Figura 19: Cruzeta Superior e Inferior do Gerador (WIKIPEDIA, 2006)

As cruzetas têm a finalidade de suportar os pesos das partes rotativas do gerador e da turbina. Para isso, são instalados mancais guia e escora visando suportar os esforços axiais e radiais provenientes das massas rotativas e de solicitações diversas, como esforços magnéticos advindos de uma situação de curto-circuito do sistema, por exemplo.

O sistema de excitação tem as finalidades de fornecer ao circuito de enrolamento de campo do gerador, alimentação em corrente contínua e de efetuar o controle da tensão de geração e potência reativa gerada. Basicamente, são considerados dois tipos de sistema de excitação: estático e rotativo.

No tipo estático, a alimentação necessária para o circuito de potência é retirada do próprio barramento de geração, através do transformador de excitação (figura 20).

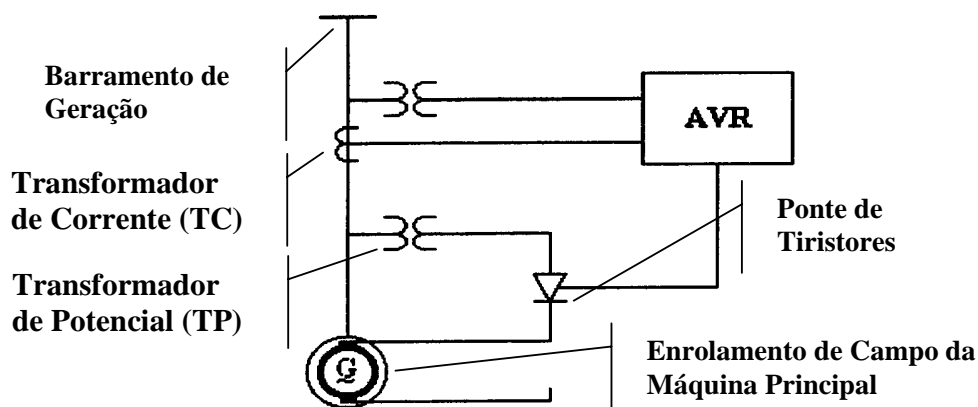


Figura 20: Sistema de Excitação do Tipo Estático

O circuito de potência é composto por uma ponte de tiristores disparado por um regulador automático de tensão (AVR – *Automatic Voltage Regulator*) que controla a alimentação do enrolamento do campo.

O sistema de Excitação tipo rotativo tem a mesma composição e o mesmo princípio do sistema estático, com a diferença de que utiliza uma excitatriz rotativa ao invés de um transformador de excitação. A excitatriz rotativa é um pequeno gerador instalado no eixo da máquina principal, podendo ser um gerador de corrente contínua (CC) ou alternada (CA).

Atualmente, o gerador CC está sendo pouco utilizado, pois se trata de uma máquina com custo maior do que o gerador CA.

A denominação conhecida para o sistema de excitação rotativo, utilizando o gerador CA, é a de sistema de excitação tipo *brushless* (sem escovas), o qual é constituído de um estator rotativo fixado ao eixo principal da máquina, e um conjunto fixo de pólos na carcaça. O retificador é composto por diodos rotativos instalados no eixo, interligando-se com o enrolamento de campo do gerador principal. A diferença entre o sistema que utiliza o gerador CA em relação ao que utiliza o gerador CC é a ponte de diodos rotativos, pois a configuração CA necessita converter valores de tensão e corrente CA em CC para alimentação do campo da máquina.

A figura 21 mostra os dois tipos de sistema de excitação rotativa:

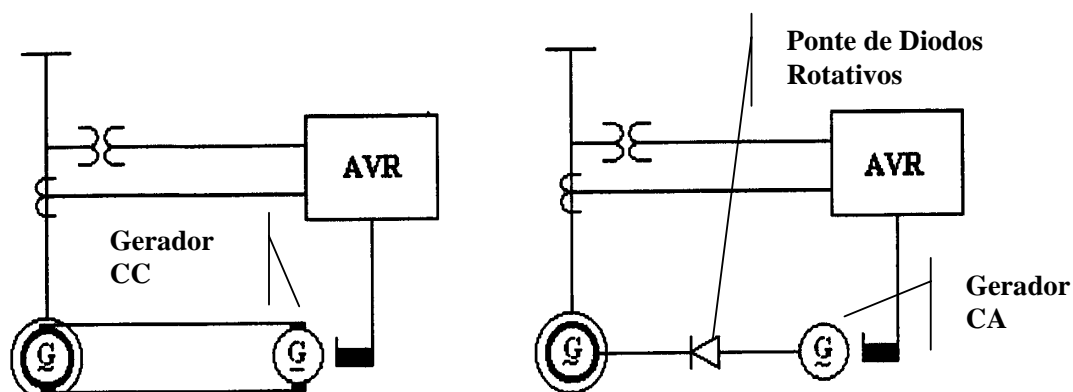


Figura 21: Sistema de Excitação do Tipo Rotativo com Gerador CC (Esquerda) e CA (Direita)

O AVR opera monitorando os terminais de tensão do gerador, atuando no sistema de excitação da máquina de modo que, quando existir um sinal interno de erro, originado da leitura de tensão do transformador de potencial (TP), que é conectado aos terminais do gerador, haja a tendência de estabilizar a tensão em valor fixo.

Calcula-se a potência do gerador através da equação (21) em função da potência da turbina e do fator de potência exigido pelo sistema:

$$P_G = \frac{P_{\text{turb}} \cdot \eta_G}{FP} \quad (21)$$

Onde:

- P_G = potência do gerador em kVA;
- P_{turb} = potência da turbina em kW;
- η_G = rendimento do gerador em %;
- FP = fator de potência.

A rotação do gerador está em função da frequência síncrona (60 ou 50 Hz) e do número de pólos da máquina, conforme equação (22).

$$n_G = \frac{120 f}{p} \quad (22)$$

Onde:

- n_G = rotação síncrona do gerador em rpm;
- f = frequência em Hz;
- p = número de pólos do gerador.

3.3.2 Equipamentos de média tensão

Os equipamentos de média tensão, conhecidos também como “cubículos de média tensão” (figura 22), são utilizados para fazer a interligação das máquinas ao barramento principal e ao transformador elevador, alimentar o transformador de serviços auxiliares e proteger o gerador contra surtos de tensão e faltas a terra.



Figura 22: Cubículos de Média Tensão (SIEMENS, 2006)

Citam-se os principais cubículos que compõem a média tensão de uma PCH:

- cubículo de aterramento do neutro do gerador;
- cubículo contra surtos de tensão;
- cubículo de manobra do gerador
- cubículo de manobra do transformador;
- cubículo de alimentação do transformador dos serviços auxiliares.

O cubículo de aterramento do neutro tem a finalidade de auxiliar o sistema de proteção geral da usina e de limitar o valor de corrente de curto-circuito em uma falta para terra.

O cubículo de proteção contra surtos de tensão tem como objetivo garantir o nível de isolamento da máquina, protegendo contra surtos de tensões provocados por um impulso atmosférico, fazendo com que a taxa de crescimento do nível de tensão seja baixa e a energia do impulso de onda seja absorvida pela terra. Os conjuntos pára-raios do tipo estação e os capacitores têm esta função.

Ainda no cubículo de proteção contra surtos de tensão, são inseridos transformadores de corrente (TC) e de potencial (TP) para auxiliar os sistemas de proteção e excitação da máquina, bem como disponibilizar as informações de tensão e corrente para o sistema de supervisão da usina.

O cubículo de manobra do gerador tem a função de desconectar e conectar a máquina do barramento principal de média tensão. No interior do cubículo são instalados os transformadores de potencial e o disjuntor.

A desconexão ocorre pelo acionamento direto da proteção no disjuntor quando detectada alguma falha no interior da máquina ou curto-circuito nos cabos de média tensão. Na conexão, os transformadores auxiliam os equipamentos de sincronismo das fases do gerador com as do sistema.

Deve-se atentar para o correto dimensionamento do disjuntor com relação à classe de tensão e suportabilidade para corrente de curto-circuito, sendo necessário elaborar um estudo detalhado para a determinação das mesmas.

O cubículo de manobra do transformador tem a mesma finalidade do cubículo de manobra do gerador: conectar e desconectar o transformador elevador do barramento de média tensão.

Composto por uma chave seccionadora e por transformadores de corrente, o cubículo de manobra do transformador elevador, juntamente com as aberturas do disjuntor e da seccionadora da subestação elevatória, tem como objetivo isolar o

transformador para manutenção e, por meio da leitura de corrente através dos TC, proteger o barramento principal de média tensão contra sobrecorrente.

Para alimentar o transformador dos serviços auxiliares da usina, utiliza-se um cubículo composto por uma chave seccionadora com fusível incorporado, o qual é denominado de cubículo de alimentação dos serviços auxiliares.

As configurações dos equipamentos internos dos cubículos de média tensão podem ter quantidades e características que satisfaçam outras necessidades. Por exemplo, a seccionadora do cubículo de manobra do transformador elevador poderia ser substituída por um disjuntor, aumentando o grau de liberdade para uma operação à distância, opção que teria custo final elevado.

3.3.3 Serviços auxiliares

Basicamente, os equipamentos dos serviços auxiliares da usina são compostos por painéis CA e CC, transformador de distribuição, grupo gerador diesel, retificador de corrente alternada para contínua e banco de baterias.

Consideram-se como equipamentos de corrente alternada (CA) da usina:

- transformador de distribuição;
- painel de distribuição geral em CA;
- grupo gerador diesel.

O transformador de distribuição é conectado, em média tensão, através do cubículo de alimentação dos serviços auxiliares, reduzindo para baixa tensão e conectando-se ao painel de distribuição geral em CA, alimentando todas as cargas necessárias da usina. Existem dois tipos de transformador: a óleo e a seco.

A capacidade do transformador está ligada ao valor nominal de cada carga juntamente com o fator de utilização de cada uma.

O painel de distribuição geral em CA é composto por disjuntores CA, contadores, demarradores, medidores, proteções, transdutores, etc. Geralmente, as cargas são

classificadas como essenciais e não essenciais. As cargas essenciais são aquelas que não podem deixar de ser alimentadas quando ocorrer algum problema que provoque a ausência da alimentação CA no painel de distribuição. Ao contrário, as cargas não essenciais podem ser desconectadas que não interferem no bom funcionamento dos principais auxiliares da usina.

Através desta divisão, dimensiona-se o grupo gerador diesel, somando todos os valores nominais das cargas que devem ser alimentadas, juntamente com os fatores de utilização de cada uma.

O grupo gerador diesel tem a função de atender as cargas essenciais da usina no momento da ocorrência da falta de alimentação de corrente alternada nos terminais do transformador de distribuição. Uma vez detectada a ausência desta alimentação, o grupo diesel é acionado e, em poucos minutos, assume todas as cargas essenciais. Neste momento o barramento das cargas não essenciais é desconectado.

Para os equipamentos de corrente contínua (CC) da usina, pode-se citar:

- painel de distribuição geral em CC;
- conversor CA/CC;
- banco de baterias.

O painel de distribuição geral em CC é composto por disjuntores CC, contadores, demarradores, medidores, proteções, transdutores, etc. A alimentação do painel é feita através do retificador CA/CC que, por sua vez, é alimentado pelo painel de distribuição geral em CA.

Assim como as CA, as cargas são classificadas como essenciais e não essenciais. As essenciais não podem deixar de ser alimentadas quando da ausência da tensão CC no painel de distribuição. As cargas não essenciais podem ser desconectadas, pois estas são consideradas cargas que não interferem na operação dos principais auxiliares do grupo turbina-gerador. A capacidade do banco de baterias é dimensionada pela soma dos valores nominais das cargas, considerando o fator de utilização das mesmas.

O retificador converte a tensão CA em nível de tensão CC, alimentando o painel de corrente contínua.

Uma parcela desta alimentação é fornecida ao conjunto de baterias para que permaneçam em plena carga, sendo acionadas para alimentar as cargas essenciais do painel na ausência da tensão CC.

3.3.4 Subestação elevatória

Através da subestação elevatória, conecta-se a usina ao sistema, visando a geração de energia. Para que a transmissão da energia seja feita com baixa perda, a subestação eleva o nível de tensão da usina em média tensão (MT) para alta tensão (AT) através de um transformador elevador. Na escolha do nível de alta tensão deve-se considerar a distância da linha de transmissão (LT) e a potência a ser transmitida.

Basicamente, os seguintes equipamentos são utilizados na construção da subestação: transformador elevador, disjuntor, seccionadora, chave terra, transformador de corrente, transformador de potencial e pára-raios tipo estação.

O transformador elevador deverá ser projetado para a potência total da usina, somando-se as potências de todos os geradores, considerando que a subestação será composta por um transformador.

Existem soluções que utilizam mais de um transformador. Em alguns casos, a capacidade é dimensionada para atender somente a potência de um gerador, sendo assim, o número de transformadores será igual ao número de unidades geradoras.

As principais funções dos disjuntores são a de permitir a condução de correntes de carga na posição fechada e desconectar a usina da rede local, seja por motivo de manutenção ou condições de faltas, de forma a limitar possíveis danos aos equipamentos pela ocorrência de curtos-circuitos. Os tipos de disjuntores são: a óleo, a ar comprimido, a vácuo e a SF₆, sendo este último o mais utilizado em PCH.

As chaves seccionadoras são equipamentos de manobra com a função de auxiliar o processo de isolamento ou seccionamento de uma linha ou circuito. Os dois tipos básicos de seccionadoras são os daquelas que podem operar em uma abertura sob carga ou não, podendo utilizar mecanismo de abertura manual ou motorizado.

As que permitem a abertura com carga devem ser criteriosamente analisadas, verificando os cuidados necessários para uma perfeita aplicação, pois as chaves seccionadoras não possuem a mesma estrutura do disjuntor para extinção do arco voltaico.

Na maioria das aplicações em PCH utiliza-se a chave seccionadora somente para executar o isolamento, sem carga, do circuito da subestação com a rede, tendo, por exemplo, a finalidade de isolar a usina para manutenção.

O transformador de corrente permite as leituras das correntes de alta amperagem, adquiridas dos circuitos de AT, e as transforma em valores aceitáveis para o uso em instrumentos de medição.

Os valores de correntes primária e secundária são normalizados, sendo os valores da corrente primária compreendidos entre 5 e 5000 A e os da secundária de 1A ou 5A.

O transformador de potencial permite a leitura das tensões adquiridas dos circuitos de AT e as transforma em valores aceitáveis para o uso em instrumentos de medição.

Os valores de tensões primária e secundária são normalizados, sendo os valores da tensão primária para PCH compreendidos entre 34,0 kV e 245 kV e as tensões secundárias, 115 Vca ou 125 Vca.

Os pára-raios são dispositivos que protegem os equipamentos da subestação contra os surtos de tensão originados de uma descarga atmosférica e transportados pela linha de transmissão até a entrada do barramento principal da subestação ou durante operações de manobra do sistema local, que fazem com que o nível de tensão se eleve para patamares que podem comprometer os isolamentos dos equipamentos da subestação.

Para todos os equipamentos devem ser respeitados os valores dos níveis básicos de impulso (NBI). A tensão suportável nominal do impulso de manobra (ou atmosférica) é o valor de crista especificado de uma tensão suportável do impulso de manobra (ou

atmosférico), que caracteriza o isolamento de um equipamento no que concerne aos ensaios de tensões suportáveis (D'AJUZ, 1985).

3.3.5 Linha de transmissão

A interligação da usina com o sistema do tipo interligado ou do tipo isolado é realizada através de uma linha de transmissão.

Na elaboração do projeto é necessário preparar estudos de topologia; definição do melhor caminho para faixa de servidão, sempre atentando para a menor distância e impacto ambiental possível; definição do número e dos tipos de torres. Geralmente, as espécies de torres devem ser aquelas que a concessionária do sistema já possui, pois dessa forma mantém-se a padronização. Os condutores são dimensionados de acordo com a potência transmitida juntamente com a definição do nível de tensão.

3.3.6 Sistema de supervisão, controle e proteção

O sistema de automação da usina tem a finalidade de fornecer maneiras para supervisionar e controlar os equipamentos em domínio do sistema. O sistema é composto por dois níveis hierárquicos: o nível interface com o processo de aquisição de dados, conhecidos como unidade de aquisição e controle (UAC); e o nível de comando e supervisão (sistema central).

A parte do sistema que executa a proteção deve ser independente do sistema central, tendo total autonomia para executar a abertura, por exemplo, de um disjuntor, sem precisar ser acionado através do nível de comando e supervisão.

Para a definição dos números de cartões a serem utilizados no sistema, deve-se analisar as quantidades de informações que devem ser aquisitadas no formato digital (DI – *Digital Input*) e analógico (AI – *Analog Input*) e aquelas que devem ser controladas (DO – *Digital Output*) e supervisionadas (DO/AO – *Analog Output*).

Para a automação de uma PCH, deve-se sempre buscar soluções técnicas adequadas, aliadas ao baixo custo. Estas soluções devem visar os custos operacionais, reduzindo o custo com a mão-de-obra, logicamente procurando o ponto ótimo do custo versus benefícios. A solução para o automatismo de uma PCH deve ser simples, compatível com o porte do empreendimento.

O manual da ELETROBRÁS (1998) classifica o sistema de supervisão e controle em convencional, automação e semi-automação.

O convencional utiliza um operador (mão-de-obra) para executar as tarefas da usina, tais como, partida e parada das máquinas, sincronização, controle de vazão, etc, enquanto a automação executa todas estas tarefas automaticamente. Para a semi-automação, as sincronizações das máquinas são feitas pelo operador e, após a sincronização, assume o sistema de controle.

Geralmente o controle do reservatório é executado por um subsistema independente, pois envolve questões de segurança operativa da usina, das pessoas e das propriedades a jusante.

Geralmente, o funcionamento básico do sistema na semi-automação consiste em que as transições de estado até a sincronização da máquina na rede são realizadas pelo operador da usina. Após a sincronização, a tomada de carga prefixada pode ser realizada automaticamente pelo sistema de controle. É possível a otimização da geração por meio da medida do nível do reservatório na câmara de carga, chaveando pontos de operação predefinidos das máquinas. Se o nível do reservatório atingir o mínimo operacional, as máquinas são desligadas automaticamente. Se a máquina é desligada do sistema, é necessária a presença do operador para a reposição da mesma no sistema, no caso do semi-automatismo. São geralmente definidos dois procedimentos para a parada das unidades geradoras: parada de emergência, ativada por condições que coloquem em risco a integridade da máquina e a parada automática, que é ativada por condições operacionais que permitam a parada sem rejeição de carga. A parada automática permite a retirada de operação da unidade geradora de forma suave, inicialmente reduzindo a carga da máquina, evitando golpes de aríete causados pelo fechamento brusco dos equipamentos

hidráulicos. Normalmente, o controle do reservatório é simplificado, realizado por um sensor de nível, atendendo apenas às questões de segurança (ELETROBRÁS, 1998).

Na automação, tanto a parada quanto a partida e a sincronização das máquinas são realizadas automaticamente pelo sistema de controle, independente da presença de operadores. Além disto, em sistemas totalmente automáticos, é possível a realização da otimização da geração, considerando as vazões afluentes. Esta otimização pode ser feita pelo sistema de controle do reservatório, cujo objetivo é manter o nível do reservatório na faixa normal ou de equilíbrio, controlando o mesmo através do aumento ou da diminuição da geração das máquinas. Geralmente, o sistema de controle do reservatório realiza a supervisão do nível do mesmo, as vazões vertidas, afluentes e turbinadas, além de programar a geração das máquinas e o vertimento pelas comportas da barragem, de forma a atender às restrições impostas pelos equipamentos (geração mínima por máquina) ou pela legislação (vazão sanitária). Em situações em que o nível do reservatório atinja limites de atenção, alerta ou emergência, o sistema de controle do reservatório pode acionar as comportas no sentido de reverter a cota para a faixa de operação normal (ELETROBRÁS, 1998).

Algumas considerações devem ser impostas na filosofia de proteção da usina para uma perfeita operação:

- tempo de operação;
- seletividade e coordenação;
- segurança.

O tempo de operação faz com que os danos causados ao equipamento sejam reduzidos, diminuindo os custos com reparos e, possivelmente, a substituição do mesmo.

Com relação à seletividade e à coordenação, somente a área afetada deve ser isolada, permanecendo todas as outras inalteradas. Para a segurança do técnico, as proteções têm um importante papel, evitando acidentes ou até mortes.

A melhor escolha do nível de automatismo da usina deverá considerar todos os parâmetros de influência no contexto econômico e os benefícios adquiridos em relação ao

sistema (custo versus benefícios). Estes parâmetros são as vantagens adquiridas com o sistema de automação. Além da redução dos custos operacionais, citam-se os ganhos de qualidade no processo, agilidade operativa e melhor produtividade.

CAPÍTULO 4 TURBINAS HIDRÁULICAS APLICADAS EM PCH

4.1 ASPECTOS GERAIS

A velocidade específica (n_s) é a velocidade real da turbina unidade e também a velocidade classificatória de todas as turbinas que lhe sejam geometricamente semelhantes (SIMONE, 2000). A equação (23) determina o valor da velocidade específica em função da queda (H) e da potência turbinada (cv), conforme segue:

$$n_s = \frac{n}{H^{5/4}} \sqrt{P} \quad (23)$$

Onde:

- P = potência turbinada em cv;
- n = rotação em rpm.

As turbinas geometricamente semelhantes são aquelas que possuem as mesmas características geométricas, porém as dimensões se alteram simultânea e proporcionalmente (figura 23).

Complementando o exposto anteriormente, tem-se a turbina unidade, sendo esta uma turbina hipotética que, operando a uma altura disponível de 1 m, fornece uma potência mecânico-motriz igual a 1 cv, operando em condições semelhantes a todos os membros da família, ou seja, nas condições geométricas mencionadas anteriormente.

Assim, para um tipo de turbina que possui as mais variadas potências, a turbina da família que fornecer uma potência de 1 cv a uma altura de 1 m será a turbina unidade da família deste tipo de turbina. A velocidade dessa turbina será numericamente igual à velocidade específica da família. As demais turbinas de uma determinada família possuirão outras potências e outras velocidades angulares, porém com a mesma velocidade específica determinada pela turbina unidade.

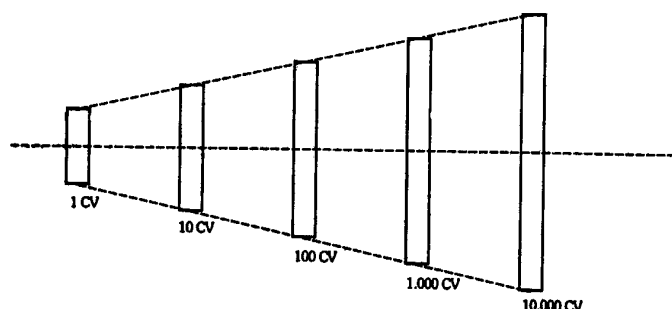


Figura 23: Turbinas Geometricamente Semelhantes (SIMONE, 2000)

Na determinação da potência da turbina utiliza-se a equação (24):

$$P_{\text{turb}} = \eta \rho g H Q \quad (24)$$

Onde:

- P_{turb} = potência da turbina em W;
- η = rendimento da turbina em %;
- ρ = massa específica em kg/m^3 ;
- g = aceleração da gravidade m/s^2 ;
- H = queda em m;
- Q = vazão em m^3/s .

Na figura 24 tem-se a curva de rendimento da turbina em função da variação da vazão turbinada nominal (Q_N) em relação ao novo ponto de operação de trabalho (Q). Determinado tipo de turbina tem sua curva prejudicada pelo fato de o novo ponto de operação estar em uma região em que o rendimento tem seu decréscimo muito acentuado.

Portanto, a escolha da turbina em função de sua curva característica é um fator que deve ser analisado de acordo com os estudos realizados de vazões do rio para cada período do ano, podendo, assim, determinar a faixa de operação de vazões que melhor atenda à turbina escolhida ou, em casos que permitam a escolha de mais um tipo de turbina, selecionar a que melhor se aplica no caso em estudo.

Estas curvas características podem ser melhor visualizadas através da figura (24), em que se verificam três tipos de turbinas: 1-Kaplan, 2-Francis e 3-Hélice Fixa, com suas

respectivas curvas, trabalhando nas mesmas condições de queda e vazão, devendo ser estas analisadas e certificadas das suas influências no projeto em estudo.

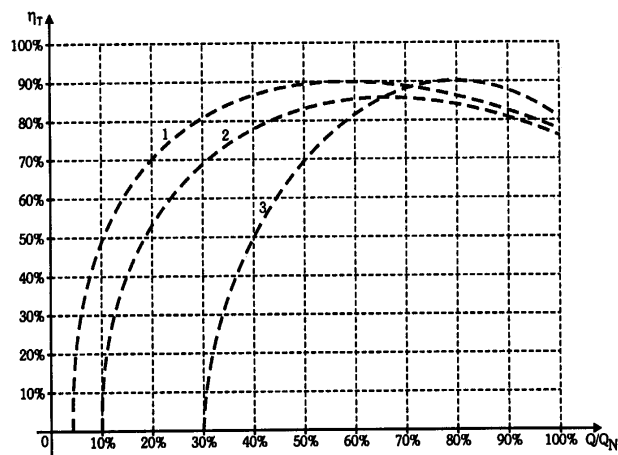


Figura 24: Curvas Características das Turbinas Kaplan, Francis e Hélice Fixa (SIMONE, 2000)

Trabalhando com o ponto de operação da máquina, pode-se obter um valor de vazão turbinada maior, reduzindo o diâmetro da máquina e aumentando a potência. Por outro lado, pode-se levar a uma pequena ou grande redução do rendimento, em função do grau de saturação a que a máquina será submetida. Os resultados dos ganhos e perdas devem ser analisados de forma a obter um resultado de receita final que compense a escolha.

