

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

RÉGIS DA SILVA RAMOS

PROJETO DE DIPLOMAÇÃO

**MICROCENTRAIS HIDRELÉTRICAS COMO
ALTERNATIVA PARA ELETRIFICAÇÃO EM
LOCAIS ISOLADOS NO RIO GRANDE DO SUL**

Porto Alegre

2008

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**MICROCENTRAIS HIDRELÉTRICAS COMO
ALTERNATIVA PARA ELETRIFICAÇÃO EM
LOCAIS ISOLADOS NO RIO GRANDE DO SUL**

Projeto de Diplomação apresentado ao
Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade
Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos
requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: Prof. Dr. Roberto Petry Homrich

CO-ORIENTADOR: Prof. Dr. Alexandre Beluco

Porto Alegre

2008

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

RÉGIS DA SILVA RAMOS

**MICROCENTRAIS HIDRELÉTRICAS COMO
ALTERNATIVA PARA ELETRIFICAÇÃO EM
LOCAIS ISOLADOS NO RIO GRANDE DO SUL**

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da Disciplina de “Projeto de Diplomação”, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Roberto Petry Homrich, UFRGS

Doutor em Engenharia Elétrica (Unicamp – Campinas, Brasil)

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Alexandre Beluco, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Prof. Dr. Ály Ferreira Flores Filho, UFRGS

Doutor pela University of Wales College of Cardiff – Cardiff, País de Gales,
Reino Unido

Prof. Dr. Roberto Petry Homrich , UFRGS

Doutor pela Universidade Federal de Campinas – Campinas, Brasil

Porto Alegre, julho de 2008.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, pelo apoio em todos os momentos em especial pela dedicação e apoio em todos os momentos difíceis.

AGRADECIMENTOS

A minha grande família, pai Adilton e mãe Marina pelo apoio incessante e aos meus irmãos Ronaldo, Alessandro e Anderson por manterem a casa sempre animada e viva.

Aos colegas do curso de Engenharia Elétrica, pelo seu auxílio nas tarefas desenvolvidas durante o curso e apoio na revisão deste trabalho.

Ao professor Roberto Petry Homrich, pela disponibilidade na orientação e incentivo na utilização de energias alternativas e pelos ensinamentos dos últimos anos.

Ao Professor Alexandre Beluco, pela paciência na transmissão de conhecimento, empenho na minha causa, disponibilidade e entusiasmo pelos projetos de energias alternativas.

Ao Buby e a Nicky que ofereceram estadia aconchegante e gratuita em São Francisco de Paula durante o período de estudos e coleta de dados em campo.

À empresa Epcos do Brasil que facilitou flexibilidade de carga horária para que este trabalho pudesse ser concluído e pela aposta feita no novo funcionário em 2007.

A todos os colegas da Engenharia da Epcos do Brasil, que não pouparam esforços na minha substituição quando por motivos de aulas e provas não consegui estar presente na empresa.

À Universidade, professores e funcionários.

À minha namorada Juli, fiel companheira.

RESUMO

Historicamente as Microcentrais Hidrelétricas mostraram-se responsáveis pelo crescimento e pelo desenvolvimento de regiões isoladas do Rio Grande do Sul, mantendo o povo no campo e evitando o êxodo rural em direção aos grandes centros urbanos. Mesmo após o incentivo de programas do governo como o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica), Luz para Todos e o PAC (Programa de Aceleração do Crescimento), no ano de 2008 ainda existem comunidades que não sabem o que é a eletricidade. Esta dissertação trata justamente do problema de comunidades totalmente isoladas que aguardam pela boa vontade de projetos que levem a eletrificação até as suas casas ou dependem da obra de caridade de pequenos produtores de energia elétrica que possam doar alguns poucos watts de energia. A repotenciação de Microcentrais Hidrelétricas no interior do Rio Grande do Sul será tratada como forma de disponibilizar uma maior quantidade de energia e viabilizar um baixo custo para a população carente e um incentivo para fins turísticos, buscando o desenvolvimento destas regiões. Será apresentado o estudo de caso na Micro Usina da Ponte, localizada no Município de São Francisco de Paula-RS, onde foram estudadas todas as possibilidades de repotenciação da MCH com equipamentos de baixo custo e de fácil manutenção, aumentando a potência gerada pela planta

Palavras-chaves: Engenharia Elétrica. Repotenciação. Microcentral Hidrelétrica (MCH). Bomba funcionando como turbina. Gerador de Indução

ABSTRACT

Historically the Micro Hydropower Plants (MHP) had revealed as responsible for the growth and the development of isolated regions of Rio Grande do Sul, maintaining the people in the country and preventing the rural exodus in direction to the great urban centers. Even after the incentive of government as the PROINFA (Program of Incentive to the Alternative Sources of Electric Energy), Light for All and the CAP (Program of Acceleration of the Growth), in 2008 still exist communities that do not know what it is the electricity. This dissertation exactly deals with the problem of isolated communities that wait for the good will of projects that take the electrification until to their houses or depend on the charity of small producers of electric energy that can donate some watts of energy. The repowering of Micro Hydropower Plants in the rural area of Rio Grande do Sul will be showed as a form to create available energy and make possible a low cost for the devoid population and an incentive for tourist ends, looking for development of these regions. It will be presented a case study in the Micro Usina da Ponte, located in the City of São Francisco de Paula-RS, where were studied possibilities of repowering in the MHP with equipment of low cost and easy maintenance, increasing the generated power of the plant.

**Keywords: Electrical Engineering. Repowering. Micro Hydropower Plant (MHP).
Pump as Turbine. Induction generator.**

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	A questão energética no brasil.....	16
1.2	Objetivos.....	20
2	A REPOTENCIAÇÃO	23
2.1	O conceito de repotenciação	23
2.2	A repotenciação de usinas hidrelétricas	25
2.3	Tipos de repotenciação.....	28
2.4	Obstáculos a serem vencidos na repotenciação	28
3	EQUIPAMENTOS MECÂNICOS E ELÉTRICOS UTILIZADOS NA MICRO GERAÇÃO DE ENERGIA	30
3.1	Turbinas	30
3.1.1	Turbina Pelton	32
3.1.2	Turbina Francis	33
3.1.3	Turbina Michel-Banki.....	34
3.1.4	A BFT (Bomba Funcionando como Turbina).....	35
3.1.5	O fenômeno da cavitação	40
3.2	Geradores elétricos	41
3.2.1	Geração síncrona	41
3.2.2	Geração assíncrona	44
3.2.3	Motor de alto rendimento	50
4	POTENCIAL ENERGÉTICO NO INTERIOR DO RIO GRANDE DO SUL 51	
4.1	A cidade de São Francisco de Paula	51
4.2	A pousada Terra do Sempre e vizinhos próximos.....	52
5	ESTUDO DE CASO	59
5.1	A Usina da Ponte (Cascata das Borboletas)	59
5.2	Micro usina hidrelétrica implantada	60
5.2.1	Barragem.....	62
5.2.2	Tubulação de Adução em Baixa Pressão e Conduto Forçado de Água.....	66
5.2.3	A casa de máquinas	71
5.2.4	Principais problemas verificados na planta da usina da ponte.....	75
5.3	Proposta de um projeto hidráulico ideal – estudo de caso com dimensionamento hidráulico	77
5.3.1	Seleção do diâmetro adequado	77
5.3.2	A barragem	79
5.3.3	Canal de adução.....	80

5.3.4	Chaminé de equilíbrio	83
5.3.5	Queda líquida e perdas de carga	84
5.3.6	Potência disponível	89
5.4	Planta atual da Usina da Ponte	90
5.4.1	Estudo do dimensionamento da planta atual.....	90
5.4.2	Queda Líquida e Perdas de Carga	90
5.4.3	Chaminé de equilíbrio	93
5.4.4	Potência disponível na planta atual	94
5.5	Escolha da turbina para um novo projeto	94
5.5.1	Seleção da BFT a partir das características do aproveitamento hidráulico	94
5.5.2	Método de Sharma e Williams para seleção de BFTs	95
5.5.3	Método de Viana e Nogueira para seleção de BFTs	98
5.5.4	Método de Chapallaz e Williams para seleção de BFTs	101
5.5.5	Comparação entre os métodos de seleção de BFTs	111
5.5.6	Seleção do gerador assíncrono e do banco de capacitores para auto-excitação.	112
6	CONEXÃO E INJEÇÃO DE ENERGIA NA REDE ELÉTRICA	119
6.1	Conexão e desconexão da rede elétrica.....	119
6.2	Injeção de energia na rede	121
6.3	Condições de paralelismo e paralelismo em baixa tensão com a RGE.....	122
6.4	Condições de autoprodução.....	126
7	ASPECTOS LEGAIS SOBRE A GERAÇÃO DE ELETRICIDADE.....	129
8	RESULTADOS ALCANÇADOS.....	138
	CONCLUSÃO.....	140
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	142

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 - Investimento em repotenciação. [Fonte: WWF, 2004, p.13.]	25
FIGURA 2 - Plano de investimentos em repotenciação da ANEEL, mostrando a baixa de investimentos em repotenciação no Brasil até o ano de 2002. [Fonte: ANEEL, 2001.] ..	26
FIGURA 3 - Faixas de aplicação das turbinas [Fonte: Farret, 1999, p.48.]	31
FIGURA 4 - Faixas de aplicação das turbinas [Fonte: Farret, 1999, p.48.]	31
FIGURA 5 - Turbina Pelton com 2 injetores, eixo horizontal. [Fonte: ESHA, 2004, p.159.]	32
FIGURA 6 - Corte transversal em uma turbina Pelton com 2 injetores, eixo horizontal, com indicação dos seus componentes principais: (1) rotor, (2) pá em forma de concha do rotor, (3) coroa das pás, (4) tampa, (5) desviador frontal, (6) poço, (7) blindagem, (8) canal de fuga, (9) eixo da turbina, (10) injetor, (11) freio do jato, (12) agulha de regularização, (13) cruzeta Pelton e (14) defletor de jato. [Fonte: Souza, 1983, p.140.]	33
FIGURA 7 - À direita: Turbina Francis utilizada no aproveitamento da Cascata das Borboletas. À esquerda: Turbina Francis apresentada no estudo ESHA (2004).....	34
FIGURA 8 - Desenho de uma turbina Banki comercializada pela fabrica alemã Ossberger Turbinenfabrik. [Fonte: adaptado de MANUAL DE MINICENTRAIS HIDRELÉTRICAS, 1985, p.363].....	35
FIGURA 9 - Bomba Centrífuga funcionando como bomba e como turbina. [Fonte: Viana, 1983].....	36
FIGURA 10 - Principais partes de uma bomba. [Fonte: Schneider Bombas – Manual, 2006]	37
FIGURA 11 - Região preferencial para aplicação de bombas centrífugas utilizadas em modo reverso. [Fonte: BELUCO, 1994, p.70.]	39
FIGURA 12 - Bomba funcionando como turbina. [Fonte: adaptado de Souza, 1983, p.14].	39
FIGURA 13 - Exemplo do efeito destrutivo da cavitação em um rotor tipo Francis.....	41
FIGURA 14 - Gerador Síncrono. [Fonte: adaptado de Fitzgerald, 1975].	42
FIGURA 15 - A produção de um campo magnético girante por meio de correntes trifásicas. [fonte: Fitzgerald, 2006, p.205.]	44
FIGURA 16 – Motor assíncrono. [fonte: adaptado de Fitzgerald, 2006]	45
FIGURA 17 - Curva conjugado x escorregamento de uma máquina de indução. [fonte: Fitzgerald, 2006, p.312.]	47
FIGURA 18 - Auto-excitação do gerador de indução. [fonte: adaptado de Chapallaz et al, 1990.].....	49
FIGURA 19 - Entrada da Pousada Terra do Sempre em São Francisco de Paula.	52
FIGURA 20 - Dependências da Pousada Terra do Sempre em São Francisco de Paula.....	53
FIGURA 21 - Vista panorâmica da Pousada Terra do Sempre em São Francisco de Paula. ..	54
FIGURA 22 - Vista cartográfica da bacia do Rio Rolantinho da Areia, desde a sua nascente no Lago São Bernardo. (1) Micro Usina da Ponte. [Fonte: Exército Brasileiro].....	56
FIGURA 23 - Vista panorâmica da região. (1) Pousada Terra do Sempre, (2) vizinho mais próximo da pousada, (3) vizinho mais próximo da PicoCH e que recebe energia da mesma, (4) casa de máquinas da PicoCH, (5) vizinho mais próximo da PicoCH e que não	

recebe energia da mesma, (6) junção de dois afluentes contribuintes para o aproveitamento. [Fonte: Google Earth].....	57
FIGURA 24 - Vista panorâmica da região. (1) Lago São Bernardo (2) Sede do Parque das 8 Cachoeiras, (3) vizinho mais próximo da pousada, (4) Pousada Terra do Sempre, (5) junção de dois afluentes contribuintes para o aproveitamento, (6) PicoCH da Ponte, (7) vizinho mais próximo da PicoCH e que recebe energia da mesma, (8) vizinho mais próximo da PicoCH e que não recebe energia da mesma. [Fonte: Google Earth].....	58
FIGURA 25 - Vista panorâmica da PicoCH da Ponte. (1) 1ª. queda do aproveitamento, (2) vizinho mais próximo da PicoCH e que recebe energia da mesma, (3) vizinho que não recebe energia da PicoCH, (4) barragem, (5) casa de máquinas. [Fonte: Google Earth].....	60
FIGURA 26 - Barragem tipo arco. [Fonte: adaptado de Michels, 1991].....	63
FIGURA 27 - Foto frontal da barragem tipo arco utilizada na Micro Usina da Cascata das Borboletas. (1) vertedouro; (2) descarga de fundo; (3) tubulação.....	65
FIGURA 28 - Foto lateral da barragem da Cascata das Borboletas. (1) vertedouro; (2) descarga de fundo; (3) início da tubulação de baixa pressão; (4) área represada.....	65
FIGURA 29 - Foto frontal da barragem da Cascata das Borboletas. Detalhe para (1) vertedouro; (2) descarga de fundo.	66
FIGURA 30 - Foto da queda total da Cascata das Borboletas - Barragem.	68
FIGURA 31 - Foto da queda total da Cascata das Borboletas - Queda Intermediária.	69
FIGURA 32 - Foto da queda total da Cascata das Borboletas - Visão frontal da última queda.	70
FIGURA 33 - Fotos da tubulação da Cascata das Borboletas. (1) tubulação de adução em baixa pressão; (2) chaminé de equilíbrio; (3) Início da tubulação de alta pressão.....	71
FIGURA 34 - A Casa de Máquinas da Cascata das Borboletas.	72
FIGURA 35 - Placa da Turbina Francis.	72
FIGURA 36 - Turbina Francis utilizada atualmente na MCH.	73
FIGURA 37 - Placa do Gerador Síncrono Trifásico utilizado.	74
FIGURA 38 - Gerador Síncrono utilizado na MCH.....	74
FIGURA 39 - Quadro de Força utilizado na MCH.	74
FIGURA 40 - Fios percorrendo 1.200 metros em tubulações expostas no chão ou em canos de PVC.....	75
FIGURA 41 - Visão Lateral da barragem após enxurrada. Restos de galhos e troncos de árvores ficam visíveis e dificultando a entrada de água na tubulação.....	76
FIGURA 42 - Limpeza padrão da turbina Francis. Turbina aberta.....	77
FIGURA 43 - Foto lateral da barragem da Cascata das Borboletas. (1) vertedouro; (2) descarga de fundo; (3) início da tubulação de baixa pressão; (4) área represada.....	79
FIGURA 44 - Exemplo de canal de adução utilizado na MCH de Boa Esperança (Delfim Moreira - MG). (1) vertedor extravasor; (2) grade; (3) continuação do canal de adução; (4) comporta desarenadora.	82
FIGURA 45 - (1) Barragem; (2) Conduto de baixa pressão. É o local onde se pretende construir o canal de adução.	82
FIGURA 46 - (1) Conduto de baixa pressão. É o local onde se pretende construir o canal de adução.....	83
FIGURA 47 - Aresta Viva. [Fonte: Diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas, 2000, p.162.].	86
FIGURA 48 - Chaminé de Equilíbrio utilizada na planta atual (cano em formato T)	93
FIGURA 49 - Curvas de altura, potência de eixo, rendimento versus vazão para a bomba e BFT. [Fonte: VIANA, 1992]......	99
FIGURA 50 - Coeficientes de vazão e altura versus rotação específica da BFT. [Fonte: VIANA E NOGUEIRA, 1990]......	100

FIGURA 51 - Estimativa de rendimento de BFT. [Fonte: adaptado de Chapallaz et al., 1992.].....	102
FIGURA 52 - Obtenção do coeficiente de altura (C_H). [Fonte: adaptado de Chapallaz et al., 1992.].....	103
FIGURA 53 - Obtenção do coeficiente de vazão (C_Q). [Fonte: adaptado de Chapallaz et al., 1992.].....	103
FIGURA 54 - Curva característica de rendimento da Bomba EHF 150-25. Ponto de operação está indicado com um x. [Fonte: Catálogo de Bombas EH].....	106
FIGURA 55 - Bomba KSB Meganorm modelo 125-200 para n= 1.750 rpm, acoplada a um gerador assíncrono marca WEG. [Fonte: Catálogo de Bombas Meganorm KSB].....	108
FIGURA 56 - Gráfico de pré-seleção da bomba KSB para n= 1.750 rpm. [Fonte: Catálogo de Bombas Meganorm KSB]	108
FIGURA 57 - Curva característica de rendimento da Bomba Meganorm 125-200 [Fonte: Catálogo de Bombas KSB Meganorm]	109
FIGURA 58 - Arranjo de tubulação para BFT. [Fonte: Williams, 1995].	111
FIGURA 59 - Pré-seleção do motor a ser utilizado como gerador. [Fonte: Adaptado de Chapallaz et al, 1990.]	113
FIGURA 60 - Relação entre o $\text{sen}(\varphi)$ do gerador e do motor. [Fonte: Adaptado de Chapallaz et al, 1990.].....	115
FIGURA 61 - Gerador assíncrono ligado diretamente à rede pública. [Fonte: Farret, 1999, p.200.].....	119
FIGURA 62 - Esquema para injeção na rede e consumo local. [Fonte: Farret, 1999, p.219.]	122

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - Classificação dos Pequenos Aproveitamentos Hidroenergéticos.....	18
TABELA 2 - Região preferencial para aplicação de BFTs	39
TABELA 3 - Placa da Turbina Francis.	72
TABELA 4 - Características do Gerador Síncrono Trifásico utilizado.....	73
TABELA 5 – Parâmetros da Microcentral da Ponte.	95
TABELA 6 - Resultados do procedimento para escolha da bomba. <i>Fabricante: EH Bombas.</i>	107
TABELA 7 - Resultados do procedimento para escolha da bomba. <i>Fabricante: KSB Bombas.</i>	109
TABELA 8 - Resultados do procedimento para escolha entre métodos diversos.....	111
TABELA 9 - Características do gerador WEG - Motor Trifásico IP 55.....	114
TABELA 10 – Resultados obtidos para o dimensionamento BFT + gerador de indução.	118
TABELA 11 – Sistemas de proteção exigidos pela RGE	126
TABELA 12 – Levantamento de Custos para a repotenciação da Micro Usina da Ponte	139

LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT: Associação Brasileira de Normas Técnicas

ANA: Agência Nacional de Águas

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

AT: Alta tensão

BFT: Bomba funcionando como turbina

BT: Baixa Tensão

CDE: Conta de Desenvolvimento Energético

CCC: Conta de Consumo de Combustíveis

CEEE: Companhia Estadual de Energia Elétrica

DELET: Departamento de Engenharia Elétrica

DNAEE: Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

EFEI: Escola Federal de Engenharia de Itajubá

FATEC: Fundação de Apoio, Ciência e Tecnologia, ligada à UFSM

FMM: Força Magneto Motriz

IBAMA: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

IDH: Índice de Desenvolvimento Humano

IEC: International Electrotechnical Commission

MCH: Microcentral Hidrelétrica

MME: Ministério de Minas e Energia

MT: Média Tensão

PAC: Plano de Aceleração do Crescimento

PCH: Pequena Central Hidrelétrica

PicoCH: Pico Central Hidrelétrica

PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PVC: Poly Vinyl Chloride

RGE: Rio Grande Energia

SFG: Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração

WWF: World Wildlife Fund

UFRGS: Universidade Federal do Rio Grande do Sul

USP: Universidade de São Paulo

UTE: Usina Termoelétrica

P&D: Pesquisa e Desenvolvimento

1 INTRODUÇÃO

1.1 A QUESTÃO ENERGÉTICA NO BRASIL

“Os governantes e legisladores parecem não se dar conta da premente e urgente necessidade de definições claras e simplificadas para a geração de energia elétrica alternativa em abundância para que não se tenha um já previsível colapso energético, que independe de jogadas políticas ou de uma legislação restritiva e complicada como a que se tem até agora. (FARRET, 1999, p. 30).”

Desde 2001, quando o Brasil passou pela maior crise de desabastecimento de energia elétrica de sua história, têm-se intensificado as discussões sobre formas de conter uma possível falta de energia elétrica no país.

De fato as notícias e previsões de um possível “apagão elétrico”, previsto inicialmente para 2008 e atualmente adiado para 2012 não são conclusivas, porém as lições que o “apagão elétrico de 2001” deixou com certeza surtiram algum efeito na esfera administrativa do país. Inicialmente é possível verificar que são necessários mais investimentos, planejamentos, e mais pessoas capacitadas na gestão do curso energético brasileiro.

Com o lançamento do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), criado pela Lei 10.438, em 26/04/2002, traçou-se o objetivo principal de aumentar a participação de energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, num total de 1.100 MW por fonte no sistema elétrico interligado Nacional.

O Governo Federal iniciou em 2004 o “Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - Luz para Todos” com o objetivo de levar energia elétrica para a população do meio rural visando que elas a utilizem como vetor de desenvolvimento social e econômico, contribuindo para a redução da pobreza e aumento da renda familiar. O Programa é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia com participação da Eletrobrás e de suas empresas controladas. A ligação da energia elétrica até os domicílios é gratuita e as famílias sem acesso à energia estão majoritariamente nas localidades de menor IDH e nas famílias de baixa renda. Cerca de 90% destas famílias têm renda inferior a três salários-mínimos e 80% estão no meio rural.

O Programa também visa que com a chegada da energia elétrica no meio rural estará facilitada a integração de outros programas sociais, como o acesso a serviços de saúde, educação, abastecimento de água e saneamento, além de alavancar o PAC.

Com o lançamento do Plano de Aceleração do Crescimento (PAC) criado em 2007, o governo federal passou a insistir na urgência de possibilitar a oferta de 12,3 mil MW adicionais à energia elétrica gerada atualmente por meio de novas grandes obras, como as hidrelétricas do rio Madeira (RO) e Belo Monte (PA), além da usina nuclear de Angra 3, todos estes empreendimentos envoltos em polêmicas e embargos ambientais.

Independente da criação de programas que acelerem o desenvolvimento energético, no plano de desenvolvimento econômico do Brasil as grandes obras sempre enfrentam a batalha do desenvolvimento econômico versus preservação do meio ambiente. Uma das formas de evitar o conflito entre desenvolvimento e meio-ambiente é desvinculá-los através da alternativa de Repotenciação das usinas hidrelétricas brasileiras já existentes em uma análise criteriosa que envolva estudos de repotenciação desde as Pico Centrais Hidrelétricas até as grandes Usinas Hidrelétricas, aumentando assim a oferta de energia no mercado e evitando a construção desordenada de grandes empreendimentos que não respeitam o meio ambiente ou

que dependem da liberação de órgãos que não estão comprometidos com a necessidade de expansão da oferta de energia.

O estudo apresentado neste trabalho está voltado para a análise dos Pequenos Aproveitamentos Hidroenergéticos. Esses pequenos aproveitamentos são aqueles com potência máxima de 30 MW. De acordo com os Manuais de Micro, Mini e Pequenas Centrais Hidrelétricas, da Resolução da ANEEL nº 394 de 04 de dezembro de 1998 e da Resolução da ANEEL nº 652, de 09 de dezembro de 2003, esses empreendimentos estão classificados como o apresentado na tabela 1.

TABELA 1 - Classificação dos Pequenos Aproveitamentos Hidroenergéticos.

Tamanho da central	Potência (kW)	Altura (metros)		
		baixa	média	alta
Pico	≤ 10	-	-	-
Micro	até 100	15	15 a 50	50
Mini	100 a 1.000	20	20 a 100	100
Pequena	1.000 a 30.000	25	25 a 130	130

[Fontes: Adaptado das Resoluções da ANEEL nº 394 e nº 652.]

A Resolução da ANEEL nº 394, tratava o limite de 3 km² de área inundada como limite incondicional para o enquadramento do aproveitamento em Pequena Central Hidrelétrica. Em 2003, após alguns estudos acompanhados pela ANEEL, foi estabelecido o limite superior de área de 13 km², a fim de permitir o enquadramento de centrais com tendências justificáveis (de diversas origens) para maiores inundações. A Resolução nº 652 da ANEEL veio então para estabelecer novos limites na área inundada, porém, sem modificar o limite de potência previamente estabelecido em 1998. A nova resolução para área inundada passou a respeitar a seguinte equação:

$$A \leq \frac{14,3 \times P}{H_b} \quad (1-1)$$

onde:

P = potência elétrica instalada [MW];

A = área do reservatório [km^2];

H_b = queda bruta [m], definida pela diferença entre os níveis d'água máximo normal de montante e normal de jusante.

Para o atendimento da equação, ficou estabelecido, adicionalmente, que a área do reservatório não poderá ser superior a 13 km^2 .

Como consequência das resoluções nº 394 e nº 652 da ANEEL, praticamente foram eliminadas as Micro e Mini Centrais Hidrelétricas sob aspectos gerais legais, de financiamento governamental, desestimulando os geradores, os usuários e os fabricantes brasileiros de equipamentos mecânicos, hidromecânicos e elétricos até a potência de 1000 kW.

Os Micro Aproveitamentos Hidroenergéticos, tal como já foi dito, são aqueles que disponibilizam potência útil de 1 kW a 100 kW. De acordo com Santos (2003), “atualmente, o perfil daqueles que desenvolvem esse tipo de aproveitamento é caracterizado pelo isolamento da unidade consumidora, não tendo outra forma de suprimento, estando muito distante da rede convencional de energia elétrica”.

A construção de uma MCH é viabilizada quando o empreendedor informa à ANEEL a localização do empreendimento e as características do aproveitamento hidráulico, isentando-se de maiores burocracias. Quanto à questão ambiental, esta, mesmo mais simplificada do que em outros empreendimentos hidroenergéticos, depende da decisão dos órgãos ambientais, já que as MCHs causam impactos ambientais, mesmo que atenuados.