Uma vez alterado o ponto de operação pelo fabricante de turbinas, será necessário certificar junto ao mesmo que este não acarretará em maiores números de reparos no equipamento ou diminuição da vida útil da máquina.

Para melhor compreensão do ponto de operação, utiliza-se o diagrama colina de uma turbina hidráulica (figura 25).

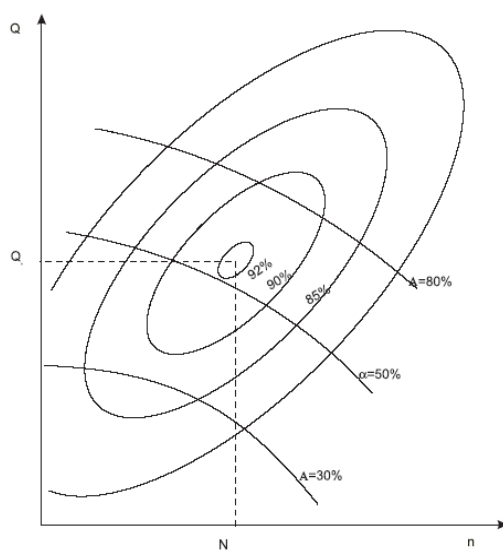


Figura 25: Diagrama Colina de Turbina Hidráulica

O ponto definido por Q11 e N11 é considerado como o ponto ótimo de operação no diagrama colina. Respeitando os limites máximos e mínimos do ponto de operação, pode-se trabalhar com as suas coordenadas, objetivando atender solicitações que estão de acordo com o projeto. Em algumas situações, a mudança do ponto de operação da turbina favorece o conjunto turbina-gerador, além do já citado aumento de potência através do aumento da vazão, poderá ocasionar o aumento da rotação e, portanto, o gerador terá seu tamanho reduzido.

4.2 TURBINAS HIDRÁULICAS TIPO AÇÃO

4.2.1 Pelton

O rotor Pelton é constituído de uma coroa circular ao redor da qual são fixadas pás ou conchas. Essas conchas têm o formato de uma colher dupla, como se fossem montadas lado a lado, formando um septo central. A altura topográfica do aproveitamento e a potência mecânica da turbina definem o número de conchas do rotor pelton, seu diâmetro e rotação (SIMONE, 2000). A figura 26 ilustra a turbina mencionada, juntamente com seu respectivo rotor:



Figura 26: Rotor Pelton e Turbina Completa (ALSTOM, 2006)

As rodas Pelton são utilizadas tradicionalmente em aproveitamentos com altas quedas, sendo pouco utilizadas no Brasil, pelo fato de não existirem muitas localidades que permitam seu uso.

Basicamente, a operação de um rotor pelton é a injeção de um jato d'água tangencialmente contra as conchas, fazendo com que este seja dividido em duas partes iguais, movimentando a roda pelton. A figura 27 mostra uma vista transversal superior de uma concha recebendo o jato do injetor:

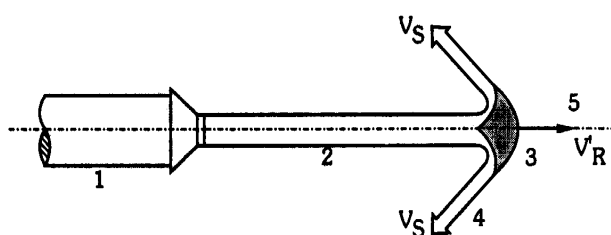


Figura 27: Vista Transversal Superior de uma Concha (SIMONE, 2000)

Onde:

- 1 = Bico Injetor;
- 2 = Jato de Água;
- 3 = Pá do Rotor (Concha);
- 4 = Jato Bipartido;

- S = Sentido de Movimento da Pá;
- V_R = Velocidade da Roda Pelton;
- V_S = Velocidade dos jatos.

O número de injetores pode definir o arranjo da turbina. Turbinas com um ou dois injetores têm a concepção com eixo horizontal. Acima de dois injetores, a posição do eixo deverá ser na vertical, pois existem dificuldades no arranjo dos injetores ao redor do rotor para o caso horizontal (figura 28).

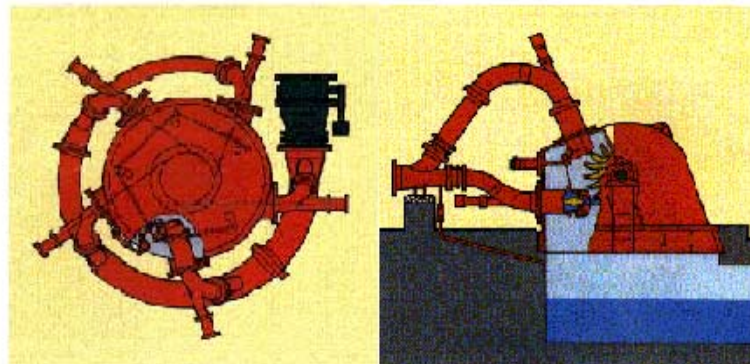


Figura 28: Turbina Pelton: Cinco Jatos à Esquerda e à Direita Dois Jatos

O bico injetor é instalado na saída da tubulação de alta pressão, sempre adequando o jato para uma velocidade constante através do controle de vazão. Este controle é realizado por um servomotor hidráulico com atuação direta em um componente interno denominado como agulha reguladora, alterando, assim, o diâmetro do jato. O corte do jato d'água é feito através de um defletor localizado na extremidade da saída do jato.

4.3 TURBINAS HIDRÁULICAS TIPO REAÇÃO

4.3.1 Francis

O rotor tipo Francis é constituído por um certo número de pás com perfis de curvatura especiais, fixas e estruturadas entre as coroas interna e externa. Neste tipo de

turbina, o fluxo d'água é orientado e distribuído igualmente na direção radial, por toda a periferia da entrada do rotor, saindo na sua direção axial (SCHREIBER, 1978).

A figura 29 ilustra a turbina mencionada, juntamente com seu respectivo rotor:



Figura 29: Rotor Francis e Turbina Completa (ALSTOM, 2006)

A adução pode ser feita através de uma caixa espiral conectada ao conduto forçado (figura 30) ou por um reservatório d'água aberto, configuração não muito usual para PCH (figura 31). Para aquelas que utilizam a caixa espiral, esta é composta de virolas soldadas umas às outras e aos flanges dos anéis superior e inferior do pré-distribuidor fixo, cuja função é pré-orientar a entrada de água no rotor. Para as que utilizam reservatório, o rotor Francis é mergulhado juntamente com seus equipamentos de regulação.

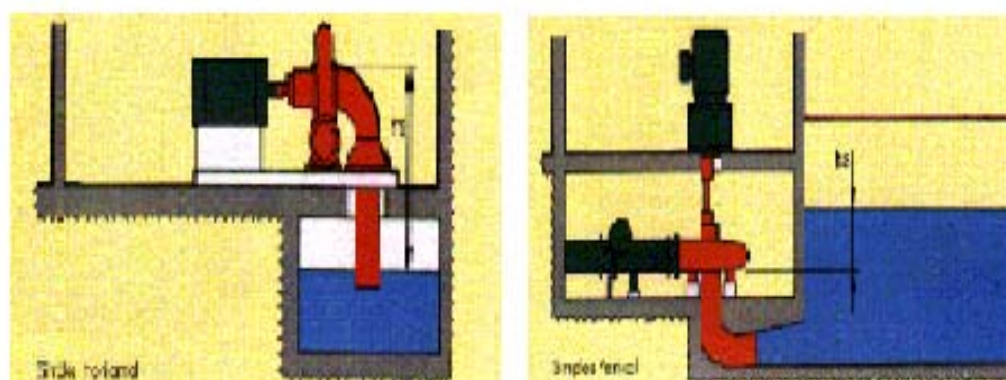


Figura 30: Turbina Francis Horizontal (Esquerda) e Vertical (Direita) com Caixa Espiral

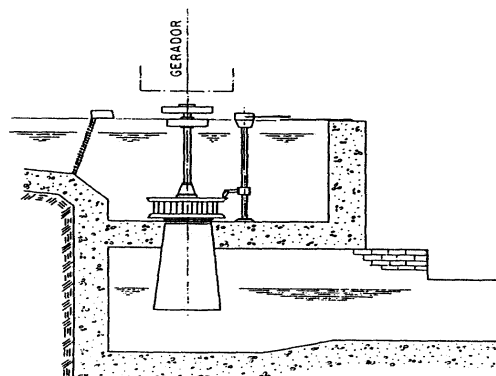


Figura 31: Turbina Francis Vertical com Caixa Espiral Aberta (SCHREIBER, 1978)

Logo após o pré-distribuidor, encontra-se o distribuidor constituído de pás móveis, o qual tem a finalidade de ajustar o controle de vazão da turbina (figura 32). O mecanismo de movimentação das pás é acionado por um servomotor, girando-as em um determinado ângulo desejado para atender a descarga solicitada.

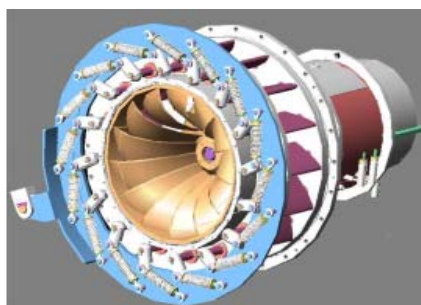


Figura 32: Distribuidor da Turbina Francis

Como variante das turbinas Francis pode-se considerar as Francis com duplo rotor (figura 33).

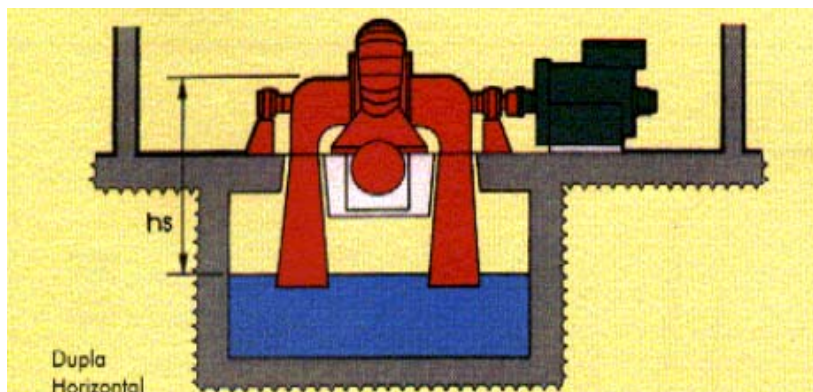


Figura 33: Turbina Francis Horizontal Dupla

A turbina Francis dupla possui uma peça com uma única coroa, duas cintas e dois conjuntos de pás, dividindo a vazão afluyente em duas partes, sendo necessários dois tubos de sucção separados (SCHREIBER, 1978).

Neste caso, a turbina é dimensionada para a metade da vazão para cada rotor, o que implica em uma velocidade de rotação maior, mantida a mesma velocidade específica.

4.3.2 Kaplan

O desempenho deficiente da turbina Francis sob quedas baixas conduziu à invenção das turbinas hélices. Nas turbinas hélices, o rotor é constituído por um núcleo central, cubo hidrodinâmico, fixo à extremidade da árvore principal, que sustenta um pequeno número de pás em forma de hélice. Neste tipo de turbina o fluxo d'água é orientado de maneira que, tanto na entrada quanto na saída do rotor, sua direção coincide com a da árvore. As turbinas hélices podem ser de pás fixas ou ajustáveis, sendo estas conhecidas como turbinas Kaplan (SCHREIBER, 1978). A figura 34 ilustra a turbina mencionada, juntamente com seu respectivo rotor:



Figura 34: Rotor Kaplan e Turbina Completa (ALSTOM, 2006)

A figura 35 mostra uma turbina tipo hélice com pás fixas e outra com pás móveis (Kaplan):

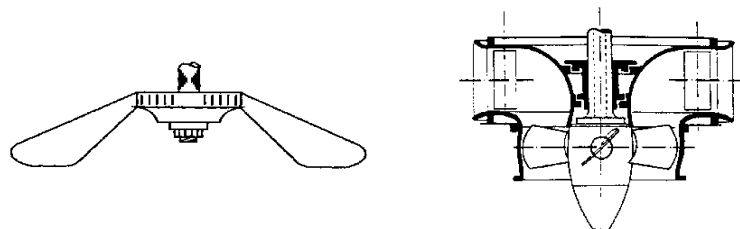


Figura 35: À esquerda, Turbina Hélice de pás fixas e à direita, Kaplan (SCHREIBER, 1978)

A vantagem da turbina Kaplan em relação à turbina hélice diz respeito à curva de rendimento versus vazão, pelo fato de a movimentação das pás fazer com que a turbina trabalhe em seu ponto ótimo da curva de eficiência. Pode-se verificar no gráfico da figura 36 a curva típica de rendimento para as duas turbinas.

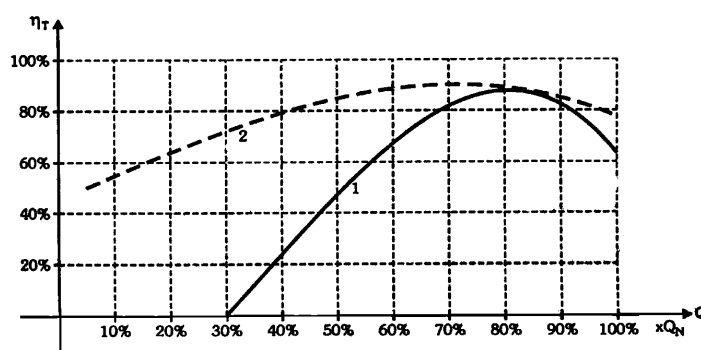


Figura 36: Curva Típica de Rendimento: 1-Turbina Hélice Fixa versus 2-Kaplan (SIMONE, 2000)

A turbina hélice possui uma curva muito aguda, sendo assim, uma pequena variação na vazão turbinada representa uma significativa diminuição na eficiência da máquina. Observa-se na curva da figura 36 que para uma vazão de 30% da vazão nominal, o rendimento da turbina torna-se zero. Ao contrário, a vazão da turbina Kaplan pode ser controlada através das pás ajustáveis, adaptando as condições de operação a baixas vazões e, conseqüentemente, permite obter melhores valores de energia anual para o empreendimento.

As turbinas hélices tornam-se interessantes quando as cargas que serão alimentadas não sofrem muitas variações, o que raramente ocorre, pois seus custos de aquisição são

menores que os da Kaplan, por não possuírem circuitos de comando dos servomotores. Para minimizar o impacto das grandes variações no rendimento, considera-se uma solução de projeto com o uso de várias unidades. Assim, é possível controlar a vazão do projeto, colocando ou tirando máquinas de operação conforme demanda solicitada.

Os movimentos das pás são realizados através de servomotores alimentados pelo circuito hidráulico controlado pelo sistema de regulação que, através de tubos que passam pelo eixo vazado do gerador, altera o fluxo de óleo hidráulico modificando o ângulo das pás. Por este motivo, as turbinas Kaplan são consideradas as que mais permitem flexibilidade na operação com circuitos que possuem grandes variações de vazão, além do rotor, que permite operar com seu eixo na posição horizontal, vertical ou inclinado.

Isto provoca um grande número de concepções que podem ser adotadas para cada projeto. Pode-se citar como uma das variantes a turbina do tipo poço (figura 37).

Nestas turbinas, o gerador é colocado no interior de uma caixa de alvenaria localizada no eixo do veio líquido. Esta caixa tem dimensões que, em alguns casos, podem ficar limitadas pelas condições de projeto. Sendo assim, o uso de um multiplicador de velocidade torna-se necessário, pelo fato de alguns projetos levarem a uma rotação muito baixa da turbina. Com o multiplicador, a rotação do gerador aumenta, fazendo com que as dimensões do mesmo fiquem reduzidas.

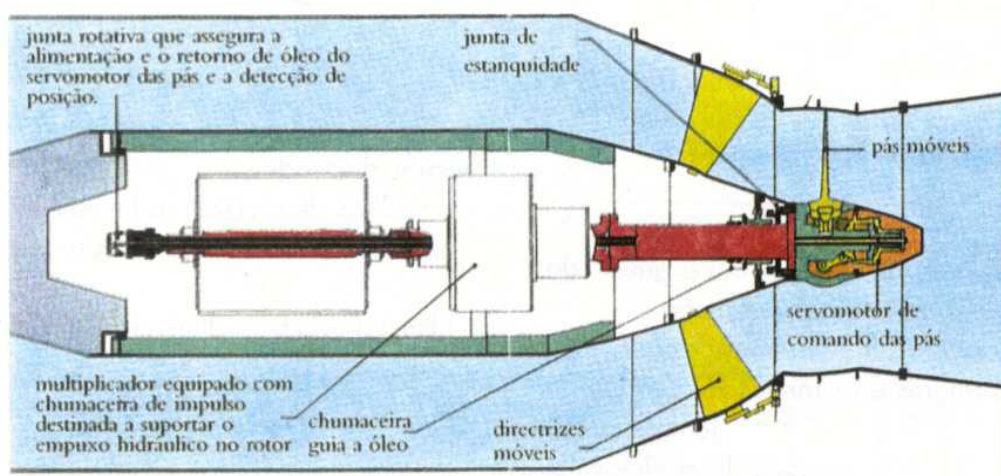


Figura 37: Turbina Poço

O multiplicador de velocidade é um componente caro, necessita de manutenção e aumenta a taxa de risco de uma parada por falha, pois ele é mais um componente no perfeito funcionamento do grupo turbina-gerador. Portanto, sempre buscar a solução sem multiplicador é desejável.

Outros tipos de turbinas Kaplan são a Kaplan S Montante, Jusante e Vertical (Figura 38) e a Bulbo (Figura 39), sendo esta utilizada para baixíssimas quedas e pequenas potências.

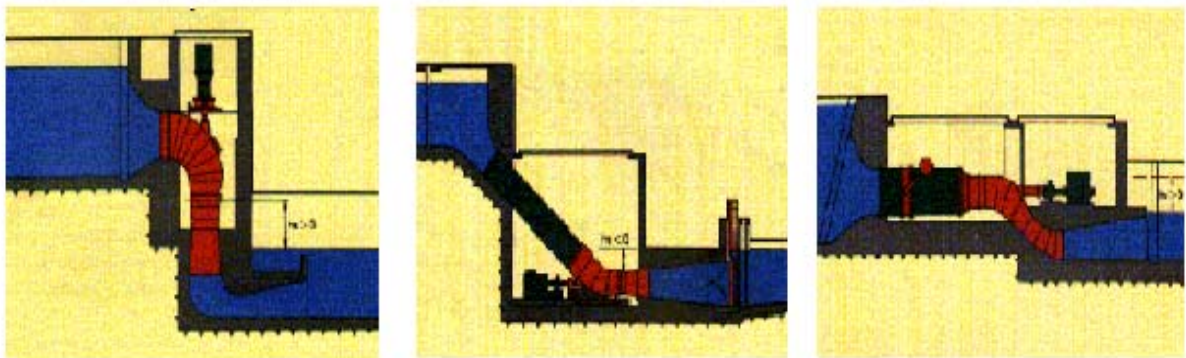


Figura 38: Turbina Kaplan S Vertical (Esquerda), Montante (Centro) e Jusante (Direita)

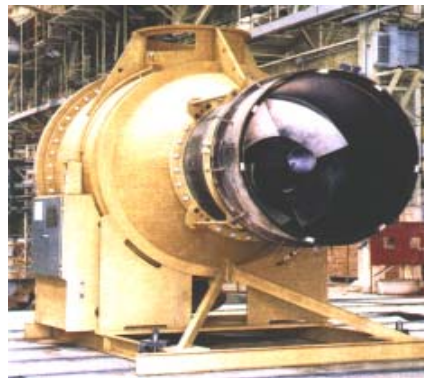


Figura 39: Turbina Bulbo

4.3.3 Tubo de aspiração e cavitação

Outros aspectos que devem ser observados são o dimensionamento do tubo de aspiração, componente associado às turbinas de reação e de influência na performance

deste tipo de máquina, aliado ao efeito da cavitação, que será analisado sob o ponto de vista da velocidade específica da turbina.

O tubo de aspiração funciona como um conversor de energia, sendo colocado na saída do rotor da turbina de reação. Na saída do rotor, a água está composta de energia cinética e de pressão. Desta forma, o dimensionamento do tubo de aspiração deve ser de tal maneira que, quando a água o percorrer, diminua a velocidade de forma gradativa, convertendo a energia cinética em energia de pressão. Isto pode ser realizado fazendo com que o diâmetro inferior D_4 seja maior que o superior D_3 (figura 40).

O diâmetro D_4 da saída do tubo de aspiração é determinado em função da vazão da turbina e da velocidade limite da água. Esta velocidade deve estar compreendida entre 1,5 m/s e 2,0 m/s (SIMONE, 2000), ou limitada em função do material utilizado no tubo, incluindo-se a certificação da vazão a jusante de projeto, garantindo as condições analisadas no estudo do impacto do rio para o aproveitamento.

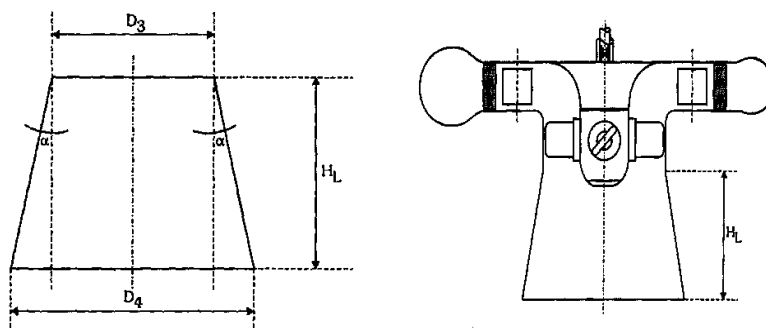


Figura 40: Tubo de Aspiração em Turbinas de Reação (SIMONE, 2000)

O correto dimensionamento da turbina faz com que o índice de ocorrência do fenômeno cavitação seja minimizado. Este efeito está relacionado basicamente a duas variáveis: o número de cavitação de Thoma e a altura de sucção positiva.

O fenômeno da cavitação ocorre quando um líquido escoar em uma região em que a pressão se reduz à pressão menor que a de vapor. Ele evapora, formando-se bolsas de vapor na massa líquida. As bolhas de vapor são arrastadas pelo líquido até que se atinja uma região de pressão mais elevada, onde entram em colapso quase instantaneamente. Se

as bolhas de vapor estão próximas (ou em contato) a uma fronteira sólida, quando entram em colapso, as forças exercidas pelo líquido, ao preencher os espaços anteriormente ocupados pelo vapor, criam pressões localizadas extremamente elevadas, que causam erosão na superfície sólida. O fenômeno é acompanhado de ruído e vibrações e tem sido comparado a uma passagem de pedregulhos por uma bomba centrífuga (STREETER; WYLIE, 1982).

A equação (25) é uma fórmula empírica, conhecida como fórmula de Thoma, determinada através de experiências realizadas por fabricantes, experimentadores e pelo pesquisador Thoma, que relaciona a altura de aspiração (H_s) do tubo de sucção à altura topográfica do aproveitamento de reação (H_b) e ao valor B da altura de coluna de água, dependente da localização da saída do canal de fuga (nível jusante). Segundo Simone (2000), a velocidade específica do rotor da turbina é elemento fundamental e grande complicador do processo de determinação da altura de aspiração.

$$H_s = B - \sigma H_b \quad (25)$$

Onde:

- σ = coeficiente empírico que depende da velocidade específica do rotor.

O parâmetro B representa a altura da coluna d'água para uma determinada cota topográfica, em que se encontra o canal de fuga do aproveitamento. Determina-se B através da tabela 5 a seguir:

Tabela 5: Cota Topográfica e Metros de Coluna de Água Correspondente (SIMONE,2000)

Cota (m)	0,0	200	400	600	800	1200	2250
B (mca)	10,33	9,76	9,52	9,28	9,15	9,00	7,00

O coeficiente σ está relacionado com o fenômeno da cavitação que ocorre nas pás do rotor e sua influência aumenta quanto maior for a velocidade específica do rotor da

turbina. Outros fatores que influenciam neste fenômeno são a existência de materiais em suspensão na água e a temperatura da mesma.

A equação (26), conhecida como equação de Graeser, determina o coeficiente σ em função da n_s da turbina, conforme segue:

$$\sigma = 154 \cdot 10^{-7} (n_s)^{1,7} \quad (26)$$

Onde:

- n_s = velocidade específica do rotor em rpm.

Para a determinação da altura física do tubo de aspiração (H_L), deve-se trabalhar com as seguintes proposições (SIMONE, 2000):

- se a altura de aspiração H_S for positiva e igual ou inferior a H_L , poderá trabalhar com ambas nos seus valores determinados. O rendimento da turbina será mantido e a cavitação reduzida aos valores previstos para instalação, obedecendo ao intervalo da expressão (27):

$$10\% H_b \leq H_L \leq 40\% H_b \quad (27)$$

- se a altura de aspiração H_S for nula, a altura H_L do tubo poderá ser mantida ou reduzida, dentro das conveniências do projeto, observando o valor da velocidade na saída do tubo, entre 1,5 m/s e 2,0 m/s, e obedecendo ao intervalo da expressão (25).
- se a altura de aspiração H_S for negativa, a altura H_L poderá ser reduzida, tendo sempre em mente que o tubo de aspiração deve buscar atender à sua função;
- o tubo de aspiração não poderá ter altura física superior a 6,0 metros, por aspectos ligados à pressão atmosférica local.

A necessidade de certificação do índice de cavitação para turbinas torna-se importante para garantir um aumento da vida útil das máquinas e, por consequência, ganhos na geração de energia para o período desejado. A mudança de família para a

melhor performance deve ser estudada pelo fabricante com o objetivo de buscar turbinas que se adequem às condições requeridas pelo contorno do projeto.

Como se pode observar na equação (26), o coeficiente de cavitação está ligado diretamente à velocidade específica da turbina. Para minimizar a ocorrência da cavitação nos rotores das turbinas, procura-se elevar a pressão da água à saída do rotor, considerando a cota do rotor da turbina em relação ao canal de fuga determinada a partir da fórmula empírica de Thoma. Quando possível, deve-se alterar a família de turbina, buscando aquela que possua uma velocidade específica mais baixa, evitando que a altura de sucção não seja exageradamente negativa, comprometendo o custo do projeto com maior escavação. Logicamente, a escolha de uma nova turbina não depende somente deste fenômeno, pois deve-se verificar todos os parâmetros envolvidos e exigidos pelo projeto, tais como potência, eficiência e requisitos mecânicos, por exemplo.

4.4 DIAGRAMA DE UTILIZAÇÃO DO FABRICANTE

Elegeu-se as turbinas ALSTOM pela facilidade com que foi adquirido o catálogo PCH (MINI-AQUA, 2000), o qual apresenta os tipos de turbinas de uso freqüente para o mercado de PCH.

O diagrama de utilização indicado na figura 41 mostra todas as faixas das turbinas citadas em um único diagrama, considerando a experiência do fabricante nos últimos 10 anos.

Basicamente, são três os tipos para as famílias de turbinas da ALSTOM empregados para pequenas centrais hidrelétricas: Pelton, Francis e Kaplan.

Para alguns intervalos de queda, a turbina a ser escolhida pode estar entre dois tipos. É o que ocorre no intervalo Francis, no qual existe uma intersecção entre 150 e 300 metros, em que esta escolha ficaria entre Francis e Pelton.

No intervalo de 2 a 30 metros, a intersecção está entre 20 e 30 metros, em que a escolha estaria entre Francis e Kaplan.

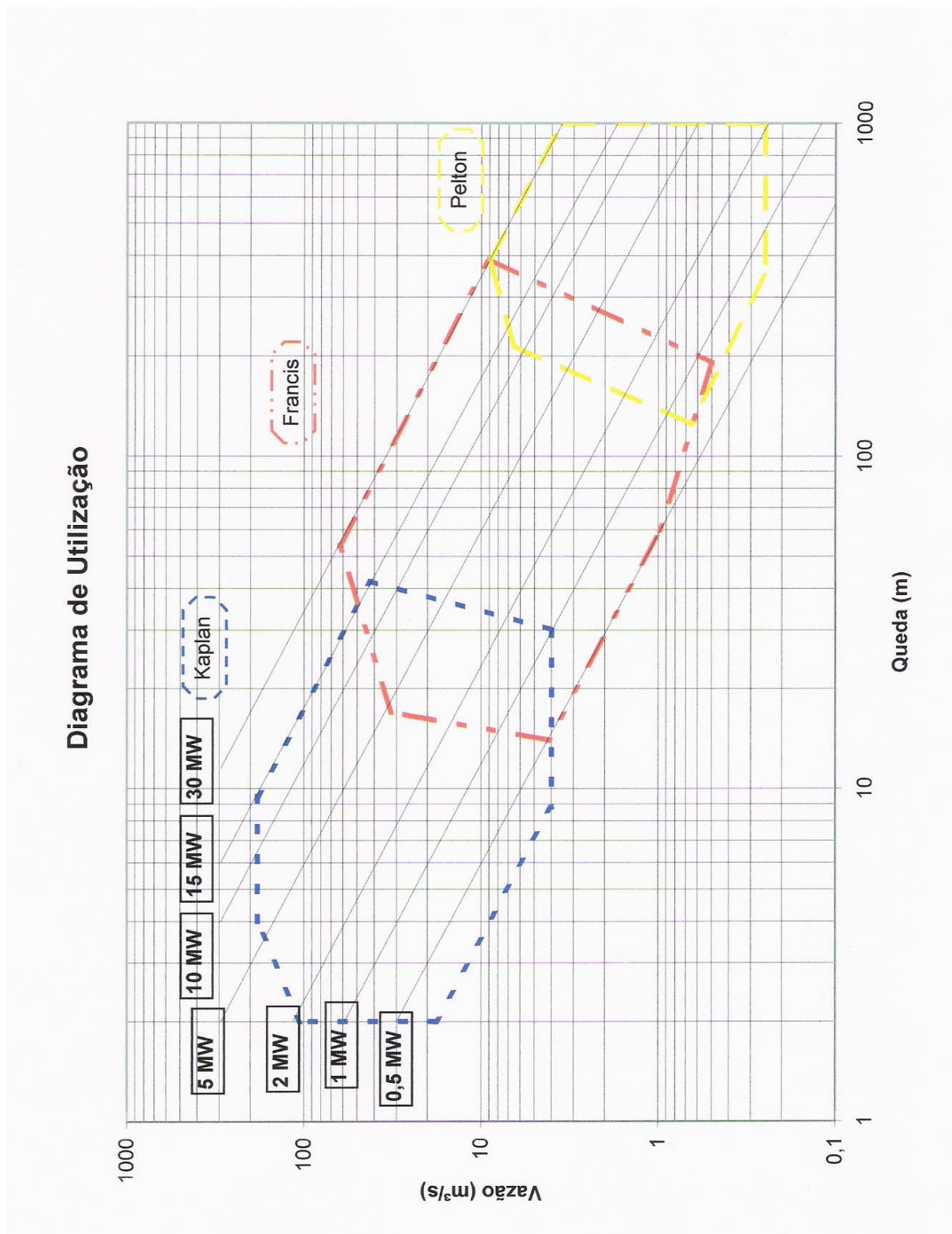


Figura 41: Diagrama de Utilização (MINI-AQUA, 2000)

De acordo com o catálogo do fabricante, são citadas algumas vantagens de uma turbina sobre a outra, dentro dos intervalos mencionados anteriormente. A decisão ficará nos critérios exigidos pelo projeto e as vantagens oferecidas.

No caso do intervalo entre Francis e Kaplan, pode-se citar as seguintes vantagens:

- Francis sobre Kaplan: o arranjo mecânico é mais simplificado; mais conveniente para a regulação de frequência e melhor controle dos transientes e, geralmente, mais econômica;
- Kaplan sobre Francis: maior flexibilidade com grandes variações de queda e vazão, melhor produção e rotações altas para o gerador quando da utilização do multiplicador.

Para o intervalo entre Francis e Pelton, pode-se citar as seguintes vantagens:

- Francis sobre Pelton: compatível com razoável variação de queda; mais conveniente para a regulação de frequência (quando o conduto forçado é também compatível), alta velocidade de rotação e geralmente mais econômica;
- Pelton sobre Francis: oferece uma melhor produção anual quando existe considerável variação do fluxo nominal, a sobrevelocidade no gerador e a sobrepressão no conduto são facilmente limitadas e arranjo mecânico simplificado.

A escolha do tipo de turbina a ser aplicado depende das condições exigidas no projeto para queda e vazão líquidas, que variam em cada caso. Devem ser analisados e considerados parâmetros como curva de permanência de vazão turbinada, número de horas de operação anual, entre outros.

Por exemplo, para uma altura de queda de 50 metros e vazão de 20 m³/s, obtém-se no diagrama de utilização uma turbina tipo Francis, com potência de aproximadamente 10 MW.

Por outro lado, considerando uma altura de queda de 20 metros e uma vazão de 10 m³/s, verifica-se que o tipo de turbina pode ser do tipo Kaplan ou Francis, com potência de cerca de 2 MW. A escolha depende das condições impostas pelo projeto, como por

exemplo, o número de horas de operação anual que, dependendo da quantidade exigida, faz com que se opte por Kaplan, para uma melhor produção de energia elétrica. Caso contrário, a solução com turbina Francis é mais econômica.

CAPÍTULO 5 DIAGRAMA DE CUSTOS DE INVESTIMENTO EM PCH

5.1 INTRODUÇÃO

Visando a construção do diagrama de custos de geração, o qual é tratado no capítulo 7, faz-se necessário construir um diagrama de custos de investimento do projeto, utilizando preços de fabricante nacional de pequenas centrais hidrelétricas, pois assim, introduz-se a realidade do mercado. Com base no diagrama de utilização do fabricante, obtém-se valores de queda e vazão e, conseqüentemente, potência e tipo de turbina, sendo estes valores relacionados às curvas de potência instalada e custo do investimento.

Para tanto, foram solicitados preços e parâmetros, tais como queda, vazão e tipo de turbina de PCH, que foram fornecidos pelo fabricante, estabelecendo que as potências instaladas estejam próximas de 5 MW, 10 MW, 15 MW, 20 MW e 30 MW.

Para que se tenha um porte médio do empreendimento, foram solicitados dois conjuntos turbina-gerador por projeto. Em cada projeto foram considerados como escopo de fornecimento as obras civis, turbinas, geradores, juntamente com seus associados, equipamentos elétricos e mecânicos, hidromecânicos e levantamentos.

Enfim, será realizada uma análise das informações obtidas no mercado, objetivando a criação de um diagrama de custos de investimentos para projetos de PCH, sendo este uma importante ferramenta para a análise dos investimentos.

5.2 DIAGRAMA DE CUSTOS DE INVESTIMENTOS EM PCH

Na elaboração do diagrama de custos, consideram-se as informações dos projetos indicados pelo fabricante e seus respectivos preços, em reais. A tabela 6 mostra uma relação de 20 projetos colocados pelo fabricante (SANTOS, 2005).

Os preços mencionados estão sem impostos e a base econômica é de março de 2005. Segundo o fabricante, os preços consideram cotações e projetos recentes realizados pelo

mesmo. São preços estimados, baseados em referências de mercado de equipamentos e serviços.

Tabela 6: Preços dos Projetos Elaborados pelo Fabricante

Projeto	Tipo Máquina.	Qtde	Potência Unitária. (kW)	H(m)	n (rpm)	Q(m³/s)	R\$/kW Instalado
1	FHD	2	9.600	44,2	450	25,00	4.815
2	SAM	2	13.400	30,6	300	54,33	4.427
3	FHS	2	9.500	253,0	900	4,26	3.739
4	FHS	2	5.100	87,5	600	6,43	6.335
5	FHS	2	4.560	96,9	720	5,31	6.898
6	FHS	2	7.200	68,0	450	11,48	5.386
7	FHS	2	1.500	120,0	1200	1,40	11.983
8	FHD	2	13.000	54,3	514	30,60	3.485
9	FHS	2	3.000	106,0	900	2,61	7.382
10	SAM	2	15.620	32,3	327	53,00	3.572
11	PIT	2	13.600	12,0	165/600	115,50	5.467
12	FHS	2	4.170	135,6	900	3,38	5.490
13	FHS	2	7.710	243,0	900	3,61	4.496
14	SAM	2	2.335	16,8	400	16,53	9.911
15	FHD	2	6.200	39,0	450	18,10	6.592
16	SAM	2	7.360	28,5	450	29,17	5.611
17	SAM	2	15.000	34,0	327	48,90	3.720
18	TFS	2	11.050	211,9	900	5,80	3.110
19	TFS	2	15.480	181,7	600	9,54	2.746
20	TFS	2	9.795	45,6	400	21,01	3.920

Onde:

- FHD = Francis Horizontal Dupla;
- FHS = Francis Horizontal Simples;
- PIT = Kaplan - Poço
- SAM = Kaplan - S Montante

Utiliza-se o *software* da Microsoft Excel® 2000 para auxiliar na construção das curvas de potências, considerando as informações disponibilizadas na tabela 6 acima,

determinando, assim, as funções de cada curva de potência juntamente com o seu fator de precisão (R^2).

Conforme mencionado anteriormente, foram solicitados ao fabricante projetos que tivessem proximidade com as curvas de potências desejadas. Agrupando os projetos pelo critério adotado, temos:

- potência instalada 5 MW: projetos 7, 9 e 14;
- potência instalada 10 MW: projetos 4, 5, 12 e 15;
- potência instalada 15 MW: projetos 6, 13 e 16;
- potência instalada 20 MW: projetos 1, 3, 18 e 20;
- potência instalada 30 MW: projetos 2, 8, 10, 11, 17 e 19.

Uma vez construído o gráfico, verifica-se que alguns projetos não estão alinhados ou próximos da curva de tendência, prejudicando o fator de precisão, devendo estes ser eliminados, sendo considerados como “pontos fora da curva”. Os pontos identificados foram os projetos 2, 5, 7 e 11.

A tabela 7 mostra as equações determinadas pelo Excel com os respectivos fatores de precisão:

Tabela 7: Curvas de Tendência para cada Faixa de Potência

Potência (MW)	Função (kW/R\$)	R^2	Variável
5,0	$15548,0 x^{-0,1597}$	1,0000	x = queda (m)
10,0	$10990,0 x^{-0,1346}$	0,7825	x = queda (m)
15,0	$8163,6 x^{-0,1062}$	0,9432	x = queda (m)
20,0	$7415,7 x^{-0,1418}$	0,5633	x = queda (m)
30,0	$6600,0 x^{-0,1669}$	0,9600	x = queda (m)

As figuras 42 e 43 mostram o diagrama com as curvas de investimentos (funções da tabela 7), em R\$/kW e USD/kW, respectivamente:

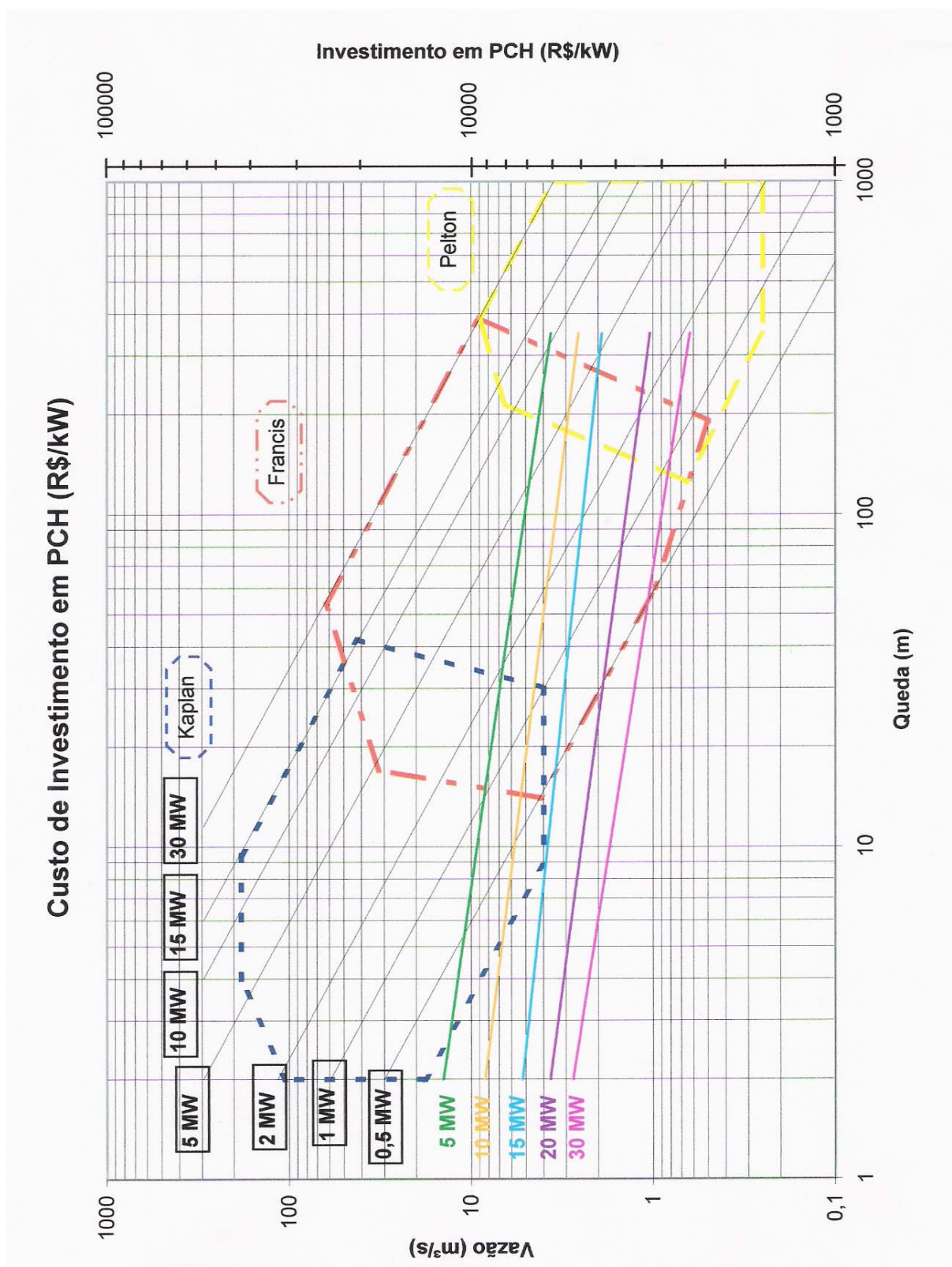


Figura 42: Diagrama de Custos de Investimento em PCH (R\$/kW)

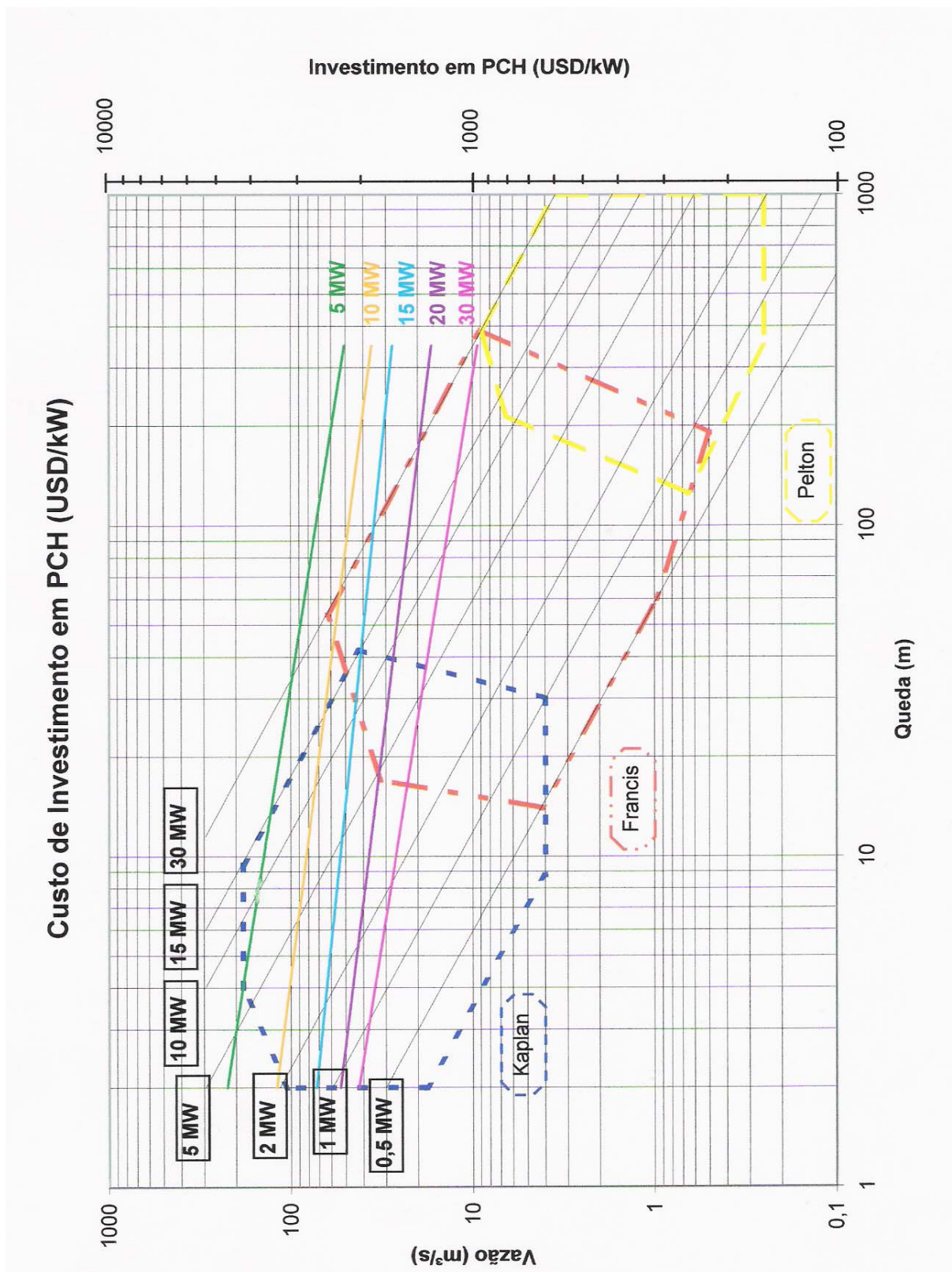


Figura 43: Diagrama de Custos de Investimento em PCH (USD/kW)

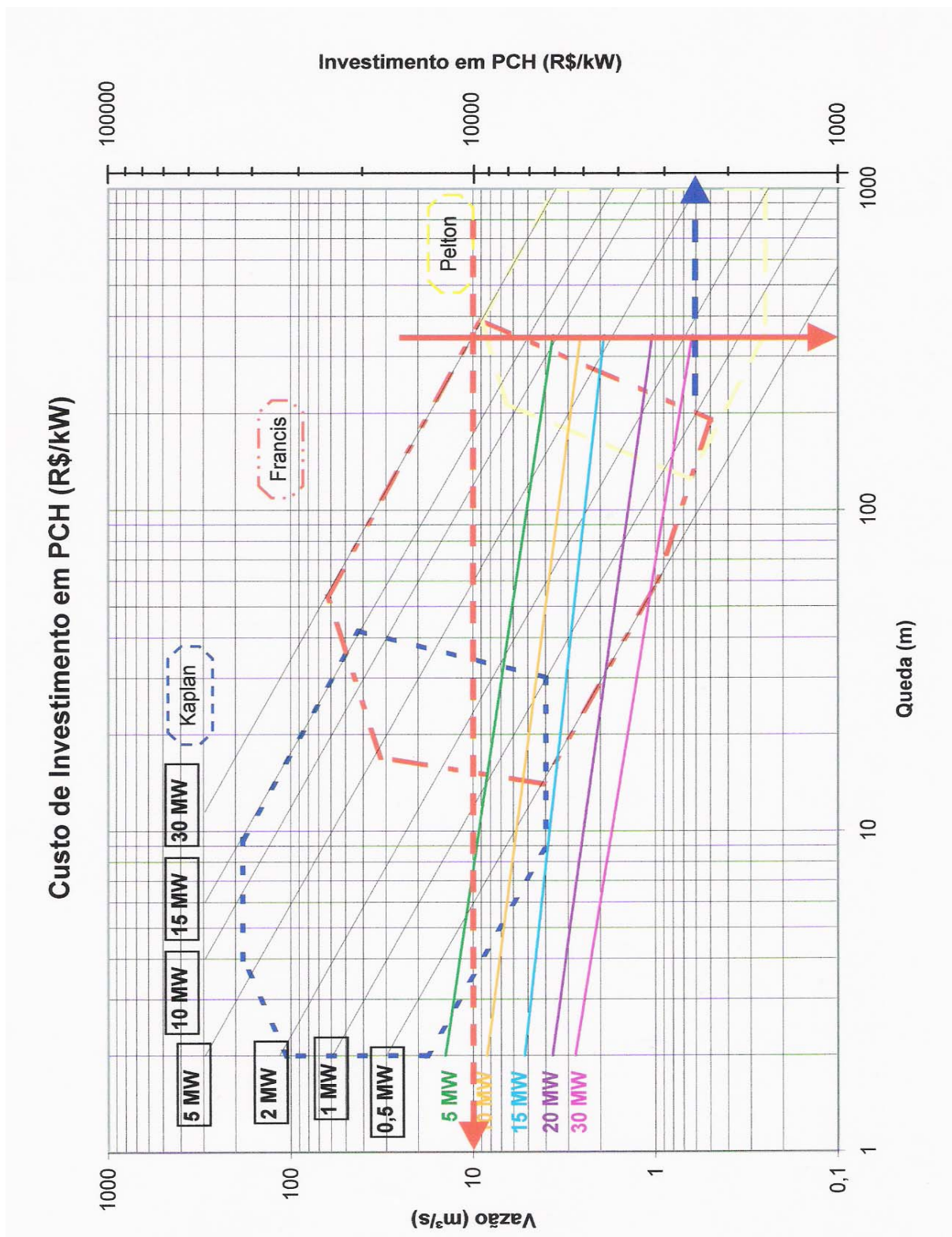


Figura 44: Exemplo de Utilização do Diagrama de Custos de Investimento

Os diagramas utilizam como referência para a seleção do tipo de turbina, as linhas de contorno indicadas no diagrama de utilização do fabricante. No diagrama USD/kW é considerada a conversão de Reais para Dólar de 1,0 USD igual a 2,6 Reais, em relação ao diagrama da figura 42.