Não se tem, atualmente, um censo que determine o estado geral das Microcentrais no Brasil. O fato é que elas são operadas, em sua maioria, por autoprodutores para fins de consumo próprio e normalmente estão associadas a empreendimentos agroindustriais. Segundo Stano (2002), já se estimava que houvesse mais de 1.000 Minicentrais e Microcentrais com potências médias de 300 kW, entre centrais desativadas e em

funcionamento. E em relação ao estado de conservação e de operação destes empreendimentos, não se tinha nenhum dado a respeito.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo deste estudo é analisar a viabilidade da repotenciação de Micro Aproveitamentos Hidroenergéticos através da utilização de equipamentos de mercado alternativos e que ofereçam custos baixos. O ponto de partida é a análise das leis envolvidas no processo de novas eletrificações rurais, assim como os programas de incentivo criados pelo governo nos últimos anos. A falta de dados a respeito dos micro aproveitamentos em operação no Rio Grande do Sul fará com que muitas vezes este estudo busque apoio na literatura dos pequenos aproveitamentos, relacionando-os de forma objetiva e simplificada de forma que possam ser tratados no mesmo plano do estudo das MCHs.

Também é objetivo deste trabalho mostrar um estudo de caso com a possibilidade de repotenciação de uma Pico Central Hidrelétrica (PicoCH) na Cidade de São Francisco de Paula, interior do Rio Grande do Sul, transformando-a em Microcentral apenas com troca de equipamentos e pequenos ajustes na construção civil, sem em momento algum alterar a paisagem ou causar impactos ambientais.

Como principal objetivo da repotenciação desta Pico Central no Município de São Francisco de Paula estão dois comprometimentos: o primeiro é de cunho social, objetivando conseguir a produção de energia suficiente para abastecer a comunidade vizinha que é de poucas famílias que nunca tiveram luz em suas residências rurais, enquanto que o segundo é de expandir a “Pousada Terra do Sempre”, autoprodutor energético, mas que hoje funciona com apenas algumas dependências, devido à reduzida quantidade energética entregue por sua Pico Central Isolada.

Toda a aplicabilidade deste estudo está voltada para os micro aproveitamentos, restrita até os 50 kW e no interior do Rio Grande do Sul. O estudo de caso desenvolvido neste trabalho propõe um roteiro de análises simples, objetivando dar subsídio para que outros estudos similares em pequenos aproveitamentos hidrelétricos possam ser desenvolvidos, atuando na implementação, desenvolvimento e manutenção dos mesmos.

A exposição é realizada em 8 etapas:

Etapa 1: Identificação do cenário Brasileiro para geração de energia elétrica em pequenos, mini e micro aproveitamentos, analisando as leis e programas de incentivos envolvidos neste processo;

Etapa 2: Análise do processo de Repotenciação como forma de maior disponibilidade energética em regiões isoladas, seus benefícios e aplicabilidade ao cenário brasileiro, principalmente focado na região sul do Brasil;

Etapa 3: Análise dos equipamentos e soluções de mercado voltadas para os micro aproveitamentos hidrelétricos. Serão apresentados os principais equipamentos como turbinas e geradores;

Etapa 4: Apresentação da Cidade de São Francisco de Paula, com a análise de seus aspectos econômicos focada na necessidade de produção energética como forma de sustentabilidade da população e manutenção do povo nos empreendimentos agrícolas.

Análise da bacia do Rio Rolantinho da Areia, objeto de estudo deste trabalho, caracterização geográfica da região e também a apresentação da Pousada Terra do Sempre, objeto da análise de estudo de caso;

Etapa 5: Estudo de caso em MCH localizada no Município de São Francisco de Paula, buscando a elaboração de roteiro de projeto destes pequenos aproveitamentos através da repotenciação;

Etapa 6: A questão dos autoprodutores será apresentada nesta etapa. Também será apresentado o estudo de conexão de MCHs na rede de distribuição;

Etapa 7: Análise das leis envolvidas no processo de geração de energia e caracterização dos seus avanços nos últimos anos;

Etapa 8: Conclusões dos estudos desenvolvidos.

2 A REPOTENCIAÇÃO

2.1 O CONCEITO DE REPOTENCIAÇÃO

Segundo estudo realizado em 2004 pela ONG WWF e coordenado pelo professor do Instituto de Engenharia Elétrica da USP, Célio Bermann, há uma variedade de interpretações para o que significa repotenciar um empreendimento e seus equipamentos. A definição clássica de repotenciação considera todas as obras que visem gerar ganho de potência e de rendimento.

Conceitualmente, a repotenciação tem o objetivo de aumentar a quantidade de energia elétrica (QE) produzida:

$$QE = (\text{Potência Instalada}) \times (\text{Fator de Capacidade}) \times (8760 \text{ horas}) \quad (2-1)$$

A conclusão é que bons resultados podem ser obtidos através do aumento da potência instalada. O estudo também cita que os bons resultados podem ser obtidos através da realização de análises técnicas de precisão e criteriosas em dois fatores: a eficiência da geração energética e o estado de seus componentes mais importantes. Foram definidas quatro opções a serem consideradas após a avaliação do desempenho integrado de uma usina ou PCH:

- Desativação;
- Reparo;
- Reconstrução ou ampliação;
- Reabilitação.

A desativação e o reparo representam inconstância na disponibilidade futura da máquina, isto é, baixa confiabilidade e baixo fator de capacidade, não justificando investimentos no empreendimento.

A opção reconstrução envolve a construção de uma usina essencialmente nova, com a total substituição dos principais componentes e de estruturas importantes para a otimização do recurso. Esta opção é mais aplicada em pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e em usinas termoelétricas (UTES).

A opção reabilitação deve resultar em extensão da vida útil, melhoria do rendimento, incremento da confiabilidade, redução da manutenção e simplificação da operação. É a opção mais aplicada em grandes centrais hidrelétricas.

Nos projetos de reconstrução, reabilitação e mesmo de reparo, é necessário pormenorizar o custo da obra de repotenciação e o ganho de produção de energia, para determinar a sua atratividade. Para tanto, basta retirar o custo dos capitais não amortizados anteriormente, os custos de outras partes da obra que não de repotenciação e os custos administrativos da usina que continuam os mesmos (eventualmente até menores), para se obter o valor presente anualizado dos custos – LCC (Life Cycle Cost).

A Repotenciação ainda traz alguns benefícios imediatos como o aumento da segurança no controle e no fornecimento de energia de usinas que já estão em funcionamento e em longo prazo, influencia diretamente na preservação do potencial hidrelétrico atualmente utilizado, sem perdas por término da vida útil das usinas.

De acordo com o estudo da WWF (2004), que considerou como usinas antigas aquelas com mais de 20 anos e cujos geradores ultrapassaram 120 mil horas de operação, a maioria das usinas, objeto de repotenciação, situa-se no meio de grandes centros de carga, o que confere a cada MW adicionado um valor econômico e estratégico inestimável. Além disso, deve-se levar em conta que a questão da energia barata é cada vez mais inviável, exigindo que se pense de forma mais efetiva em melhoria de eficiência e readequação do padrão de consumo.

2.2 A REPOTENCIAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS

De acordo com Bermann, um dos autores do estudo realizado pela WWF (2004), turbinas, gerador e rotor são equipamentos que podem ser trocados, e o custo é substancialmente inferior ao da construção de uma nova usina.

Bermann afirma que para que a obra de repotenciação de uma usina seja viável é preciso que o custo da energia produzida atinja valores menores que os de referência de comercialização ou valor comercial. No Brasil, aponta o estudo da WWF (2004), são inúmeras as usinas em condições de serem repotenciadas com índices de ganhos de capacidade. De acordo com dados coletados até o ano de 2004, apresentados no estudo, o processo de repotenciação aplica-se a 34.734,70 MW de potência instalada no parque gerador nacional.

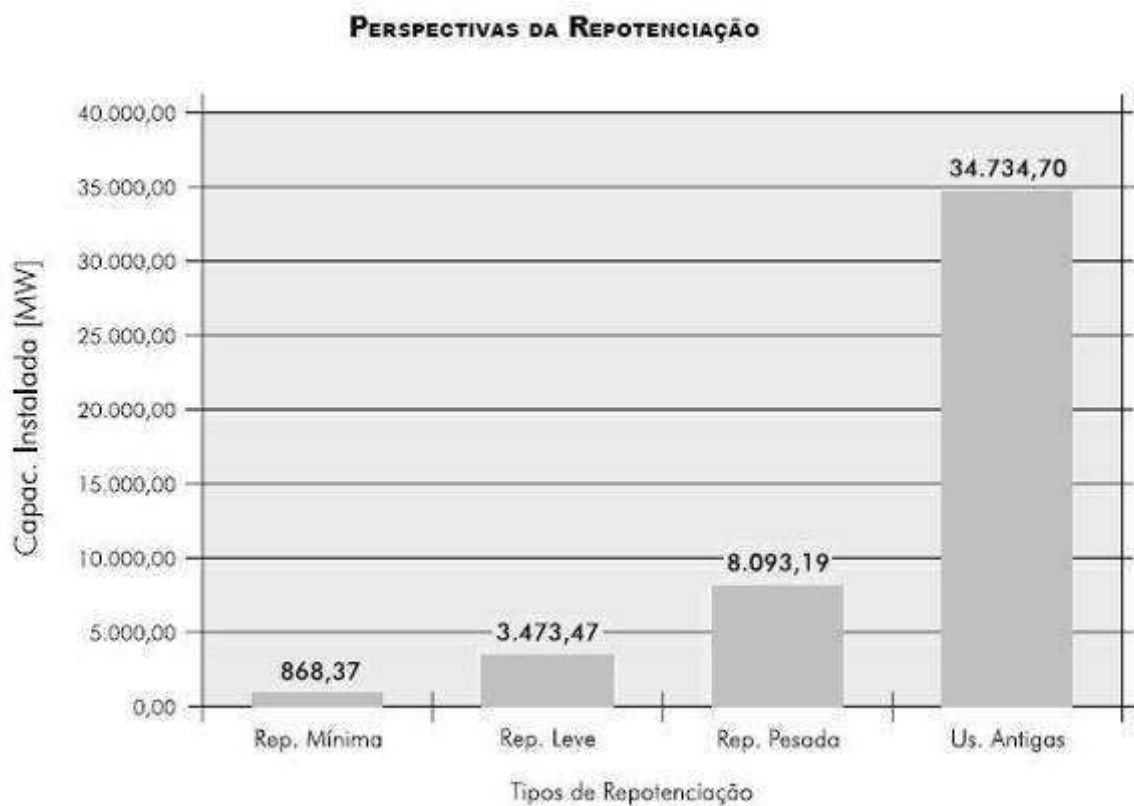


FIGURA 1 - Investimento possível de ser feito em repotenciação. [Fonte: WWF, 2004, p.13.]

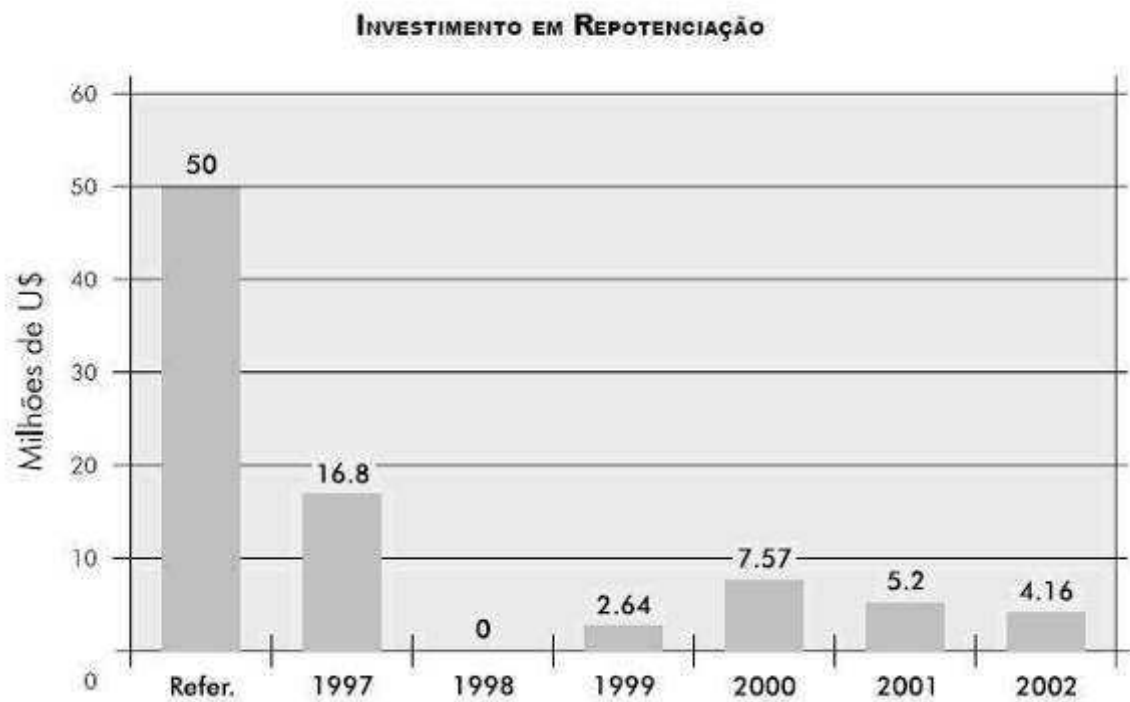


FIGURA 2 - Plano de investimentos em repotenciação da ANEEL, mostrando a baixa de investimentos em repotenciação no Brasil até o ano de 2002. [Fonte: ANEEL, 2001.]

Segundo Laura Porto, diretora do Departamento de Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia (MME), diversos estudos têm apontado que benefícios como segurança e confiabilidade do abastecimento de energia podem ser conseguidos por meio da repotenciação. (VIANA, 2008, p.04).

Bermann ainda ressalta que os benefícios da repotenciação não se resumem apenas ao menor impacto ambiental que causam. O investimento realizado para a troca de turbinas e geradores é bem menor do que o necessário para construir uma nova hidrelétrica, pois esta ainda tem que incluir os custos com as obras civis, que representam 60% do investimento. (BERMANN, 2008).

Da mesma forma, o retorno dos investimentos em repotenciação se dá no máximo em cinco anos; para novas hidrelétricas, este prazo seria de 20 anos. É preciso destacar também

que os trabalhos de repotenciação duram em média de quatro a seis meses, período bem menor se comparado ao necessário para a construção de uma nova hidrelétrica.

Segundo Bermann, em 20 anos, a perda mínima da capacidade geradora de uma hidrelétrica é de 3% em função da deterioração do equipamento, mas pode chegar a 26%. Através de uma repotenciação pesada, é possível teoricamente alcançar um ganho de 23% na sua capacidade de geração. (BERMANN, 2008).

Os estudos desenvolvidos pela WWF (2004) são conclusivos, porém estão direcionados apenas para os pequenos e grandes aproveitamentos, não estando contemplados os micro aproveitamentos.

No contexto da repotenciação, os micro aproveitamentos são realmente um caso a parte, pois uma MCH instalada no interior do Brasil sempre é um empreendimento com tempo de vida muito menor que o tempo de vida dos grandes empreendimentos, dificilmente é alvo de manutenções periódicas e mais dificilmente ainda é operada por pessoas realmente habilitadas para a operação. O tempo de vida de um micro aproveitamento está diretamente ligado a uma boa instalação dos equipamentos e à sua manutenção.

Na maioria dos casos do interior do Rio Grande do Sul, a repotenciação de micro aproveitamentos com certeza traz aumentos substanciais de potências geradas muito superiores aos 23% afirmados pelo estudo da WWF. Tal afirmação justifica-se pela não manutenção dos equipamentos e pela utilização indiscriminada de equipamentos inadequados, como motores de baixo rendimento, turbinas pesadas e de difícil manutenção e por tubulações inadequadas que proporcionam baixo rendimento devido às perdas que as mesmas causam.

2.3 TIPOS DE REPOTENCIAÇÃO

De acordo com o estudo da WWF (2004), a Repotenciação é dividida em 3 tipos, classificada por grau de intensidade e de extensão do empreendimento em repotenciação mínima, repotenciação leve e repotenciação pesada.

- **Repotenciação Mínima:** reparo da turbina e do gerador, recuperando seus rendimentos originais. Este reparo corresponde, em média, a 2,5% de ganho de capacidade. Este já é considerado importante e recomendável para a otimização do empreendimento;
- **Repotenciação Leve:** 10% de ganho de capacidade. Repotenciação da turbina e do gerador;
- **Repotenciação Pesada:** 20% a 30% de ganho de capacidade (23,30% em média) pela troca do rotor (turbina + gerador).

Estes parâmetros de repotenciação não estão ajustados à realidade das MCHs, sendo que para obterem-se dados mais precisos e voltados às MCHs são necessárias pesquisas aprofundadas sobre o tema.

2.4 OBSTÁCULOS A SEREM VENCIDOS NA REPOTENCIAÇÃO

Embora a repotenciação seja uma ferramenta comprovadamente útil para solucionar o aumento da demanda energética no país, alguns fatores contribuem para que não existam até o momento grandes avanços:

- O avanço do PAC deve interferir no tema repotenciação, assim como o programa Luz para Todos. Estes programas estão vinculados muitas vezes a empresas terceirizadas que vêm mais lucro em novas construções do que na preservação, manutenção e repotenciação dos empreendimentos já existentes.

- Além disso, tal como é apresentada no trabalho da WWF, a legislação atual não permite que uma usina possa paralisar a geração de energia. As usinas são obrigadas a garantir a energia de acordo com o montante estabelecido no contrato de concessão. Uma usina que, por alguma razão, pára de entregar para o sistema a quantidade de energia assegurada é penalizada, o que desestimula as empresas geradoras a fazerem a repotenciação.
- A questão política pesa muito no tema, pois a política brasileira é baseada na aprovação e ampla divulgação de obras com grande visibilidade e não na melhoria das obras que já existem, pois estas não possuem grande impacto eleitoral.

3 EQUIPAMENTOS MECÂNICOS E ELÉTRICOS UTILIZADOS NA MICRO GERAÇÃO DE ENERGIA

3.1 TURBINAS

Turbinas são equipamentos mecânicos acionadas por algum fluido em movimento, e que as faz girar sob forma da energia, sob forma potencial ou cinética.

Quanto ao princípio de funcionamento, as turbinas hidráulicas diferem de acordo com o tipo de construção, podendo ser classificadas em dois grupos:

- Turbinas de ação;
- Turbinas de reação.

A diferença entre estes dois grupos é que as turbinas de ação aproveitam unicamente a velocidade do fluxo de água para girar a turbina, enquanto que as turbinas de reação aproveitam, também, a diferença de pressão que surge durante a passagem da água pela turbina. Portanto, as turbinas de reação aproveitam a altura total existente, isto é, do montante à jusante, enquanto que as turbinas de ação aproveitam somente a altura compreendida entre o montante até o eixo da turbina.

Dentre as principais turbinas utilizadas em aproveitamentos hídricos estão a Turbina Pelton, a Turbina Francis, as Turbinas Michel-Banki (também conhecida como Turbina de Impulsão Radial) e as Turbinas tipo Hélice ou Kaplan, mais em desuso e recomendadas para aproveitamentos abaixo de 12 metros e altas vazões. Nos últimos 25 anos as bombas vêm ganhando importância exponencial nos micro aproveitamentos.

A figura 3 mostra as faixas de aplicação das 3 principais turbinas utilizadas em micro aproveitamentos, enquanto que a figura 4 mostra os rendimentos das turbinas.

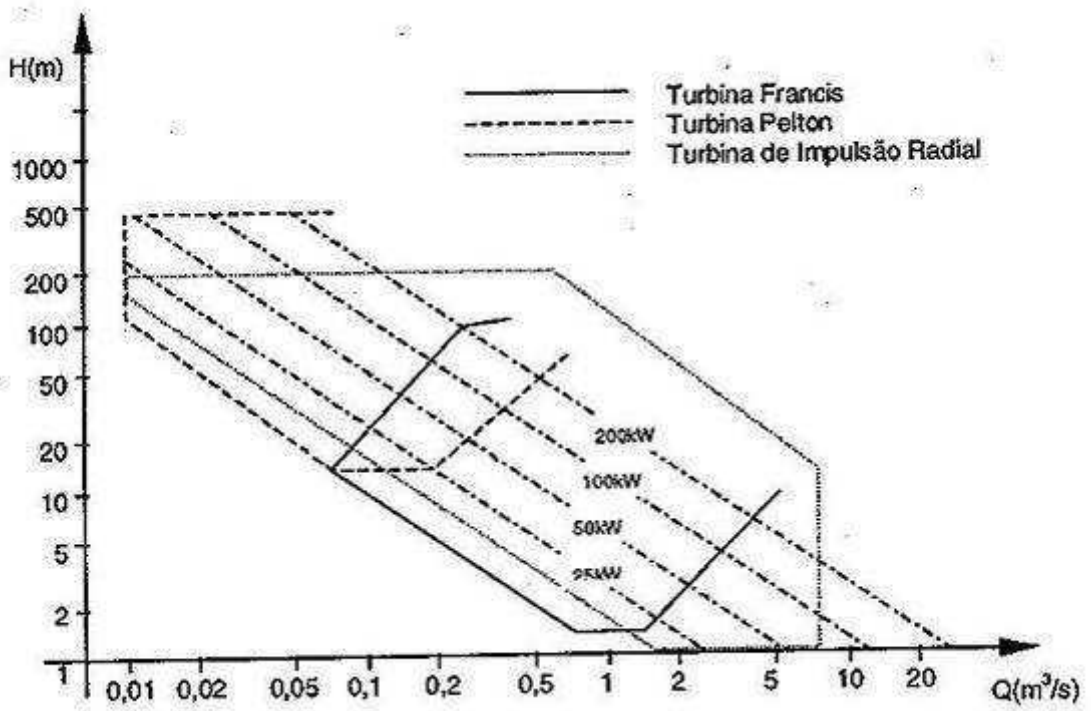


FIGURA 3 - Faixas de aplicação das turbinas [Fonte: Farret, 1999, p.48.]

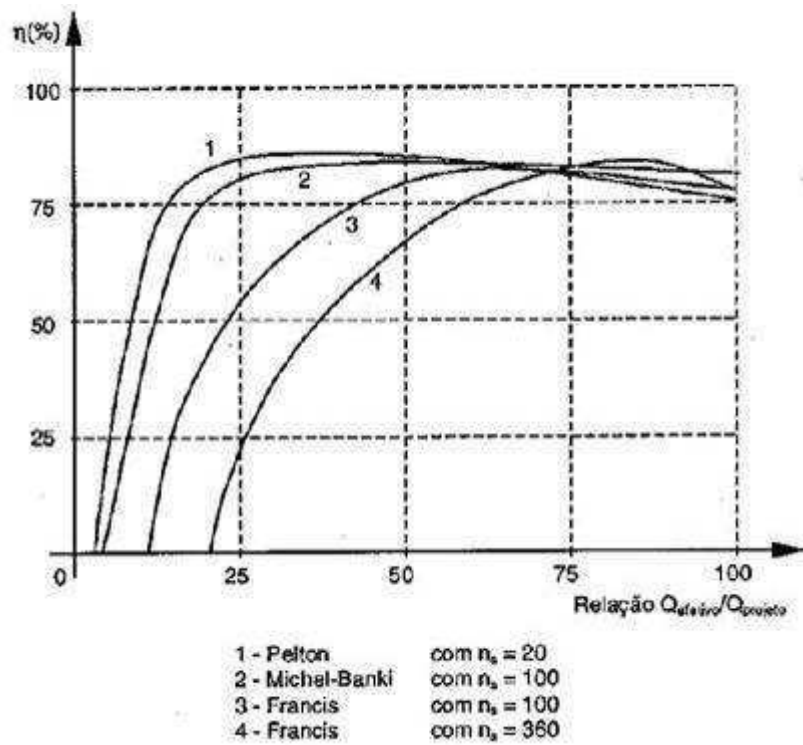


FIGURA 4 - Faixas de rendimento das turbinas [Fonte: Farret, 1999, p.49.]

3.1.1 Turbina Pelton

A Turbina Pelton é classificada como de ação e fluxo livre. A energia potencial da água transforma-se em energia cinética, mediante injetores que facilitam o impulso da água sobre as pás da roda motriz, razão pela qual a faz trabalhar em condições da pressão atmosférica, aproximadamente. Devido a este fato, a altura líquida, H , é limitada em sua cota inferior pelo ponto de impacto do jato sobre as pás da roda motriz.

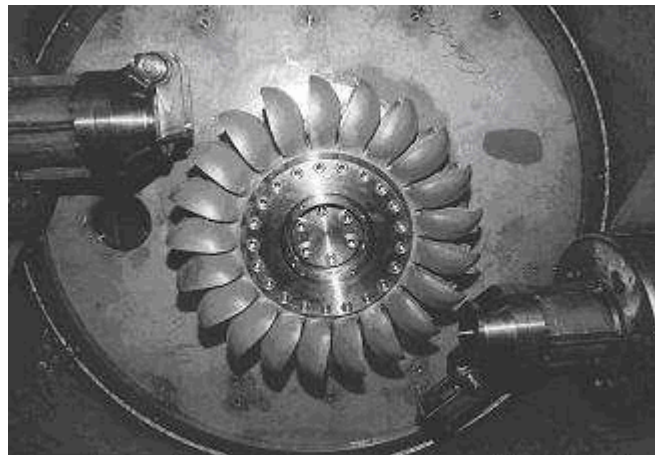


FIGURA 5 - Turbina Pelton com 2 injetores, eixo horizontal. [Fonte: ESHA, 2004, p.159.]

O emprego destas turbinas está relacionado desde as MCHs a partir de 10 L/s e quedas de 20 m (FARRET, 1999). A manutenção desta turbina torna-se fácil devido à construção relativamente simples do rotor e ao seu fácil acesso.