Para a faixa em que se encontram as turbinas Pelton, verifica-se a inexistência de projetos utilizando este tipo de turbina por parte do fabricante. Isto mostra o motivo, já citado em capítulo anterior, da escassez de aproveitamentos de alta queda no Brasil em que se pode aplicar este tipo de rotor.

Pela falta destes projetos, a faixa de altura de queda considerada no diagrama extrapola a faixa dos projetos envolvidos na análise, que estão entre 20 e 250 metros.

Considerando que a faixa Pelton inicia-se em 150 metros, e ainda o fato da existência de uma faixa de intersecção entre 150 e 300 metros na escolha da turbina adequada (MINI-AQUA, 2000), a qual fica entre a turbina Francis e a Pelton, tem-se a necessidade da extrapolação das curvas para a faixa de queda de até 350 metros, pois a tendência de uma escolha de um rotor pelton para valores de queda superiores a 300 metros torna-se mais evidente.

A figura 44 mostra um exemplo de utilização do diagrama. Considera-se um ponto determinado por uma queda de 350 m e uma vazão de 10 m³/s, resultando em uma turbina do tipo Francis de 30 MW. Sob a mesma referência de queda, localiza-se a curva de custo de investimento para uma potência instalada de 30 MW (levando em consideração que a usina possui apenas uma máquina), sendo o custo determinado de 2.500 R\$/kW instalado.

O fabricante informa que a porcentagem média para representação de fornecimento na formação do preço total de uma usina considera que:

- obras civis representam de 50 a 60 %;
- turbina, gerador e associados representam de 20 a 30 %;
- equipamentos elétricos, incluindo a subestação, representam de 10 a 15 %;
- equipamentos hidromecânicos e levantamentos representam de 10 a 15 %.

De forma a verificar se os percentuais mencionados estão coerentes com as variações de parâmetros envolvidos, como queda e vazão, utiliza-se o trabalho realizado por Oliva *et al* (1997) na determinação dos custos dos equipamentos e serviços para pequenas centrais hidrelétricas com potências instaladas entre 1 MW e 5 MW.

A seguir, tem-se a tabela 8 com as respectivas equações para determinação dos custos, em USD, juntamente com o fator R²:

Tabela 8: Custos dos Componentes de uma PCH (OLIVA *et al*, 1997)

Componentes da PCH	Elemento	Equação	R ²
Barragem	HB;LB	$Z = -34263 + 190X + 14513Y$	0,84
Tomada D'água	Q	$Z = -6270 \text{ EXP}(0,121X)$	0,55
Canal de Adução	Q;LC	$Z = -41493 + 797X + 317787Y$	0,86
Tubulação de Baixa Pressão	Q;LTB	$Z = 56970 + 108845X + 34379Y$	0,71
Blocos da Tubulação de Baixa Pressão	Q;LTB	$Z = -69682 + 3465X + 332990Y$	0,98
Câmara de Carga	Q	$Z = 2201X^{1,17}$	0,93
Chaminé de Equilíbrio	Q;H	$Z = -1101 + 1115X + Y$	0,99
Tubulação Forçada	Q;LTF	$Z = -39062 + 6595X + 390890Y$	0,94
Blocos da Tubulação Forçada	Q;LTF	$Z = 48782 + 24772X - 32419Y$	0,56
Casa de Máquinas	P;H	$Z = 34253 + 13X - 212Y$	0,74
Canal de Fuga	Q;LCF	$Z = -4965 + 524X + 268057Y$	0,80
Desvio do Rio	Z;Pi	$Z = 6218 - 398X + 4Y$	0,30
Canteiro de Obras	Pi	$Z = 10989,99 + 3,27X$	0,68
Comportas e Grades	Q	$Z = 859,54 \text{ EXP}(0,13X)$	0,94
Ponte Rolante	Pi	$Z = 1,62X^{1,11}$	0,52
Turbinas	Pi	$Z = -10810,14 + 76,68X$	0,86
Regulador de Velocidade	Pi	$Z = 6138,27 + 31,22X$	0,98

Gerador	Pi	$Z = 722,05 + 87,04X$	0,90
Quadro de Comando	Pi	$Z = 34419,07 + 43,06X$	0,95
Dispositivo de Proteção	Pi	$Z = -5765,95 + 10,35X$	0,88
Subestação	Pi	$Z = -149729,3 + 144,83X$	0,87
Linha de Transmissão	Pi;LLT	$Z = -58812 + 36X + 9836Y$	0,91
Sistema de Comunicação	Pi	$Z = -66,35 + 1,83X$	0,76
Válvulas	Pi	$Z = -4304,49 + 13,47X$	0,80
Custos Adicionais	Pi	$Z = -160756,5 + 280,18X$	0,95
Administração do Projeto	Pi	$Z = 33,03X^{0,95}$	0,87
Engenharia do Projeto	Pi	$Z = 20612,41 + 36,36X$	0,75
Custo Final da Obra	Q;Pi	$Z = -229509 - 1838X + 972Y$	0,95

Onde:

- Q = vazão em m³/s;
- Pi = potência em kW
- HB = altura da barragem em m;
- LB = extensão da barragem em m;
- LC = extensão do canal em m;
- H = altura da queda em m;
- LTF = extensão da tubulação forçada em km;
- LCF = extensão do canal de fuga em km;
- LLT = extensão de linha de transmissão em km;
- Z = custo do equipamento em USD;
- R² = coeficiente de determinação.

Efetua-se a análise considerando duas situações. As dimensões das barragens, em ambos os casos, serão as mesmas. A seguir, tem-se a tabela 9 com os elementos das equações e a tabela 10 com a respectiva análise:

Tabela 9: Variáveis das Equações

Projeto	HB	LB	LC	LTF	LCF	LLT
Situação 1	10	40	0,5	0,03	0,012	2,0
Situação 2	10	40	0,5	0,29	0,012	2,0

Tabela 10: Percentual de Composição dos Custos

Projeto	Potência Instalada (kW)	Q (m ³ /s)	H (m)	Civil (%)	Mecânica (%)	Gerador (%)	Elétrica (%)	Hidromecânicos (%)
Situação 1	1800	10	20	56	13	10	15	6
Situação 2	2700	10	30	46	15	12	20	7

Pode-se observar, através da tabela 10, o peso percentual das partes envolvidas, certificando que realmente a parte civil tem sua influência predominante no custo do investimento inicial de uma usina, conforme mencionado anteriormente. O mesmo acontece para as demais partes, ficando comprovados os percentuais colocados pelo fabricante.

Os equipamentos e serviços são reajustados de acordo com a realidade econômica do país. Para um determinado equipamento, a matéria prima principal será o aço, para outro o cobre, sendo estas matérias-primas atualizadas no mercado através de índices calculados por órgãos competentes. Os índices que servem como referências e que são praticados no mercado são os publicados pela FGV (Fundação Getúlio Vargas).

As bases econômicas dos preços praticados na tabela 6 são de abril de 2005. Para que se possa obter um reajuste, considerando uma base econômica diferente da mencionada, precisa-se utilizar uma fórmula de atualização que contenha índices que possam influenciar nos preços dos equipamentos e serviços oferecidos pelos fabricantes do mercado local.

Com isso, introduz-se nos preços obtidos da tabela 6, a realidade do mercado, através de índices econômicos. Para obter tais índices, solicitou-se ao fabricante uma fórmula de reajuste para atualização dos preços, pois este detém o conhecimento da representatividade dos índices no produto (PCH) e serviços praticados.

Como fórmula de reajuste total para uma usina, utiliza-se a fórmula (28) mencionada pelo fabricante, em que se consideram os pesos dos índices da tabela 11:

$$P_i = P_o \left(a \frac{A_i}{A_o} + b \frac{B_i}{B_o} + \dots + n \frac{L_i}{L_o} \right) \quad (28)$$

Onde:

- P_i = preço reajustado;
- P_o = preço inicial na data-base econômica;
- a, b, ... n = parâmetros relativos a cada índice, conforme tabela 11;
- A, B, ... L = índices econômicos de reajustamento (FGV) da tabela 11;
- o = mês anterior da data-base econômica;
- i = mês anterior do efetivo pagamento gerador;

A fórmula deverá ser aplicada para cada item de fornecimento mencionado anteriormente, considerando seu percentual no preço global. Dentro de cada fornecimento, a representatividade de cada índice está colocada em forma de percentagem. A descrição dos índices colocados na tabela 11, mencionada posteriormente, é publicada pela Revista Conjuntura Econômica da FGV:

- coluna 2: índice geral de preços – disponibilidade interna – código AO161384;
- coluna 32: índice de produtos industriais – indústria de transformação – metalúrgica – ferro, aço e derivados – código AO16515;
- coluna 38: indústria de transformação – material elétrico;
- coluna 40: índice da indústria de motores e geradores – código AO160590;
- coluna 7: IGP-M - índice geral de preços ;

A seguir, tem-se a tabela 11, com a representatividade de cada índice na formação dos preços atualizados de cada fornecimento:

Tabela 11: Representatividade dos Índices Econômicos

Fornecimento	Coluna – FGV					
	2	7	32	38	40	Σ
Turbinas, Geradores e Associados	20 %	20 %	50 %	-	10 %	100 %
Equipamentos Hidromecânicos e Levantamentos	30 %	-	70 %	-	-	100 %
Equipamentos Elétricos	20 %	-	20 %	60 %	-	100 %
Obras Civis	-	100%	-	-	-	100 %

A elaboração de um diagrama de custo, visando as influências do mercado, torna-se inevitável. Percebe-se isto quando se obtém preços e fórmulas com os respectivos índices econômicos para atualização, advindos de representantes com experiência em fornecimento para PCH. Construí-lo com referência a uma base econômica não o transmite à realidade para o estudo em uma outra base econômica, pois existem fatores influenciadores no momento em que o fabricante adquire as matérias-primas para a fabricação dos equipamentos e a aquisição de serviços.

Esclarece-se que a decisão de não incluir os impostos nos preços adquiridos através do fabricante deve-se ao fato de que os tributos variam de acordo com a legislação vigente em cada estado e/ou país.

Enfim, o diagrama de custos de investimento em PCH é a base para a determinação dos custos de geração de energia, sendo que estes são obtidos através do programa elaborado no capítulo 6, fazendo parte da construção do diagrama de custos de energia mencionado no capítulo 7.

CAPÍTULO 6 PROGRAMA

6.1 INTRODUÇÃO

Denominado de “PB” (*Pay-Back*), o programa é desenvolvido para auxiliar na construção dos diagramas de custos de geração de energia, realizados no capítulo 7. Acrescentam-se as funções de avaliar os aspectos que causam impacto no tempo de retorno do capital investido e de determinar as possíveis rotações angulares e específicas das turbinas.

Neste capítulo, é realizada uma análise do tempo de retorno do investimento através de um exemplo com projetos hipotéticos, considerando o diagrama de custos de investimento em PCH (figura 42), aplicando-o em situações diferentes, com a finalidade de mostrar a importância do mesmo dentro do contexto de viabilidade econômica.

Aliando o estudo ao aspecto técnico, a análise será verificada sob o ponto de vista da determinação da rotação do grupo turbina-gerador, do índice de cavitação e da altura de sucção.

6.2 ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DO PROJETO

O estudo de viabilidade econômica do projeto, sob a ótica do *pay-back*, consiste em analisar o período de retorno do investimento para um determinado custo de aquisição do empreendimento. A necessidade de um baixo *pay-back* é de grande importância na tomada de decisão para a construção de uma PCH.

Todo investidor vislumbra ganhos com seu capital investido em um curto prazo de tempo, porém, para investimentos deste porte, muitos fatores influenciam no resultado final, tais como:

- conjuntura econômica do país;
- câmbio;
- tributos;

- taxa de juros e outros.

Com a globalização, os mercados de insumos, tais como aço e cobre, têm sofrido grandes variações em seus preços, causadas por políticas internacionais e centralizações de mercados. Em alguns momentos, isto provoca o desaquecimento do mercado de pequenas centrais, pelo fato de que os custos para a aquisição dos equipamentos têm uma relação direta com estes insumos, forçando os fabricantes a repassarem tais variações para seus produtos, e o custo do *quilowatt* instalado começa a atingir valores que podem interferir na viabilidade do projeto.

Outro aspecto é a taxa cambial, a qual tem seu impacto no momento da aquisição dos produtos importados, em que a negociação é feita sob a referência da moeda estrangeira.

Na esfera tributária, encargos como ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços), IPI (imposto sobre Produtos Industrializados), PIS (Programa de Integração Social) e Cofins (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social), afetam os preços dos equipamentos e serviços ofertados pelos fabricantes dos produtos e empresas prestadoras de serviços, e são repassados ao investidor, que pode ver a viabilidade de seu empreendimento correr o risco de ser afetada.

Os tributos estão ligados diretamente à política econômica do país. Em certos momentos, esta política pode incentivar o aquecimento do mercado de infra-estrutura, beneficiando o investidor de PCH.

Portanto, pode-se concluir que a maioria dos impactos apresentados afeta diretamente o fabricante que, por sua vez, faz elevar o custo final do investimento, existindo, assim, uma forte relação entre o investidor e o fornecedor de produtos e de serviços.

Na relação entre investidor e financiadora, seja ela privada ou pública, a influência desta encontra-se na aquisição da taxa de juros no empréstimo do financiamento para construção do empreendimento a longo prazo. Esta taxa de juros é conhecida como TJPL (Taxa de Juros para Longo Prazo).

A composição desta taxa de juros consiste em meta de inflação fixada pelo CMN (Conselho Monetário Nacional), baseada no IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Ampliado) e em um prêmio de risco, que incorpora uma taxa de juro real internacional e um componente de risco Brasil numa perspectiva de médio e longo prazo. Ainda é acrescida uma taxa de *spread* que varia de acordo com o estabelecido nas políticas operacionais do BNDES e do risco do cliente.

No cálculo da geração de energia anual (MWh/ano), o investidor deve analisar o número de horas de operação por ano. Para isso, deve-se conhecer o potencial do mercado de energia em que se deseja participar, verificando os tipos de consumidores com seus respectivos fatores de utilização de energia.

O preço de venda da energia é decisivo para a viabilidade do empreendimento, logicamente, sem excluir a importância dos parâmetros até aqui mencionados. Sejam preços referenciados pelo mercado de energia através de leilão, mercado *spot*, mercado livre e outros, os níveis dos preços praticados devem ser atraentes, de maneira que o investidor se sinta otimista em ingressar neste mercado, atraído pelas condições favoráveis de receita.

6.3 PROGRAMA

De acordo com o panorama apresentado, é elaborado um programa para melhor analisar as condições encontradas, considerando as variáveis possíveis para obter um resultado próximo da realidade no momento da aquisição do empreendimento, determinando o custo da energia produzida juntamente com o *Pay-back*.

O programa foi elaborado utilizando o *software* de programação *Visual Basic Application* (VBA), disponível na planilha eletrônica Excel®, com a finalidade de analisar:

- o possível tipo de turbina a ser aplicado e a respectiva rotação específica;
- o custo do investimento, em R\$/kW, determinado através do diagrama de custos (figura 42);
- os índices FGV, impostos e taxa cambial;

- o tempo de retorno do investimento, comparado com outras situações em estudo, sendo o número total de registros igual a quatro;
- a taxa de juros;
- o número de horas de operação;
- o custo da energia, agregado aos custos de manutenção da unidade geradora e operação da usina;
- o preço da energia;

A tela inicial do programa disponibiliza informações necessárias para elaborar uma visualização geral das variáveis, sendo estas: a potência unitária da turbina, queda e vazão líquidas, o número de máquinas, o tipo de turbina com as possíveis rotações angulares e específicas, o custo do investimento, os índices de atualização, os custos adicionais, os impostos e a taxa cambial. Excetuam-se os parâmetros de entrada para a avaliação do tempo de retorno do investimento, pois este é tratado separadamente dentro do programa.

A figura 45 mostra a tela inicial com os respectivos parâmetros:

Programa "PB" - PCH				PCH	Cálculos / Alterações		Registro PagBack		
Potência	5,187	kW	2,00		Nº Máq's	-	Registrador	4	Melhor opção
Queda	50,00	m		Projeto	Projeto I				
Vazão	11,50	m³/s							
Turbina	RPM		Item	Descrição	Investimento	Opção - Maior Viabilidade			
	Rotação	Ns				Turbina / Gerador	Rotação		
Francis Média	189,47	120	1	Custo/kW Instalado em Mar-05 (R\$/kW)	6.300,00	Turbina Hidráulica			
Francis Média	200,00	125				Francis Média		300,00	
Francis Média	211,76	132	2	Atualização (Fórmula Paramétrica)					
Francis Média	225,00	140		Base Econômica (mm / aa)	out-05				
Francis Média	240,00	150		Índices FGV:		Gerador Hidráulico			
Francis Média	257,14	160		- Coluna 2 (IGP-DI)	0,991	Potência - kVA		5.530,84	
Francis Média	276,92	172		- Coluna 7 (IGP-M)	0,993	Fator de Potência - (-)		0,9	
Francis Média	300,00	187		- Coluna 32 (Ferro, Aço e Derivados)	0,927	Rendimento - %		97,00	
				- Coluna 38 (Material Elétrico)	0,997	Frequência - Hz		60,00	
				- Coluna 40 (Industria - Motores/Geradores)	0,985				
				Índice Global	0,979				
			3	Custo/kW Instalado Adicional para mesma Base Atualização (R\$/kW)	-				
			4	Custo/kW Instalado - Atualizado (R\$/kW)	6.165,50				
			5	Impostos:					
				ICMS (%)	7,00%				
				IFI (%)	0,00%				
				PI/S/Confins	9,25%				
			6	R\$/kW com Impostos	7.242,80				
			7	Dólar:					
				Referência (R\$/USD)	2,256				
				Base Econômica (mm / aa)	out-05				
				Custo/kW Instal. - Atualizado em USD/kW	3.210,46				

Figura 45: Tela Inicial do Programa

A entrada de dados é feita através de uma janela, acessada pelo botão "Cálculos /Alterações". Nesta, são solicitados alguns parâmetros, tais como vazão e queda líquidas,

rendimentos da turbina e do gerador, frequência, fator de potência, número de máquinas e informações sobre o projeto.

A figura 46 mostra a janela do programa para a entrada dos dados:

Programa "PB" - PCH			
Potência	5,187 kW	Nº Máq's	2,00
Queda	50,00 m	Registrador	
Vazão	11,50 m³/s	Projeto	MESTRADO

Turbina	
Francis Média	
Francis Média	
Francis Média	
Francis Média	
Francis Média	
Francis Média	
Francis Média	
Francis Média	

Turbina Hidráulica	
Queda	50 m
Vazão	23 m³/s
Rendimento	92 %
Número de Máquinas	2 -
Potência Turbina	5187,374 kW

Gerador Hidráulico	
Frequência	60 Hz
Fator de Potência	0,9 indutivo
Rendimento	97 %
Potência Gerador	5590,836 kVA

Informações Projeto	
Projeto	MESTRADO
Referência	UNESP
Localidade	Guaratinguetá - SP

Botões: Cálculos / Alterações, Registro PagBack, Melhor opção, View Pag-Back, Calcular, Carregar.

Figura 46: Janela para Entrada de Dados

Outras informações devem ser inseridas na tela inicial. Na coluna central “investimentos”, colocam-se os valores obtidos para o custo inicial do investimento (R\$/kW), os índices econômicos para atualização da base econômica, os custos adicionais, impostos e a referência do dólar para a conversão do custo de investimento final em USD/kW.

Ainda na tela inicial, o programa seleciona as “melhores opções” através do critério tipo de turbina com as respectivas rotações. Essas rotações são escolhidas de maneira que o gerador tenha seu dimensionamento otimizado, buscando a menor máquina possível, ou seja, solução com baixo custo. Para isso, escolhe-se a máquina com a maior rotação angular.

O “PB” auxilia na escolha da possível turbina hidráulica, juntamente com a rotação angular do gerador, utilizando um quadro estatístico de velocidade específica em função da altura de queda, conforme mencionado em obra de Simone (2000).

A faixa da velocidade específica da turbina é determinada através da tabela 12, a seguir:

Tabela 12: Tipos de Turbinas e suas Velocidades Específicas (SIMONE, 2000)

Modo de Operar	Velocidade Específica (rpm)	Tipo de Turbina	Altura Disponível do Aproveitamento (m)
Ação	Até 18	Pelton – 1 injetor	Até 800
Ação	18 a 25	Pelton – 1 injetor	400 a 800
Ação	26 a 35	Pelton – 1 injetor	100 a 400
Ação	26 a 35	Pelton – 2 injetores	400 a 800
Ação	36 a 50	Pelton – 2 injetores	100 a 400
Ação	51 a 72	Pelton – 4 injetores	100 a 400
Reação	55 a 70	Francis Lentíssima	200 a 400
Reação	70 a 120	Francis Lenta	100 a 200
Reação	120 a 200	Francis Média	50 a 100
Reação	200 a 300	Francis Veloz	25 a 50
Reação	300 a 450	Francis Ultraveloz	15 a 25
Reação	400 a 500	Hélice Veloz	Até 15
Reação	270 a 500	Kaplan Lenta	15 a 50
Reação	500 a 800	Kaplan Veloz	05 a 15
Reação	800 a 1100	Kaplan Velocíssima	Até 05

A influência na escolha do número de máquinas tem seu impacto na determinação da rotação específica da turbina, pois esta faz com que a vazão total líquida do projeto seja dividida pela quantidade de máquinas a serem instaladas.

Normalmente, os sistemas operam em frequências de 50 ou 60 Hz. Portanto, a velocidade específica da turbina deve respeitar a rotação do gerador, considerando a frequência da rede em que a usina será conectada. Para isso deve-se utilizar a equação (23), porém verificando a condição com números inteiros de pólos dos geradores através da equação (22).

Na tabela 13, pode-se observar o comparativo entre os valores de rotações angulares indicadas no orçamento do fabricante com os obtidos no programa “PB”:

Tabela 13: Comparativo entre as Velocidades Específicas do Projeto Existente (Fabricante) e do programa “PB”

Projeto	Tipo Máquina (Fabricante).	Potência Unitária. (kW)	H (m)	n (rpm)	Q (m³/s)	Tipo Máquina (“PB”)	n (rpm) (“PB”)
1	FHD	9.600	44,2	450	25,00	Francis	277
2	SAM	13.400	30,6	300	54,33	Francis	150
3	FHS	9.500	253,0	900	4,26	Francis	600
4	FHS	5.100	87,5	600	6,43	Francis	600
5	FHS	4.560	96,9	720	5,31	Francis	720
6	FHS	7.200	68,0	450	11,48	Francis	400
7	FHS	1.500	120,0	1200	1,40	Francis	900
8	FHD	13.000	54,3	514	30,60	Francis	200
9	FHS	3.000	106,0	900	2,61	Francis	600
10	SAM	15.620	32,3	327	53,00	Francis	156
11	PIT	13.600	12,0	165	115,50	Kaplan	138
12	FHS	4.170	135,6	900	3,38	Francis	720
13	FHS	7.710	243,0	900	3,61	Francis	600
14	SAM	2.335	16,8	400	16,53	Francis	257
15	FHD	6.200	39,0	450	18,10	Francis	300
16	SAM	7.360	28,5	450	29,17	Francis	189
17	SAM	15.000	34,0	327	48,90	Francis	171
18	TFS	11.050	211,9	900	5,80	Francis	450
19	TFS	15.480	181,7	600	9,54	Francis	514
20	TFS	9.795	45,6	400	21,01	Francis	327

Verificam-se algumas diferenças na determinação das rotações obtidas no "PB" com relação aos valores do orçamento, pois o domínio das informações do projeto e do conhecimento tecnológico da turbina faz com que o fabricante tenha flexibilidade para concluir em quais condições de operação a turbina poderá atuar, porém os valores determinados pelo programa podem ser considerados como satisfatórios e auxiliam na escolha das possíveis rotações específicas e na escolha do tipo de turbina a ser utilizada.

O investidor conhece o tempo de retorno que deseja para seu investimento. Para esta análise, o programa permite elaborar uma verificação pontual ou em relação a dois ou no máximo quatro projetos, auxiliando na escolha da melhor opção, na tentativa de mostrar a solução de melhor custo versus benefícios.

Uma vez determinados os empreendimentos e seus respectivos custos, devidamente atualizados e registrados através do botão "Registro PayBack", inicia-se o estudo de viabilidade econômica dos projetos através do botão "View Pay-Back".

As variáveis que causam impactos no resultado do custo da eletricidade produzida ($C_{\text{Elétric.}}$) estão destacadas na coluna "Tabela" e podem ser observadas na figura 47:

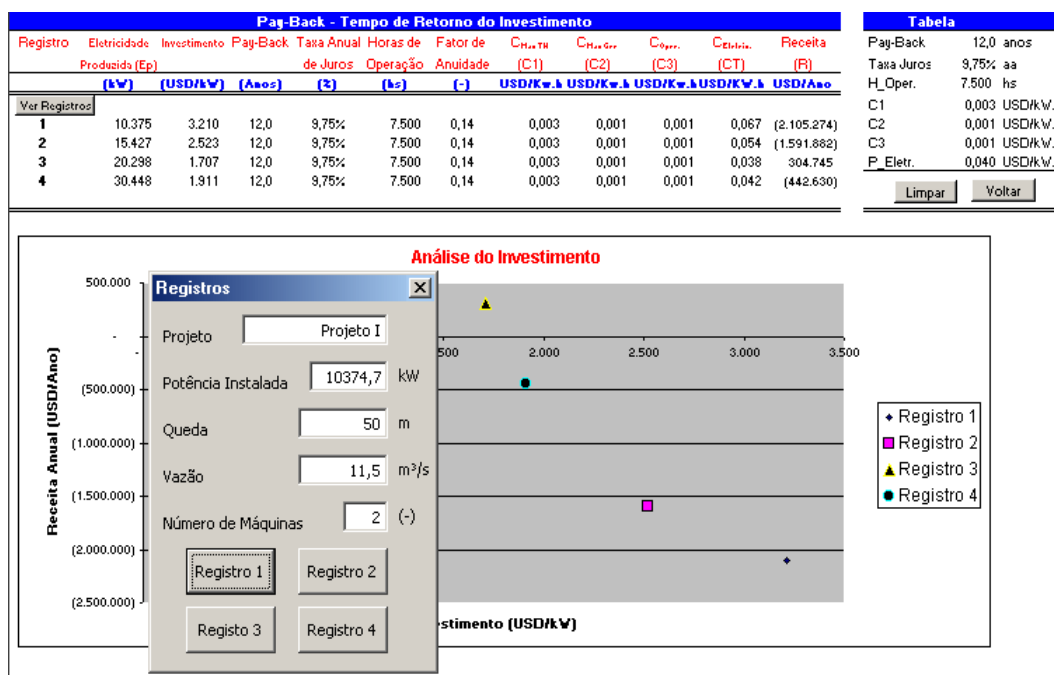


Figura 47: Análise da Taxa de Retorno (*Pay-Back*)

Através deste quadro, pode-se otimizar os custos de manutenção e operação da usina, analisar o possível preço de venda da energia, o número de operação do conjunto turbina-gerador e a taxa de juros. Os pontos no gráfico são identificados através de símbolos, destacados na parte direita do mesmo, sendo as demais informações disponibilizadas em forma de quadros de registros, acessados através do botão “Ver Registros”.

O custo da eletricidade produzida é determinado pelo programa através da equação (29), formulada por Silveira, Ribeiro e Leite (1997):

$$C_{\text{Electric.}} = \frac{I_{\text{pl}} \cdot f}{H E_p} + C_{\text{Man TH}} + C_{\text{Man Ger}} + C_{\text{Oper}} \quad (29)$$

Onde:

- $C_{\text{Electric.}}$ = custo da eletricidade produzida em USD/kWh;
- I_{pl} = custo de implantação em USD;
- f = fator de anuidade em 1/ano;
- H = número de horas de operação em h/ano;
- E_p = potência instalada em kW;
- $C_{\text{Man TH}}$ = custo para manutenção na turbina em USD/kWh;
- $C_{\text{Man Ger}}$ = custo para manutenção no gerador em USD/kWh;
- C_{Oper} = custo para operação da usina em USD/kWh;

Para o cálculo do fator de anuidade utiliza-se a equação (30):

$$f = \frac{q^k (q - 1)}{q^k - 1} \quad (30)$$

Onde:

- k = tempo de retorno do investimento em anos;

- q = relacionada à taxa de juros (r) e determinada pela equação (31):

$$q = 1 + \frac{r}{100} \quad (31)$$

O programa calcula a receita esperada após a implantação através da seguinte equação (SILVEIRA; RIBEIRO; LEITE, 1997):

$$R = H E_p (P_{ele} - C_{ele}) \quad (32)$$

Onde:

- P_{ele} = preço da eletricidade no mercado em USD/Ano;

Para melhor compreensão da utilização do programa, é realizado um exemplo com projetos hipotéticos no próximo item.

6.4 EXEMPLO DE UTILIZAÇÃO DO PROGRAMA

Neste item serão realizadas análises de viabilidade econômica de alguns projetos hipotéticos, em função dos valores obtidos do kW/instalado no diagrama de custos de investimento em PCH, buscando a avaliação do tempo de retorno do capital investido (*pay-back*). Juntamente nesta avaliação, serão determinados e analisados os índices econômicos, a taxa de juros, as horas de operação e alguns aspectos técnicos.

Ao iniciar as análises dos projetos que serão mencionados posteriormente (Tabela 15), deve-se verificar a base econômica em que será realizada a análise de viabilidade, a fim de atualizar os valores obtidos através do diagrama de custos, o qual possui sua base referenciada em março de 2005. Estes índices devem ser inseridos no programa “PB”, juntamente com o custo obtido para o projeto, efetuando automaticamente a atualização do mesmo.

Os índices foram extraídos do *site* eletrônico da ABIMAQ (Associação Brasileira das Indústrias e Máquinas). A tabela 14 indica todos os parâmetros econômicos necessários para a atualização:

Tabela 14: Índices Econômicos – Atualização de Base Econômica (Fonte: ABIMAQ, 2005)

Resultado da Consulta de Índices									
Índices, Taxas, US\$ e Outras Unidades de Referência									
Índice	Fonte	mar2005	abr2005	mai2005	jun2005	jul2005	ago2005	set2005	out2005
A1 - Índices Gerais de Preços / FGV (base: agosto de 1994 = 100)									
Coluna 2 - IGP-DI (Disponibilidade Interna)	FGV	332,4900	334,1700	333,3210	331,8230	330,4840	327,9870	327,4540	329,5290
Coluna 7 - IGP-M (para o Mercado Financeiro)	FGV	336,1230	339,0300	338,2990	336,8010	335,6630	333,4740	331,6900	333,6940
A2 - Índices de Preços por Atacado / FGV (base: agosto de 1994 = 100)									
Coluna 32 - IPA-DG - Ferro, aço e derivados	FGV	510,5220	510,6690	507,4590	501,6600	490,9830	480,0650	476,3930	473,0730
Coluna 38 - IPA-DG - Material Elétrico - TOTAL	FGV	201,6300	203,5840	202,0370	201,8980	200,4930	200,1030	200,6410	201,1050
Coluna 40 - IPA-DG - Material Elétrico - Motores e Geradores	FGV	330,4320	339,2870	347,1640	353,8430	357,5920	357,0680	359,1210	359,5380
Coluna 41 - IPA-DG - Material Elétrico - Outros	FGV	210,6400	212,1530	209,9240	208,7700	206,6230	205,7200	206,4720	207,4630
C - Outras Unidades de Referência									
R\$/US\$-Oficial (compra) 7	BACEN	2,7039	2,5784	2,4520	2,4127	2,3727	2,3598	2,2936	2,2557
R\$/US\$-Oficial (venda) 7	BACEN	2,7047	2,5792	2,4528	2,4135	2,3735	2,3606	2,2944	2,2565
TJLP/BNDES (% a.a.) 8	BNDES	9,7500	9,7500	9,7500	9,7500	9,7500	9,7500	9,7500	9,7500

Na tabela 15, foram relacionados quatro projetos hipotéticos, com a finalidade de elaborar uma análise dos elementos de impacto no tempo de retorno do capital investido. Os valores obtidos no diagrama de custo de investimento em PCH (R\$/kW) foram atualizados através do programa “PB” para a base de outubro de 2005 e convertido pela taxa cambial do dólar, o equivalente a 2,256 de Reais (tabela 14). Portanto:

Tabela 15: Projetos Hipotéticos para Análise

Projeto	H (m)	Q (m ³ /s)	Tipo Turbina	Nº Máq.	Potência Instalada (kW)	R\$/kW Instalado (Mar-05)	USD/kW Instalado com Impostos (Out-05)
I	50	11,5	Francis	2	10.374,00	6.300,00	3.211,00
II	90	9,5	Francis	2	15.427,00	4.950,00	2.523,00
III	250	4,5	Pelton	2	20.298,00	3.350,00	1.710,00
IV	15	112,5	Kaplan	2	30.447,00	3.750,00	1.910,00

Algumas considerações foram colocadas para executar a análise do retorno do investimento:

- inicialmente, fixa-se o valor da taxa de retorno do projeto em 12 anos, pois o tempo de retorno de investimento fica pré-definido pelo investidor, que deseja obter os devidos rendimentos em um determinado tempo, fazendo com que o mesmo não opte por este mercado, caso não possua um tempo de retorno atraente;
- a TJLP é um valor fixado pelo BNDES nos contratos de financiamento, isto se o investidor de PCH estiver participando do PROINFA, programa da ELETROBÁS e outros, que tem sua fonte de financiamento realizada pelo Banco Nacional do Desenvolvimento. Portanto, considera-se a TJLP como valor fixado em 9,75%;
- O número de horas de operação (HO) é obtido através de um estudo do mercado em que a PCH será instalada. Está ligado ao número de consumidores e seus respectivos fatores de utilização, ou seja, deve ser realizada uma análise deste consumo e transformá-la em horas-ano. Neste caso utilizou-se 7.500 horas-ano, considerando que a usina permanece 85% do número de horas-ano gerando e os outros 15% em paradas para manutenção;
- o preço da energia é fixado pelo mercado. Com o atual modelo, a flexibilidade em buscar novos mercados, com consumidores que desejam qualidade na energia fornecida, faz com que as concessionárias criem diferenciais em seu fornecimento com melhores preços e produtos. O mercado livre permite que o consumidor escolha os melhores parceiros para o fornecimento de energia para sua empresa, possibilitando a quem detém a energia oferecê-la de forma diferenciada ao mercado tradicional. Para a análise em questão, considera-se um preço de energia de 0,056 USD/kWh (equivalente a 126,00 R\$/MW.h (CCEE, 2006));
- o custo total com manutenção e operação estimado em 0,005 USD/kW.h, conforme considerações mencionadas no anexo F;
- de maneira simples, os impactos dos tributos no valor obtido no diagrama de custos estão sendo considerados. Mesmo podendo estes ser recuperados ou não

por parte do investidor através do banco de crédito, analisou-se que estes serão desembolsados pelo investidor no momento da compra do fornecimento através do fabricante de PCH, que repassará todos os tributos vigentes no determinado momento. Para os impostos ICMS e Pis/Cofins foram considerados os valores de 7% e 9,75%, respectivamente (SANTOS, 2005). Com relação ao valor de IPI, este está sendo considerado 0%, de acordo com o decreto nº 5.468 / 05.

Na figura 48, estão indicados os valores obtidos, refletindo os resultados e considerações anteriores:

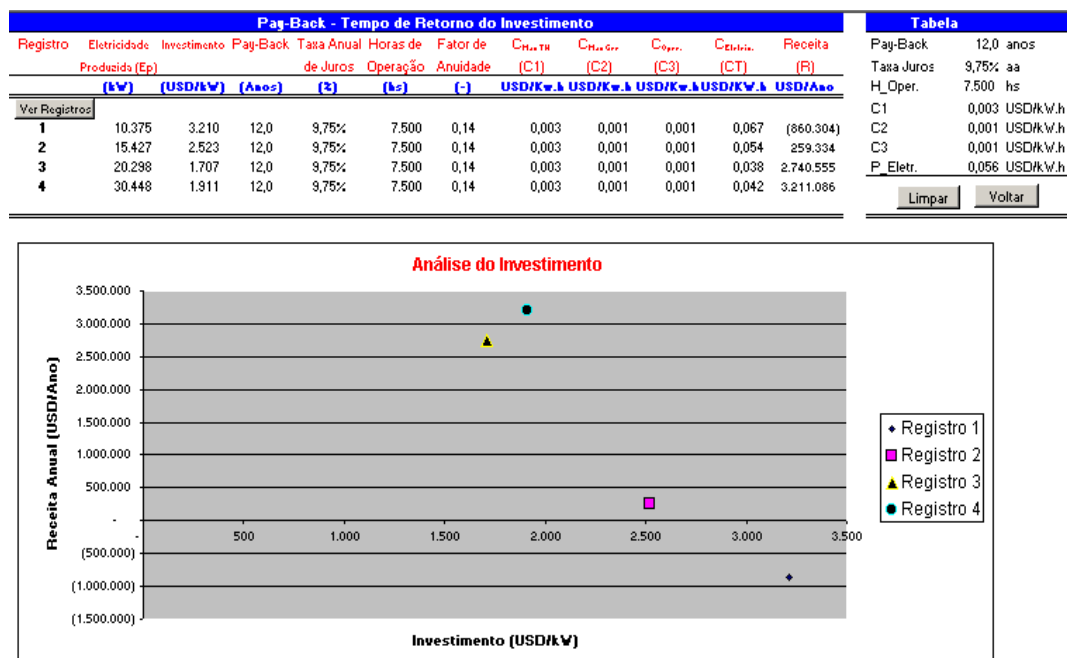


Figura 48: Resultado das Receitas dos Projetos I, II, III e IV

Onde:

- Registro 1 = Projeto I;
- Registro 2 = Projeto II;
- Registro 3 = Projeto III;
- Registro 4 = Projeto IV.

Através do gráfico da figura 48, pode-se verificar que somente o projeto IV não alcançou a taxa de retorno desejada de 12 anos, pois seu valor de receita está na região negativa para este período. Os projetos I, II e III são considerados como as melhores opções de investimento por atingirem um resultado de receita positiva.

A verificação da altura de sucção em turbinas do tipo reação é importante para garantir que a máquina não seja afetada pelo fenômeno da cavitação, evitando, assim, paradas com manutenções e reparos nos rotores das turbinas.

Para tanto, elege-se o projeto IV para análise da altura de sucção, com base nas informações das rotações específicas determinadas pelo “PB”, uma vez que a turbina do projeto III é do tipo ação, não se aplicando tal análise.

Através das equações (25) e (26) do capítulo 4, são determinados os valores para a altura de sucção (H_S) e o coeficiente de cavitação (σ), respectivamente. A rotação influencia no resultado final do H_S .

O resultado da H_S permite verificar o nível de implantação dos rotores das turbinas na casa de força em relação ao nível d'água da jusante do projeto.

Elaborou-se a tabela 16 considerando os resultados das possíveis n_S obtidas através do programa, juntamente com os valores para H_S e σ em função das mesmas. Para isso, algumas considerações foram colocadas para a equação (25) da altura de sucção, são elas:

- o parâmetro B representa a altura da coluna d'água para uma determinada cota topográfica, em que se encontra o canal de fuga do aproveitamento. Admita-se uma cota de 600 metros, o que corresponde a 9,28 mca (tabela 5);
- para a determinação da queda bruta (H_b) do empreendimento no cálculo da altura de sucção, estimou-se uma perda total de 3% nos circuitos de adução, tubulação forçada e outros, e mais 8% da turbina, totalizando 11% de perda total, sendo esta acrescida no valor da queda líquida do projeto.

Sendo assim, temos:

Tabela 16: Coeficientes de Cavitação e Alturas de Sucção para o Projeto IV

Projeto	Tipo Turbina	H_b (m)	B (mca)	Rotação (rpm)	Velocidade Específica (rpm)	Coeficiente de Cavitação (σ)	Altura de Sucção (m)
IV	Kaplan	16,65	9,28	120,00	576	0,7590	-3,357
IV	Kaplan	16,65	9,28	124,14	595	0,8020	-4,074
IV	Kaplan	16,65	9,28	128,57	617	0,8531	-4,924
IV	Kaplan	16,65	9,28	133,33	639	0,9055	-5,796
IV	Kaplan	16,65	9,28	138,46	664	0,9665	-6,812
IV	Kaplan	16,65	9,28	144,00	691	1,0343	-7,941
IV	Kaplan	16,65	9,28	150,00	719	1,1065	-9,144
IV	Kaplan	16,65	9,28	156,52	751	1,1915	-10,559
IV	Kaplan	16,65	9,28	163,64	785	1,2847	-12,110

As n_s determinadas pelo programa mostram que as alturas de sucção para o projeto IV foram negativas, o que significa que os níveis de implantação das turbinas serão abaixo do nível jusante do aproveitamento (turbina “afogada”).

A turbina “afogada” permite uma contrapressão na saída do rotor da turbina, que minimiza os efeitos da cavitação. Por outro lado, aumenta os custos com obras civis, pelo fato de que será necessário executar maior escavação para instalação da turbina na casa de força.

Isto deverá ser considerado quando de um estudo apurado do projeto, juntamente com o fabricante de turbinas, a fim de encontrar um ponto ótimo entre o coeficiente de cavitação e a altura de sucção, prevalecendo o custo-benefício.

Portanto, na análise elaborada através do exemplo colocado, pode-se constatar que o programa auxiliou na determinação dos custos de geração e das receitas de cada projeto, a partir de valores determinados no diagrama de custos de investimentos em PCH, sendo estes atualizados para outra base econômica por índices econômicos inseridos na tela inicial do programa, juntamente com os impostos e a taxa cambial.

Na análise do tempo de retorno do investimento, o programa permite verificar a viabilidade do projeto, sob o ponto de vista da receita adquirida com a implantação da PCH para um determinado tempo de retorno do capital. Esta receita relaciona os custos de geração obtidos dos projetos com o preço da eletricidade do mercado, juntamente com o número de horas de operação e a potência instalada. No exemplo, o projeto IV obteve a melhor receita.

Com a determinação das possíveis rotações específicas pelo programa, possibilita-se o cálculo da altura de sucção do projeto IV e verifica-se que todas as possibilidades fazem com que a turbina trabalhe “afogada”, o que minimiza o impacto do efeito da cavitação no rotor da turbina. Porém, deve-se analisar o custo benefício da escolha da H_s junto ao fabricante, com a finalidade de não onerar os custos com obras civis.

6.5 ANÁLISE DE UM CASO REAL

Com o objetivo de analisar os resultados obtidos pelo programa quanto às possíveis velocidades específicas e às rotações da turbina, conseqüentemente, às possíveis alturas de sucção, elege-se o projeto PCH São Gabriel da Cachoeira (SOUZA, 1999), localizado no rio Miuá, no Amazonas.

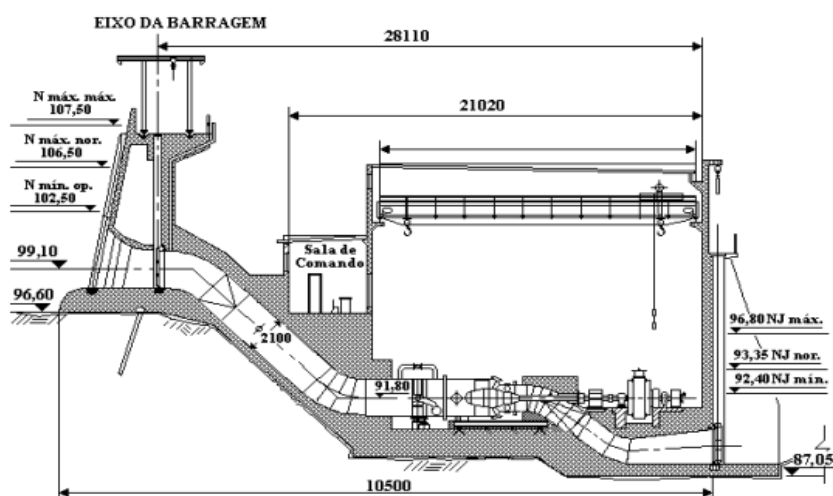


Figura 49: Vista em Corte da PCH São Gabriel da Cachoeira (SOUZA, 1999)

O projeto consiste em 4 grupos turbina-gerador, sendo que cada grupo possui as seguintes características: turbina tipo Kaplan S Jusante, potência nominal de 1.300 kW, rotação nominal de 360 rpm, velocidade específica de 608 rpm e queda e vazão líquidas de 11,65 m e 12,5 m³/s, respectivamente.

Primeiramente, verifica-se o tipo de turbina através do diagrama de utilização (figura 41), em função das condições colocadas anteriormente de queda e vazão, sendo este o mesmo utilizado no projeto, ou seja, do tipo Kaplan.

Com o programa apresentado no item 6.3, determinam-se as possíveis velocidades específicas e rotações nominais da turbina sob as mesmas condições de queda e vazão colocadas no projeto. A tabela 17 mostra os resultados obtidos:

Tabela 17: Possíveis Velocidades Específicas e Rotações Nominais

Opção	Tipo Turbina	H _L (m)	Q _L (m ³ /s)	Rotação (rpm)	Velocidade Específica (rpm)
1	Kaplan	11,65	12,50	257,14	500
2	Kaplan	11,65	12,50	276,92	532
3	Kaplan	11,65	12,50	300,00	577
4	Kaplan	11,65	12,50	327,27	629
5	Kaplan	11,65	12,50	360,00	692
6	Kaplan	11,65	12,50	400,00	769

Com as opções apresentadas na tabela 17, verifica-se na opção 5 a indicação da mesma rotação nominal de 360 rpm da turbina utilizada na PCH São Gabriel da Cachoeira, porém, com as diferenças nas velocidades específicas, sendo 692 rpm pelo programa e 608 rpm no projeto.

Para determinar a altura de sucção, utilizam-se as equações (25) e (26), analisando as alturas de queda bruta do empreendimento.

Pode-se verificar na figura 49 os níveis de implantação dos equipamentos com referência ao nível do mar. Os níveis d'água para o reservatório (montante do empreendimento) e para o rio (jusante do empreendimento) estão classificados como mínimo, normal e máximo.

A linha de centro da turbina está localizada no nível de 91,80 msnm (metros sobre o nível do mar), sendo esta a referência para a verificação das alturas de sucção nas situações de níveis jusante máximo, normal e mínimo.

O trabalho de Souza (1999) não menciona quais níveis de queda são considerados como pontos de operação nominal. Sendo assim, considera-se que nesta condição os níveis de montante e de jusante da PCH são aqueles indicados como “Normal” na figura 49, sendo que a altura de sucção tem o valor de menos 1,55 m, para um nível de queda de 13,15 m.

Com o valor obtido pelo programa para a velocidade específica de 692 rpm, determina-se uma altura de sucção de menos 3,56 m, ou seja, a turbina deve estar “afogada”, em relação ao nível jusante, a 3,56 m.

Para manter a mesma altura de sucção do projeto, deve-se selecionar outra opção de velocidade específica, indicada pelo programa, a fim de atender à altura indicada.

Sendo assim, escolhe-se a opção 4, a qual tem a rotação nominal e a velocidade específica diminuídas para 327,27 rpm e 629 rpm. Nestas condições, a altura de sucção para a turbina selecionada é de menos 1,52 m, atendendo, assim, à condição de altura de sucção do projeto.

Portanto, pode-se verificar que o programa mostra as possibilidades de velocidades específicas, dentro de um quadro estatístico, apoiando nos cálculos da determinação da altura de sucção. As informações colocadas para a PCH São Gabriel da Cachoeira foram determinadas através de um fabricante que possui o domínio das características da turbina, o que faz com que os resultados sejam refinados.

CAPÍTULO 7 DIAGRAMAS DE CUSTOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA PARA PCH

7.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, são elaborados diagramas de custos de geração de energia em função dos parâmetros de altura de queda e vazão, indicados no diagrama de utilização do fabricante. Uma vez determinados os parâmetros, adquire-se o valor do custo de geração de energia (USD/kW.h) referente ao ponto escolhido.

Na construção do diagrama, tem-se o suporte do programa “PB” para determinar os custos de geração, com base nos valores de custos de investimento da planta, advindos do diagrama de investimento em PCH, em USD, da figura 43.

Para a determinação dos custos de geração, são fixados os períodos de retorno de 10, 15 e 20 anos para cada número de horas de operação anual de 5.000, 6.000 e 7.000 horas, juntamente com a taxa de juros e os custos com manutenção e operação, totalizando 9 diagramas.

Um exemplo de utilização dos diagramas é considerado.

7.2 DIAGRAMAS DE CUSTOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA PARA PCH

Na construção dos diagramas, alguns parâmetros são considerados comuns a todos. São eles:

- taxa de juros anual de 9,75 %;
- impostos exclusivos;
- custos com manutenção do conjunto turbina-gerador e de operação de 0,005 USD/kW.h.

O custo de implantação da PCH é determinado através do diagrama de investimento da figura 43, em USD/kW.

Para a determinação das curvas de geração de energia são obtidos três custos de investimentos de cada curva de potência indicada no diagrama de custos de investimento em PCH, considerando as alturas de quedas de 2, 20 e 350 metros.

Os resultados obtidos são convertidos em custo de geração pelo programa “PB”. Com isso, elaboram-se tabelas para 5.000, 6000 e 7000 horas, com os referentes custos de geração e tempo de retorno do capital, as quais se encontram nos anexos C, D e E, respectivamente.

A seguir têm-se os digramas de custos de geração de energia através das figuras, conforme listado abaixo:

- Figura 50: Diagrama de Custos de Geração de Energia: 5.000 horas / 10 anos;
- Figura 51: Diagrama de Custos de Geração de Energia: 5.000 horas / 15 anos;
- Figura 52: Diagrama de Custos de Geração de Energia: 5.000 horas / 20 anos;
- Figura 53: Diagrama de Custos de Geração de Energia: 6.000 horas / 10 anos;
- Figura 54: Diagrama de Custos de Geração de Energia: 6.000 horas / 15 anos;
- Figura 55: Diagrama de Custos de Geração de Energia: 6.000 horas / 20 anos;
- Figura 56: Diagrama de Custos de Geração de Energia: 7.000 horas / 10 anos;
- Figura 57: Diagrama de Custos de Geração de Energia: 7.000 horas / 15 anos;
- Figura 58: Diagrama de Custos de Geração de Energia: 7.000 horas / 20 anos;

Para a determinação do custo de geração (USD/kW.h), utiliza-se o mesmo procedimento de utilização mencionado no capítulo 6 (figura 44).

Observando o diagrama de custos de geração para 7.000 horas de operação e tempo de retorno de 20 anos, conforme figura 58 a seguir e utilizando as mesmas condições citadas para a figura 44 (350 metros de queda, 10 m³/s de vazão, potência instalada de 30 MW e considerando 1 máquina instalada), tem-se um custo de geração de 0,023 USD/kW.h.