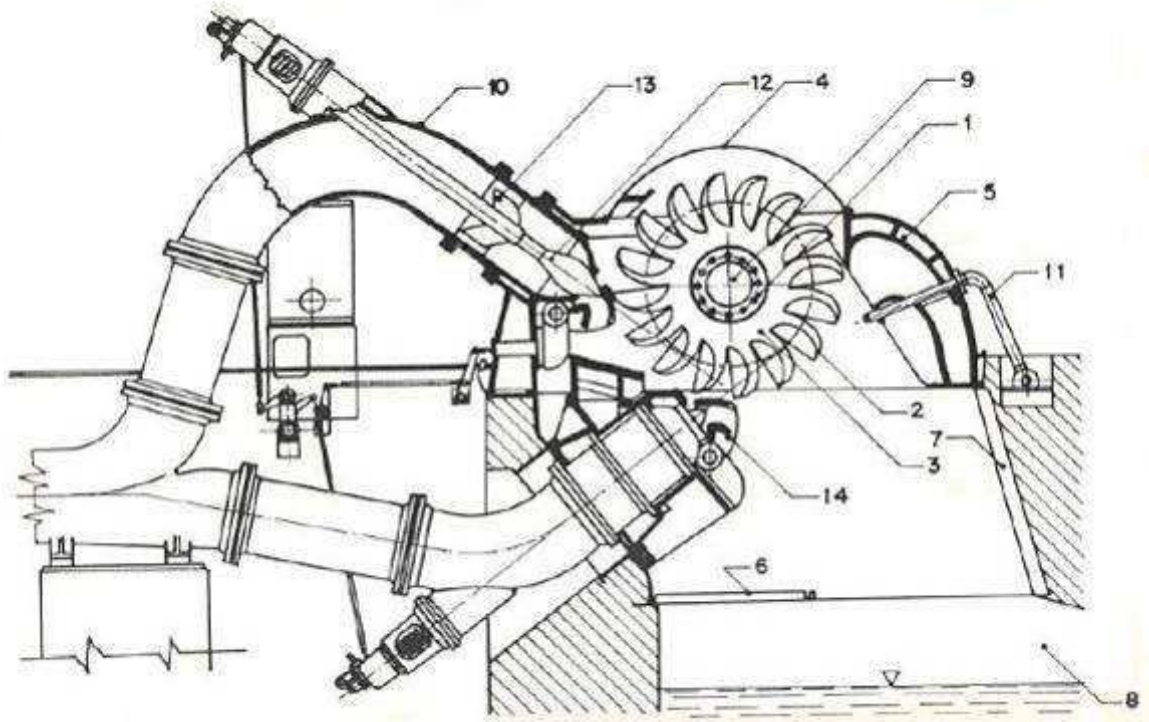


FIGURA 6 - Corte transversal em uma turbina Pelton com 2 injetores, eixo horizontal, com indicação dos seus componentes principais: (1) rotor, (2) pá em forma de concha do rotor, (3) coroa das pás, (4) tampa, (5) desviador frontal, (6) poço, (7) blindagem, (8) canal de fuga, (9) eixo da turbina, (10) injetor, (11) freio do jato, (12) agulha de regularização, (13) cruzeta Pelton e (14) defletor de jato. [Fonte: Souza, 1983, p.140.]

3.1.2 Turbina Francis

A Turbina Francis é classificada como de reação e radial. O eixo da turbina pode ser na posição vertical ou horizontal. A posição horizontal facilita a conexão direta com eixos de geradores síncronos ou assíncronos. Para o caso de eixos verticais, implicam em dificuldades de manutenção.

A manutenção é fator decisivo na escolha de uma turbina, e neste quesito a Francis é uma das menos indicadas, pois a sua caixa radial é fechada e pode tornar-se um verdadeiro depósito de detritos do aproveitamento ao qual ela está acoplada, resultando em aumento de custos, além de que são turbinas com peso elevado, dificultando o erguimento na ocasião da instalação ou manutenção em locais isolados.

Em compensação, no quesito rendimento a turbina Francis mostra-se melhor que a Pelton e a Michel-Banki.

Segundo Michels (1991), observam-se as seguintes desvantagens da Turbina Francis com relação à Turbina Pelton:

- A desmontagem e a montagem da turbina, em casos de manutenção e reparação são muito trabalhosas;
- A turbina é muito susceptível à cavitação;
- A curva de rendimento da turbina não é ótima (particularmente com vazões muito menores que as vazões de projeto);
- A turbina é mais sensível a materiais em suspensão arrastados pela água, o que possibilita desgaste e conseqüente redução de rendimento.

O campo de aplicação em MCH é de 2 a 150 metros de altura e desde 100 L/s de vazão de projeto.

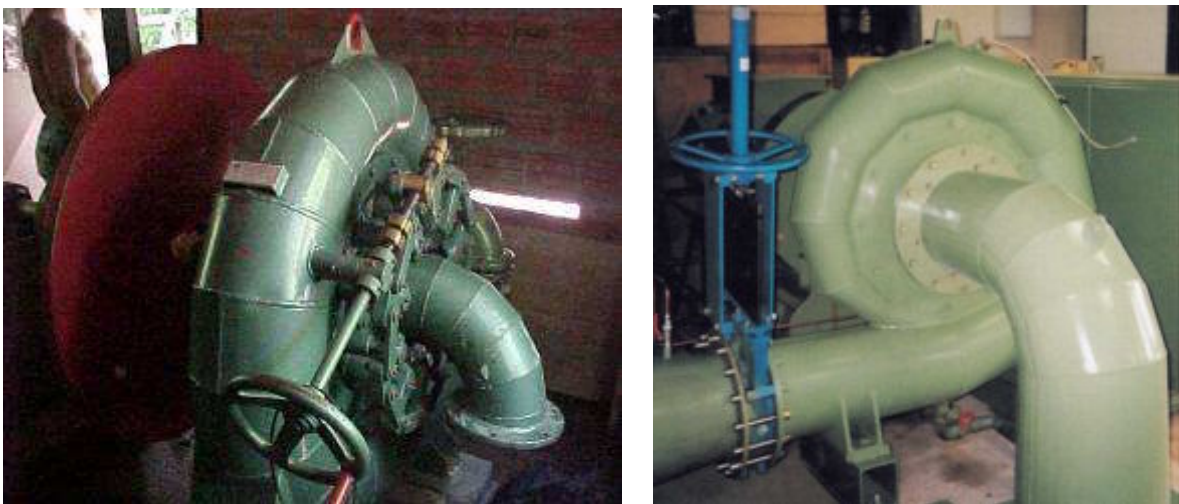


FIGURA 7 - À esquerda, turbina Francis utilizada no aproveitamento da Cascata das Borboletas. À direita, turbina Francis apresentada no estudo de Penche (2004).

3.1.3 Turbina Michel-Banki

É uma turbina de ação, também chamada de impulsão radial. Sua aplicabilidade está relacionada com aproveitamentos com vazões desde 25 a 700 L/s, com alturas de queda da

ordem de 1 a 200 m. O número de pás instaladas no rotor varia de 26 a 30, segundo a circunferência da roda, cujo diâmetro é da ordem de 200 a 600 mm.

A turbina Banki pode ser instalada com uma saída livre da água ou com tubo de sucção, no qual é aproveitado todo o desnível da água.

Como vantagem construtiva, esta turbina é de construção multicelular, ou seja, com a divisão do rotor em células, podendo operar com um ou dois terços de sua capacidade (na presença de vazões baixas ou médias), ou com toda a sua capacidade, na presença de vazões de projeto (três terços). Também se encontram vantagens na rápida montagem do conjunto da máquina, na reduzida exigência de obras civis e no fácil acesso a todos os itens do equipamento durante a manutenção.

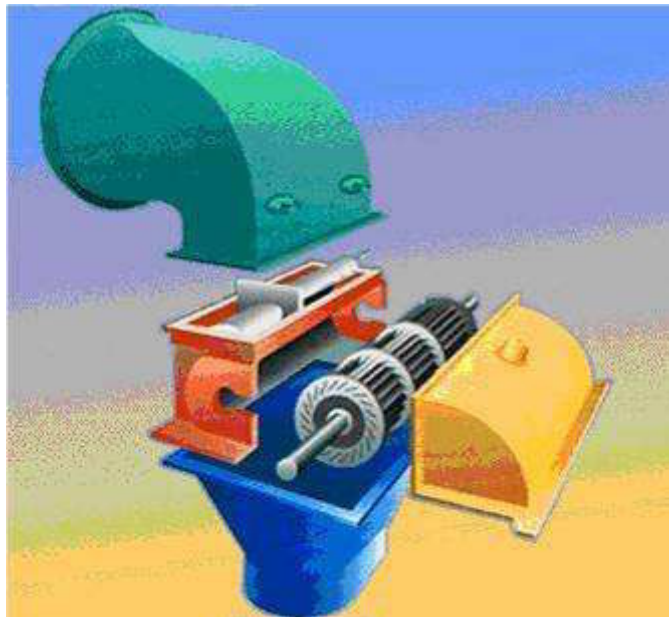


FIGURA 8 - Desenho de uma turbina Banki comercializada pela fabrica alemã Ossberger Turbinenfabrik. [Fonte: adaptado de *MANUAL DE MINICENTRAIS HIDRELÉTRICAS*, 1985, p.363].

3.1.4 A BFT (Bomba Funcionando como Turbina)

Durante muito tempo buscou-se no mercado dos pequenos aproveitamentos hidrelétricos alguma solução que preenchesse o baixo custo e boa eficiência para atrair as pequenas propriedades à produção de energia.

Como forma alternativa de geração, as bombas funcionando como turbinas passaram a ser divulgadas na literatura nacional com Viana (1983). Na literatura internacional tivemos contribuições de muitos autores, como, por exemplo, Williams (1994) e Chapallaz (1992). Estes autores ensaiaram vários tipos de bombas produzidas em diferentes partes do mundo com o objetivo de um equacionamento que pudesse definir a rotação, a altura de queda e vazão para que uma bomba possa operar como turbina. A partir do estudo de BFTs, através de diferentes métodos obteve-se um equacionamento que permite a união do Gerador de Indução e das BFTs, oferecendo uma solução para aproveitamento de pequenos potenciais residuais, resultando na possibilidade de ligação do pequeno aproveitamento em paralelo com o sistema elétrico local, ou então para que opere isoladamente. As BFTs podem operar em uma gama de pontos de operação, como turbina, mas o objetivo do estudo de equacionamento é buscar as condições na qual o seu desempenho apresentará maior rendimento.

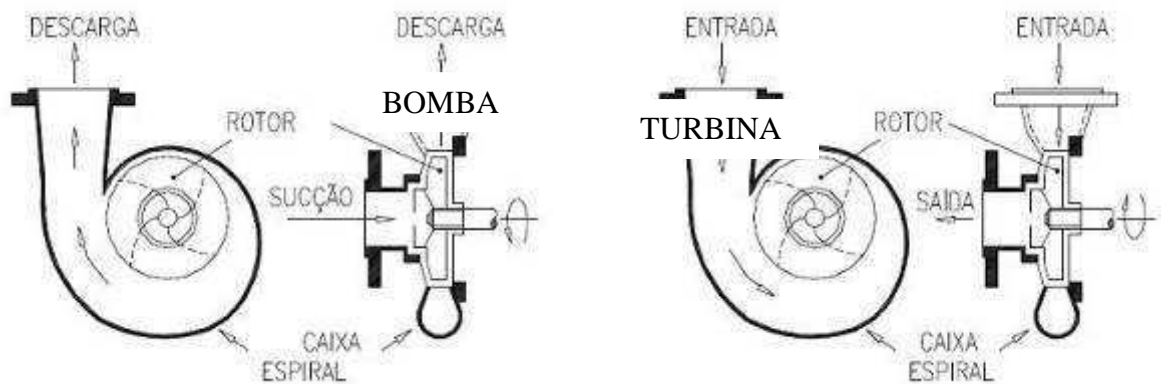


FIGURA 9 - Bomba Centrífuga funcionando como bomba e como turbina. [Fonte: Viana, 1987].

A Bomba Centrífuga tem como base de funcionamento a criação de duas zonas de pressão diferenciadas, uma de baixa pressão (sucção) e outra de alta pressão (recalque).

Para que ocorra a formação destas duas zonas distintas de pressão, é necessário existir no interior da bomba a transformação da energia mecânica (de potência), que é fornecida pela máquina motriz (motor ou turbina), primeiramente em energia cinética, a qual irá deslocar o

fluido, e posteriormente, em maior escala, em energia de pressão, a qual irá adicionar “carga” ao fluido para que ele vença as alturas de deslocamento.

No caso de BFT, também ocorrem as duas zonas distintas de pressão, mas neste caso a de baixa pressão será o recalque a de alta pressão será a sucção.

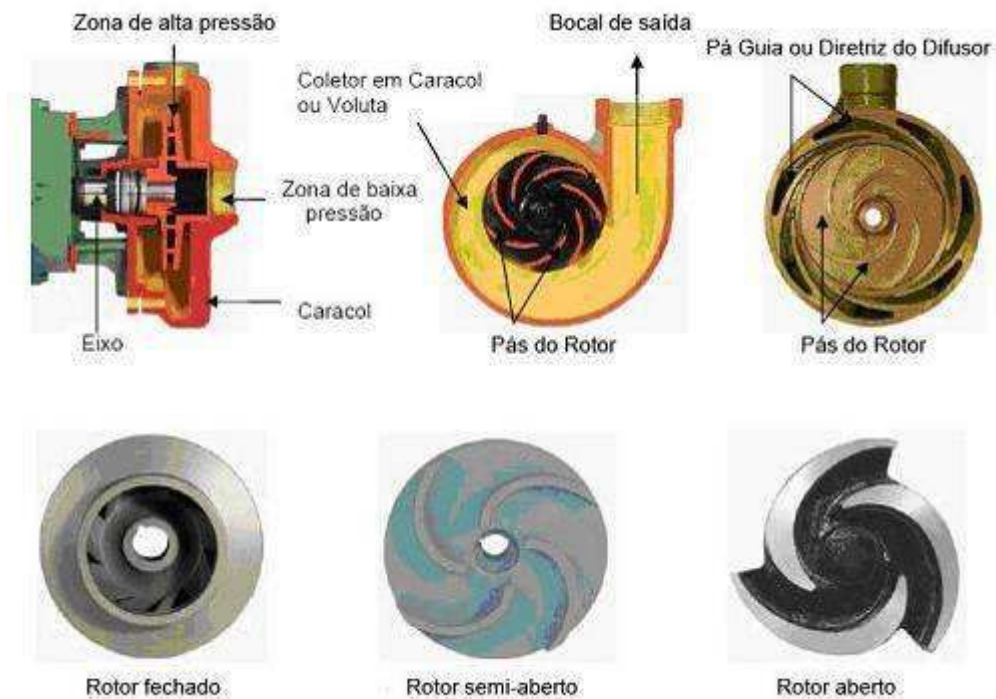


FIGURA 10 - Principais partes de uma bomba. [Fonte: Schneider Motobombas, 2006]

Construtivamente, as bombas são muito parecidas com as turbinas Francis. São compostas de:

- ◆ corpo (carcaça), que envolve o rotor, acondiciona o fluido, e direciona o mesmo para a tubulação de recalque;
- ◆ rotor (impelidor), constitui-se de um disco provido de pás (palhetas) que impulsionam o fluido;
- ◆ eixo de acionamento, que transmite a força motriz ao qual está acoplado o rotor, causando o movimento rotativo do mesmo.

Segundo Ricardo e Viana (2007), as BFTs apresentam as seguintes vantagens:

- Vantagens econômicas: bombas são extremamente mais baratas que turbinas, uma vez que seu mercado consumidor é muito amplo, ocorrendo, portanto, produção em massa, o que não acontece com turbinas;
- Disponibilidade: a disponibilidade de bombas e suas peças de reposição são muito maiores do que de turbinas, principalmente em países em desenvolvimento;
- Construção: bombas são simples e robustas, não exigindo conhecimento técnico altamente qualificado para sua manutenção;
- Bombas e motores (analogamente às BFTs, motores de indução podem operar como gerador) podem ser adquiridos em conjunto, formando um grupo gerador completo;
- Bombas apresentam uma ampla faixa de tamanhos e potências, atendendo aos mais diversos tipos de aproveitamento hidrelétrico;
- O tempo de entrega de bombas é infinitamente menor que o de turbinas;
- A instalação de grupos moto-bomba é extremamente mais simples que a de grupos geradores convencionais;
- Grupos moto-bomba, com acoplamento direto, reduzem as perdas na transmissão de potência através de correias, por exemplo.

Historicamente sempre foi difícil encontrar estudos com estimativas de custos das estruturas e equipamentos utilizados em micro e pico aproveitamentos, pois existe uma tendência maior de serem apresentados estudos dedicados somente aos aproveitamentos com grandes capacidades instaladas. A literatura especializada não tem publicado livros com esta temática, porém, nos últimos anos já é possível verificar um vasto crescimento da quantidade de pequenos estudos apresentados em dissertações de graduação e de mestrado como Macedo (2004) e Beluco (1994) e principalmente em artigos técnicos como Balarim (2004), que em alguns casos já contemplam estimativas de custos voltadas para os pequenos aproveitamentos.

Beluco (1994) determinou o custo de turbinas hidráulicas tradicionais (Francis e Pelton), de turbinas Michell-Banki e de BFTs, utilizadas em MCHs. O material é de grande valia, pois restringe a utilização de BFTs na faixa de potências menores que 50 kW.

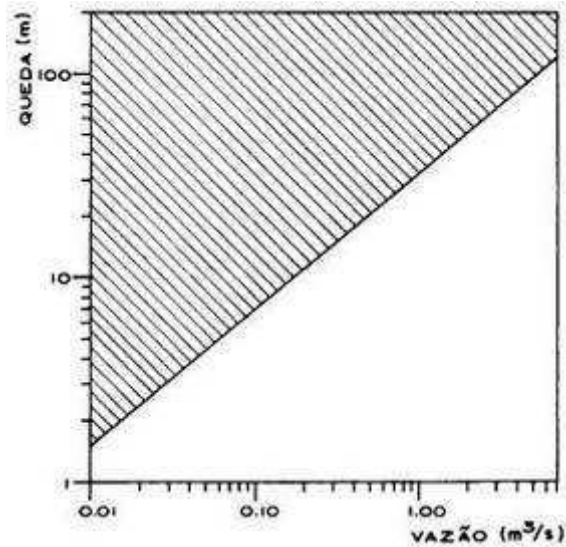


FIGURA 11 - Região preferencial para aplicação de bombas centrífugas utilizadas em modo reverso. [Fonte: BELUCO, 1994, p.70.]

TABELA 2 - Região preferencial para aplicação de BFTs

Tipo de Turbina	Faixa de Quedas	Vazões (m ³ /s)	Faixa de Potências (kW)
BFT	6-100	0,02 a 0,25	<50

[fonte: adaptado de BELUCO, 1994, p.70].

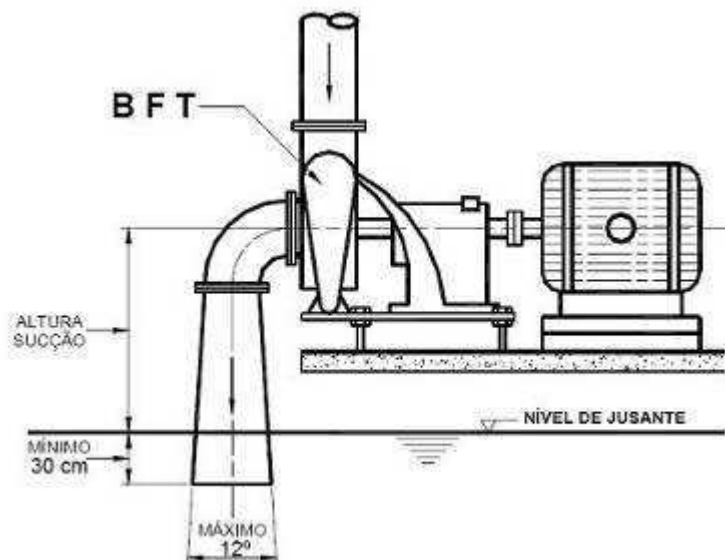


FIGURA 12 - Bomba funcionando como turbina. [Fonte: adaptado de Souza, 1983, p.14].

3.1.5 O fenômeno da cavitação

O fenômeno conhecido como cavitação dá-se quando a pressão do fluído na linha de sucção adquire valores inferiores ao da pressão de vapor do mesmo, formando-se bolhas de ar, isto é, a rarefação do fluído (quebra da coluna de água) causada pelo deslocamento das pás do rotor, natureza do escoamento e/ou pelo próprio movimento de impulsão do fluído. Estas bolhas de ar são arrastadas pelo fluxo e condensam-se voltando ao estado líquido bruscamente quando passam pelo interior do rotor e alcançam zonas de alta pressão. No momento desta troca de estado, o fluído já está em alta velocidade dentro do rotor, o que provoca ondas de pressão de tal intensidade que superam a resistência à tração do material do rotor, podendo arrancar partículas do corpo, das pás e das paredes da bomba, inutilizando-a com pouco tempo de uso, por conseqüente queda de rendimento da mesma. O ruído de uma bomba cavitando é diferente do ruído de operação normal da mesma, pois dá a impressão de que ela está bombeando areia, pedregulho ou outro material que cause impacto. Na verdade, são as bolhas de ar “implodindo” dentro do rotor. (SCHNEIDER MOTOBOMBAS, 2006)

Para evitar-se a cavitação de uma bomba ou turbina, dependendo da situação, devem-se adotar as seguintes providências:

- a) Reduzir-se a altura de sucção e o comprimento desta tubulação, aproximando-se ao máximo a bomba ou turbina da captação;
- b) Reduzirem-se as perdas de carga na sucção, com o aumento do diâmetro dos tubos e conexões;
- c) Refazer todo o cálculo do sistema e a verificação do modelo da bomba ou turbina;
- d) Quando possível, sem prejudicar a vazão e/ou a pressão final requeridas no sistema, pode-se eliminar a cavitação trabalhando-se com registro na saída da bomba ou turbina “estrangulado”, ou, alterando-se o (s) diâmetro (s) do (s) rotor (es) da bomba. Estas, porém,

são providências que só devem ser adotadas em último caso, pois podem alterar substancialmente o rendimento hidráulico do conjunto.



FIGURA 13 - Exemplo do efeito destrutivo da cavitação em um rotor tipo Francis.

3.2 GERADORES ELÉTRICOS

3.2.1 Geração síncrona

A geração síncrona é definida como a produção de energia elétrica a partir de máquinas nas quais a frequência da corrente alternada de saída, para um dado número de pólos, é estritamente proporcional à velocidade do rotor, isto é, há sincronização entre a frequência elétrica e a velocidade mecânica das máquinas. (BELUCO, 1994).

A máquina síncrona é composta do estator, que aloja um enrolamento monofásico ou trifásico e onde será induzida tensão pelo movimento do rotor. No enrolamento do estator será induzida uma tensão alternada, a qual produzirá uma corrente igualmente alternada quando o mesmo se encontrar sob carga. O rotor contém um enrolamento que é alimentado com corrente contínua e que serve para criar campo magnético de excitação na máquina.

O princípio de funcionamento de um gerador síncrono é muito semelhante ao de uma máquina de corrente contínua. Sempre que houver um movimento relativo entre um condutor e um campo magnético haverá uma tensão induzida no condutor. No caso da máquina

síncrona, os condutores são fixos na armadura e o campo magnético é forçado pela máquina primária a se mover. Por sua vez, a máquina primária é acoplada mecanicamente ao rotor onde estão alojados os pólos e exerce sobre eles uma força fazendo-os girar. O movimento relativo entre o campo e o condutor faz com que surja uma tensão nos terminais do gerador. Ao ser ligado a uma carga a tensão induzida faz com que circule corrente pelo gerador e pela carga. A potência mecânica transferida pela máquina primária é assim convertida em energia elétrica (descontadas as perdas). O enrolamento de campo (alojado nos pólos) é alimentado por uma fonte de corrente contínua por meio de anéis deslizantes. Existem sistemas em que não existem anéis e escovas, sendo que a tensão contínua necessária ao enrolamento de campo é fornecida por meio de um sistema de excitação estático (brushless), formado por uma ou mais excitatrizes montadas no eixo, por dispositivos a base de semicondutores e por ímãs permanentes no rotor.

O gerador síncrono produz uma tensão do tipo alternada senoidal, podendo ser monofásica ou trifásica. Numa máquina existem não apenas um condutor sendo movimentado no campo magnético, mas uma série de condutores ligados em série, fazendo com que a potência convertida seja maior que no caso de apenas um condutor. Com este arranjo a potência da máquina é maior, aumentando o grau de aproveitamento dos materiais.

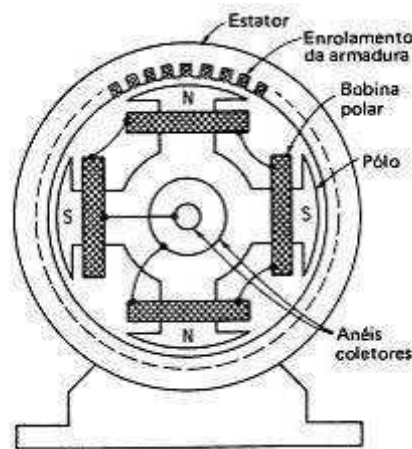


FIGURA 14 – Representação do gerador síncrono.

A velocidade síncrona é a velocidade de rotação do campo girante. O valor da velocidade síncrona depende do número de conjuntos de três bobinas existentes no estator do motor e da maneira como estão distribuídas e ligadas. Além disso, dependem, ainda, da frequência da corrente que circula pelo enrolamento estatórico. Portanto, a velocidade síncrona é dada por:

$$n_s = \frac{60f}{p} \text{ [rpm]} \quad (3-1)$$

onde:

n_s = velocidade do campo girante [rpm]

f = frequência da tensão de alimentação [Hz]

p = número de pares de pólos da máquina

Observa-se que um “par de pólos” é obtido pela montagem de 3 bobinas no estator, dispostas com seus eixos a 120° no espaço e, alimentadas por um sistema trifásico. Para se obter 2 “pares de pólos” deve-se montar sobre o estator dois conjuntos de 3 bobinas defasados de 60° no espaço e alimenta-se cada conjunto constituído de bobinas alternadas, pelo sistema trifásico. Ou seja, genericamente, obtêm-se “p” pares de pólos instalando-se “p” conjuntos de 3 bobinas com seus eixos a $120^\circ / p$.

Para correntes trifásicas equilibradas, a produção de uma FMM girante também pode ser mostrada graficamente. À medida que o tempo passa, a onda da FMM resultante retém a forma senoidal e a amplitude, mas gira progressivamente ao redor do entreferro, como resultado é vista uma onda de FMM de amplitude constante girando com uma velocidade angular uniforme. Depois de um ciclo, a FMM resultante deve estar de volta à posição da figura 15. Portanto, a onda de FMM executa uma revolução por ciclo elétrico em uma máquina de dois pólos. Em uma máquina de múltiplos pólos, a onda progride um par de pólos a cada ciclo elétrico e, portanto, uma revolução em pólos/2 ciclos elétricos.