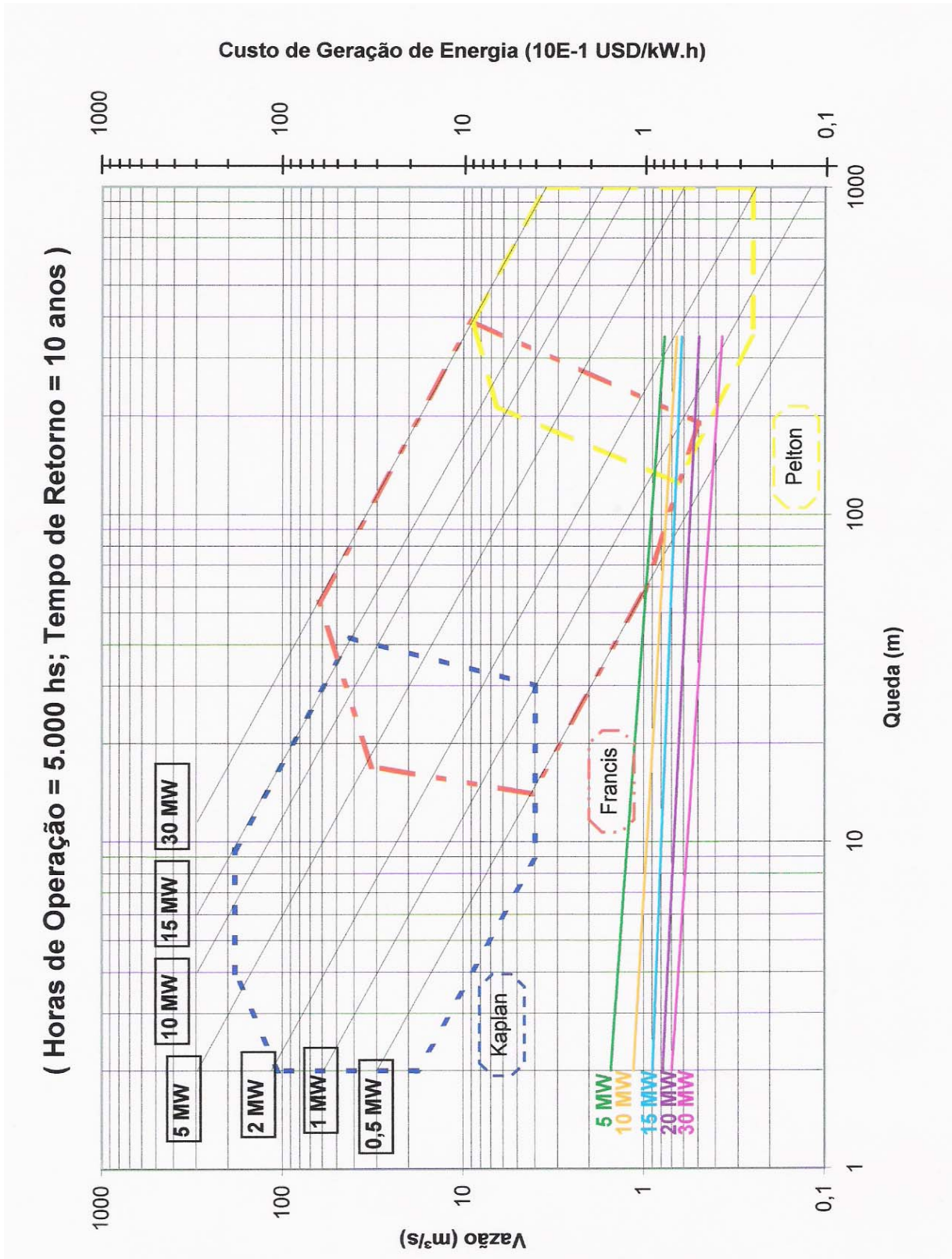


Figura 50: Diagrama de Custos de Geração de Energia: 5.000 horas / 10 anos

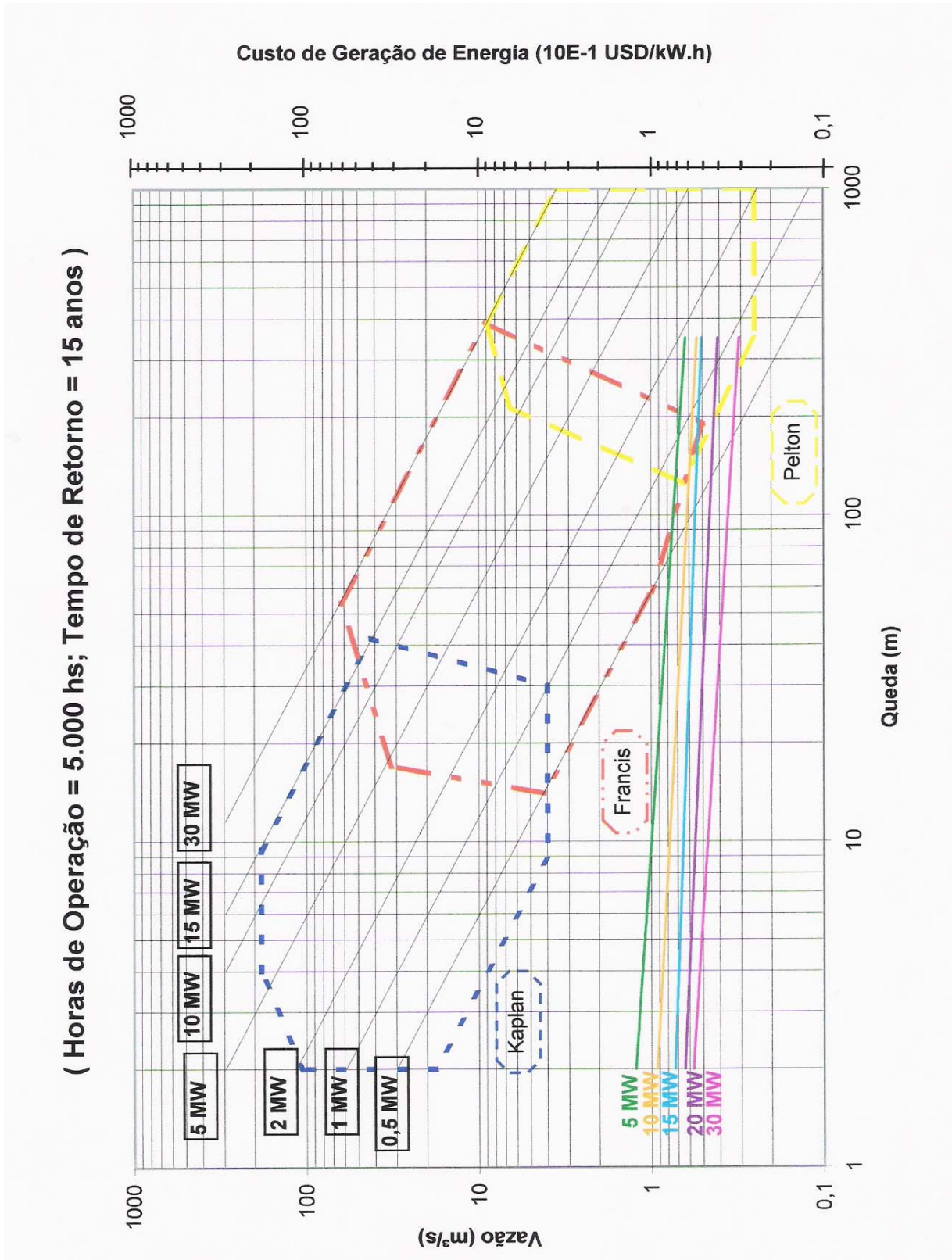


Figura 51: Diagrama de Custos de Geração de Energia: 5.000 horas / 15 anos

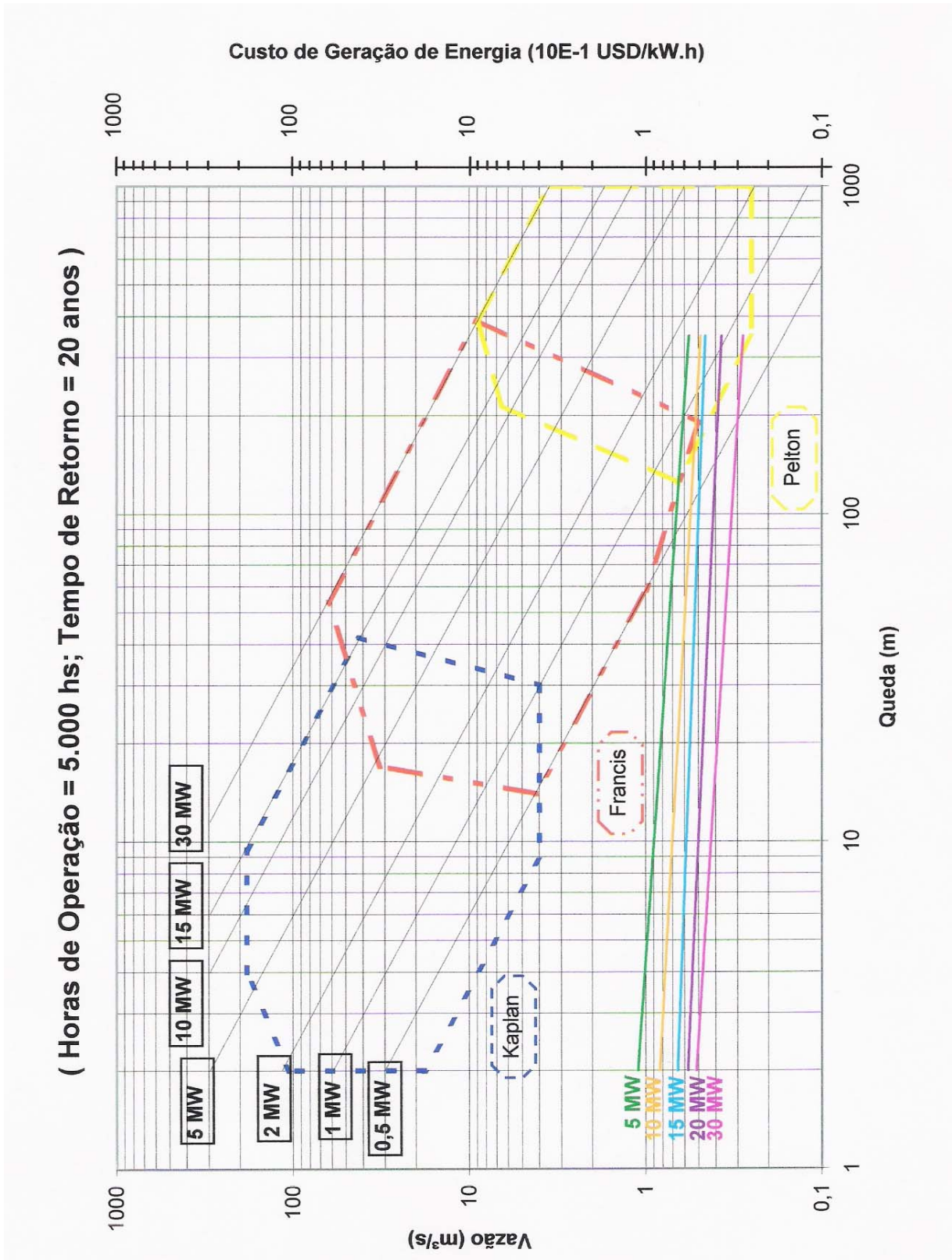


Figura 52: Diagrama de Custos de Geração de Energia: 5.000 horas / 20 anos

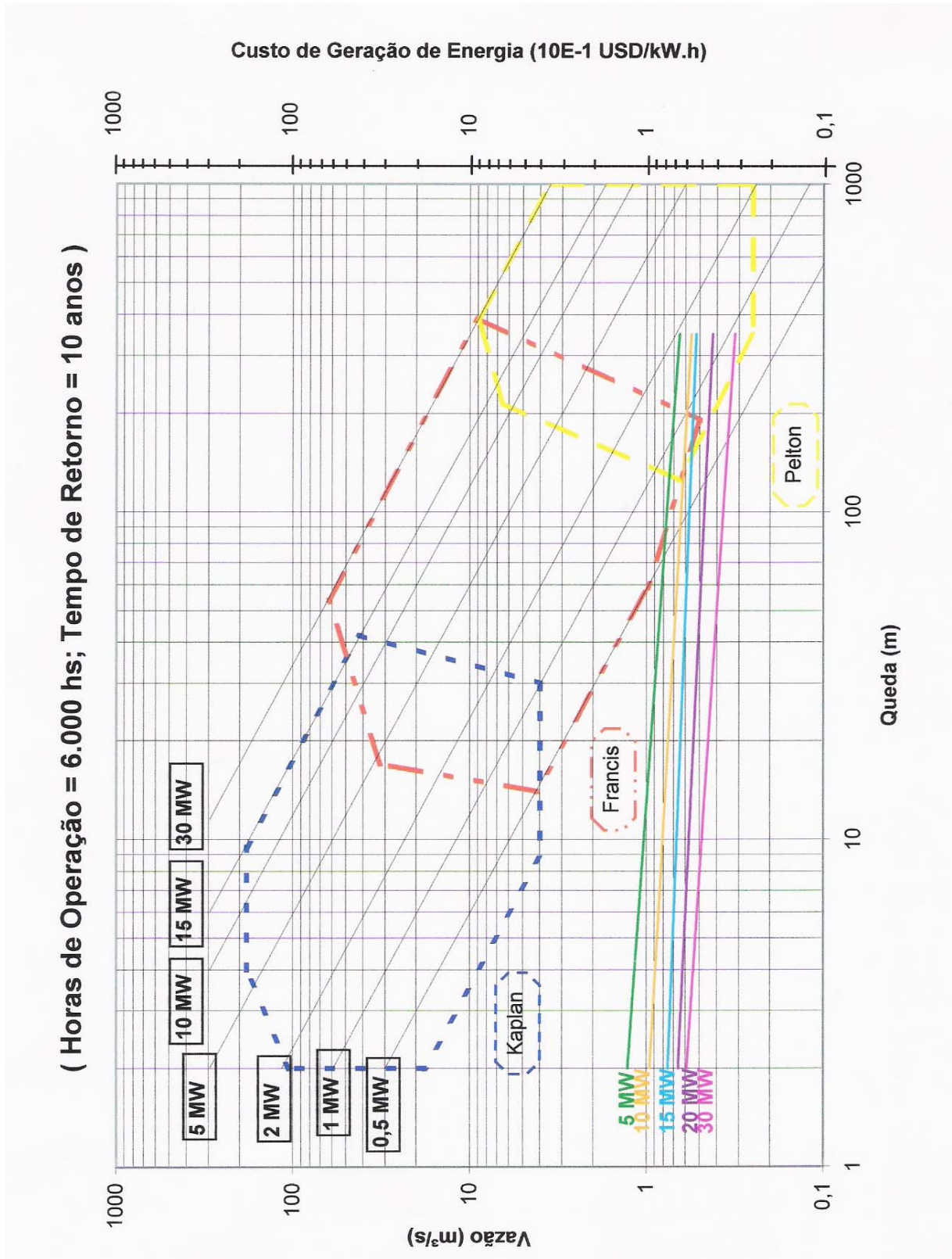


Figura 53: Diagrama de Custos de Geração de Energia: 6.000 horas / 10 anos

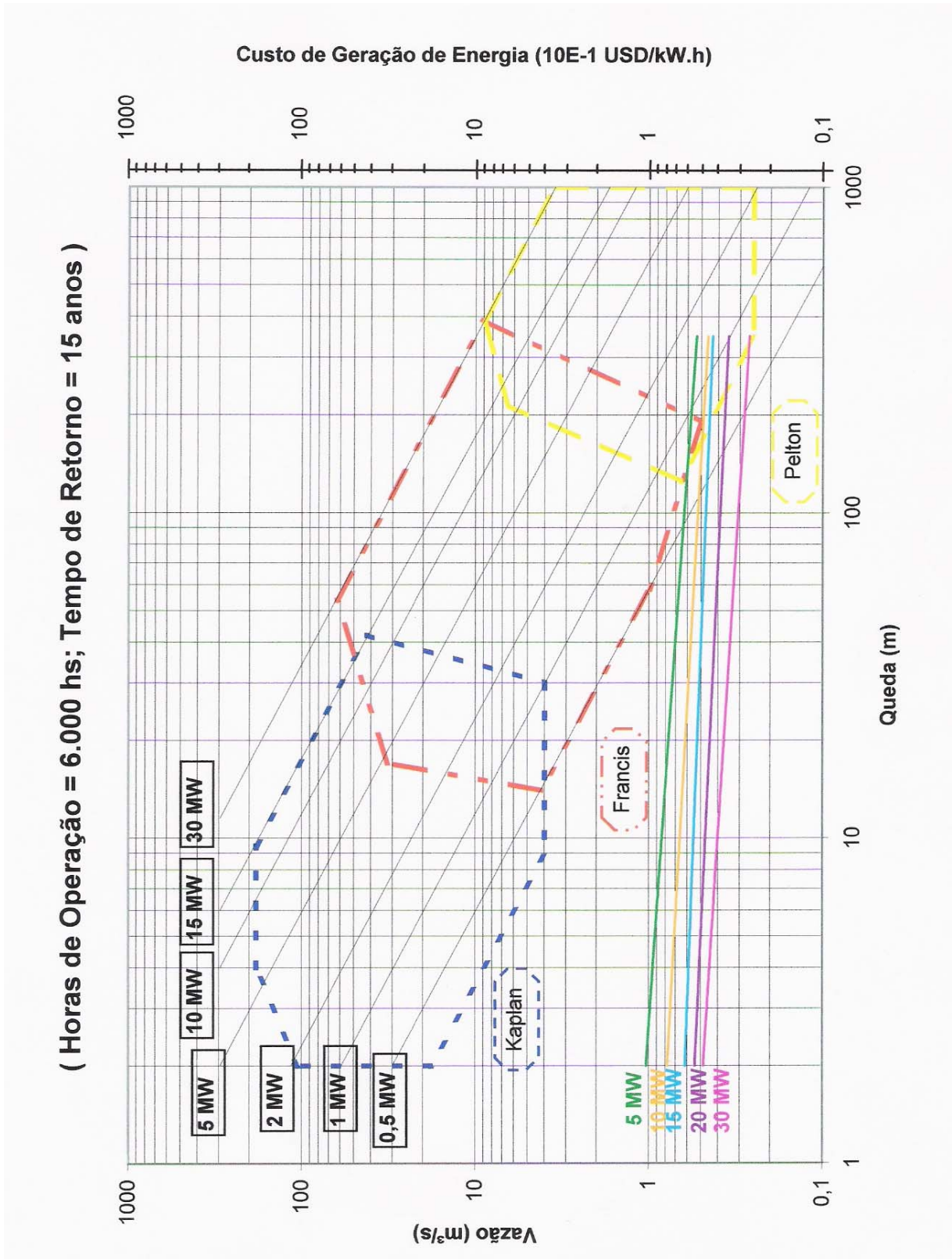


Figura 54: Diagrama de Custos de Geração de Energia: 6.000 horas / 15 anos

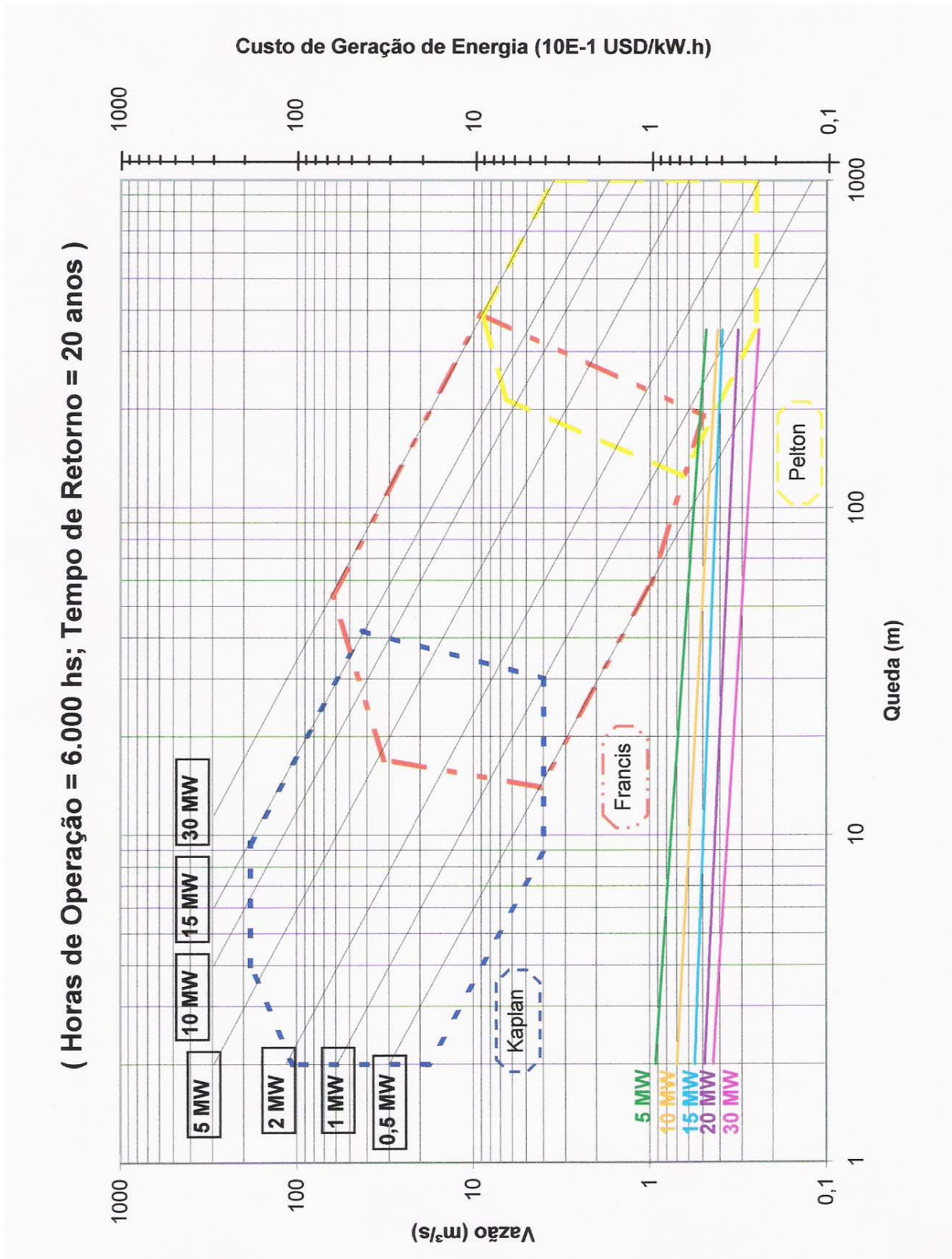


Figura 55: Diagrama de Custos de Geração de Energia: 6.000 horas / 20 anos

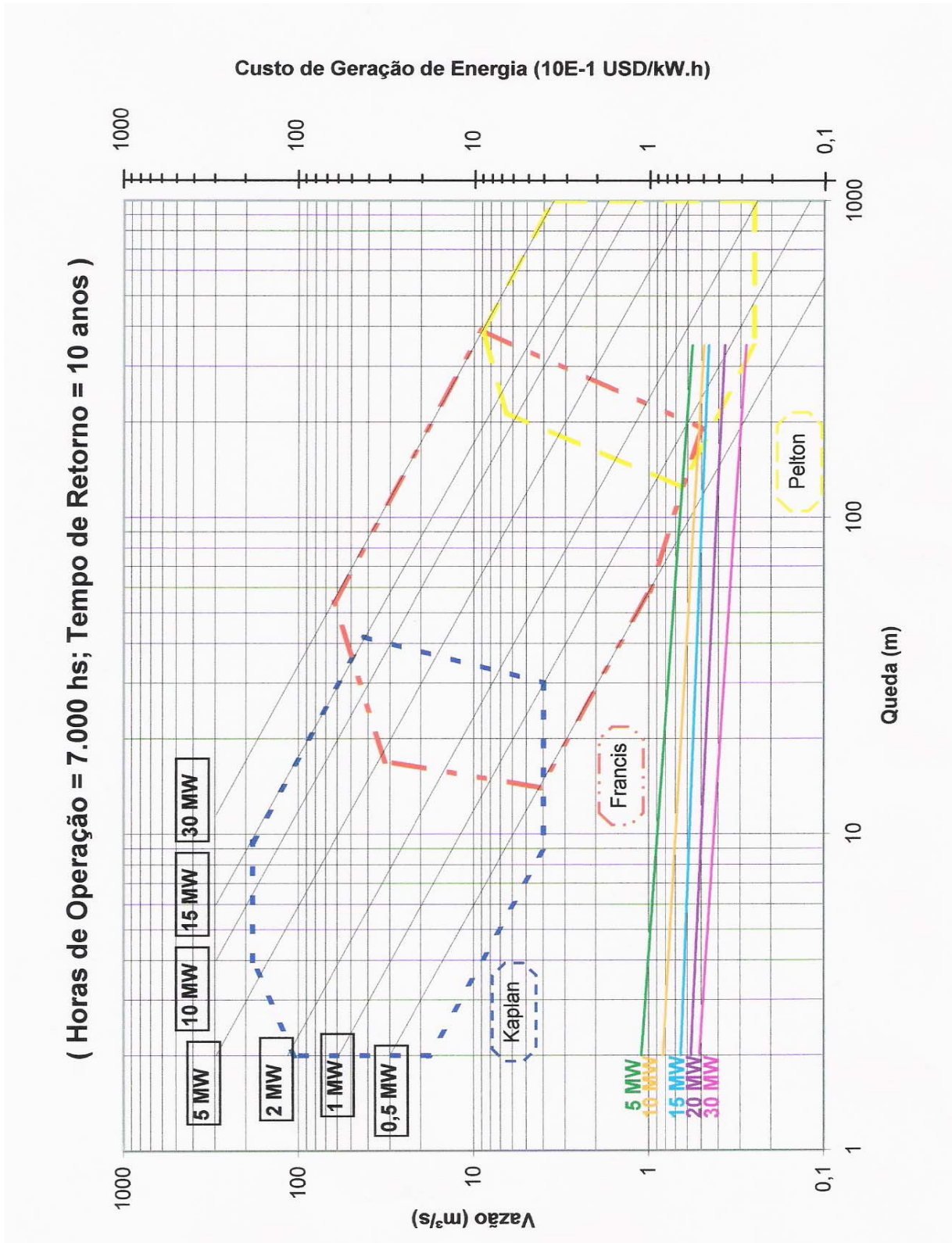


Figura 56: Diagrama de Custos de Geração de Energia: 7.000 horas / 10 anos

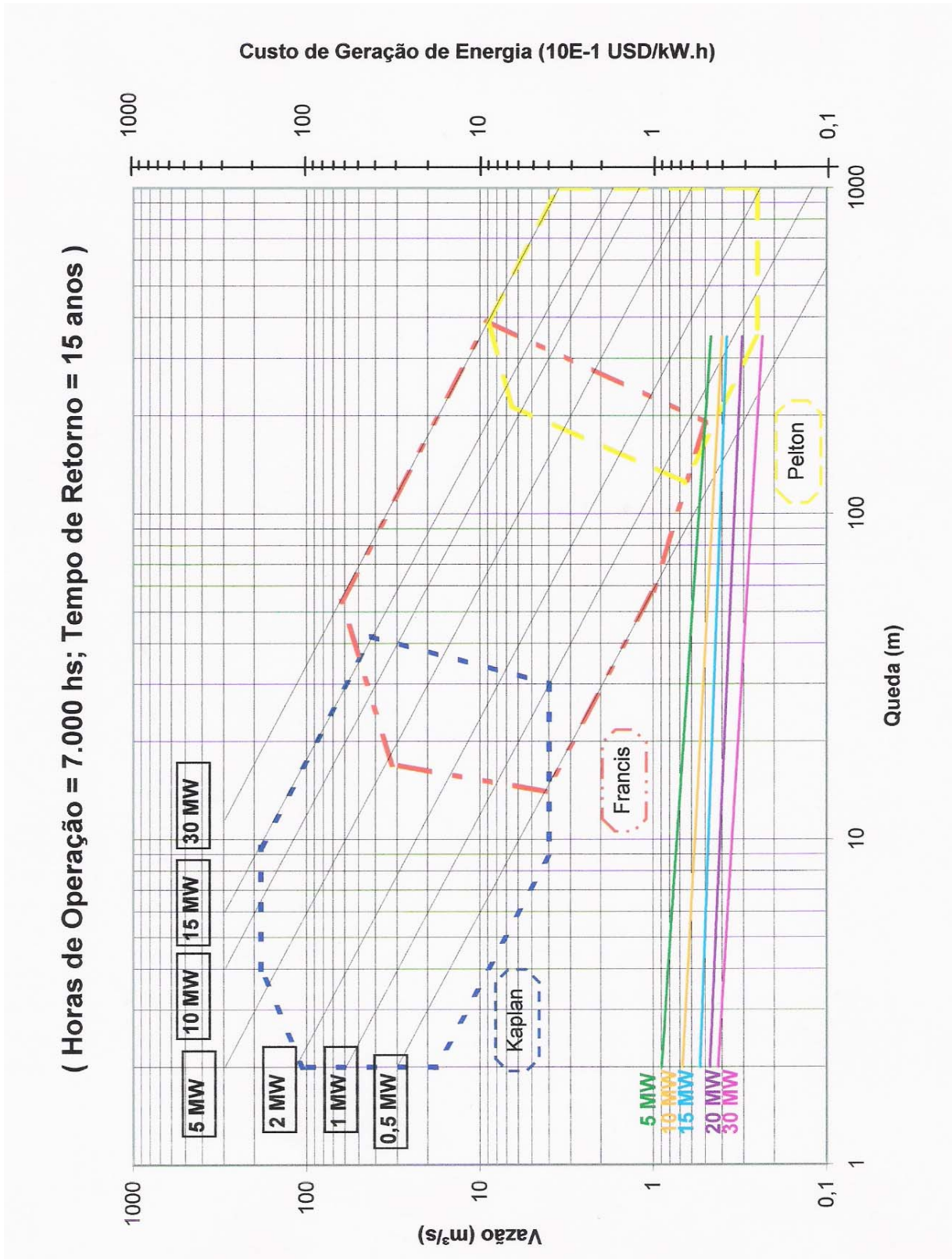


Figura 57: Diagrama de Custos de Geração de Energia: 7.000 horas / 15 anos

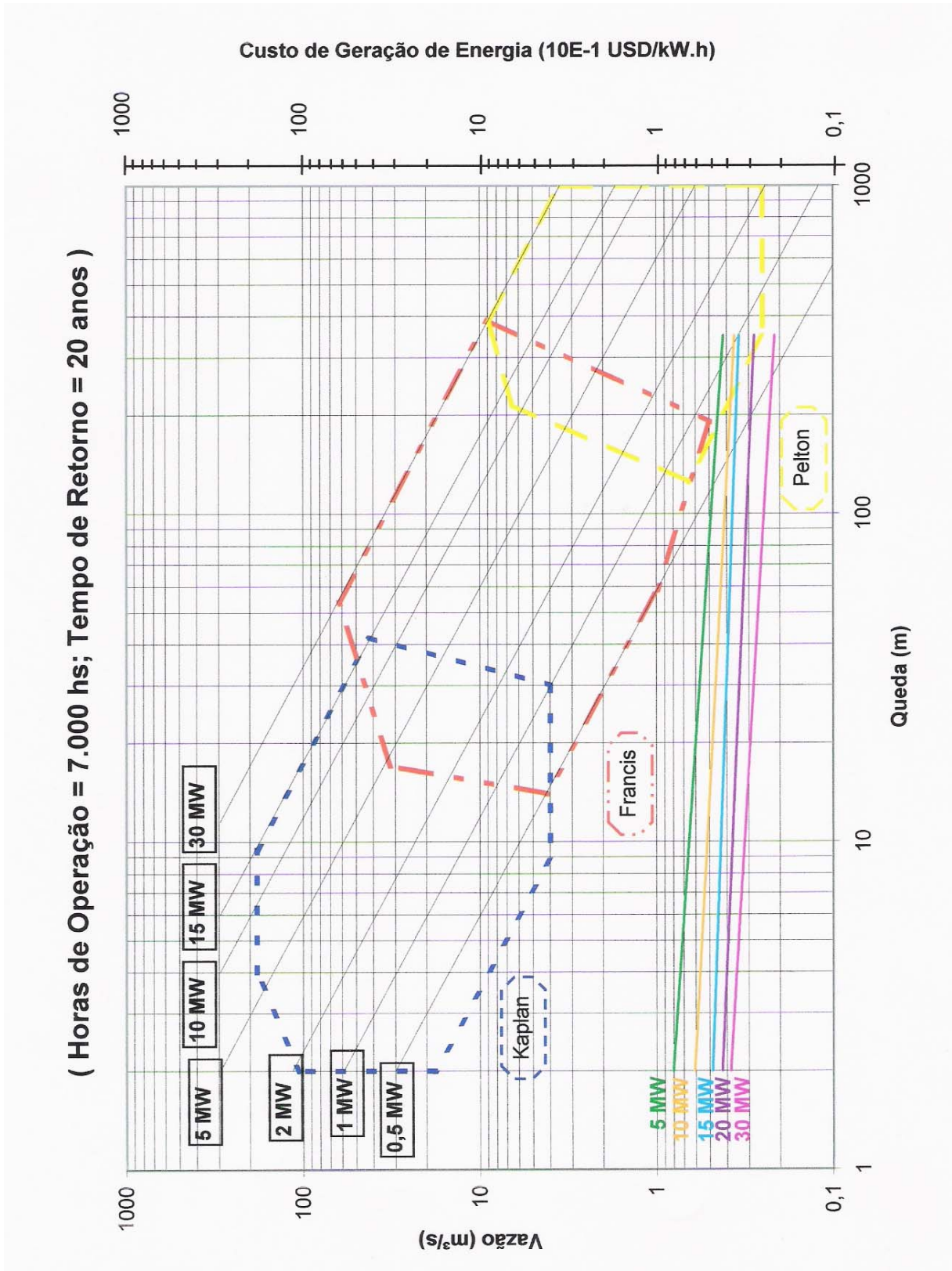


Figura 58: Diagrama de Custos de Geração de Energia: 7.000 horas / 20 anos

7.3 EXEMPLO I

De forma a demonstrar a utilização dos diagramas apresentados, é realizado um exemplo com duas usinas reais, PCH Salto Corgão e PCH Pesqueiro, com informações obtidas no *site* eletrônico da empresa de engenharia Rischbieter (2006).

A seguir têm-se as características da PCH Salto Corgão:

- vazão turbinada total: 12,60 m³/s;
- queda líquida 311,0 m;
- tipo de turbina: Francis;
- número de máquinas: 2;
- Potência Instalada: 27.400 kW (2 x 13.700 kW).

Com relação a PCH Pesqueiro, tem-se:

- vazão turbinada total: 16,10 m³/s;
- queda líquida 86,0 m;
- tipo de turbina: Francis;
- número de máquinas: 2;
- Potência Instalada: 12.000 kW (2 x 6.000 kW).

Através das alturas de queda e vazões de cada turbina dos projetos citados acima, pode-se confirmar no diagrama de utilização que as turbinas são do tipo Francis para ambos os casos, conforme mencionado. Porém, para o projeto Salto Corgão, a escolha poderia ser pela turbina do tipo Pelton ou do tipo Francis.

A partir do ponto em que se determinou o tipo de turbina, verifica-se o custo de geração de energia em relação à potência instalada de cada projeto, sob a mesma coordenada da altura de queda.

Com isso, elabora-se a tabela 18, referente ao projeto Salto Corgão, e a tabela 19, referente ao projeto Pesqueiro, com os respectivos custos de geração, considerando o número de horas de operação anual de 7.000, 6.000 e 5.000 horas, variando o tempo de

retorno do investimento em 20, 15 e 10 anos. As receitas são determinadas através da equação (32) considerando um preço da eletricidade de 0,056 USD/kW.h (CCEE, 2006).

Tabela 18: Custos de Geração e Receitas – Projeto Salto Corgão

Projeto	Número de Horas de Operação	Tempo de Retorno (anos)	Custo de Geração (USD/kW.h)	Receita (USD/Ano)
PCH Salto Corgão	7.000	20	0,023	6.329.400,00
PCH Salto Corgão	7.000	15	0,025	5.945.800,00
PCH Salto Corgão	7.000	10	0,030	4.986.800,00
PCH Salto Corgão	6.000	20	0,026	4.932.000,00
PCH Salto Corgão	6.000	15	0,028	4.603.200,00
PCH Salto Corgão	6.000	10	0,034	3.616.800,00
PCH Salto Corgão	5.000	20	0,030	3.562.000,00
PCH Salto Corgão	5.000	15	0,032	3.288.000,00
PCH Salto Corgão	5.000	10	0,040	2.192.000,00

Tabela 19: Custos de Geração e Receitas – Projeto Pesqueiro

Projeto	Número de Horas de Operação	Tempo de Retorno (anos)	Custo de Geração (USD/kW.h)	Receita (USD/Ano)
PCH Pesqueiro	7.000	20	0,040	1.344.000,00
PCH Pesqueiro	7.000	15	0,043	1.092.000,00
PCH Pesqueiro	7.000	10	0,054	168.000,00
PCH Pesqueiro	6.000	20	0,044	864.000,00
PCH Pesqueiro	6.000	15	0,050	432.000,00
PCH Pesqueiro	6.000	10	0,061	- 360.000,00
PCH Pesqueiro	5.000	20	0,055	60.000,00
PCH Pesqueiro	5.000	15	0,060	- 240.000,00
PCH Pesqueiro	5.000	10	0,073	- 1.020.000,00

Com os resultados obtidos nas tabelas 18 e 19, elaborase uma análise de viabilidade econômica, a fim de verificar o tempo de retorno dos capitais investidos em função do número de horas de operação anual. Estes resultados são verificados através das figuras 59 e 60, referentes aos projetos Salto Corgão e Pesqueiro, respectivamente.

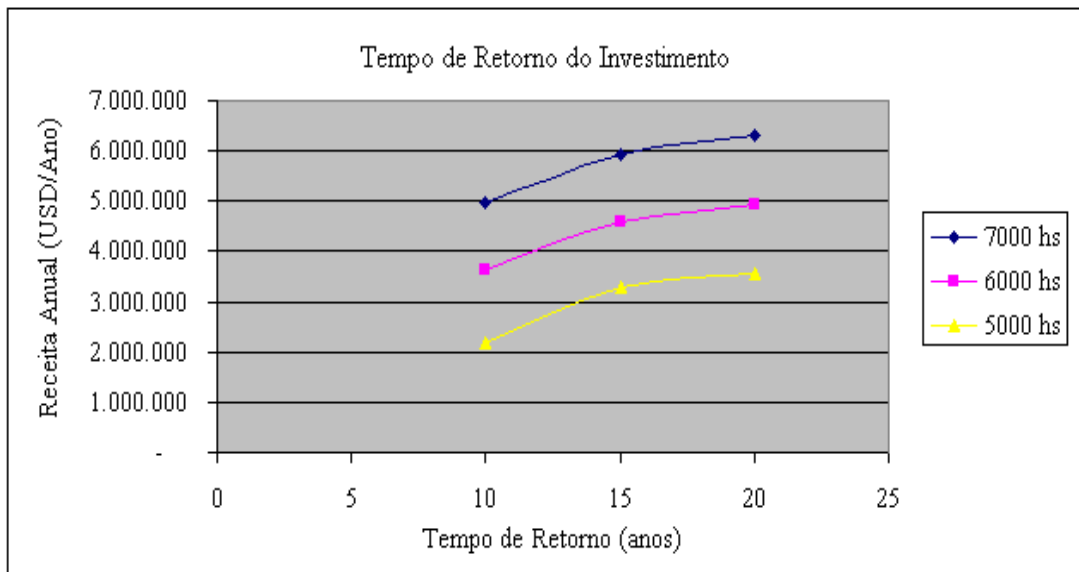


Figura 59: Tempo de Retorno do Investimento – PCH Salto Corgão

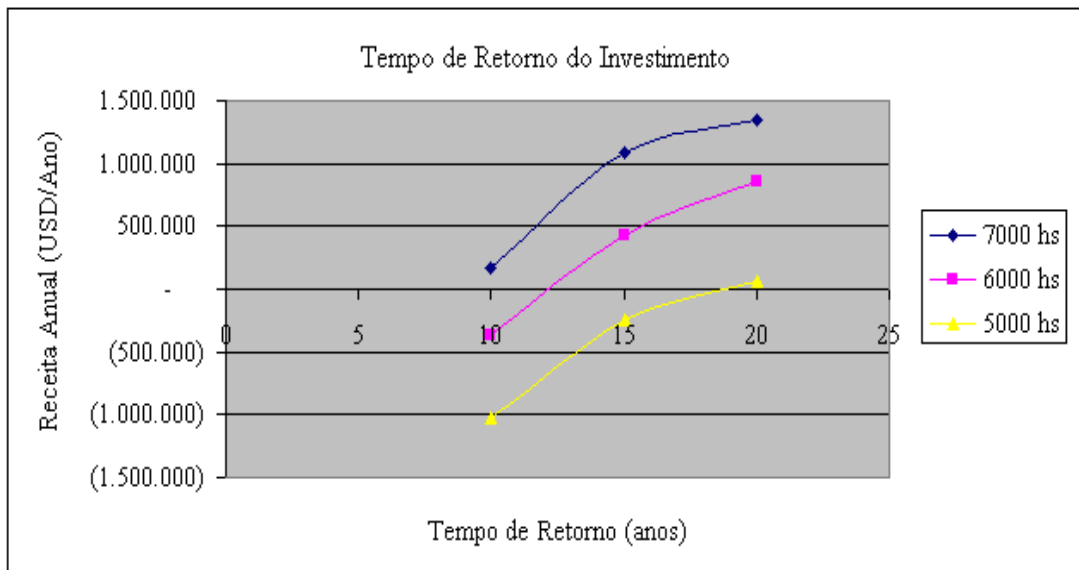


Figura 60: Tempo de Retorno do Investimento – PCH Pesqueiro

Com os exemplos, conclui-se que a PCH Salto Corgão tem o retorno do capital investido, considerando quaisquer das situações impostas para o número de horas de operação.

Com relação a PCH Pesqueiro, observa-se que alguns projetos não atingiram o tempo de retorno do investimento em função do número de horas de operação. Para que ocorra a viabilidade no período de 10 anos, o empreendimento deve utilizar a curva de 7.000 horas de operação anual, o que não ocorre para as condições de 6.000 e 5.000 horas, em que estas permitem a viabilidade a partir dos 12 e 20 anos, respectivamente.

7.4 EXEMPLO II

No *site* eletrônico da ELETROBRÁS (2006), é disponibilizada uma lista com os dados armazenados dos potenciais hidráulicos dos empreendimentos cadastrados, indicando a potência total, a bacia em que se encontra o aproveitamento, o Estado, o nível d'água máximo normal, o nível d'água normal jusante, etc.