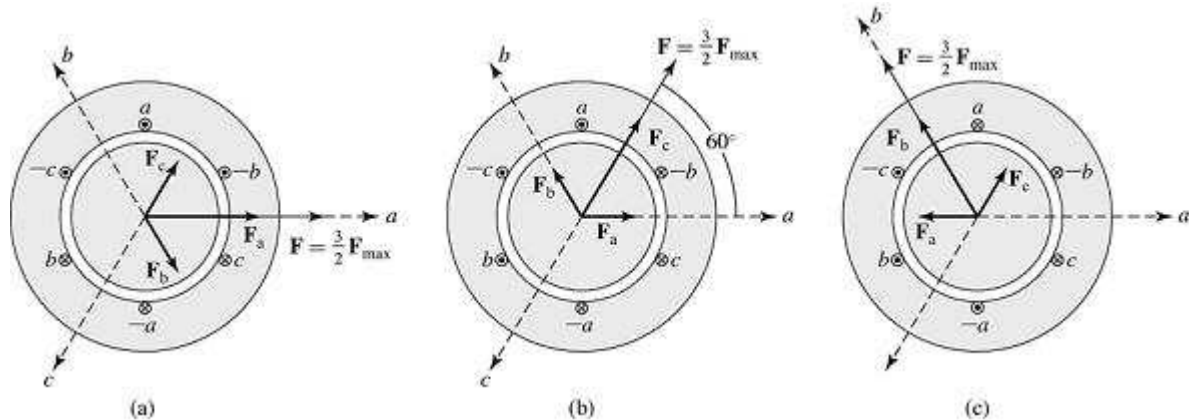


FIGURA 15 - A produção de um campo magnético girante por meio de correntes trifásicas. [fonte: Fitzgerald, 2006, p.205.]

Portanto, a força eletromotriz de uma máquina síncrona depende além da configuração do enrolamento, da frequência e do fluxo máximo no entreferro. A frequência depende da rotação da máquina e o fluxo máximo depende da corrente de excitação.

3.2.2 Geração assíncrona

Geração assíncrona de energia elétrica é aquela que resulta do emprego de máquinas assíncronas, também denominadas de máquinas de indução, nas quais não há sincronização entre a velocidade mecânica e a frequência elétrica.

Os geradores assíncronos são máquinas amplamente utilizadas devido à sua robustez, simplicidade, ausência de coletor e manutenção mínima. Eles aceitam cargas constantes e variáveis, partidas com carga ou a vazio e funcionamento contínuo ou intermitente. Salienta-se que o gerador de indução com rotor em gaiola pode ser projetado especificamente para trabalhar com turbinas hidráulicas, ou seja, com maior escorregamento, com deformação mais conveniente na curva de torque, enrolamentos dimensionados para suportar maior corrente de saturação, etc. O rotor é em forma de gaiola de esquilo, constituído de dois anéis ligados por barras equidistantes, feitas de alumínio, cobre ou liga de cobre. A simplicidade de construção

deste equipamento é o principal fator de redução de custos do gerador de indução. O gerador assíncrono tem a vantagem de poder funcionar tanto como motor como gerador.

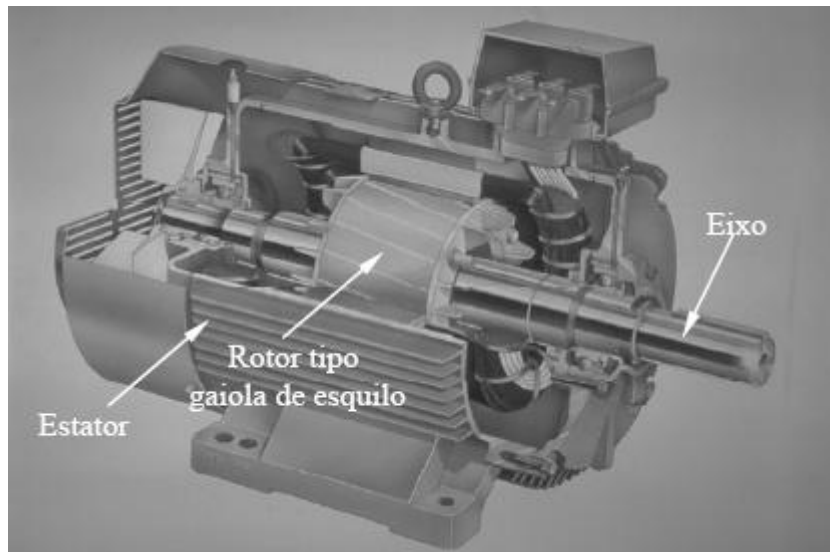


FIGURA 16 – Motor assíncrono. [fonte: adaptado de www.ieee-kc.org]

De acordo com Farret (1999), o gerador deve suportar uma velocidade de disparo muito acima de sua nominal, dependendo das condições e porte do acionamento. Quando o gerador estiver acoplado a turbinas hidráulicas, a velocidade de disparo deverá chegar a 180% da velocidade nominal, para quedas entre 20 e 100 m. Caso estiver acoplado a turbinas para quedas menores de 20 m, deverá suportar uma velocidade de disparo de 230% da sua velocidade nominal. A velocidade de disparo significa que o conjunto turbina-gerador foi desligado da carga instantaneamente, sem operação do regulador.

Sendo n_s rpm a velocidade síncrona do campo do estator, a diferença entre a velocidade síncrona e a do rotor é referida comumente como o escorregamento do rotor. Para este caso, o escorregamento do rotor é $n_s - n$, medido em rotações por minuto (rpm). O escorregamento é expresso mais usualmente como sendo uma fração da velocidade síncrona. Portanto, o escorregamento fracionário é:

$$s = \frac{n_s - n}{n_s} \quad (3-2)$$

onde,

s = escorregamento fracionário

n_s = velocidade síncrona do campo do estator

n = velocidade do rotor

Considerando-se uma máquina assíncrona conectada diretamente à rede, acionada mecanicamente através de seu eixo, ela funcionará como motor quando a sua velocidade angular for menor que a velocidade síncrona, isto é, quando o escorregamento atingir $0 < s \leq 1$. Para o caso de escorregamento nulo, ou seja, rotor com velocidade igual à velocidade síncrona, e rotor estacionário em relação ao campo girante, não ocorre funcionamento como gerador e tampouco como motor, pois nessa situação a energia elétrica será consumida apenas para compensação de perdas elétricas e mecânicas de atrito.

Ainda considerando-se a máquina assíncrona ligada diretamente à rede, antes que a mesma atinja o funcionamento como gerador ($s < 0$), ela deve ter sua velocidade aumentada até que se iguale a velocidade de sincronismo.

Segundo Farret (1999), a potência absorvida da rede, nessas condições, é a necessária para vencer as perdas mecânicas no eixo e no ferro. A energia absorvida no eixo para mantê-lo nesta rotação síncrona é a necessária para vencer o atrito mecânico e a resistência do ar. Caso se aumente a velocidade, tem-se uma ação regeneradora, porém ainda sem entregar energia a rede. Isso acontece quando a corrente de efeito desmagnetizante no rotor for equilibrada por uma componente do estator capaz de suprir as perdas do núcleo. Nessa rotação, o gerador está suprindo suas próprias perdas no ferro, sendo que a partir do momento em que $s < 0$, ocorre a inversão no sentido das FEM e FMM induzidas no rotor, o sentido da conversão eletromagnética de energia inverte-se, passando a definir um fluxo magnético do rotor para o estator e entregando energia para a rede elétrica.

A máquina de indução irá funcionar como gerador se seus terminais de estator forem conectados a uma fonte de tensão polifásica e seu rotor for acionado por um acionador mecânico primário acima da velocidade síncrona, resultando em um escorregamento negativo. (FITZGERALD, 2006, p.313).

A região de $s=1,0$ a $s=2,0$ na figura 17, é a região de frenagem, e significa que o gerador deve ser desligado da linha antes que comece a girar em sentido oposto, evitando assim esta região.

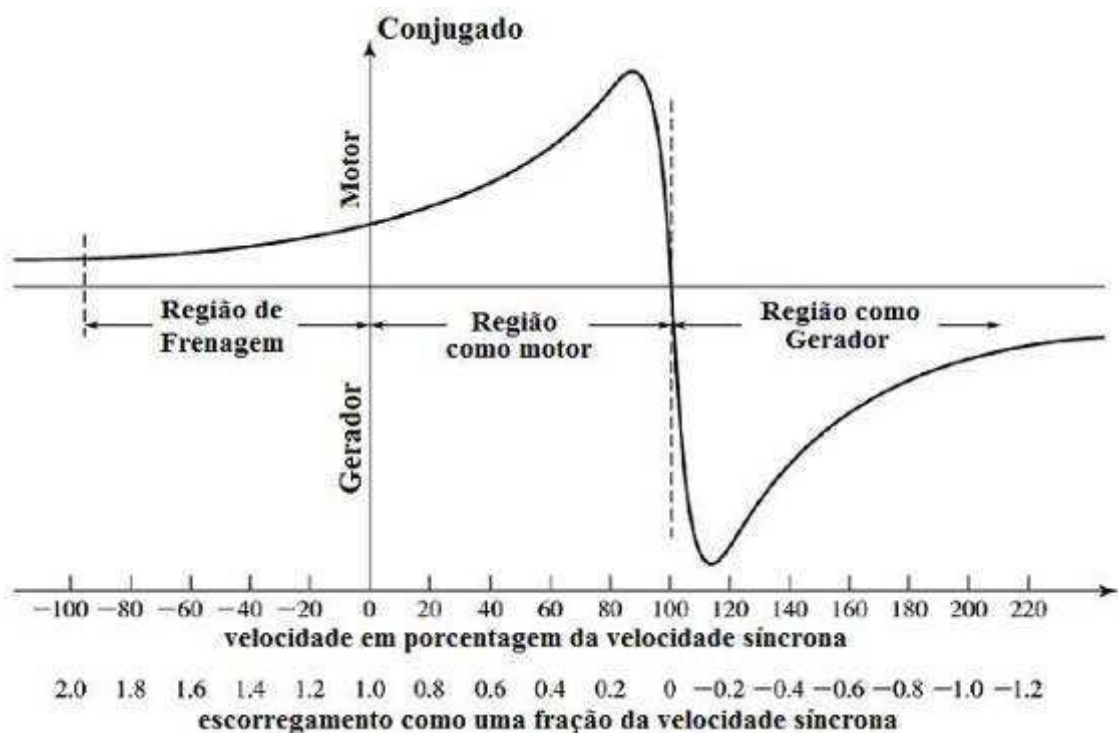


FIGURA 17 - Curva conjugado x escorregamento de uma máquina de indução. [fonte: Fitzgerald, 2006, p.312.]

A rede, funcionando como fonte externa de excitação deve ser capaz de fornecer corrente reativa suficiente para a magnetização. O campo girante passa a existir devido à corrente magnetizante suprida aos enrolamentos do estator pela linha de distribuição. Neste caso diz-se que o gerador de indução interligado não é auto-excitado.

Segundo Beluco (1994), a vantagem de utilização de geradores assíncronos ligados a um sistema de distribuição é que não demandam dispositivos para o arranque, dispensando

peçoal especializado para serviços e exigindo poucos cuidados com a manutenção. A facilidade de sua ligação e operação oferece ótima alternativa para o fornecimento de energia em períodos de sobrecarga do sistema energético.

Para o caso de máquinas assíncronas funcionando como geradores isolados da rede elétrica, existe a necessidade de que elas sejam auto-excitadas.

No caso de geradores auto-excitados, as seguintes considerações devem ser feitas:

Considerando-se um motor de indução trifásico em cujos terminais conectou-se um banco de capacitores com reatância $X_c = 1/\omega C$ por fase, onde ω é velocidade angular, f é frequência e C é a capacitância. Quando se der partida no grupo turbina-gerador em uma rotação constante e com a máquina a vazio, não há nenhuma corrente disponível nos enrolamentos do estator para produzir um campo magnético, pois os capacitores estão descarregados. O fato dos núcleos de ferro do estator e rotor terem sido magnetizados durante prévia operação frequentemente faz com que eles mantenham uma pequena quantidade de magnetismo residual. A figura 18 representa este magnetismo residual pelo offset da curva de magnetização. Ao ser acionado pela turbina, o rotor da máquina de indução começa a girar e as linhas de fluxo deste magnetismo residual cortam o enrolamento do estator, no qual é induzida uma tensão U_1 .

Para este caso, o fluxo de potência reativa não é invertido quando a máquina de indução opera como gerador. A potência reativa necessária para produzir o campo magnético não pode ser fornecida pela máquina primária, nem pelo rotor em gaiola de esquilo (não há terminais no rotor). A máquina de indução desta forma, somente pode operar fornecendo potência ativa se conectada a uma fonte externa de potência reativa.

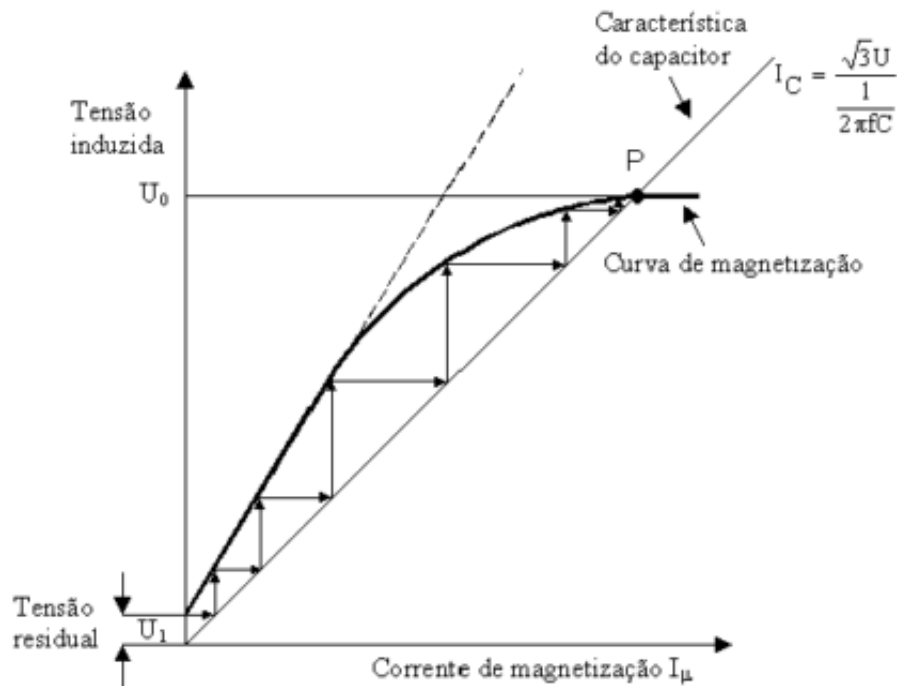


FIGURA 18 - Auto-excitação do gerador de indução. [fonte: adaptado de Chapallaz et al, 1990.]

A tensão U_1 agora carrega o capacitor, pois fará circular uma corrente magnetizante I_1 no circuito formado pelos capacitores e por sua vez irá alimentar o enrolamento do estator. Por sua vez I_1 , aumenta a magnetização da máquina, pois o estator produzirá um fluxo de reação da armadura que se somará ao fluxo residual e a tensão correspondente U_2 é produzida. Este processo ressonante é repetido até que a corrente induzida I_i (produzida pela tensão U_i) e a corrente do capacitor I_c estiverem em equilíbrio. Este será o caso da intersecção das duas curvas no ponto “P” da figura 18. Este processo acontece na condição sem carga.

Quando a máquina estiver a vazio, selecionando-se um capacitor adequado, este fornece a potência reativa necessária para excitar o gerador e a tensão a vazio U_0 pode ser estabelecida conforme o desejado. Neste caso as perdas são supridas pela potência mecânica disponível no eixo

Segundo Farret (1999), na operação isolada, a excitação pode ser obtida a partir de capacitores, de motores síncronos ou a partir da capacitância das linhas de transmissão.

3.2.3 Motor de alto rendimento

Os motores de alto rendimento se apresentam como uma boa alternativa, muito embora não sejam as soluções definitivas para todos os problemas energéticos relacionados aos motores de indução, posto que são tão suscetíveis a fatores exógenos (condições do alimentador, método de partida, ambiente de trabalho, etc.) quanto os motores de projeto padronizado.

A principal característica destes motores é a melhoria em pontos vitais onde se concentra a maioria das perdas. Como exemplo, pode-se citar:

- O aumento da quantidade de cobre nos enrolamentos do estator, incluindo o projeto otimizado das ranhuras;
- O super dimensionamento das barras do rotor para diminuir as perdas por efeito Joule;
- Diminuição da intensidade de campo magnético e utilização de chapas magnéticas de boa qualidade para reduzir as perdas no ferro e a corrente de magnetização;
- Emprego de rolamentos adequados e otimização do projeto dos ventiladores para diminuir as perdas por atrito e ventilação;
- Regularidade do entreferro, melhoria no isolamento e tratamento térmico das chapas do estator e do rotor para reduzir as perdas adicionais. Estas medidas podem acarretar uma redução de até 30% das perdas, o que significa uma real economia de energia.

4 POTENCIAL ENERGÉTICO NO INTERIOR DO RIO GRANDE DO SUL

4.1 A CIDADE DE SÃO FRANCISCO DE PAULA

O Município de São Francisco de Paula está localizado na região da Serra Gaúcha, a 112 km de distância da Capital Porto Alegre. A área total do município é de 3.289,70 km², com uma área urbana de apenas 190 km² e área rural de 3.099,70 km².

A população total do Município é de 19.725 habitantes (em 2000), havendo predominância masculina. Os homens totalizam 10.039 habitantes e as mulheres totalizam os restantes 9.686 habitantes.

É um município com predominância de áreas rurais, mas possui a população urbana muito maior que a população rural. A população urbana totaliza 12.231 habitantes e a população rural totaliza 7.640 habitantes. A taxa de crescimento anual (1996 - 2000) é igual a 1,62.

A contribuição para arrecadação do município está dividida da seguinte forma:

- Setor Primário (29,84%): Madeiras e Bovinocultura de Corte;
- Setor Secundário (48,10%): Indústria de Calçados e Indústria de Madeiras;
- Setor Terciário (22,06%): Eletrodomésticos e Materiais de Construção.

Dentre os estabelecimentos localizados no município, a indústria é composta de 190 estabelecimentos, o comércio composto de 225 estabelecimentos, agropecuária com 2.189 estabelecimentos e os serviços possuem 32 estabelecimentos.

A Cidade possui 8.527 domicílios, sendo que apenas 5.632 (2006) são consumidores de energia elétrica.

Apesar de São Francisco de Paula possuir 34% dos domicílios sem energia elétrica, ao mesmo tempo ela é uma cidade com enorme potencial para pequenos aproveitamentos, alguns já em utilização, como a barragem do Blang e a Barragem do Salto (Usinas de Bugres e

Canastra, de 51.000 kW/h), ambas no Rio Santa Cruz, e também possui a primeira usina hidrelétrica do Rio Grande do Sul, inaugurada pelo ex-presidente Getúlio Vargas, na Cachoeira da Toca (Parque da Cachoeira). Vários outros pequenos aproveitamentos estão sendo utilizados como, por exemplo, o do Parque das 8 Cachoeiras, atualmente produzindo 30 kW na Cascata do Remanso, pertencente à Bacia do Rio Rolantinho da Areia. Ao longo desta bacia é possível encontrar várias MCHs e PicoCHs.

O arroio Rolantinho da Areia tem sua nascente no Lago São Bernardo, no Município de São Francisco de Paula, a uma altitude de 930 m e a sua foz no Rio Rolante, no município de Rolante e a uma altitude de 100 m. Da nascente até a foz do Rolantinho da Areia percorre uma distância de 28 km com uma área de drenagem de 120 Km², onde recebe uma contribuição de 48 contribuintes. (MICHELS, 1999).

4.2 A POUSADA TERRA DO SEMPRE E VIZINHOS PRÓXIMOS



FIGURA 19 - Entrada da Pousada Terra do Sempre em São Francisco de Paula.

A Pousada Terra do Sempre está localizada a 2 km da Reserva da Ronda (Parque das 8 Cachoeiras) e a 108 km da saída de Porto Alegre. É uma área de preservação ambiental com características peculiares, atrativos naturais da mata atlântica, povoado de animais mamíferos raros como a jaguatirica, o veado mateiro, esquilos, o mão-pelada, o quati, os graxains e os

bugios. Também há registros da presença de onça-parda, ainda conhecida por leão baio e puma, além de aves como tucano, beija-flor, macuco, papagaio-charão, demais aves e diversos outros seres, na sua singularidade.

A área total da pousada é de 16,5 hectares, há 4 rios distintos e algumas quedas d'água com vazões propícias para aproveitamentos hidrelétricos.

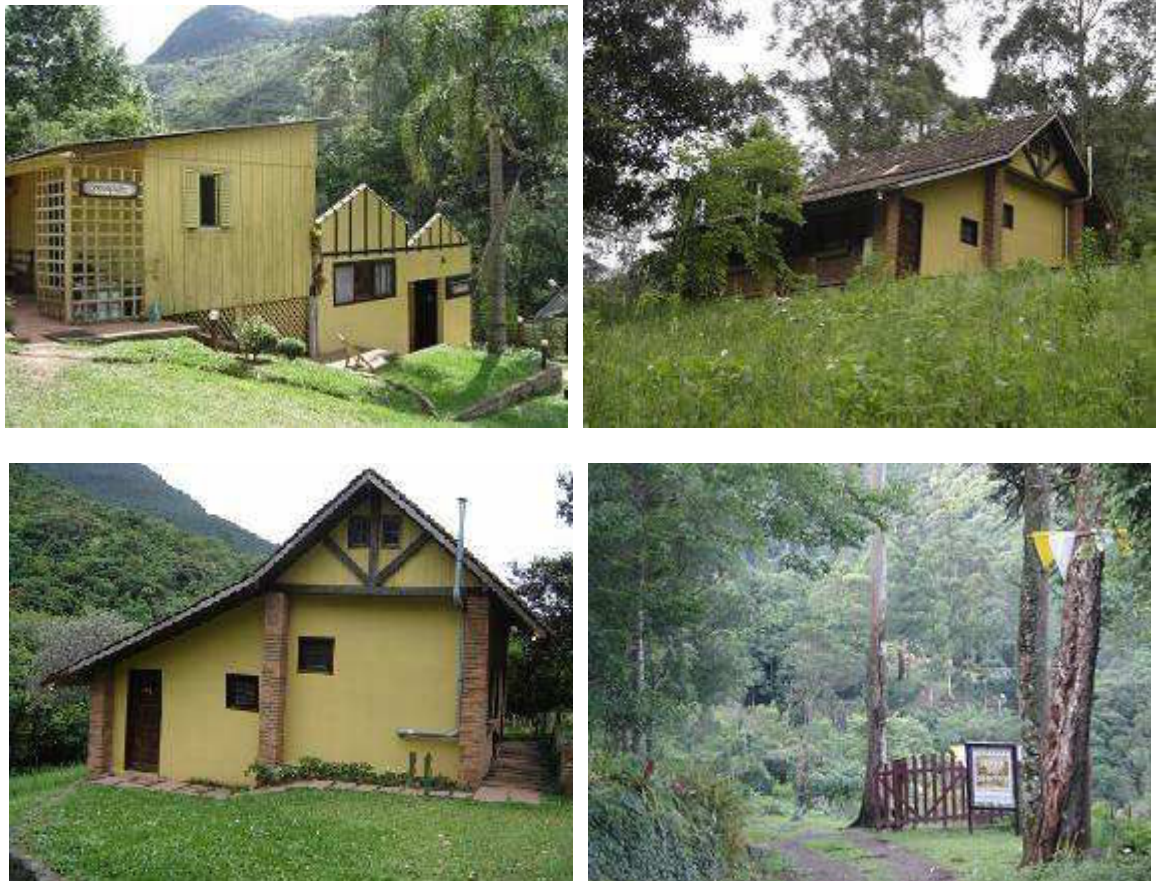


FIGURA 20 - Dependências da Pousada Terra do Sempre em São Francisco de Paula.

A peculiaridade desta região é que nunca houve eletrificação nas propriedades vizinhas (raio de 2 km). A propriedade mais próxima do sítio e que possui eletrificação está a 2 km de distância e é uma propriedade autoprodutora isolada, ou seja, produz e consome sua própria energia de forma independente e sem injetar na rede. O ponto mais próximo de eletrificação de companhia energética está a 4 km de distância e foi criado em 2006 com a implementação do programa do governo Luz para Todos. Embora o programa tenha resolvido

o problema de mais de 20 famílias da região, infelizmente aproximadamente 30 famílias pertencentes a um cinturão da área rural ainda estão sem eletrificação, e não existe projeto de expansão da linha de transmissão da RGE para todos os pontos necessários.



FIGURA 21 - Vista panorâmica da Pousada Terra do Sempre em São Francisco de Paula.

Em 2005 foi registrado o pedido de projeto número 10849/05 junto a RGE, que expandiria a eletrificação até um ponto em frente ao Sítio, mas desde 2006 este projeto está embargado pelo IBAMA, pois implica em corte de árvores nativas. O fim deste embargo está previsto para o final de 2008, quando teoricamente serão retomadas as obras da RGE para trazer eletricidade até a Pousada Terra do Sempre.

Entre os anos de 1998 e 2001, a pousada recebeu fornecimento gratuito de energia produzida pela Micro Usina do Remanso dentro do Parque das 8 Cachoeiras e distante 2 Km do sítio, sendo que a fiação passou na mata sem que o desmatamento fosse necessário.

Independente do desenrolar dos fatos, desde 2001 a Pousada Terra do Sempre é autoprodutora de energia elétrica através de uma Pico Central Hidrelétrica com queda de 25 metros, vazão de 120 L/s e produzindo cerca de 4 kW, além de dividir parte desta energia

com um vizinho distante 1 km da pousada. A geração é síncrona, precária, mas de importância extrema para a região, pois graças a ela o turismo de preservação ambiental vem sendo desenvolvido e tem crescido de forma exponencial e consciente. A localização da Pico Central é na Bacia do Rio Rolantinho da Areia, na Cascata das Borboletas.

Nos trabalhos em campo, o autor do presente estudo esteve hospedado na pousada e pode verificar a importância deste aproveitamento energético para o turismo da região. Chamou a atenção o espanto das pessoas que se hospedam na pousada e após algum tempo descobrem que a energia que estão consumindo é limpa e renovável, imediatamente todos querem conhecer a dita Pico Central e saber mais sobre o funcionamento.

Há um interesse antigo e urgente pela repotenciação desta Pico Central, visando aumentar sua potência gerada, mas por outro lado é impossível pará-la para iniciar as obras devido à extrema dependência que se têm da energia fornecida por ela. A solução seria aguardar a luz da RGE chegar até o Sítio e a partir disso dar início às obras de repotenciação. Com o ponto de eletrificação da RGE que será ligado em frente ao sítio, abre-se a oportunidade de conectar a MCH na rede e distribuir energia elétrica através de eletrificação de autoprodução para os vizinhos, que a princípio estão fora do programa Luz para Todos.

O projeto de repotenciação sempre foi um sonho dos donos da pousada e o objetivo principal deste trabalho é analisar alternativas de baixo custo para melhorar e revitalizar a central, transformando-a em MCH com potencial maior.

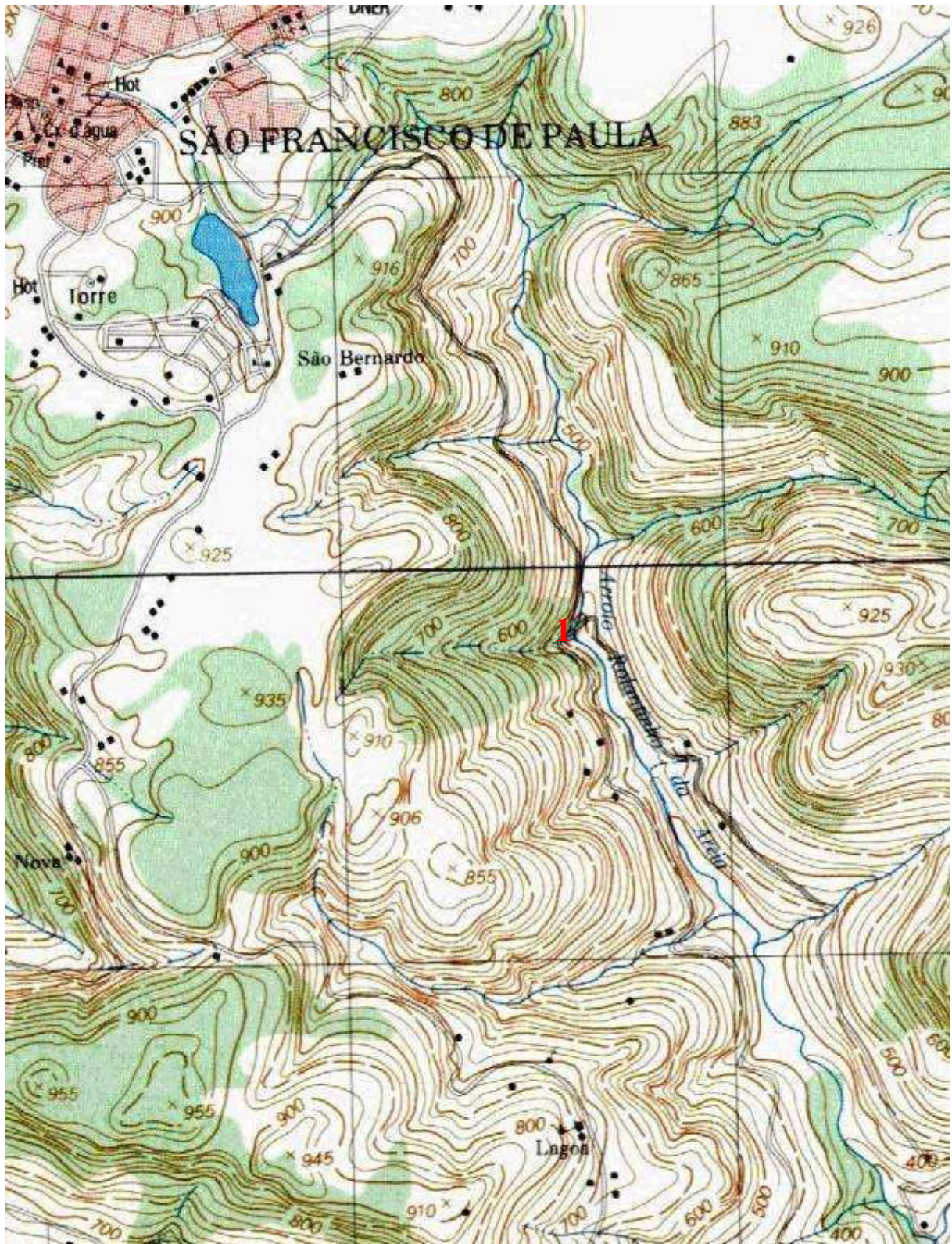


FIGURA 22 - Vista cartográfica da bacia do Rio Rolantinho da Areia, desde a sua nascente no Lago São Bernardo. (1) Micro Usina da Ponte. [Fonte: Ministério do Exército Brasileiro, 1980]



FIGURA 23 - Vista panorâmica da região. (1) Pousada Terra do Sempre, (2) vizinho mais próximo da pousada, (3) vizinho mais próximo da PicoCH e que recebe energia da mesma, (4) casa de máquinas da PicoCH, (5) vizinho mais próximo da PicoCH e que não recebe energia da mesma, (6) junção de dois afluentes contribuintes para o aproveitamento. [Fonte: Google Earth, 2008]



FIGURA 24 - Vista panorâmica da região. (1) Lago São Bernardo (2) Sede do Parque das 8 Cachoeiras e Cascata do Remanso, (3) vizinho mais próximo da pousada, (4) Pousada Terra do Sempre, (5) junção de dois afluentes contribuintes para o aproveitamento, (6) PicoCH da Ponte, (7) vizinho mais próximo da PicoCH e que recebe energia da mesma, (8) vizinho mais próximo da PicoCH e que não recebe energia da mesma. [Fonte: Google Earth, 2008]

5 ESTUDO DE CASO

5.1 A USINA DA PONTE (CASCATA DAS BORBOLETAS)

A Usina da Ponte é um projeto idealizado pelo Prof. Dr. Ademar Michels em sua dissertação de Doutorado pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul, orientada pelo Prof. Dr. Anildo Bristoti.

Muitos trabalhos relacionados com a geração de energia elétrica foram realizados ao longo de quase 30 anos na Bacia do Arroio Rolantinho da Areia visando o aproveitamento de pequenos potenciais hidrelétricos e buscando sempre uma metodologia de construção e escolha de equipamentos que repercutissem no melhor custo-benefício.

Em 1999 o Prof. Dr. Ademar Michels reserva parte de um capítulo de sua dissertação de doutorado para comentar o potencial da Cachoeira da Ponte, como era conhecida na época pelos antigos moradores da região de São Francisco de Paula. A cachoeira está localizada a aproximadamente 2 km do Parque das 8 Cachoeiras. A construção da Usina da Ponte era necessária porque em um raio de 2 km existiam 8 residências sem energia elétrica e mais de uma dezena de propriedades rurais cujos donos já haviam abandonado as terras para tentarem a vida nos grandes centros urbanos.

No mesmo ano foi iniciado um estudo para saber o real potencial da cachoeira. A altura foi descrita como 23 metros e vazão de 120 L/s com uma potência de 18,6 kW. A determinação da vazão foi através do método desenvolvido por Silveira (1997). Como a vazão era muito alta para ser medida em um tonel de 200 litros, as vazões dos arroios contribuintes foram medidas e efetuou-se o somatório. (MICHELS, 1999).

No ano de 2000, através da captação de recursos privados em conjunto com órgãos públicos, iniciou-se a construção da Micro Usina da Ponte que viria ser finalizada em 2001,

entrando em funcionamento no mesmo ano. A administração dos recursos financeiros foi da FATEC.



FIGURA 25 - Vista panorâmica da PicoCH da Ponte. (1) 1ª. queda do aproveitamento, (2) vizinho mais próximo da PicoCH e que recebe energia da mesma, (3) vizinho que não recebe energia da PicoCH, (4) barragem, (5) casa de máquinas. [Fonte: Google Earth, 2008]

5.2 MICRO USINA HIDRELÉTRICA IMPLANTADA

Neste item é apresentada a MCH implantada entre os anos de 2000 e 2001.

Do período da implantação restam algumas fotos da construção de barragem e alguns poucos documentos de projeto, como a planta da turbina Francis que foi utilizada. Não existem documentos disponíveis do projeto e tampouco plantas civis que ajudem a verificar a metodologia e cálculos utilizados para estimar a obra executada naqueles anos. É bastante provável que parte da documentação do projeto hidráulico ainda exista, porém não foi encontrada durante o período de execução e busca de dados em campo do presente projeto de diplomação. O projeto elétrico da planta também não existe.

Da época da construção da MCH restam apenas a turbina Francis e a Barragem. O gerador foi trocado em duas oportunidades, sendo que na primeira por motivo de superdimensionamento da máquina e na segunda por motivo de roubo, que é bastante comum em uma região onde a marginalidade cresce ao longo dos anos devido à falta de ocupação para a grande parte da população que decidiu ficar no campo. O terceiro gerador é o que se encontra instalado na central até os dias de hoje (Kohlbach síncrono) e foi comprado com capital privado pertencente ao dono da propriedade onde está instalada a MCH.

A tubulação foi substituída por 3 vezes, sempre por motivos de roubo ou por fortes chuvas que a arrancavam e a levavam ao longo do rio, criando sempre a impossibilidade de buscas devido ao difícil acesso ao rio em períodos de chuvas.

Não restam dados claros do primeiro e do segundo gerador instalados na central, apenas é sabido que eram síncronos. A tubulação era da marca Tigre, PVC reforçado para 1Mpa. A MCH sempre trabalhou de forma isolada da rede elétrica.

A MCH segue à risca os conceitos apresentados na dissertação do Prof. Dr. Ademar Michels, pois não causa impacto, não possui canal de adução, evitando assim gastos de materiais de construção, pois a tubulação está diretamente conectada à barragem e os fios percorrem a mata dentro de tubulação de PVC, evitando a construção de postes que demandariam gastos e desmatamento.

O acompanhamento de trabalhos relacionados à geração de energia na região desta usina começa em 1997, quando o autor deste trabalho começou raras visitas ao Parque das 8 Cachoeiras, localizado a 2 km da Micro Usina da Ponte, onde muitos projetos estavam sendo apresentados e acompanhados pelo Prof. Dr. Anildo Bristoti. Neste período foi despertado o interesse pelo assunto, porém ele somente foi reforçado a partir do ano de 2002 quando começou o curso de engenharia Elétrica. São 6 anos de observações, manutenções periódicas da planta e acompanhamento de modificações ao longo dos anos.

A Cascata que se chamava Cascata da Ponte foi renomeada como Cascata das Borboletas a partir de 2002, devido à enorme quantidade de borboletas que aparecem na primeira queda d'água.

5.2.1 Barragem

A MCH é do tipo a fio d'água. É um tipo de PCH empregada nos casos em que 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. Nesse caso, despreza-se o volume do reservatório criado pela barragem. O sistema de adução deverá ser projetado para conduzir a descarga necessária para fornecer a potência que atenda à demanda máxima. O aproveitamento energético local será parcial e o vertedouro funcionará na quase totalidade do tempo, extravasando o excesso de água.

Como características principais os aproveitamentos fio d'água, dispensam estudos de regularização de vazões e de sazonalidade da carga elétrica do consumidor e facilitam os estudos e a concepção da tomada d'água.

Dentre as principais características de projeto, deve salientar-se a construção da barragem que serão, normalmente, baixas, pois têm a função apenas de desviar a água para a adução, sendo assim, as áreas inundadas também são pequenas ou inexistentes.

A planta atual é composta de uma barragem tipo arco, pois este tipo de barragem tira proveito da propriedade de as estruturas em arco resistirem com facilidade a cargas uniformemente distribuídas sobre seu dorso, transmitindo-as para suas ombreiras. Nessas condições, as forças decorrentes do empuxo hidrostático são transferidas para as margens e o fundo do rio. Daí, para seu emprego, ser necessário haver condições naturais especialíssimas, ou seja, margens altas constituídas de rocha resistente e sã, fundo do rio igualmente em rocha

resistente e sã (SOUZA, 1983). Dadas às suas pequenas seções transversais, emprega pouco material, de forma que seu peso desempenha papel secundário no equilíbrio estático. Podem ser construídas em concreto e concreto armado

A barragem construída cumpre os requisitos que justificam a sua construção. É construída de concreto, porém não foram utilizadas rochas do local. Existe sempre a recomendação de que as barragens de MCHs deste tipo utilizem-se de rochas encontradas no local, porém neste caso a realidade mostrou certa escassez de recursos humanos e de recursos de deslocamento para coletar as rochas, além de que seria necessário um prazo muito longo para a coleta. Apesar de ser uma barragem visualmente bem apresentável, não podemos deixar de qualificá-la como “uma poluição visual”, pois as pedras utilizadas destoam da paisagem ao longo do rio.

O projeto de uma barragem deste tipo contempla: grades de proteção na tomada de água, comporta, vertedouro e descarga de fundo.

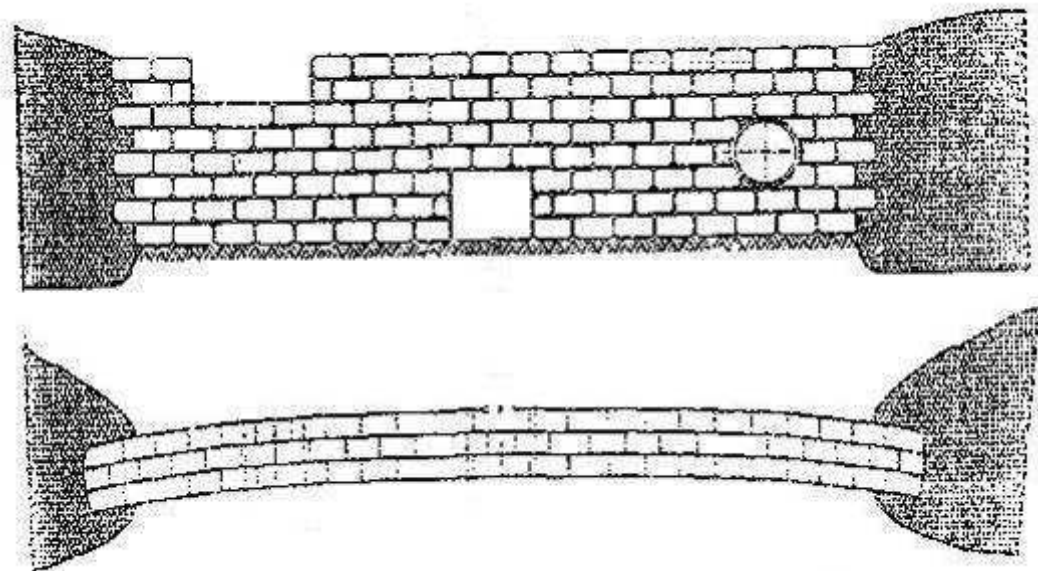


FIGURA 26 - Barragem tipo arco. [Fonte: adaptado de Michels, 1991].

Grades de Proteção: Com a finalidade de interceptar material carregado pelo rio, e que possa danificar ou travar as turbinas (pedra, galhos e árvores, etc.). A grade de proteção é

constituída por barras de seção retangular, cujo espaçamento depende da dimensão mínima do material que se deseja reter.

Comporta: destina-se a abrir ou fechar a admissão da água nos condutos. Estes tipos de comportas geralmente são equipadas com sistema de fechamento rápido para casos de emergência. No caso da Microcentral da Ponte, não existe comporta instalada, provavelmente por questões de redução de custos no momento da construção da barragem.

Descarregador de Fundo: está na parte inferior da barragem, sendo o escoamento em pressão. A vazão pode ser controlada por comporta. No caso da Microcentral da Ponte, a comporta instalada não possui sistema de fechamento rápido, mas sim uma chapa metálica com um sistema de cabos que precisam ser içados por um guincho durante a abertura da comporta. Este sistema não é nada prático, mas sua utilização pode ser explicada por dois motivos: primeiro pelo baixo custo da peça, pois não necessita de válvula e segundo pelo motivo de que a comporta somente é aberta quando existe a necessidade de limpeza e manutenção da barragem, de 6 em 6 meses.

Vertedouro: está na parte superior do corpo da barragem para permitir a passagem de água sobre a mesma. Durante o período de cheias, o vertedouro serve como descarregador de vazões excedentes depois que sua capacidade de armazenamento foi completada, evitando transbordamento em locais impróprios.



FIGURA 27 - Foto frontal da barragem tipo arco utilizada na Micro Usina da Cascata das Borboletas. (1) vertedouro; (2) descarga de fundo; (3) tubulação.



FIGURA 28 - Foto lateral da barragem da Cascata das Borboletas. (1) vertedouro; (2) descarga de fundo; (3) início da tubulação de baixa pressão; (4) área represada.



FIGURA 29 - Foto frontal da barragem da Cascata das Borboletas. Detalhe para (1) vertedouro; (2) descarga de fundo.

As dimensões da barragem são as seguintes:

Abertura total do rio: 15,10 metros

Distância de uma margem a outra do rio percorrida pela barragem: 17,10 metros

Altura da barragem: 2 metros

Vertedouro: base x altura x largura = 0,64 x 0,25 x 2,0 (em metros)

Captação da água na barragem: abertura de 150 mm

5.2.2 Tubulação de Adução em Baixa Pressão e Conduto Forçado de Água

O projeto original desta tubulação previa a utilização de tubos de PVC da marca Tigre tipo rígidos com reforço. Devido à grande dificuldade de acesso pelas encostas da cachoeira e também devido à enorme quantidade de rochas na lateral que não são consideradas sãs, optou-se pela utilização de tubos de PVC rígido que não exigiriam um içamento através de cabos e também resultariam em uma drástica redução de vigas e concretamento que suportasse o peso de tal tubulação. A mão de obra, devido às dificuldades de acesso ao local, também teve seu

custo reduzido ao serem escolhidos tubos de PVC, que possuem material mais leve, facilitando a instalação.

Como relatado anteriormente, a tubulação original de PVC foi roubada e/ou destruída totalmente em 2 oportunidades. Como consequência, o orçamento disponível para construção da MCH não permitiu que uma terceira tubulação com as mesmas características fosse comprada, o que ocasionou a utilização de 70% de tubos de PVC de 150 mm utilizados em construção civil para esgotos, ou seja, menos resistentes e 30% da tubulação de alta pressão foi recomposta com tubos de PVC rígido iguais aos que haviam sido instalados na primeira vez.

É necessário destacar-se que através de experimentos já no ano de 2001 identificou-se que o projeto das tubulações estava errado, pois deveriam ter sido utilizados tubos de 250 ou 300 mm para este projeto, mas por algum motivo burocrático dos órgãos que enviavam os tubos, eles vieram com diâmetro de 150 mm. A atual tubulação foi instalada com capital do proprietário da propriedade onde está instalado o aproveitamento hidrelétrico.

Projetos onde a tubulação é colocada parcialmente ou totalmente no leito do rio devem utilizar chapas de aço forjado ou material mais resistente. Tal análise é justificada por razões de segurança, pois em épocas de chuvas os níveis dos afluentes da Bacia do Rolantinho da Areia aumentam e parte da tubulação corre o risco de eventualmente ficar totalmente imersa na água, sendo que materiais sólidos, tais como pedras e árvores, que acompanham a correnteza da água, podem danificar uma tubulação menos resistente.

Após alguma experiência com a tubulação instalada, verificou-se que a melhor opção para evitar que agentes externos destruíssem a mesma seria concretar 11 metros do início da tubulação de baixa pressão juntamente com a barragem, para evitar futuras desconexões por tratar-se um ponto que suporta a pressão da entrada da água e que não estava devidamente içado.

Os tubos utilizados são fabricados em comprimentos de 6 m e as junções são feitas através de conexões simples ou com presilhas. A tubulação de alta pressão está inclinada e suspensa no ar, mas içada por cabos de aço para restringir as vibrações e aumentar a segurança da instalação.

O conduto forçado passa por 2 quedas de água. A primeira queda atualmente é chamada de cascata das Borboletas e não mais cascata da Ponte, como informado por Michels (1999). Nas fotos seguintes podem ser vistos os três estágios distintos que a tubulação passa: represamento com barragem, primeira queda e finalmente a segunda queda conectando-se à casa de máquinas.

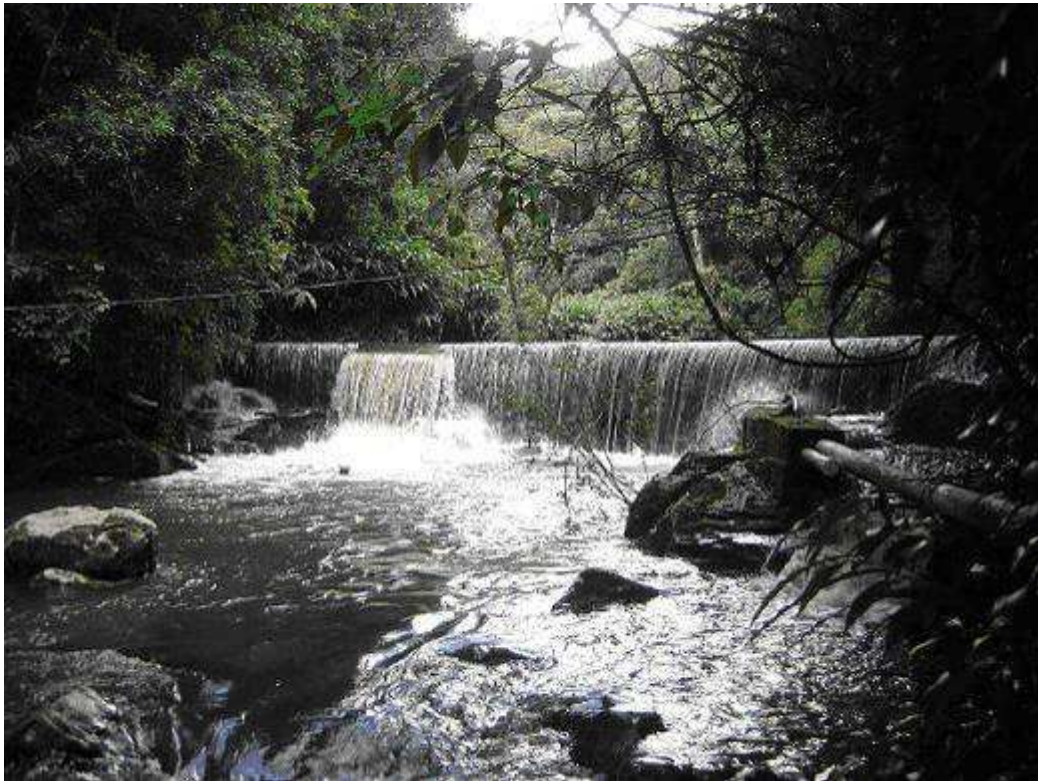


FIGURA 30 - Foto da queda total da Cascata das Borboletas - Barragem.



FIGURA 31 - Foto da queda total da Cascata das Borboletas - Queda Intermediária.

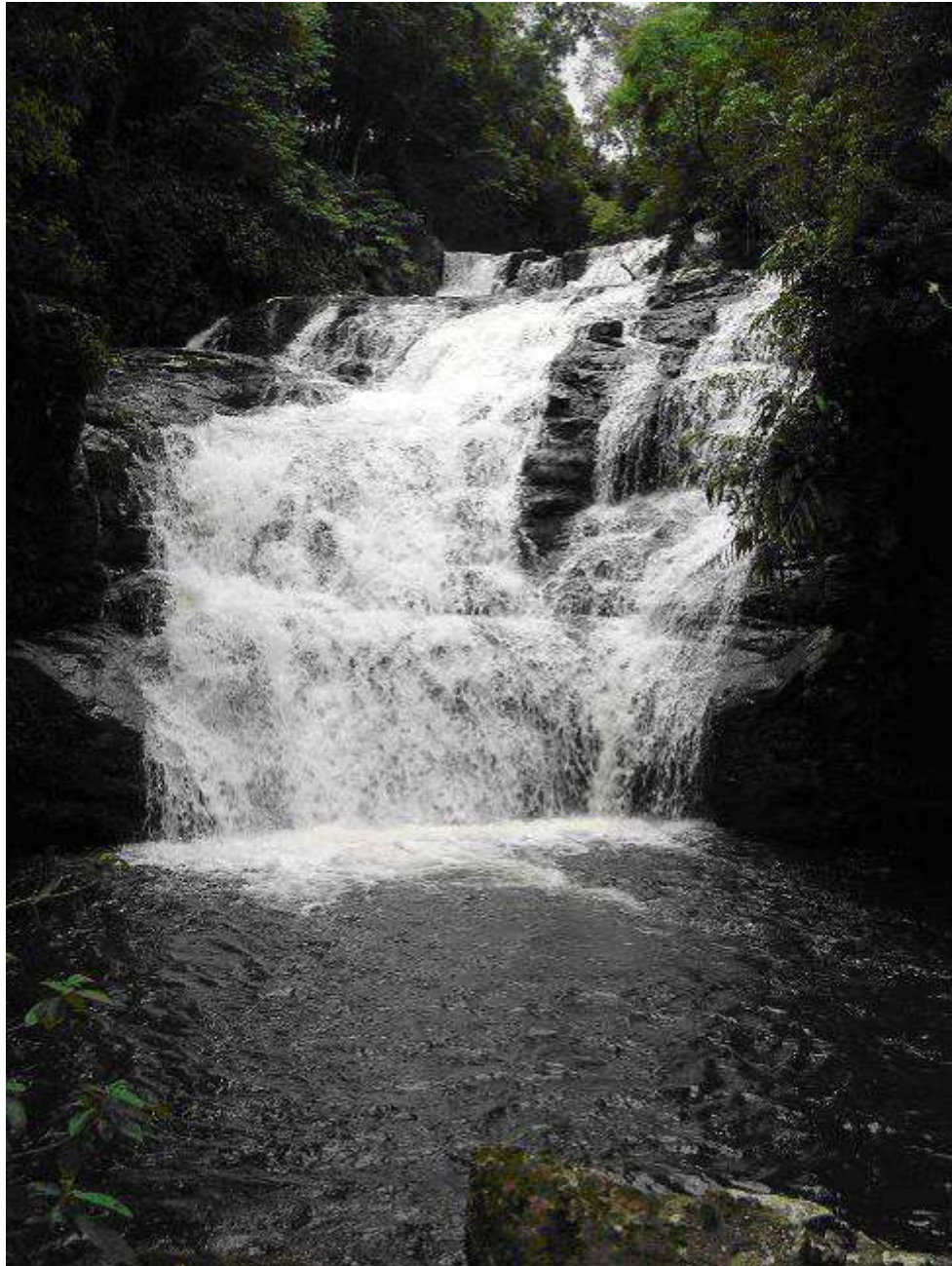


FIGURA 32 - Foto da queda total da Cascata das Borboletas - Visão frontal da última queda.