Dentro dos registros colocados na lista da ELETROBRÁS, elege-se o aproveitamento Itapetinga para uma análise técnica e econômica, sendo este localizado entre os Estados de Minas Gerais e Bahia. As seguintes características são mencionadas (ELETROBRÁS, 2006):

- potência: 12.050 kW;
- nível d'água máximo normal: 272,0 m;
- nível d'água normal jusante: 237,0 m;
- rio: Pardo;

A diferença entre o nível máximo normal e o normal jusante determina a queda bruta do aproveitamento, a qual é de 35 m. A vazão do projeto é uma consequência dos valores mencionados de potência hidráulica e de queda bruta, tendo como resultado o valor de 35 m³/s.

Na determinação da potência e do tipo da turbina, deve-se definir a queda líquida do projeto. Para isso, consideram-se as perdas hidráulicas, provocadas pelos circuitos de adução e tubulação, como sendo 10 % da queda bruta (SIMONE, 2000), tendo como resultado final para a queda líquida, o valor de 31,5 m.

A potência da turbina é calculada através da equação (24), sendo que neste exemplo considera-se um rendimento de 92 % para a turbina (SIMONE, 2000), uma aceleração da gravidade de $9,806 \text{ m/s}^2$ e o número de máquinas a serem instaladas igual a dois. Com os valores obtidos por máquina de queda líquida e vazão, ou seja, 31,5 m e $17,5 \text{ m}^3/\text{s}$, respectivamente, tem-se uma potência de 4.973 kW.

O tipo de turbina é verificado através do diagrama de utilização do fabricante (figura 41), certificando que este pode ser do tipo Kaplan ou do tipo Francis.

Com o auxílio do programa “PB”, determinam-se as possíveis velocidades específicas e as rotações nominais das turbinas. Os cálculos da altura de sucção e do coeficiente de cavitação são realizados pelas equações (25) e (26). Os resultados são apresentados na figura 60.

Pode-se verificar que, para as turbinas Francis, as alturas de sucção são positivas, isto é, a linha de eixo da turbina estará acima do nível d'água normal jusante do rio, ao contrário das turbinas Kaplan, que em sua maioria devem ser “afogadas” em relação ao nível jusante do empreendimento.

Deve-se verificar o custo benefício das opções apresentadas. A melhor condição para a turbina Francis é a opção com a rotação nominal de 257,14 rpm e a altura de sucção de 1,953 m, pois o custo na aquisição do gerador será menor com a escolha da maior rotação.

Com relação às opções das turbinas Kaplan, estas devem ser analisadas cuidadosamente. No critério da escolha pela maior rotação nominal, utilizada para a análise anterior, pode esta não ser a solução definitiva. As opções apresentadas mostram que, aumentando a rotação nominal da turbina, cresce de forma negativa a altura de sucção, fazendo com que os custos com escavações sejam considerados, onerando a execução das obras civis.

Aproveitamento	Queda Bruta	Vazão Máquinas	Nº de Máquinas	Potência Turbina	Rendimento Turbina	Tipo Turbina - Programa "PB"	Rotação		Velocidade Específica	Altura de Sucção		Coef de Cavitação	Pressão Atmosférica	Nível Jusante
							Nominal	rpm		m	mca			
-	m	m ³ /s	-	kW	-	-	rpm	rpm	rpm	m	mca	-	mca	m
Itapetinga - MG/BA	35,0	35,0	2	4,973	0,90	Francis	189,47	206,00	206,00	5,074	0,1322	9,7	237	
Itapetinga - MG/BA	35,0	35,0	2	4,973	0,90	Francis	200,00	217,00	217,00	4,647	0,1444	9,7	237	
Itapetinga - MG/BA	35,0	35,0	2	4,973	0,90	Francis	211,76	230,00	230,00	4,121	0,1594	9,7	237	
Itapetinga - MG/BA	35,0	35,0	2	4,973	0,90	Francis	225,00	244,00	244,00	3,532	0,1762	9,7	237	
Itapetinga - MG/BA	35,0	35,0	2	4,973	0,90	Francis	240,00	261,00	261,00	2,784	0,1976	9,7	237	
Itapetinga - MG/BA	35,0	35,0	2	4,973	0,90	Francis	257,14	279,00	279,00	1,953	0,2213	9,7	237	
Itapetinga - MG/BA	35,0	35,0	2	4,973	0,90	Kaplan	276,92	301,00	301,00	0,886	0,2518	9,7	237	
Itapetinga - MG/BA	35,0	35,0	2	4,973	0,90	Kaplan	300,00	326,00	326,00	-0,394	0,2684	9,7	237	
Itapetinga - MG/BA	35,0	35,0	2	4,973	0,90	Kaplan	327,27	355,00	355,00	-1,967	0,3334	9,7	237	
Itapetinga - MG/BA	35,0	35,0	2	4,973	0,90	Kaplan	360,00	391,00	391,00	-4,050	0,3928	9,7	237	
Itapetinga - MG/BA	35,0	35,0	2	4,973	0,90	Kaplan	400,00	434,00	434,00	-6,718	0,4691	9,7	237	
Itapetinga - MG/BA	35,0	35,0	2	4,973	0,90	Kaplan	450,00	488,00	488,00	-10,340	0,5726	9,7	237	

Figura 61: Possíveis Turbinas com as Respectivas Velocidades Específicas e Rotação Nominal

Portanto, a escolha para a turbina Kaplan deve assumir um compromisso com o custo-benefício. Sendo assim, a opção com a rotação de 327,27 rpm e com a altura de sucção de menos 1,967 m, torna-se atraente.

Percebe-se que a turbina Francis tem um gerador maior em relação ao da turbina Kaplan, em função da menor rotação. Porém, a turbina Francis não exige escavações para minimizar os efeitos da cavitação, de acordo com os resultados positivos obtidos da altura de sucção, conforme verificado através da figura 60.

Enfim, deve-se discutir todas as opções possíveis juntamente com os fabricantes de turbinas, a fim de certificar-se da escolha correta, analisando o custo-benefício da aquisição dos equipamentos.

A análise de viabilidade econômica é verificada através dos custos de geração obtidos nos diagramas de custos de geração em PCH, mencionados neste capítulo.