FIGURA 33 - Fotos da tubulação da Cascata das Borboletas. (1) tubulação de adução em baixa pressão; (2) chaminé de equilíbrio; (3) Início da tubulação de alta pressão.

5.2.3 A casa de máquinas

A casa de máquinas da Micro Usina da Ponte é uma pequena construção de alvenaria construída em 2000 para comportar o final da tubulação forçada, um gerador síncrono, uma turbina Francis e um quadro de comando elétrico. As dimensões são de 3,5 x 4,25 m, possuindo uma janela e uma porta.



FIGURA 34 - A Casa de Máquinas da Cascata das Borboletas.

Na construção desta MCH, a turbina escolhida foi do tipo Francis, da marca BEE, com as seguintes características de placa:

TABELA 3 - Placa da Turbina Francis.

Mod: T BS 25/17.5		
Nº 111	P. 20 cv	Ano 2000
Q.: 0.144 m ³ /s	Hn. 25m	n. 1170 rpm



FIGURA 35 - Placa da Turbina Francis.



FIGURA 36 - Turbina Francis utilizada atualmente na MCH.

O gerador é do tipo Síncrono trifásico da marca Kohlbach com os seguintes dados de placa:

TABELA 4 - Características do Gerador Síncrono Trifásico utilizado.

Mod: 132LA			
Regime Contínuo		Regime Stand-by	
KVA 6.0	6.8 kW	KVA 7.2	6.8 kW
A 15.7		A 18.8	
V 220/127F	HZ 60	IP 21	ABNT
Cos 0.80	RPM 1800	V campo 50	IEC 60034-1
Regime Compound	Isol F	A Campo 8.0	



FIGURA 37 - Placa do Gerador Síncrono Trifásico utilizado.



FIGURA 38 - Gerador Síncrono utilizado na MCH.



FIGURA 39 - Quadro de Força utilizado na MCH.

5.2.4 Principais problemas verificados na planta da usina da ponte

A Usina da Ponte, além de seus problemas de projeto ainda possui muitos problemas relacionados com os conceitos introduzidos na sua forma de geração desde 2001.

Distribuição: A distribuição da energia elétrica sempre foi um ponto crítico, não existem postes de distribuição e os fios passam individualmente por dentro de tubulações de PVC. São aproximadamente 1.200 metros de fiação percorrendo por dentro da mata, em alguns pontos não existem tubulações de PVC e os fios percorrem a mata pelo chão ou apoiados em árvores, aumentando as perdas elétricas e colocando em risco a vida de animais.

Durante o período de trabalhos em campo, alguns pontos críticos da transmissão foram solucionados com a construção de alguns postes baixos de distribuição e o restante da instalação passará por tubos de PVC, evitando assim o desmatamento para construção de postes altos. Os postes altos serão construídos somente em locais onde a vegetação já está aberta devido à construção civil.



FIGURA 40 - Fios percorrendo 1.200 metros em tubulações expostas no chão ou em canos de PVC.

Barragem: O ponto de Construção da Barragem da Micro Usina da Ponte recebe a contribuição de vazões provenientes de diversos afluentes da Bacia do Rio Rolantinho da Areia. Em períodos de chuvas fortes a vazão do rio aumenta rapidamente e a enxurrada traz muitos detritos como troncos de árvores, restos de lixo, materiais utilizados em pontes

provisórias e pedras. Todo este material tem a tendência de ficar retido na barragem ou de entrar na tubulação, pois existe atualmente apenas uma grade protetora da tubulação. Uma proposta de melhoria deste sistema é apresentada ainda no capítulo 5, com a proposição da construção de um canal de adução com mais grades, ajudando assim a filtrar os detritos antes de entregá-los à tubulação forçada.



FIGURA 41 - Visão Lateral da barragem após enxurrada. Restos de galhos e troncos de árvores ficam visíveis e dificultando a entrada de água na tubulação.

Turbina: Com o conceito atualmente utilizado na barragem da Micro Usina da Ponte, onde a tubulação de baixa pressão capta água diretamente na barragem, muitos detritos acabam entrando na tubulação e são acumulados na turbina Francis. A figura 42 apresenta fotos de uma limpeza padrão feita na turbina Francis.



FIGURA 42 - Limpeza padrão da turbina Francis. Turbina aberta.

5.3 PROPOSTA DE UM PROJETO HIDRÁULICO IDEAL – ESTUDO DE CASO COM DIMENSIONAMENTO HIDRÁULICO

5.3.1 Seleção do diâmetro adequado

A determinação de diâmetro adequado (econômico) para o conduto forçado pode ser feita através da equação:

$$d = 1,13 \sqrt{\frac{Q}{v}} \quad (5-1)$$

onde:

d = diâmetro econômico [m]

$$Q = \text{vazão [m}^3/\text{s]}$$

$$v = \text{velocidade da água dentro do tubo [m/s]}$$

A velocidade máxima recomendada é de 5 m/s. Para evitarem-se golpes de aríete, quando a turbina é fechada bruscamente e reduzir-se as perdas de carga no conduto forçado, optou-se por uma velocidade de 3 m/s.

A vazão média do córrego é de 120 L/s (próprio), portanto:

$$d = 1,13 \sqrt{\frac{0,12}{3}}$$

$$d = 226 \text{ mm}$$

O comércio não oferece tubos de 226 mm, portanto o correto é utilizar tubos com um diâmetro acima do calculado e recalcular-se a velocidade. Comercialmente, os tubos mais oferecidos são de 300 mm, porém, existem fornecedores nacionais de bitolas especiais de 200 mm e 250 mm. Deve-se optar por diâmetro de 250 mm, com custo menor que tubulações com diâmetro de 300 mm, mas que da mesma forma influenciará diretamente em uma redução significativa da velocidade da água no conduto forçado, resultando na contribuição de uma menor perda de carga na canalização. Recalcula-se a velocidade, obtendo-se:

$$v = 2,45 \text{ m/s}$$

A velocidade da água de 2,45 m/s no conduto forçado está abaixo da máxima recomendada, porém, este fato apenas vem a contribuir numa menor perda de carga na canalização e em redução de golpes de aríete.

A altura da Cascata das Borboletas foi medida através do método das réguas (Eletrobrás, 1985), resultando em 23 metros de montante a jusante somados a mais 2 metros, sendo que 1 metro está condicionado ao ganho que a barragem proporciona e mais 1 metro está condicionado ao tubo de sucção utilizado em turbinas de reação, como a Francis ou BFT, por exemplo.

A tubulação de alta e baixa pressão totaliza 113 metros de extensão.

5.3.2 A barragem

A barragem atual será mantida, pois está de acordo com as indicações encontradas nos Manuais da Eletrobrás. É uma barragem tipo arco, possui desarenador (descarga de fundo) e vertedouro. Não existe área inundada, mas sim área represada pela barragem, que simplesmente aumentou o nível da água, mas não inundou nenhuma parte da bacia do rio. A área represada está condizente com a necessidade da MCH e não causa impactos ambientais.



FIGURA 43 - Foto lateral da barragem da Cascata das Borboletas. (1) vertedouro; (2) descarga de fundo; (3) início da tubulação de baixa pressão; (4) área represada.

O manual “Diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas da Eletrobrás (2000)” menciona que, normalmente, a formação do reservatório exige um estudo adequado do controle de sedimentos. Esse controle abrange desde o planejamento do plantio de vegetação ciliar para proteção das margens do reservatório e contenção do transporte lateral de sedimentos pelas enxurradas, até projetos especiais de obras de engenharia, visando a proteção dos equipamentos contra abrasão, tais como desarenador e/ou outros dispositivos. As pequenas barragens devem dispor de descarregador de fundo posicionado próximo à

tomada d'água. Desta forma, mesmo com o assoreamento do reservatório preservar-se-á a tomada d'água, operando-se adequadamente o descarregador, principalmente em períodos chuvosos.

Como pode ser visto na figura 43, a barragem utilizada cumpre todos os pré-requisitos, possuindo inclusive o desarenador em proporções ideais para a limpeza da barragem e os trabalhos de campo comprovaram que o tempo ideal de abertura do desarenador é de seis em seis meses, evitando assim o assoreamento desordenado da área. O período de limpeza da barragem é o mesmo período aproveitado para a limpeza da turbina.

5.3.3 Canal de adução

Tendo em vista todos os problemas ocorridos com a planta atualmente em funcionamento, como a entrada de resíduos na tubulação forçada e entupimento constante da caixa interna da turbina Francis, é necessário e recomendado a construção de um canal de adução. O canal de adução deverá percorrer 30 metros, da barragem até o início da primeira queda, correspondente à entrada da tubulação forçada. O canal de adução ocupará apenas a parte mais alta do aproveitamento justamente para preservar o potencial turístico da cachoeira, ou seja, do ponto de vista de um observador que estiver banhando-se no ponto mais baixo da cachoeira não será possível visualizar o canal de adução, evitando assim o impacto visual. O impacto ambiental deste canal será zero, pois não existe necessidade de desmatamento e tampouco de implosões de rochas.

De acordo com o manual de Mini Centrais Hidrelétricas (1985), recomenda-se que a abertura do canal seja de 1 metro e que a construção utilize pedras do local, cimento e argamassa, preferencialmente.

O Canal de Adução terá 3 grades de proteção para evitar a entrada de resíduos na tubulação. A perda de carga nas grades é irrisória frente aos benefícios que ela causará, e será calculada em 5.3.5.

Também será atribuída uma perda de carga ao canal de adução, relativa à rugosidade do material utilizado. A perda de carga no canal é bastante semelhante à perda de carga em uma tubulação de baixa pressão.

É necessário que o Canal de adução tenha vertedouro lateral (vertedor extravasor) que permita o vertimento com segurança de excessos de descarga voltado para o percurso do rio, afinal este canal estará passando ao lado do leito do rio.

A cota do extravasor é estimada pelo Manual de Mini Centrais Hidrelétricas como:

$$B = 3,3 \times Q \quad (5-2)$$

onde:

$$Q = \text{vazão normal turbinada [m}^3/\text{s]}$$

então,

$$B = 3,3 \times 0,12$$

$$B = 40 \text{ cm}$$

Como neste local o rio transporta sedimentos, deverá ser previsto no canal de adução, a montante da estrutura de tomada d'água, uma câmara destinada à decantação do material em suspensão e/ou um desarenador. As condições do rio são bastante propícias à utilização de mais um desarenador antes da entrada no conduto forçado como mostrado mais adiante em uma planta da Fazenda Boa Esperança, no Estado de Minas Gerais.



FIGURA 44 - Exemplo de canal de adução utilizado na MCH de Boa Esperança (Delfim Moreira - MG). (1) vertedor extravasor; (2) grade; (3) continuação do canal de adução; (4) comporta desarenadora lateral.



FIGURA 45 - (1) Barragem; (2) Conduto de baixa pressão. É o local onde se pretende construir o canal de adução na MCH da Ponte.



FIGURA 46 - (1) Conduto de baixa pressão. É o local onde se pretende construir o canal de adução.

5.3.4 Chaminé de equilíbrio

A chaminé de equilíbrio é um reservatório de eixo vertical, que pode ser posicionado a montante do conduto forçado ou final da tubulação de adução de baixa pressão (neste caso com custos mais elevados), com as seguintes finalidades:

- amortecer as variações de pressão que se propagam pelo conduto forçado e golpe de aríete decorrente do fechamento rápido da turbina;
- armazenar água para fornecer ao conduto forçado o fluxo inicial provocado pela nova abertura da turbina, até que se estabeleça o regime contínuo.

Quando necessário, a chaminé de equilíbrio deve ser instalada o mais próximo possível da casa de força, para reduzir o comprimento do conduto forçado e diminuir os efeitos do golpe de aríete. Os custos para uma chaminé de equilíbrio no início da tubulação também são mais reduzidos, pois o tamanho também é reduzido.

Na verificação da necessidade de instalação de uma chaminé de Equilíbrio, é necessária a avaliação da indicação inicial a partir da seguinte relação:

$$\frac{L_{cf}}{Hb} \leq 5 \quad (5-3)$$

onde:

L_{cf} = comprimento total do conduto forçado [m]

H_b = queda bruta [m]

Se $L_{cf} > 5H_b$, existirá uma indicação inicial de que a instalação de uma chaminé de equilíbrio poderá ser necessária. A verificação dessa necessidade deverá ser feita pelo critério da constante de aceleração do escoamento no conduto forçado, como apresentado a seguir.

$$T_h = \frac{V_{ef} \cdot L_{cf}}{g \cdot H_b} \quad (5-4)$$

onde:

T_h = tempo de aceleração do escoamento no conduto forçado [s];

V_{ef} = velocidade do escoamento no conduto forçado [m/s];

g = aceleração da gravidade = 9,81 m/s².

Para $T_h < 3,0$ s, não há necessidade de instalação da chaminé. Entre 3 e 6 é desejável, mas não obrigatória. Para $T_h > 6,0$ s, é obrigatória a instalação da chaminé.

Para o caso em questão,

$$\frac{L_{cf}}{H_b} = \frac{113}{25} = 4,52 \leq 5$$

A primeira indicação está cumprida e indica que não existirá necessidade de instalação de chaminé de equilíbrio. Para confirmar, calcula-se o valor de T_h :

$$T_h = \frac{2,45 \cdot 113}{9,81 \cdot 25} = 1,13 \text{ s}$$

Como $T_h < 3,0$ s, não há necessidade de instalação da chaminé.

5.3.5 Queda líquida e perdas de carga

A queda líquida resulta da diferença entre a queda bruta e as perdas de carga do conduto forçado:

$$H = Hb - \Sigma\Delta h \quad (5-5)$$

Onde:

H = queda líquida

Hb = queda bruta

$\Sigma\Delta h$ = soma das perdas de carga individuais

A queda bruta na turbina da planta atual é de 25 m. As perdas de carga individuais são calculadas como segue:

A) Perda de Carga nas Grades

$$Hg = K_e (v^2 / 2g) \quad (5-6)$$

onde:

K_e = coeficiente de perda

v = velocidade da água na entrada da grade [m/s]

com:

$$K_e = \beta \text{sen} \alpha [d_r / a]^{4/3} \quad (5-7)$$

onde:

β = coeficiente da forma das barras da grade

$\beta = 2,42$ (SOUZA, 1983)

α = ângulo de inclinação em relação à horizontal, no caso $\alpha = 90^\circ$

d_r = espessura da barra = 9,60 mm

a = espaço entre as barras = 37 mm

portanto:

$$K_e = 2,42 \cdot \text{sen}90^\circ [0,960/3,7]^{4/3}$$

$$K_e = 0,40$$

$$H_g = 0,40 [(2,45)^2 / (2 \cdot 9,81)]$$

$$H_g = 0,12 \text{ m}$$

Estão previstas 3 grades entre barragem e canal de adução, totalizando $H_g = 0,36 \text{ m}$

B - Perda de Carga na Entrada

$$h_E = K_E \cdot (v^2 / 2g) \quad (5-8)$$

onde:

K_E = coeficiente de entrada que depende da forma da entrada

$K_E = 0,5$, pois é considerada uma aresta viva (McINTYRE, 1987):

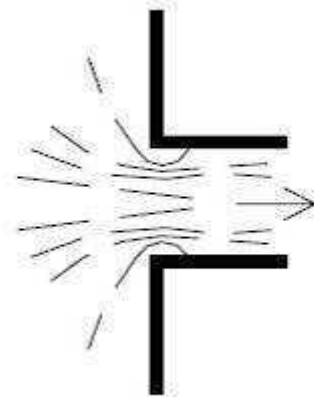


FIGURA 47 - Aresta Viva. [Fonte: Diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas, 2000, p.162.].

$$h_E = 0,5 [(2,45)^2 / (2 \cdot 9,81)]$$

$$h_E = 0,15 \text{ m}$$

C - Perdas por Atrito no Tubo

A tubulação de alta pressão é composta por 83 m e o canal de adução possui mais 30 metros. O Manual de Diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas (2000) afirma que a perda de carga por atrito em um canal de adução construído com cimento e argamassa é a mesma perda oferecida por uma tubulação de alta pressão de PVC, portanto, para fins de cálculo das perdas por atrito no tubo serão considerados os 113 metros (canal de adução + tubulação forçada).

$$h_a = \lambda \cdot (L / D_i) [(v)^2 / 2 \cdot g] \quad [\text{m}] \quad (5-9)$$

$$\lambda = 0,01 \cdot [K / D_i]^{0,134} \quad (5-10)$$

Onde:

L = comprimento do tubo (m)

D_i = diâmetro interno do tubo (m)

v = velocidade do tubo (m/s)

Como se trata de tubo de PVC rígido, $K = 0,5$ (McINTYRE, 1987):

$$\lambda = 0,01 \cdot [0,5 / 0,25]^{0,134}$$

$$\lambda = 0,011$$

portanto,

$$h_a = 0,011(113/0,25)[(2,45)^2 / (2 \cdot 9,81)]$$

$$h_a = 1,52 \text{ m}$$

D - Perda de Carga nas curvas

São 4 curvas de 45° com $K=0,45$ e 1 curva de 30° com $K=0,165$. Mais à frente será indicado a necessidade de mais uma curva de 45° na conexão com a BFT, portanto já será considerada neste momento:

$$h_c = K_c \cdot (v^2 / 2g) \quad (5-11)$$

$$h_{c1} = 0,45 \cdot (2,45^2 / 2 \cdot 9,81) = 0,69 \text{ m}$$

$$h_{c2} = 0,165 \cdot (2,45^2 / 2 \cdot 9,81) = 0,050 \text{ m}$$

O total de perdas por atrito em curvas é:

$$h_{cT} = 0,69 + 0,050 = 0,74 \text{ m}$$

E - Perda de Carga em Registros

No capítulo 6 será mostrada a necessidade da utilização de uma válvula tipo borboleta, onde $K=0,20$ (McINTYRE, 1987):

$$h_v = K_v \cdot (v^2 / 2g) \quad (5-12)$$

$$h_v = 0,20 \cdot (2,45^2 / 2 \cdot 9,81) = 0,061 \text{ m}$$

F - Perda de Carga em reduções bruscas de tubulações

Na conexão da BFT (projetada no capítulo 6) com a tubulação de alta pressão será utilizada uma redução brusca de tubulação de 250 mm para 150 mm. De acordo com McIntyre (1987), a perda de carga com a redução é calculada da seguinte forma:

$$h_c = \left(\frac{1}{c_v} - 1 \right) \quad (5-13)$$

Para obtenção do coeficiente c_v , divide-se o valor do diâmetro reduzido pelo valor do diâmetro da tubulação de alta pressão. Este valor (150 mm/250 mm) fornece o valor 0,6, que através de tabelas fornecidas pela bibliografia gera um valor de $c_v = 0,712$.

$$h_c = \left(\frac{1}{0,712} - 1 \right)$$

$$h_c = 0,40 \text{ m}$$

Como se pode verificar, a perda por atrito em um tubo de alta pressão é a mais importante de todas as perdas individuais devido ao comprimento do tubo.

A soma de todas as perdas no conduto forçado é:

$$\Sigma\Delta h = 0,36 + 0,15 + 1,52 + 0,74 + 0,061 + 0,40$$

$$\Sigma\Delta h = 3,23\text{m}$$

Portanto, a queda líquida do projeto, conforme a equação (5-5), é:

$$H = 25 - 3,23 = 21,77 \text{ m}$$

5.3.6 Potência disponível

A Potência disponível que resulta da transformação da energia potencial é dada por:

$$P = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \quad (5-14)$$

onde:

P = Potência [W]

η = rendimento total [%]

ρ = 1000 kg/m³ é o peso específico da água que passa pela central [Kg/m³]

g = 9,81 m/s² é a aceleração da gravidade

Q = é a vazão de água em [m³/s]

h = é a altura de queda útil, isto é, a diferença de cotas tendo em conta o atrito nas tubulações condutoras em [m].

Para a conversão em energia elétrica, a energia cinética da água é transformada em energia cinética de rotação da turbina hidráulica, e esta energia mecânica da turbina finalmente em energia elétrica.

Para o caso de pequenas centrais, o Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas da Eletrobrás (1985) recomenda que utilizemos a seguinte expressão:

$$P = 7,5 \cdot Q \cdot H \quad (5-15)$$

portanto,

$$P = 7,5 \times 0,12 \times 21,77$$

$$P = 19,59 \text{ kW}$$

A Potência de 19,59 kW será a disponível para utilização. Não é um dado preciso, pois a potência depende diretamente do rendimento do grupo gerador e turbina. Mais a frente será apresentado e cálculo real de potência fornecida pela planta.

5.4 PLANTA ATUAL DA USINA DA PONTE

5.4.1 Estudo do dimensionamento da planta atual

A planta hidrelétrica atual e em funcionamento utiliza tubulações de 150 mm, o que resulta em uma velocidade de 6,81 m/s no conduto forçado. Esta velocidade é não recomendável (SOUZA, 1983) e pode causar sérios riscos à tubulação em épocas de cheias no Rio, onde a velocidade ultrapassaria os 8 m/s entrando, na zona de alerta de periculosidade.

Como agravante, a tubulação atual utiliza tubos de PVC de esgoto sem reforço em 70% da instalação, causando sérios riscos de rompimento da mesma.

A recomendação é a substituição urgente da tubulação, devido ao comprometimento e risco que ela apresenta.

$$d = 150 \text{ mm}$$

$$d = 1,13 \sqrt{\frac{Q}{v}} \quad (5-1)$$

A vazão média do córrego é de 120 L/s (próprio), portanto:

$$v = 6,81 \text{ m/s}$$

5.4.2 Queda Líquida e Perdas de Carga

A queda bruta na turbina da planta atual também é de 25 m. As perdas de carga individuais são calculadas como segue:

A) Perda de Carga nas Grades

$$H_g = K_e (v^2 / 2g) \quad (5-6)$$

$$K_e = \beta \operatorname{sen} \alpha [d_r / a]^{4/3} \quad (5-7)$$

onde:

$$\beta = 2,42 \text{ (SOUZA, 1983)}$$

α = ângulo de inclinação em relação à horizontal, no caso $\alpha = 90^\circ$

d_r = espessura da barra (9,60 mm)

a = espaço entre as barras (37 mm)

portanto:

$$K_e = 2,42 \cdot \operatorname{sen} 90^\circ [0,960 / 3,7]^{4/3}$$

$$K_e = 0,40$$

$$H_g = 0,40 [(6,81)^2 / (2 \times 9,81)]$$

$$H_g = 0,94 \text{ m}$$

B - Perda de Carga na Entrada

$$h_E = K_E \cdot (v^2 / 2g) \quad (5-8)$$

A forma de entrada será mantida, portanto K_E será 0,5 por termos uma aresta viva.

$$h_E = 0,5 [(6,81)^2 / (2 \times 9,81)]$$

$$h_E = 1,1818 \text{ m}$$

C- Perdas por Atrito no Tubo

Neste item são calculadas as perdas da tubulação forçada e da tubulação de baixa pressão, totalizando 113 m de tubulação.

$$h_a = \lambda \cdot (L / D_i) [(v)^2 / 2 \cdot g] \quad (5-9)$$

$$\lambda = 0,01 \cdot [K / D_i]^{0,134} \quad (5-10)$$

$$\lambda = 0,01 \cdot [0,5/0,15]^{0,134}$$

$$\lambda = 0,011751$$

portanto,

$$h_a = 0,011751 \cdot (113/0,15) \cdot [(6,81)^2 / 2 \times 9,81]$$

$$h_a = 20,92 \text{ m}$$

D - Perda de Carga nas curvas

São 4 curvas de 45° com K=0,45 e 1 curva de 30° com K=0,165

$$h_c = K_c \cdot (v^2 / 2g) \quad (5-11)$$

$$h_{c1} = 0,45 \cdot 4 \cdot (6,81^2 / 2 \times 9,81) = 4,25 \text{ m}$$

$$h_{c2} = 0,165 \cdot (6,81^2 / 2 \times 9,81) = 0,39 \text{ m}$$

O total de perdas por atrito em curvas é:

$$h_{cT} = 4,25 + 0,39 = 4,64 \text{ m}$$

A soma de todas as perdas no conduto forçado é:

$$\Delta h = 0,94 + 1,1818 + 20,92 + 4,64$$

$$\Delta h = 27,68 \text{ m}$$

Ocorre que as perdas são muito grandes, maiores inclusive que a queda que temos disponível para exploração. Este valor calculado não está correto e a redundância foi causada porque, conforme Souza (1983), não se deve sob hipótese alguma trabalhar com velocidades acima de 5m/s em tubulações, independente do material utilizado na tubulação. Para obtenção de valores mais apurados são indicadas medições de rendimento diretamente na planta instalada, reduzindo assim o erro obtido.

5.4.3 Chaminé de equilíbrio

Na verificação da necessidade de instalação de uma chaminé de Equilíbrio, é necessária a avaliação da indicação inicial a partir da seguinte relação:

$$\frac{L_{cf}}{Hb} \leq 5$$

Para a tubulação atual de 150 mm, temos uma velocidade de 6,81 m/s, que causaria:

$$T_h = \frac{6,81 \times 113}{9,81 \times 25} = 3,13$$

A indicação é de que é desejável a instalação da chaminé de equilíbrio, mas não obrigatória. Através dos trabalhos em campo, verificou-se que em épocas de cheia a velocidade na tubulação ultrapassa os 8m/s, indicando que seguramente esta planta necessita de uma chaminé de equilíbrio. Provavelmente o projeto inicial desta planta não dimensionava uma chaminé, mas após o seu pleno funcionamento, verificou-se a extrema necessidade devido à tubulação errada e utilizou-se uma tubulação em formato Te como chaminé de equilíbrio, conforme foto abaixo:



FIGURA 48 - Chaminé de Equilíbrio utilizada na planta atual (cano em formato T)

5.4.4 Potência disponível na planta atual

Para verificação da potência disponível desta planta não podem ser utilizados os métodos aqui apresentados na equação (5-14), pois estamos trabalhando com uma velocidade na tubulação que não é compatível com projetos de pequenas centrais.

Pode-se verificar que a tubulação de 150 mm causa perdas sucessivas em todos os pontos da planta e por este motivo a potência real possível de ser extraída com o atual equipamento é no mínimo 3 vezes abaixo da potência prevista com o novo projeto aqui apresentado.

Outro detalhe que impede que seja calculada a potência disponível é a turbina Francis, que atualmente trabalha com a válvula não totalmente aberta, visando evitar os golpes na atual tubulação de 150 mm.

Atualmente está sendo utilizado o gerador de 6,8 kW, mas também é sabido que devido às perdas ele não trabalha em sua máxima plenitude, gerando entre 2,5 kW e 3,5 kW.