A tabela 20 mostra os custos de geração obtidos, juntamente com o cálculo da receita anual do empreendimento, considerando um preço de energia de 0,056 USD/kW.h (CCEE, 2006):

Tabela 20: Custos de Geração e Receitas – Projeto Itapetinga

Projeto	Número de Horas de Operação	Tempo de Retorno (anos)	Custo de Geração (USD/kW.h)	Receita (USD/Ano)
PCH Itapetinga	7.000	20	0,048	560.000,00
PCH Itapetinga	7.000	15	0,052	280.000,00
PCH Itapetinga	7.000	10	0,063	- 490.000,00
PCH Itapetinga	6.000	20	0,054	120.000,00
PCH Itapetinga	6.000	15	0,060	- 240.000,00
PCH Itapetinga	6.000	10	0,071	- 900.000,00
PCH Itapetinga	5.000	20	0,062	- 300.000,00
PCH Itapetinga	5.000	15	0,070	- 700.000,00
PCH Itapetinga	5.000	10	0,086	- 1.500.000,00

Com os resultados obtidos na tabelas 20, elaborase uma análise de viabilidade econômica, a fim de verificar o tempo de retorno dos capitais investidos em função do número de horas de operação anual. Estes resultados são verificados através da figura 62:

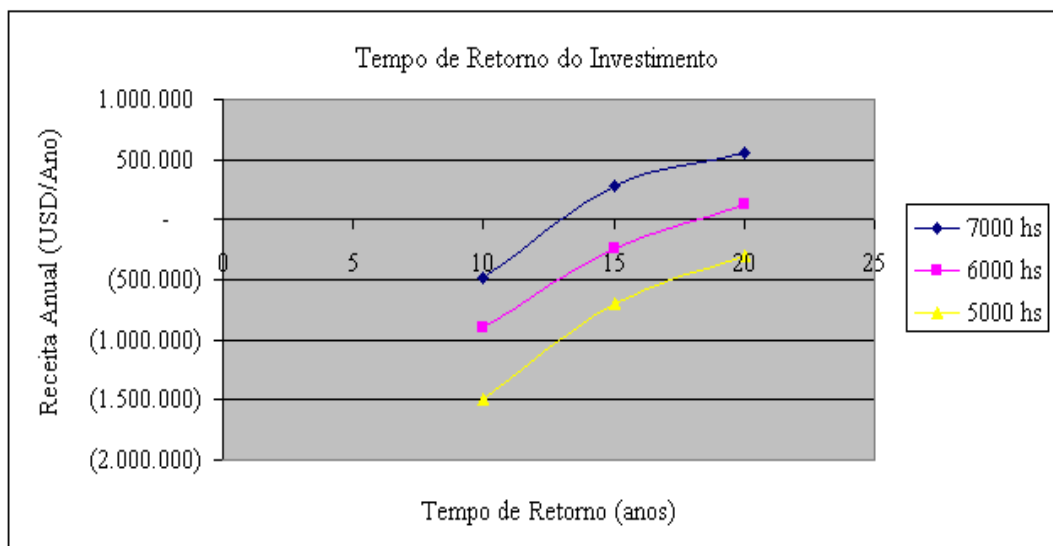


Figura 62: Tempo de Retorno do Investimento – PCH Itapetinga

Observa-se que alguns projetos não atingiram o tempo de retorno do investimento em função do número de horas de operação. Para que ocorra a viabilidade a partir do período de 13 anos, o empreendimento deve utilizar a curva de 7.000 horas de operação anual, o que não ocorre na condição de 6.000 horas, que permite a viabilidade a partir dos 18 anos. Na condição de 5.000 horas de operação, o projeto se torna inviável para quaisquer que sejam os períodos considerados nesta análise.

De acordo com a figura 62, o número de horas de operação é um fator importante para a viabilidade do projeto, e por isso a turbina Kaplan deve ser considerada, pois conforme mencionado pelo fabricante, este tipo de turbina tem uma característica de alta produção de energia em relação às turbinas Francis (MINI-AQUA, 2000).

Enfim, determina-se que a PCH terá as seguintes características: duas turbinas do tipo Kaplan, potência unitária de 4.973kW, queda líquida de 31,5 m, vazão unitária de 17,5 m³/s, rotação nominal de 327,27 rpm, velocidade específica de 355 rpm e com altura de sucção de menos 1,967 m.

CONCLUSÃO

O objetivo desta dissertação foi elaborar diagramas de custos de geração de energia em função da altura de queda e vazão líquidas, disponibilizadas no diagrama de utilização do catálogo fornecido pelo fabricante de turbinas com experiência no mercado de PCH.

A construção do diagrama teve o suporte de um programa denominado “PB”, elaborado para determinar os custos de geração, com base nos valores obtidos no diagrama de custos de investimento em PCH.

Além disso, o programa foi elaborado com a finalidade de obter resultados de receitas durante determinado período, em função do custo de geração e do preço da energia, sendo o primeiro influenciado pelos parâmetros de custo de investimento do empreendimento por kW instalado, número de horas de operação, taxa de juros, etc. Como consequência desse estudo de resultados de receitas, o “PB” auxiliou na análise da viabilidade econômica do projeto.

Aliando-se o programa ao aspecto técnico, a rotação específica foi avaliada sob o ponto de vista do fenômeno da cavitação e da determinação da altura de sucção, quando a turbina for do tipo reação. Estes parâmetros mostram se a turbina tem uma tendência a ter seu nível de implantação abaixo ou acima do nível jusante do projeto, ou seja, se a mesma estaria afogada (abaixo) ou não (acima). A turbina “afogada” permite uma contrapressão na saída do rotor da mesma, o que minimiza esses efeitos. Por outro lado, ela aumenta os custos com obras civis, pelo fato de que será necessário executar maior escavação para instalação da turbina na casa de força. Portanto, deve-se verificar o ponto ótimo do custo versus benefícios junto ao fabricante.

Através de exemplo com projetos hipotéticos, foram determinadas as rotações específicas da turbina. Com os resultados obtidos, calculou-se, para cada rotação, um valor de altura de sucção (H_s) em função do coeficiente de cavitação. Esta verificação teve como objetivo mostrar os possíveis níveis de implantação das turbinas em relação ao nível jusante do aproveitamento, para minimizar os efeitos da cavitação no rotor da turbina.

Para obter o custo de geração, é necessário determinar os valores de investimento em PCH por kW. Por isso, elaborou-se o diagrama para aquisição destes custos em função das mesmas variáveis de altura de queda e de vazão mencionadas no diagrama de utilização do fabricante. Para isso, obteve-se um orçamento de mercado.

Visando a possibilidade de atualização do mesmo, foi solicitada a um representante de PCH no mercado, além dos custos, uma fórmula paramétrica, utilizando os índices econômicos, pois o fabricante conhece as realidades e dificuldades na obtenção de matérias-primas e serviços adquiridos para a fabricação e fornecimento de uma PCH. Sendo uma usina composta de equipamentos que utilizam como matéria-prima o aço, o cobre, os materiais elétricos, a mão-de-obra, as referências cambiais e outros, a necessidade de utilizar uma fórmula para a atualização dos custos, contendo estes índices, é importante para trazeremos o valor obtido na base econômica do diagrama para a base desejada.

Isto pode ser observado quando da utilização do programa "PB". Uma vez inseridos o custo do investimento e os índices da base econômica de outubro de 2005, observou-se uma redução do custo do kW/instalado adquirido no diagrama com base de março de 2005, devido à queda nos índices apresentados para a base de outubro.

Todo este ponto de vista deve ser considerado pelo investidor, analisando toda a conjuntura econômica do país em que será investido o capital, para verificar se realmente será o momento de investir em um determinado empreendimento ou não.

Acredita-se que os custos obtidos através do fabricante tenham buscado as melhores condições de projeto, pois estes, segundo o mesmo, foram adquiridos por meio de empreendimentos existentes, considerando, assim, o peso das influências das melhores condições técnicas de cada projeto, apresentadas no momento da decisão da execução do mesmo.

Com base no programa e no diagrama de custo de investimento, elaboraram-se os diagramas de custos de energia em PCH, os quais têm a finalidade de determinar custos de geração em função da altura de queda e da vazão, indicadas no diagrama de utilização do fabricante.

Para a determinação dos custos, foram fixados os períodos de retorno de 10, 15 e 20 anos para cada número de horas de operação anual de 5.000, 6.000 e 7.000 horas, juntamente com a taxa de juros e os custos com manutenção e operação.

Com as possibilidades colocadas em forma de diagramas, permite-se determinar o custo de geração referente a uma condição de altura de queda e de vazão imposta pelo projeto, juntamente com a potência instalada. Pode-se, ainda, determinar o tipo de turbina a ser aplicado.

Com os exemplos reais citados no capítulo 7, percebe-se a importância dos diagramas de custos de geração de energia, tendo em vista que estes facilitam a análise da viabilidade econômica dos projetos, certificando o tempo de retorno de investimento para cada caso.

Sendo a PCH uma das alternativas tidas pelo MME como fonte de diversificação da matriz energética, tem-se que mais estudos devem ser realizados, citando-se como sugestão para trabalho futuro o seguinte tema: “Diagrama de Custos de Geração envolvendo Sistemas Hidrotérmicos”.

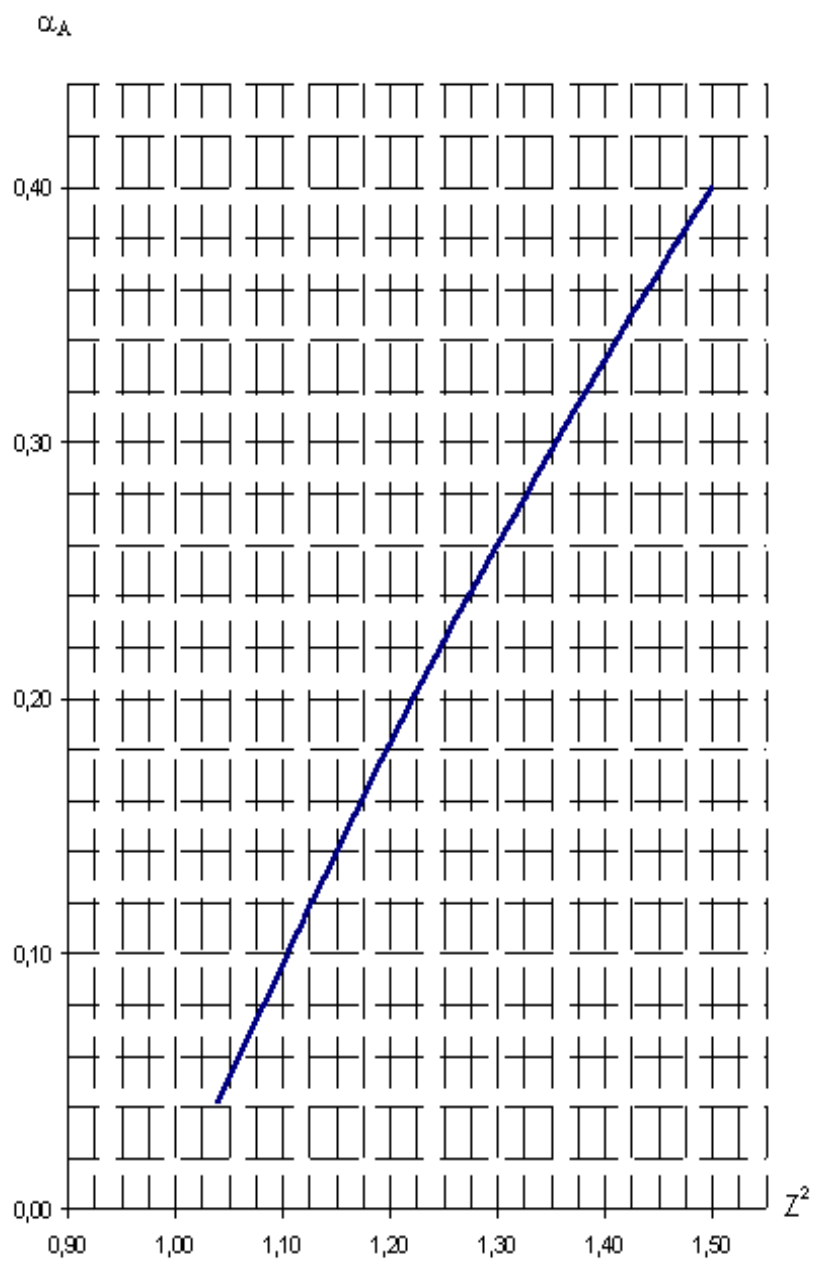
REFERÊNCIAS

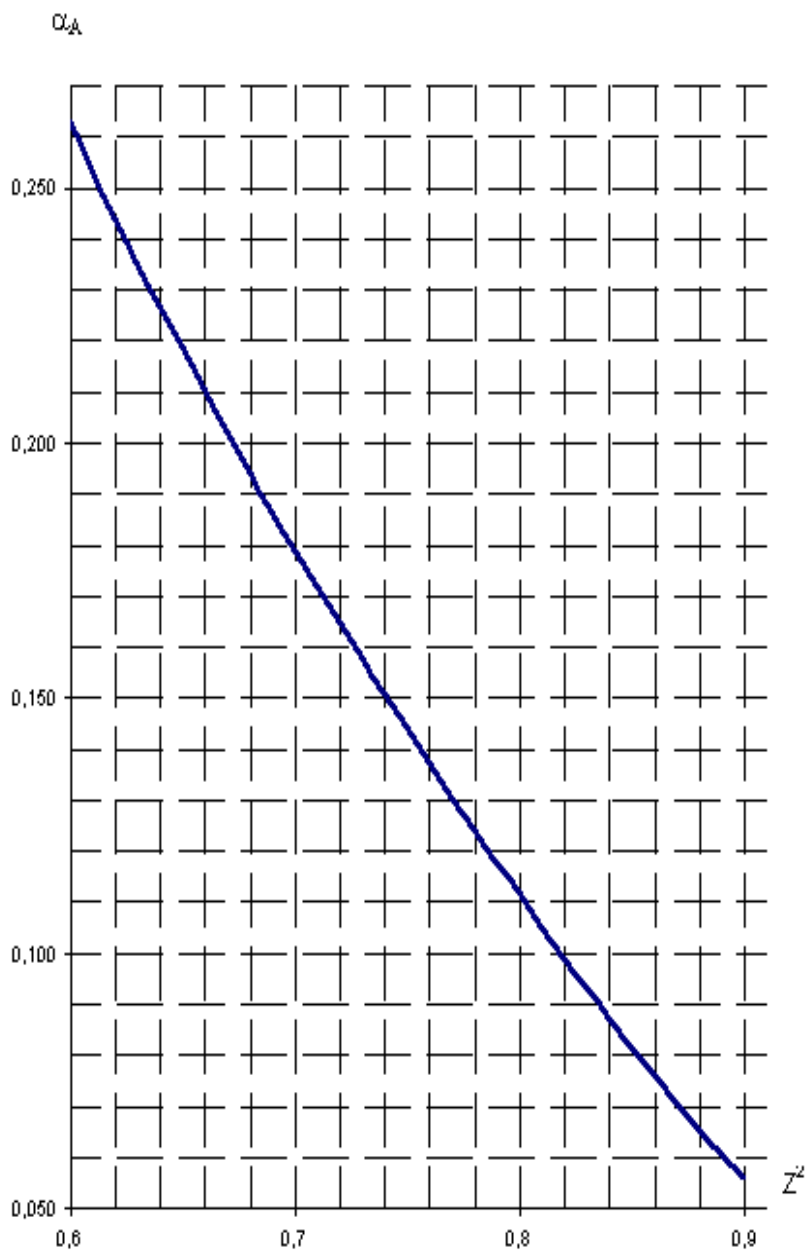
- *Asea Brown Boveri* (ABB). **Catálogo gerador**. [s.i.]
- Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos (ABIMAQ). **Índices econômicos FGV**. Disponível em: <<http://www.abimaq.org.br/ceimaq/meta8/INDICES/results.aspx>> Acesso em: 26 nov 2005.
- ALSTOM. **Catálogos equipamentos para centrais hidrelétricas**. Disponível em: <<http://www.power.alstom.com>>. Acesso em: 22 jul. 2006.
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). **2º leilão de energia elétrica**. Disponível em: <<http://www.ccee.gov.br>>. Acesso em: 21 jul. 2006.
- D'AJUZ, Ary. **Equipamentos elétricos: especificação e aplicação em subestações de alta tensão**. Rio de Janeiro: Furnas, 1985.
- DEMAG *Cranes & Components*. **Catálogos ponte rolante**. Disponível em: <<http://www.demagcranes.com.br>>. Acesso em: 22 jul. 2006.
- Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRÁS). **Manual de diretrizes para projetos de PCH**. 1998. Disponível em: <<http://www.elektrobras.gov.br>>. Acesso em: 30 ago 2005.
- _____ . **Tabela de dados do atlas do potencial brasileiro**. Disponível em: <<http://www.elektrobras.gov.br>>. Acesso em: 21 jul. 2006.
- MINI-AQUA, *The Mini-hydro solution*. **Catálogo ALSTOM de pequenas centrais hidrelétricas**, 2000.
- Ministério de Minas e Energia (MME). **O plano decenal de expansão de energia elétrica**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 12 jun. 2006.
- OLIVA, Vagner José. *et al.* **Caracterização dos custos de pequenas centrais hidrelétricas**. In: CONGRESSO LATINO-AMERICANO: GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. 3, 1997. Campos do Jordão: Anais... p 309 - 312.
- RISCHBIETER, Engenharia. **Informações de obras projetadas**. Disponível em: <<http://www.rischbieter.com.br>>. Acesso em: 22 jun. 2006.

- SANTOS, Gilberto. **Orçamento PCH** [mensagem pessoal]. Mensagem enviada por <gilberto.santos@power.alstom.com> em 26 jul. 2005.
- SIEMENS. **Catálogos equipamentos de média tensão**. Disponível em: <<http://www.siemens.com.br>>. Acesso em: 22 jul. 2006.
- SCHREIBER, Gerhard P. **Usinas hidrelétricas**. Rio de Janeiro: Edgard Blücher, 1978.
- SILVEIRA, J.L., RIBEIRO, J.F., LEITE, N.G.C. **Análise do potencial de produção de água quente com motores diesel: A Cogeração**. In: CONGRESSO LATINO-AMERICANO: GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. 3, 1997. Campos do Jordão: Anais... p 220 - 224.
- SIMONE, Gilio Aluísio. **Centrais e aproveitamentos hidrelétricos**. São Paulo: Erica, 2000.
- SOUZA, Z. **PCH de baixa queda**. Disponível em: <<http://www.unesco.org.uy/phi/libros/hidromecanica/Trab%201.doc>>. Acesso em: 24 jul 2006. In: GRUPO DE TRABAJO SOBRE HIDROMECANICA. 5, 1999. Montevideo, Uruguay.
- STREETER, Victor L., WYLIE, E. Benjamin. **Mecânica dos fluidos**. 7.ed. São Paulo: McGRAW-Hill, 1982.
- WIKIPEDIA, **Gerador vertical**. Disponível em: <[http:// pt.wikipedia.org](http://pt.wikipedia.org)>. Acesso em: 22 jul. 2006.

BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

- ALMEIDA, Antonio Tadeu Lyrio de. **Máquinas Síncronas**. Grupo de Estudos em Manutenção Eletro-Eletrônica e Instalações. Itajubá: EFEI, 2000.
- ARAÚJO, Carlos André. **Proteção de sistemas elétricos**. Rio de Janeiro: Interciência, 2002.
- BAUER, Udibert Reinoldo. **Matemática financeira fundamental**. São Paulo: Atlas, 2003.
- CAMINHA, Amadeu. **Introdução à proteção dos sistemas elétricos**. 7.ed. São Paulo: Edgard Blücher, 1997.
- CASTRO, José Nédilo Antunes de. **Hidrogeração de Energia Elétrica**. 1999. 201 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Mecânica) - Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 1999.
- DINIZ, José Henrique. *et al.* Geração distribuída: conceitos, tecnologias e perspectivas. **Eletricidade Moderna**. São Paulo: n° 361, p. 66 - 79, 2004.
- FILIPPO FILHO, Guilherme. Análise sobre a nova composição tarifária brasileira. **Eletricidade Moderna**. São Paulo: n° 379, p. 84 - 95, 2005.
- ROMEIRO FILHO, José Newton Rodrigues. *et al.* Conexão dos PIEs: um estudo dos impactos e requisitos de proteção. **Eletricidade Moderna**. São Paulo: n° 377, p. 174 - 189, 2005.
- POTTER, Merle C.; WIGGERT, David C. **Mecânica dos Fluidos**. São Paulo: Pioneira Thomson Learning, 2004.
- ROBERTS, Vaughan. *et al.* Redes ativas para acomodação da geração distribuída. **Eletricidade Moderna**. São Paulo: n° 369: p. 134 - 145, 2004.

ANEXO A – Determinação do coeficiente de Allievi z^2 (sobrepessão)

ANEXO B – Determinação do coeficiente de Allievi z^2 (depressão)

ANEXO C – Custos de Geração de Energia para 5.000 Horas de Operação Anual

Queda (m)	30 MW		20 MW		15 MW		10 MW		5 MW	
	Implanta USD/KV	Cgeração 10E-1 (USD/KV.h)	Implanta USD/KV	Cgeração 10E-1 (USD/KV.h)	Implanta USD/KV	Cgeração 10E-1 (USD/KV.h)	Implanta USD/KV	Cgeração 10E-1 (USD/KV.h)	Implanta USD/KV	Cgeração 10E-1 (USD/KV.h)
10 anos	2 2000,000	0,694	2300,000	0,791	2600,000	0,887	3400,000	1,145	4600,000	1,531
	350 990,000	0,369	1400,000	0,501	1750,000	0,614	1900,000	0,662	2250,000	0,775
	20 1500,000	0,533	1800,000	0,630	2250,000	0,775	2600,000	0,887	3300,000	1,113
15 anos	2 2000,000	0,568	2300,000	0,646	2600,000	0,724	3400,000	0,931	4600,000	1,242
	350 990,000	0,307	1400,000	0,413	1750,000	0,504	1900,000	0,542	2250,000	0,633
	20 1500,000	0,439	1800,000	0,517	2250,000	0,633	2600,000	0,724	3300,000	0,905
20 anos	2 2000,000	0,512	2300,000	0,581	2600,000	0,650	3400,000	0,835	4600,000	1,112
	350 990,000	0,279	1400,000	0,373	1750,000	0,454	1900,000	0,489	2250,000	0,570
	20 1500,000	0,396	1800,000	0,466	2250,000	0,570	2600,000	0,650	3300,000	0,812

Onde :

Implanta: Investimento da Planta

Cgeração: Custo de Geração de Energia

ANEXO D – Custos de Geração de Energia para 6.000 Horas de Operação Anual

Queda 30 MW	Iplanta 30 MW	Cgeração 30 MW	Iplanta		Cgeração		Iplanta		Cgeração		Iplanta		Cgeração	
			USD/KV	10E-1	USD/KV	10E-1	USD/KV	10E-1	USD/KV	10E-1	USD/KV	10E-1	USD/KV	10E-1
2	2000,000	0,587	2300,000	0,667	2600,000	0,748	3400,000	0,962	4600,000	1,284				
350	990,000	0,316	1400,000	0,426	1750,000	0,520	1900,000	0,560	2250,000	0,654				
20	1500,000	0,453	1800,000	0,533	2250,000	0,654	2600,000	0,748	3300,000	0,936				
2	2000,000	0,482	2300,000	0,547	2600,000	0,612	3400,000	0,784	4600,000	1,044				
350	990,000	0,264	1400,000	0,352	1750,000	0,428	1900,000	0,460	2250,000	0,536				
20	1500,000	0,374	1800,000	0,439	2250,000	0,536	2600,000	0,612	3300,000	0,763				
2	2000,000	0,435	2300,000	0,493	2600,000	0,550	3400,000	0,704	4600,000	0,935				
350	990,000	0,241	1400,000	0,319	1750,000	0,387	1900,000	0,416	2250,000	0,483				
20	1500,000	0,339	1800,000	0,396	2250,000	0,483	2600,000	0,550	3300,000	0,685				

Onde :

Iplanta: Investimento da Planta

Cgeração: Custo de Geração de Energia

ANEXO E – Custos de Geração de Energia para 7.000 Horas de Operação Anual

Queda (m)	Iplanta 30 MW		Cgeração 30 MW		Iplanta 20 MW		Cgeração 20 MW		Iplanta 15 MW		Cgeração 15 MW		Iplanta 10 MW		Cgeração 10 MW		Iplanta 5 MW		Cgeração 5 MW			
	USD/KV	10E-1	USD/KV	(USD/KV.h)	USD/KV	10E-1	USD/KV	(USD/KV.h)	USD/KV	10E-1	USD/KV	(USD/KV.h)	USD/KV	10E-1	USD/KV	(USD/KV.h)	USD/KV	10E-1	USD/KV	(USD/KV.h)		
10 anos	2	2000,000	0,510	2300,000	0,579	2600,000	0,648	3400,000	0,832	4600,000	1,108	350	990,000	0,278	1400,000	0,372	1750,000	0,453	1900,000	0,487	2250,000	0,568
		20	1500,000	0,395	1800,000	0,464	2250,000	0,568	2600,000	0,648	3300,000	0,809										
15 anos	2	2000,000	0,420	2300,000	0,476	2600,000	0,531	3400,000	0,680	4600,000	0,902	350	990,000	0,233	1400,000	0,309	1750,000	0,374	1900,000	0,402	2250,000	0,467
		20	1500,000	0,328	1800,000	0,383	2250,000	0,467	2600,000	0,531	3300,000	0,661										
20 anos	2	2000,000	0,380	2300,000	0,429	2600,000	0,479	3400,000	0,611	4600,000	0,809	350	990,000	0,213	1400,000	0,281	1750,000	0,339	1900,000	0,363	2250,000	0,421
		20	1500,000	0,297	1800,000	0,347	2250,000	0,421	2600,000	0,479	3300,000	0,594										

Onde :

Iplanta: Investimento da Planta

Cgeração: Custo de Geração de Energia

ANEXO F – Custos de Manutenção e Operação Anual

Potência Instalada: 10 MW

Número de Funcionários	Cargo	Salário		Potência Instalada Usina	Número de Horas de Operação Anual	Dólar - Outubro 2005	Custo para Equipe de Manutenção e Operação
		R\$	13º Salário				
-	-	-	-	-	-	-	-
3	Engenheiro de Manutenção	3.705	12	3.705	10.000	2,256	0,00085
6	Mecânico Especializado	2.302	12	2.302	10.000	2,256	0,00106
6	Eletricista de Manutenção	1.949	12	1.949	10.000	2,256	0,00090
3	Operador de Máquinas Produçã	1.143	12	1.143	10.000	2,256	0,00026
<p style="text-align: right;">Custo para Manutenção e Operação - Sub-Total 1 (USD/kW.h) 0,003</p> <p style="text-align: right;">Custo Adicional Estimado para Peças Sobressalentes - Sub-Total 2 (USD/kW.h) 0,002</p> <p style="text-align: right;">Custo Total (USD/kW.h) 0,005</p>							

OBS: Os Cargos e os Salários foram obtidos através do Jornal "O Estado de São Paulo" (Fev-06),