5.5 ESCOLHA DA TURBINA PARA UM NOVO PROJETO

5.5.1 Seleção da BFT a partir das características do aproveitamento hidráulico

Visando uma alternativa de baixo custo e com facilidades de manutenção, a Micro Usina da Ponte utilizará uma BFT em sua nova planta, comprada no mercado nacional e dimensionada de acordo com parâmetros levantados na planta.

Existem três métodos amplamente utilizados para projetos de seleção de bombas que irão funcionar como turbina. O primeiro foi proposto por Sharma (1985), o segundo faz parte dos estudos desenvolvidos na EFEI entre 1987 e 1990 por Viana e Nogueira e o terceiro método foi proposto por Chapallaz et al (1992). Basicamente os três métodos utilizam dois

coeficientes: um para se determinar a altura e o outro para a vazão, baseando-se na rotação específica da turbina.

Neste trabalho serão utilizados os três métodos distintos de seleção de BFT, possibilitando assim uma comparação de resultados coesa entre as metodologias. Esses métodos são baseados em resultados experimentais de várias bombas operando como turbinas.

No entanto, para que o rendimento da bomba operando como turbina seja igual àquele da bomba operando como bomba, é necessário que a altura e a vazão da BFT sejam maiores que as da BFB, para a mesma rotação, (VIANA, 1987). Estes aumentos são necessários a fim de se compensar as perdas internas da máquina, devido à inversão do fluxo. A consequência disso é o aumento da potência de eixo quando a máquina estiver operando como turbina.

A Micro Usina da Ponte apresenta, portanto, os seguintes dados para fins de cálculo de uma BFT:

TABELA 5 – Parâmetros da Microcentral da Ponte.

MCH da Ponte		
H bruto [m]	H líquido [m]	Q [m ³ /s]
25	21,77	0,12

5.5.2 Método de Sharma e Williams para seleção de BFTs

Inicialmente será utilizado o método de Sharma, seguido de um fator de correção previsto por Williams.

Para selecionar uma bomba para funcionar como turbina na Cascata das Borboletas a partir deste método, são necessários os seguintes dados:

- queda bruta “H”,
- a perda de carga “ ΔH ”
- a vazão “Q”.

A queda e vazão do local são denominadas como H_{bft} e Q_{bft} , queda e vazão da BFT, respectivamente.

Após a determinação da queda e vazão do local começa o processo de determinação da bomba que irá funcionar como turbina. Para determinar a bomba que irá trabalhar neste local utilizam-se as equações de Sharma.

$$H_{bft} = \frac{H_{bep}}{(\eta_{máx})^{1,2}} \quad (5-16)$$

$$Q_{bft} = \frac{Q_{bep}}{(\eta_{máx})^{0,8}} \quad (5-17)$$

onde:

H_{bft} = Queda requerida pela BFT [m];

Q_{bft} = Vazão requerida pela BFT [m³/s];

H_{bep} = Altura manométrica da bomba funcionando como bomba no ponto de máxima eficiência [m];

Q_{bep} = Vazão da bomba funcionando como bomba no ponto de máxima eficiência [m³/s];

$\eta_{máx}$ = Rendimento máximo da bomba como bomba [%].

O processo para determinar o ponto da máxima eficiência da bomba é iterativo e necessita de um valor inicial para o rendimento da bomba funcionando como turbina, ou seja, um valor inicial para $\eta_{máx}$. Inicialmente determina-se H_{bep} e Q_{bep} utilizando as equações de Sharma (5-16) e (5-11), arbitrando-se $\eta_{máx}$.

Após várias seleções de BFTs realizadas no trabalho de Martinez (2003), concluiu-se que 70% é um valor para o rendimento que atende a maioria das situações pesquisadas para aproveitamentos de até 50 kW.

$$H_{bep} = 21,77 \times (70\%)^{1,2}$$

$$H_{bep} = 14,19 \text{ m}$$

$$Q_{bep} = 0,12 \times (70\%)^{0,8}$$

$$Q_{bep} = 0,0902 \text{ m}^3/\text{s}$$

Em seguida pesquisa-se nos catálogos de fabricantes um equipamento que atenda a essa combinação de Q_{bep} e H_{bep} . O rendimento da máquina, retirado do catálogo do fabricante, é utilizado nas equações de Sharma, para se determinar novo H_{bep} e Q_{bep} . O processo termina quando se encontrar a menor diferença entre os dois últimos H_{bep} e Q_{bep} calculados.

A iteratividade deste processo poderia ser feita através de um método computacional, mas o resultado inicial já é bastante satisfatório, pois se compararmos com o método de Chapallaz que será apresentado mais adiante, já poderá ser confirmado que o resultado inicial do método de Sharma está bastante próximo do resultado final de convergência.

Inicialmente se determina a potência e o número de pares de pólos do gerador a partir da rotação da BFT. Em seguida, é preciso verificar se a combinação da bomba selecionada como BFT e do gerador formam um conjunto adequado. A velocidade de rotação da bomba é N_b , porém, funcionando como turbina será aquela necessária para funcionamento do gerador a ela acoplado, denominada N_{bft} . O ponto de operação do equipamento funcionando com essa rotação é definido por H_{bft} e Q_{bft} calculado pelas equações de Williams (5-18) e (5-19).

$$H_{bft} = \frac{H_{bep}}{(\eta_{máx})^{1,2}} * \left(\frac{N_{bft}}{N_b} \right)^2 \quad (5-18)$$

$$Q_{bft} = \frac{Q_{bep}}{(\eta_{máx})^{0,8}} * \frac{N_{bft}}{N_b} \quad (5-19)$$

Se o ponto de operação do equipamento, em termos de H_{bft} e Q_{bft} estiver muito longe do seu ponto de rendimento máximo ou do ponto de máxima transformação de energia, então será necessário selecionar uma nova bomba.

Um fator importante para seleção do conjunto BFT/gerador é a velocidade de rotação. Devem-se selecionar equipamentos cujas velocidades de rotação nominais sejam próximas, o que evitaria que os pontos de operação de bomba e BFT fossem muito distantes, implicando em funcionamento de BFT em zonas de baixo rendimento, ou seja, o número de pólos do gerador deve ser o correspondente à velocidade de rotação da bomba como bomba.

5.5.3 Método de Viana e Nogueira para seleção de BFTs

O método de Viana e Nogueira foi desenvolvido no Laboratório Hidromecânico para pequenas Centrais Hidrelétricas da Escola Federal de Engenharia de Itajubá, através de ensaios com bombas funcionando como turbinas de fabricação nacional. Viana e Nogueira testaram duas bombas centrífugas operando como turbinas e obtiveram coeficientes de altura e vazão. Através destes coeficientes válidos para aproveitamentos até 50 kW, a seleção da BFT fica facilitada.

Com o aumento de vazão e de altura para as BFTs podem-se definir os seguintes coeficientes:

Coeficiente de vazão:

$$Kq = \frac{Q_b}{Q_t} \quad (5-20)$$

$$Ka = \frac{H_b}{H_t} \quad (5-21)$$

onde:

Kq – coeficiente de vazão [adimensional];

Ka – coeficiente de altura [adimensional];

H_t – altura da BFT [m];

H_b – altura da BFT [m];

Q_t – vazão da BFT [m³/s];

Q_b – vazão da BFT [m³/s].

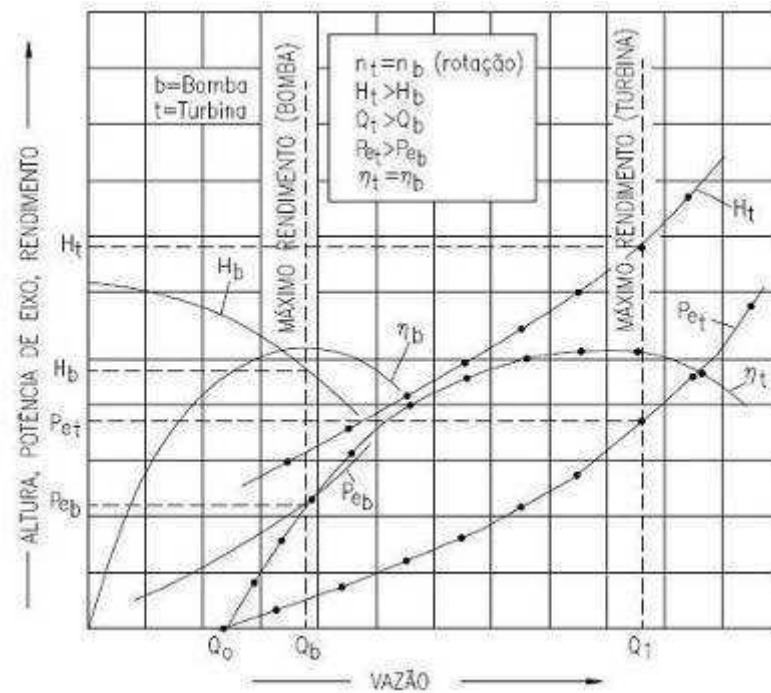


FIGURA 49 - Curvas de altura, potência de eixo, rendimento versus vazão para a bomba e BFT. [Fonte: VIANA, 1992].

Essas relações variam de bomba para bomba e são funções da rotação específica. A rotação específica no sistema internacional é dada por:

$$\eta_{qa} = \frac{10^3 n \sqrt{Q_t}}{(H_t \cdot g)^{3/4}} \quad (5-22)$$

onde:

η_{qa} – rotação específica da BFT no sistema técnico [adimensional];

H_t – queda líquida do aproveitamento [m];

Q_t – vazão do aproveitamento [m³/s].

n – rotação da bomba escolhida [rps]

então:

$$\eta_{qa} = \frac{10^3 \times 30 \times \sqrt{0,12}}{(21,77 \times 9,81)^{3/4}} = 186,02$$

O próximo passo é identificar $Ka =$ e Kq através do gráfico. Para $\eta_{qa} = 186,02$, obtém-se $Ka = 0,73$ e $Kq = 0,58$.

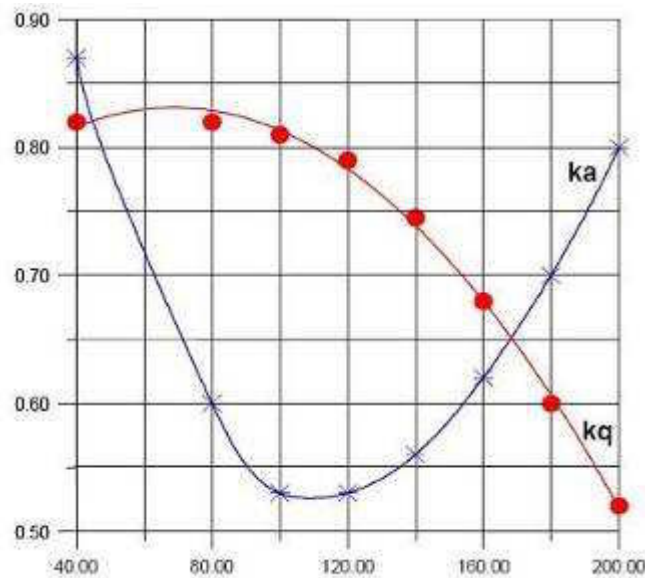


FIGURA 50 - Coeficientes de vazão e altura versus rotação específica da BFT. [Fonte: VIANA E NOGUEIRA, 1990].

Considerando:

$$Q_b = Q_t \times Kq \quad (5-20)$$

$$H_b = Ka \times H_t \quad (5-21)$$

assim,

$$Q_b = 0,12 \times 0,58 = 0,0696 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$H_b = 0,73 \times 21,77 = 15,89 \text{ m}$$

Da mesma forma que o método de Sharma, pode-se aplicar o valor de correção de Williams nos valores encontrados e após selecionar uma bomba diretamente nos catálogos de fabricantes através dos valores de vazão e altura encontrados.

5.5.4 Método de Chapallaz e Williams para seleção de BFTs

O método de Chapallaz (1992) que tem apresentado excelentes resultados (conforme literaturas consultadas) para as bombas fabricadas no Brasil consiste no desenvolvimento de um algoritmo consistente de entrada de dados. Para se determinar os coeficientes de altura e vazão é necessário calcular a rotação específica da BFT com base nos dados do aproveitamento, através da equação (5-23):

$$\eta_{qt} = \frac{n\sqrt{Q_t}}{H_t^{3/4}} \quad (5-23)$$

onde:

η_{qt} – rotação específica da BFT no sistema técnico [adimensional];

H_t – queda líquida do aproveitamento [m];

Q_t – vazão do aproveitamento [m³/s].

então,

$$\eta_{qt} = \frac{1800\sqrt{0,12}}{21,77^{3/4}}$$

$$\eta_{qt} = 61,87$$

Com a rotação específica do aproveitamento determina-se a rotação específica da bomba, através da equação (5-24):

$$\eta_{qb} = \frac{\eta_{qt}}{0,89} \quad (5-24)$$

onde:

η_{qb} = rotação específica da bomba no sistema técnico [adimensional];

então,

$$\eta_{qb} = \frac{61,87}{0,89}$$

$$\eta_{qb} = 69,51$$

Deve-se, então, estimar a vazão da bomba por meio da equação (5-25):

$$Q_b = \frac{Q_t}{1,3} \quad (5-25)$$

onde:

Q_b - vazão nominal estimada da bomba [m^3/s].

$$Q_b = \frac{0,12}{1,3}$$

$$Q_b = 0,0923 \text{ m}^3/\text{s}$$

De posse da rotação específica e da vazão da bomba, determina-se sua eficiência através da figura 51. Conforme assinalado no gráfico, o rendimento teórico da BFT é estimado em $\eta_b = 83\%$.

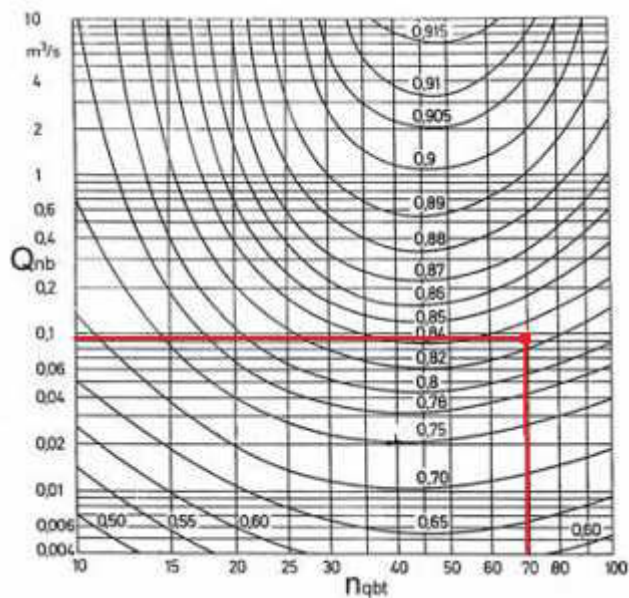


FIGURA 51 - Estimativa de rendimento de BFT. [Fonte: adaptado de Chapallaz et al., 1992.]

Conhecendo-se a rotação específica e a eficiência da bomba, determinam-se os coeficientes de altura de Chapallaz (C_H) e de vazão de Chapallaz (C_Q), obtidos por meio das figuras 52 e 53.

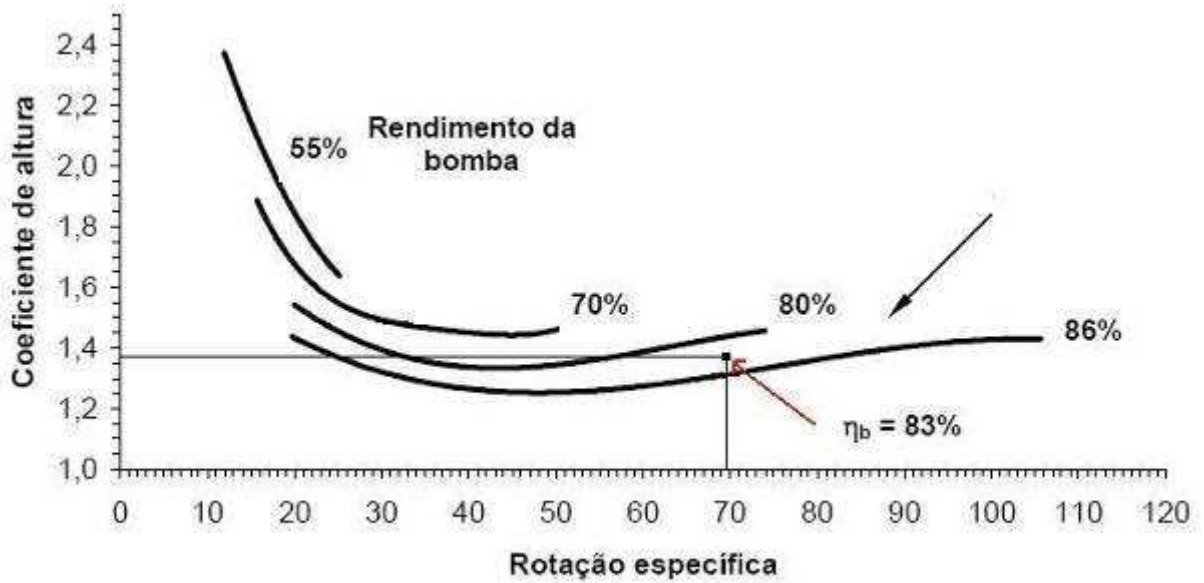


FIGURA 52 - Obtenção do coeficiente de altura (C_H). [Fonte: adaptado de Chapallaz et al., 1992.]

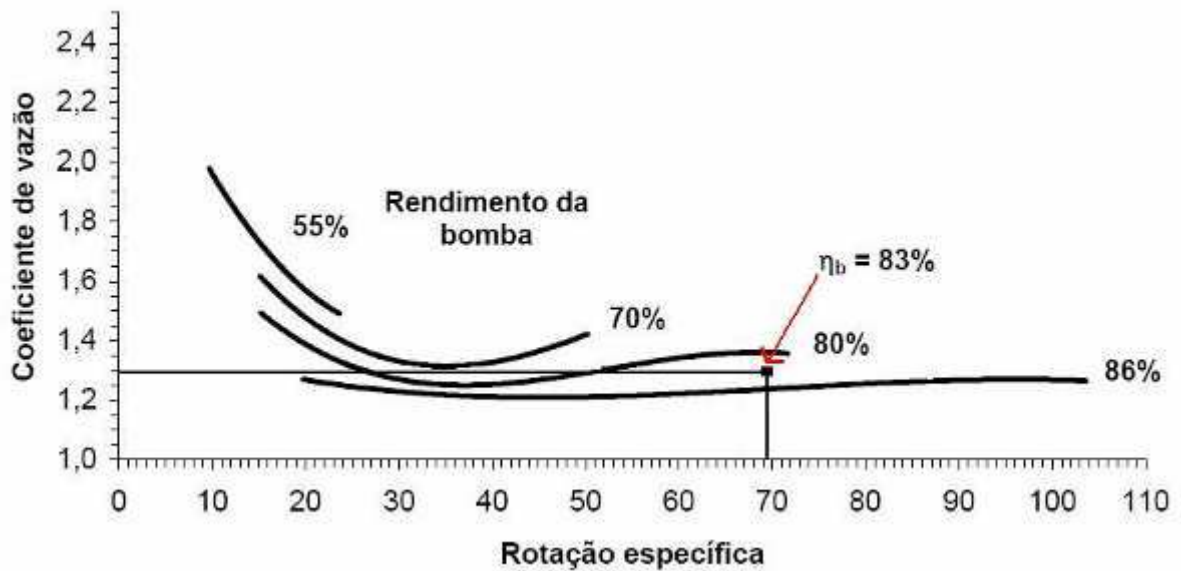


FIGURA 53 - Obtenção do coeficiente de vazão (C_Q). [Fonte: adaptado de Chapallaz et al., 1992.]

Através dos gráficos obteve-se:

$$C_H = 1,375$$

$$C_Q = 1,29$$

De posse destes coeficientes, determinam-se a altura e a vazão da bomba que irá operar como turbina, por meio das equações (5-23) e (5-24).

$$H_b = \frac{H_t}{C_H} \quad (5-26)$$

$$Q_b = \frac{Q_t}{C_Q} \quad (5-27)$$

onde:

H_t – altura da BFT [m];

H_b – altura da BFT [m];

Q_t – vazão da BFT [m³/s];

Q_b – vazão da BFT [m³/s].

então,

$$H_b = \frac{21,77}{1,375}$$

$$H_b = 15,83 \text{ m}$$

$$Q_b = \frac{0,12}{1,29}$$

$$Q_b = 0,093 \text{ m}^3/\text{s}$$

Williams (1995) relata que é possível determinar valores mais precisos em relação às características H x Q da BFT, usando a proporcionalidade H e Q em relação à rotação. Utilizando as equações de Williams (5-25) e (5-26), é possível ajustar a vazão e a altura relacionada à rotação disponível nos catálogos dos fabricantes de bombas. No caso específico

deste estudo, foram consultados catálogos dos fornecedores nacionais KSB e EH, cuja rotação da bomba é 1750rpm.

$$\frac{Q_{bft}}{Q_{bep}} = \frac{N_{bft}}{N_b} \quad (5-28)$$

$$\frac{H_{bft}}{H_{bep}} = \left(\frac{N_{bft}}{N_b} \right)^2 \quad (5-29)$$

onde:

N_{bft} – rotação da BFT [rpm].

N_b – rotação da bomba [rpm].

então,

$$\frac{0,093}{Q_{bep}} = \frac{1800}{1750}$$

$$Q_{bep} = 0,0904 \text{ m}^3/\text{s} = 325,5 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$\frac{15,83}{H_{bep}} = \left(\frac{1800}{1750} \right)^2$$

$$H_{bep} = 14,96 \text{ m}$$

Através da altura 14,96 m e a vazão 325,5 m³/h na rotação de 1750 rpm, seleciona-se a bomba que irá operar como turbina (ver catálogo do fabricante). Para este estudo foram escolhidas bombas de dois fabricantes (EH e KSB), buscando uma melhor análise de custos e de rendimento. O primeiro fabricante analisado foi o EH Bombas, onde o rendimento da bomba EHF 150-25 é 70%, que será o rendimento da BFT. Assim pode-se calcular a potência do eixo através da equação (5-30).

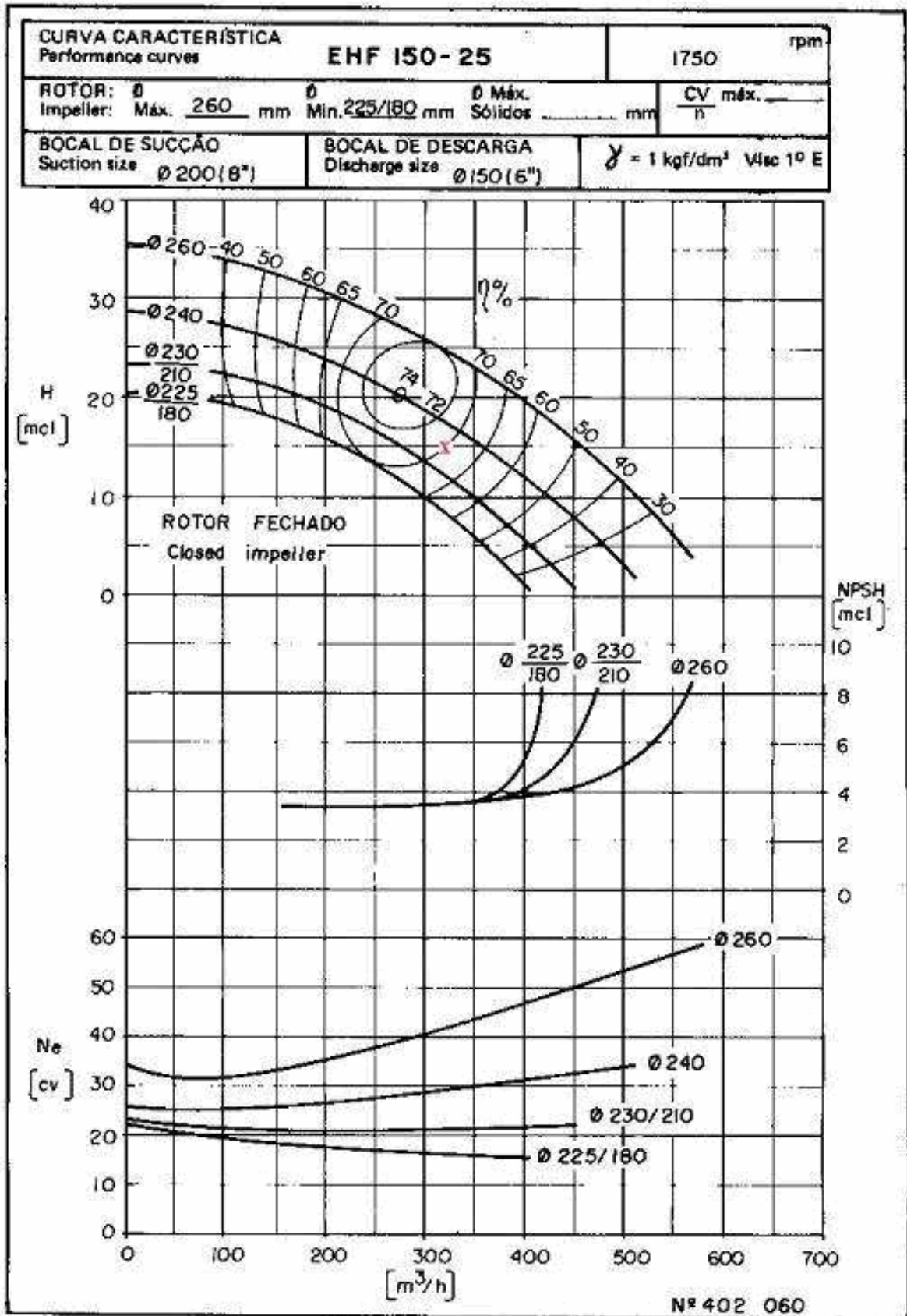


FIGURA 54 - Curva característica de rendimento da Bomba EHF 150-25. Ponto de operação está indicado com um x. [Fonte: Catálogo de Bombas EH]

Finalmente a potência elétrica no eixo da bomba pode ser calculada.

$$P_e = 9,81 \times Q_t \times H_t \times \eta_b \quad (5-30)$$

onde:

P_e - Potência no eixo da bomba [kW]

η_b – rendimento da bomba [%]

$$P_e = 9,81 \times 21,77 \times 0,12 \times 70\% = 17,94 \text{ kW}$$

Outra forma de obter-se a potência é olhando diretamente no catálogo do fabricante da bomba, que para o nosso caso informa aproximadamente 25 cv (1 cv = 735,5 W), ou seja, 18,387 kW, que também é um valor factível.

TABELA 6 - Resultados do procedimento para escolha da bomba. Fabricante: EH Bombas.

Rotação específica	BFT (1800 rpm)	Bomba (1800rpm)	Bomba (1750 rpm)
Q_b [m ³ /s] (estimada)	-	0,0923	0,0923
η_b [%] (estimado)	-	83	83
C_H	1,375	-	-
C_Q	1,29	-	-
H_t [m]	21,77	15,83	14,96
Q_t [m ³ /s]	0,12	0,093	0,0904
η (%) fabricante bombas	70%	70%	-

O segundo fabricante escolhido é KSB Bombas. Este fabricante divulga amplamente o seu catálogo de pré-seleção de bombas. Através da altura 14,96 m e a vazão 325,44 m³/h na rotação de 1750 rpm foi possível pré-selecionar a bomba modelo Meganorm 125-200 e traçar o seu rendimento diretamente no gráfico disponibilizado pelo fabricante.



FIGURA 55 - Bomba KSB Meganorm modelo 125-200 para $n = 1.750$ rpm, acoplada a um gerador assíncrono marca WEG. [Fonte: Catálogo de Bombas Meganorm KSB]

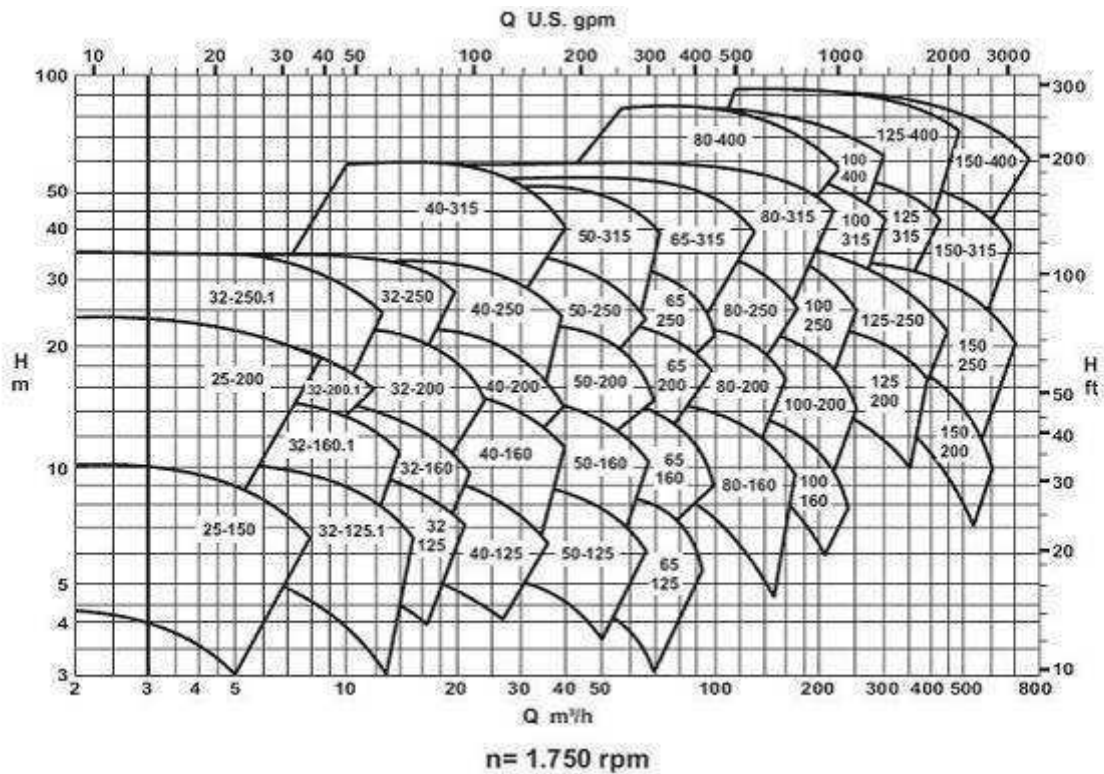


FIGURA 56 - Gráfico de pré-seleção da bomba KSB para $n = 1.750$ rpm. [Fonte: Catálogo de Bombas Meganorm KSB]

Para o fabricante KSB, no mesmo ponto de operação que o fabricante EH informava rendimento de 70%, agora temos um rendimento excepcionalmente melhor. O rendimento da bomba KSB é 84%, que será o rendimento da BFT. Assim foi possível calcular a potência de eixo através da equação (5-30).

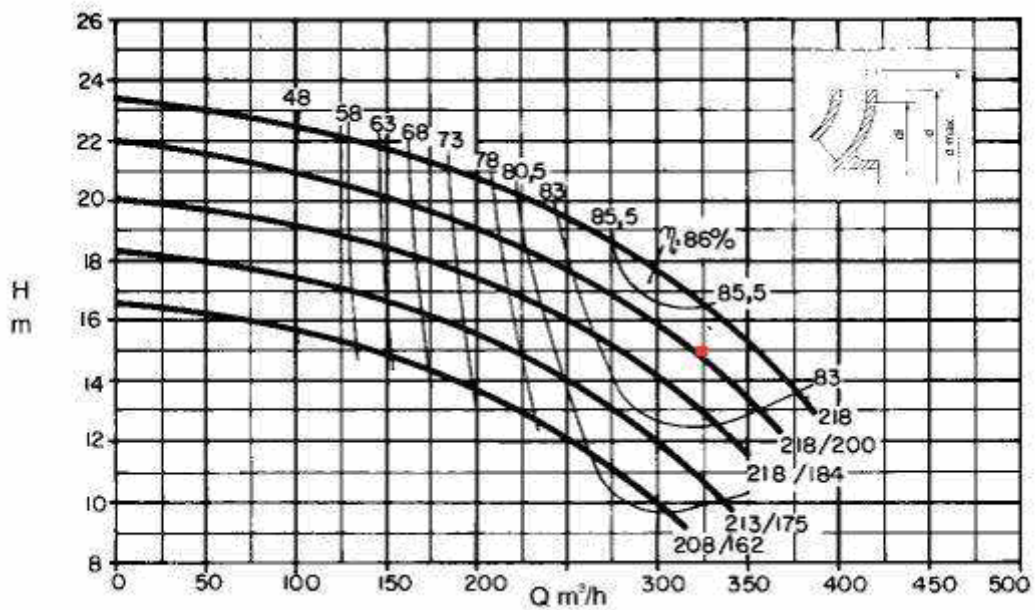


FIGURA 57 - Curva característica de rendimento da Bomba Meganorm 125-200

[Fonte: Catálogo de Bombas KSB Meganorm]

$$P_e = 9,81 \times 21,77 \times 0,12 \times 84\% = 21,52 \text{ kW}$$

TABELA 7 - Resultados do procedimento para escolha da bomba. *Fabricante: KSB Bombas.*

Rotação específica	BFT (1800 rpm)	Bomba (1800rpm)	Bomba (1750 rpm)
Q_b [m ³ /s] (estimada)	-	0,0923	0,0923
η_b [%] (estimado)	-	83	83
C_H	1,375	-	-
C_Q	1,29	-	-
H_t [m]	21,77	15,83	14,96
Q_t [m ³ /s]	0,12	0,093	0,0904
η (%) fabricante bombas	84%	84%	-

A bomba escolhida será a bomba do fabricante KSB. O motivo para esta escolha não se justifica apenas por ela ter um rendimento maior que a bomba do fabricante EH, afinal, os trabalhos de Martinez (2003) e Fernandes (2006) já haviam revelado que as bombas do fabricante EH também apresentam um rendimento muito acima do especificado no catálogo, igualando-se ao rendimento das bombas KSB. Por outro lado, em todas as literaturas consultadas para estudos de BFT a bomba KSB modelo Meganorm, quando bem projetada

pelo método de Chapallaz trabalhou exatamente com o rendimento especificado pelo fabricante. O motivo da escolha de uma bomba KSB é justificado então pela confiabilidade de seus gráficos de rendimento, pela facilidade de consegui-la no mercado varejista da cidade da cidade de Porto Alegre e pelo fato de ser vendida já acoplada a um gerador de indução da marca WEG, que também é alvo deste estudo devido ao bom rendimento e confiabilidade.

Antes de projetar o gerador a ser acoplado à BFT, é necessário fazer o dimensionamento do sistema de vazão para a bomba atuar em seu ponto ótimo. Como as bombas hidráulicas não são produzidas especificamente para a geração de energia (operação em modo reverso) impõe alguns problemas quando estas são usadas como turbinas. O principal inconveniente é a não existência de sistemas de regulação de velocidade. Este fato é relevante, pois a instalação da casa de máquinas atualmente utilizada na Cascata das Borboletas utiliza uma turbina Francis com válvula, o que tem permitido um ajuste fino de vazão diariamente, buscando assim o melhor rendimento do gerador síncrono atualmente instalado.

As válvulas têm a finalidade de manter a rotação do grupo gerador praticamente constante, mesmo quando a carga da rede à qual o grupo está conectado varia. A inexistência de sistemas de regulação de velocidade em BFTs faz com que o equipamento, a princípio, seja obrigado a operar com potência constante, não admitindo variações de carga.

Na busca do bom funcionamento da instalação sempre é aconselhável o uso de uma válvula que não interrompa o fluxo de água rapidamente, por isso o modelo mais indicado é o de gaveta. Isso é necessário para evitar golpe de aríete na tubulação.

Na análise de custo, o fato mais relevante é que o valor da válvula pode ser reduzido se a mesma for instalada imediatamente antes da BFT logo após a redução da tubulação, pois para o diâmetro menor, as válvulas são mais baratas. Esta forma de instalação é mostrada na figura 58.

Na saída da BFT é recomendada a utilização de um tubo de sucção de diâmetro maior para devolver o fluxo de água à pressão próxima da atmosfera. Isso evita problemas como erosão do solo na restituição e ainda a recuperação da energia residual na BFT. Este tubo de restituição pode ser projetado através de vários métodos, mas como regra geral deve ter 1 metro abaixo do eixo da bomba.

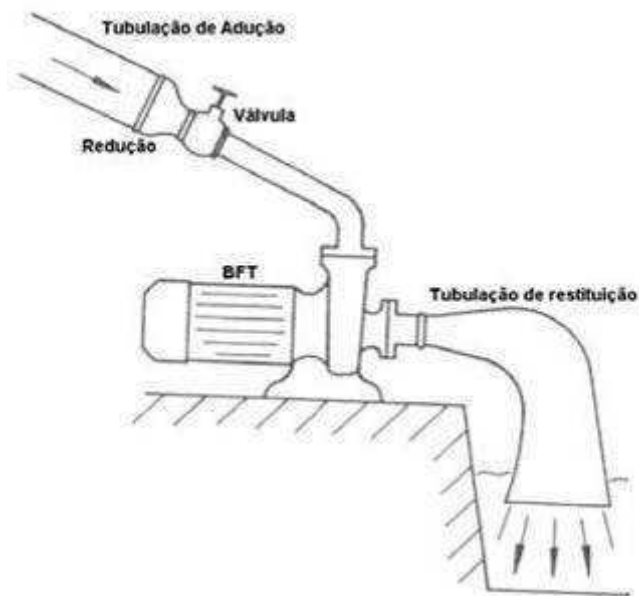


FIGURA 58 - Arranjo de tubulação para BFT. [Fonte: Williams, 1995].

5.5.5 Comparação entre os métodos de seleção de BFTs

Os três métodos analisados apresentaram resultados muito próximos para altura da bomba funcionando como turbina, mas divergiram nos resultados para vazão. Abaixo pode ser vista uma comparação entre os três métodos:

TABELA 8 - Resultados do procedimento para escolha entre métodos diversos

Métodos	η_{qa}	η_{qt}	η_{qb}	H_b [m]	Q_b [m ³ /s]
Sharma	-	-	-	14,19	0,090
Viana	167,69	-	-	15,89	0,0696
Chapallaz	-	61,87	69,51	15,83	0,093

Holder (2005) afirma que os métodos para seleção de BFT que apresentam melhores resultados para bombas fabricadas no Brasil são aqueles desenvolvidos por Sharma (1985) e Williams (1994), mas não menciona o método de Chapallaz et al (1992) em sua dissertação. Ricardo e Viana (2007) apresentam um estudo bastante sólido de comparação entre 6 métodos de seleção de BFT, onde os principais métodos utilizados são de Viana (1987), Williams (1994) e Chapallaz et al (1992).

Neste estudo apresentado por Ricardo e Viana, concluiu-se que, apesar de levarem a resultados numéricos semelhantes, os diferentes métodos para seleção de BFTs trazem consigo uma carga de incerteza que deve ser considerada no momento do projeto de MCHs. Em função do seu caráter empírico, e do fato de considerarem a influência da geometria do rotor, aconselha-se a utilização dos métodos de Viana e Chapallaz para seleções reais de BFTs. Deve-se ter em mente, ao se selecionar uma BFT, que seu rendimento e potência de eixo poderão apresentar pequenas variações em relação aos valores teóricos calculados, devendo os demais componentes do sistema serem dimensionados de forma a tolerar tais variações.

Este estudo levará em conta somente os resultados obtidos no método de Chapallaz.

5.5.6 Seleção do gerador assíncrono e do banco de capacitores para auto-excitação.

A seleção do gerador de indução foi feita através do método proposto por Chapallaz et al (1992), com base em curvas obtidas experimentalmente. Através do conhecimento da potência de eixo da máquina primária, neste caso uma BFT, também é possível a seleção de um motor de indução que irá operar como gerador. Considerou-se a utilização do conjunto do fabricante KSB, com rendimento da BFT igual a 84% e a potência no eixo da bomba $P_e = 21,52$ kW.

De posse desse valor, fez-se a seleção do motor que irá operar como gerador através da figura 59.

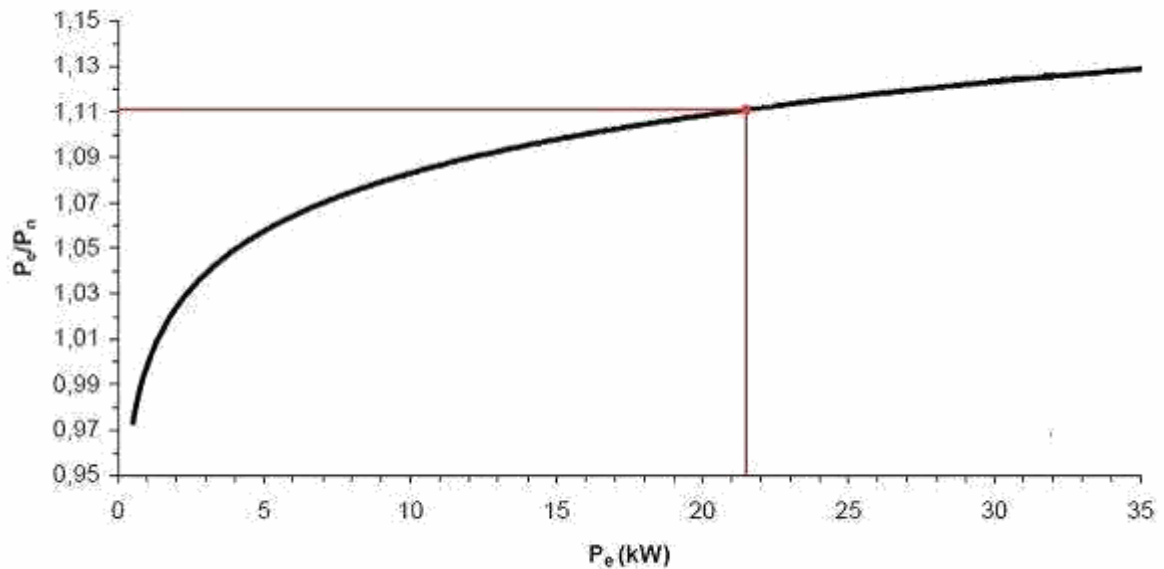


FIGURA 59 - Pré-seleção do motor a ser utilizado como gerador. [Fonte: Adaptado de Chapallaz et al, 1990.]

O valor de $P_e / P_n = 1,112$

onde:

P_n - Potência nominal do motor

então,

$$P_n = 19,35 \text{ kW}$$

Para um valor 19,35 kW, foi escolhido um gerador com valor acima da potência do eixo da BFT, pois não existem potências intermediárias nos fabricantes de geradores de indução. Através deste procedimento garante-se que o gerador atenderá a demanda sem problemas durante os períodos onde a vazão do rio aumentar, utilizando-se poucas vezes do fator de serviço. A máquina escolhida é da marca WEG, 22 kW, da linha “Motor Trifásico IP55”. As características do Gerador escolhido estão na tabela 9.

TABELA 9 - Características do gerador WEG - Motor Trifásico IP 55.

Potência (Pn)		rpm	In	Rendimento	Fator de Potência	FS
cv	kW		A	η %	$\cos \phi$	
30	22	1765	75,5	91	0,84	1,15

Ao escolher-se o gerador houve a necessidade de ponderar entre as únicas duas opções que os fabricantes oferecem: 18,5 kW ou 22 kW. A variação de custo é em torno de 7% entre as duas versões. Em caso de opção pelo gerador de 18,5 kW, provavelmente ele trabalharia acima de seu ponto de operação e utilizaria o fator de serviço em várias ocasiões, tornando assim, necessários os controles de vazão através da válvula. No caso da opção pelo gerador de 22 kW, ela trabalhará sempre abaixo de sua potência máxima, e durante os períodos de cheias do rio ele estará pronto para suportar o aumento de potência no seu eixo, sendo que com raríssimas exceções utilizarse-a do fator de serviço para operar.

A capacitância a ser utilizada para auto-excitação do gerador de indução, com os capacitores ligados em paralelo, é dada pela equação (5-31):

$$C = \frac{Q_g}{3.V^2.2.\pi.f} . 10^9 \quad (5-31)$$

onde:

C – capacitor utilizado para auto-excitação [μ F/fase]

Q_g – Energia reativa necessária ao gerador de indução [kvar];

V – tensão de linha [V];

f – frequência [Hz].

A energia reativa do gerador de indução pode ser calculada pela equação (5-32) e (5-33).

$$Q_g = \frac{\text{sen}(\phi_g)}{\text{sen}(\phi_m)} . Q_m \quad (5-32)$$

onde:

Q_m - energia reativa quando a máquina estiver funcionando como motor

$$Q_m = \frac{P_n}{\eta_m} \tan(\cos^{-1}(\phi_m)) \quad (5-33)$$

onde:

P_n – potência nominal do motor encontrada nos catálogos [kW];

η_m – rendimento do motor a plena carga [%];

$\cos(\phi_m)$ – fator de potência da máquina operando como motor a plena carga.

então,

$$Q_m = \frac{22kW}{91\%} \tan(\cos^{-1}(0,84))$$

$$Q_m = 15,61 \text{ Kvar}$$

A relação $\text{sen}(\phi_g)/\text{sen}(\phi_m)$ é função da potência nominal do motor e pode ser determinada através da figura 60.

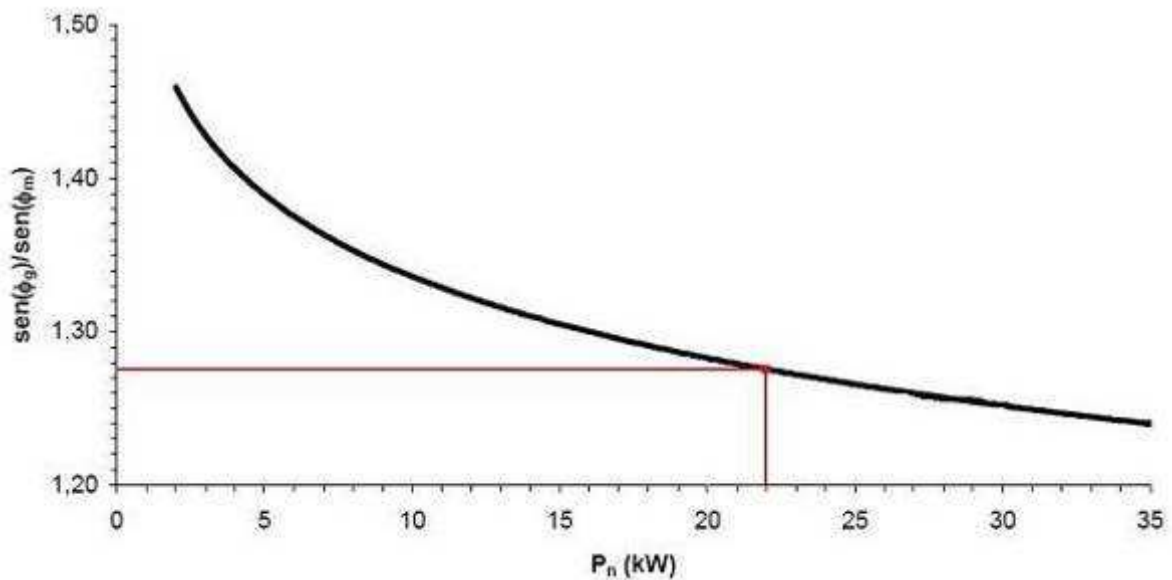


FIGURA 60 - Relação entre o $\text{sen}(\phi)$ do gerador e do motor. [Fonte: Adaptado de Chapallaz et al, 1990.]

$$Q_g = 1,276 \times 15,61 \text{ Kvar}$$

$$Q_g = 19,92 \text{ Kvar}$$

$$C[\mu F / fase] = \frac{19,92}{3.220^2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50} \cdot 10^9$$

$$C = 436,7 \mu F / fase$$

No método de Chapallaz, a curva da figura 60 foi obtida experimentalmente com máquinas de 4 pólos, 50 Hz, na faixa até 25kW, ou seja, é o range perfeito para o estudo em questão. Devido ao fato de os testes terem sido executados em 50 Hz, para se determinar a capacitância de auto-excitação do gerador, à frequência de 60 hz, faz-se necessário um ajuste utilizando a equação (5-34):

$$C_{60} = C_{50} \cdot \left(\frac{50}{60} \right)^2 \quad (5-34)$$

onde:

C_{60} – capacitância a 60 Hz [μF /fase];

C_{50} – capacitância a 50 Hz [μF /fase].

então,

$$C_{60} = 436,7 \cdot \left(\frac{50}{60} \right)^2$$

$$C_{60} = 303,26 \mu F / fase$$

A potência elétrica que a máquina de indução será capaz de gerar é dada pela equação (5-35):

$$P_{elgm} = \frac{\cos(\phi_g)}{\eta_m \cdot \cos(\phi_m)} \cdot P_n \quad (5-35)$$

onde,

P_{elgm} - Potência elétrica que a máquina de indução será capaz de gerar [kW]

O fator de potência da máquina assíncrona operando como gerador $\cos(\phi_g)$ pode ser estimado com base no fator de potência do motor, encontrado no catálogo do fabricante, e pela relação da figura 60.

$$\phi_g = 43,81^\circ$$

$$\phi_m = 32,86^\circ$$

então,

$$P_{e_{lgm}} = \frac{\cos(43,81^\circ)}{91\% \cdot \cos(32,86^\circ)} \times 22 \text{ kW}$$

$$P_{e_{lgm}} = 20,769 \text{ kW}$$

Considerando-se que esta máquina possui fator de serviço (FS) igual a 1,15, ela não sofrerá sobreaquecimento até a seguinte potência:

$$P_{e_{lg}} = 1,15 \times 20,769 \text{ kW}$$

$$P_{e_{lg}} = 23,88 \text{ kW}$$

Logo, a potência mecânica do gerador de indução e o rendimento são obtidos pelas equações 5-36 e 5-37:

$$P_e [\text{kW}] = P_{e_{lg}} + P_n \left(\frac{1}{\eta_m} - 1 \right) \quad (5-36)$$

$$P_e = 20,769 + 22 \cdot \left(\frac{1}{91\%} - 1 \right) = 22,94 \text{ kW}$$

$$\eta_g = \frac{P_{e_{lg}}}{P_e} \quad (5-37)$$

$$\eta_g = \frac{20,769}{22,94}$$

$$\eta_g = 90,53\%$$

Logo, a potência necessária para acionamento o gerador é de 22,94 kW e o rendimento a plena carga é de 90,53%.

A tabela 10 apresenta os resultados obtidos para o gerador de indução selecionado.

TABELA 10 – Resultados obtidos para o dimensionamento BFT + gerador de indução.

BFT + Gerador Assíncrono					
Q	H	n	η_{BFT}	Pe	Pe_{lgn}
[m ³ /s]	[m]	[rpm]	[%]	[kW]	[kW]
0,12	25	1800	84	21,52	20,769

Por fim, há de ser analisado que a utilização da BFT eliminou de uma vez por todas a utilização de correia de acoplamento entre o gerador e turbina, eliminado um custo adicional e garantindo um acoplamento direto e sem perdas.

6 CONEXÃO E INJEÇÃO DE ENERGIA NA REDE ELÉTRICA

6.1 CONEXÃO E DESCONEXÃO DA REDE ELÉTRICA

O gerador assíncrono pode ser ligado diretamente na rede de distribuição, desde que respeitadas as exigências de proteção da rede estabelecidas por companhias energéticas.

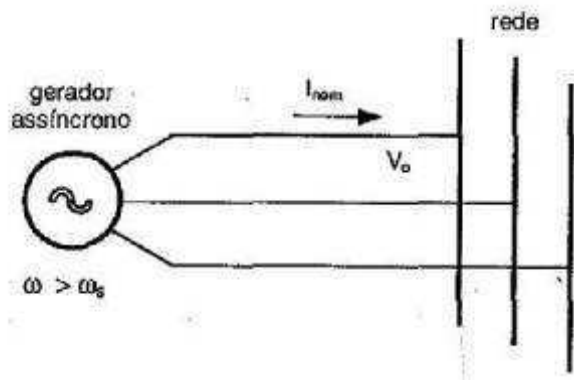


FIGURA 61 - Gerador assíncrono ligado diretamente à rede pública. [Fonte: Farret, 1999, p.200.]

Eletricamente, a condição para haver geração através de um gerador ligado na rede elétrica é que $\omega > \omega_s$. Caso esta condição não seja cumprida, o gerador estará funcionando como motor e passará a ser visto pela rede como uma carga consumidora. Segundo Farret (1999), dentre as principais características que justificam a utilização do gerador de indução para conexão com a rede estão:

- não há necessidade de o gerador estar exatamente sincronizado com a rede para entrar em paralelo, apesar de gerar surtos de tensão e rotação quando essa condição estiver muito afastada;
- em uma associação série, paralelo ou série-paralelo, os geradores não precisam girar na velocidade síncrona comum a todos, ainda que esse fator determine a quantidade de energia entregue pelos geradores individuais;
- não há torque sincronizante e nem os correspondentes problemas de *hunting*;

- por haver necessidade de trocar reativos com a carga para gerar a sua própria tensão, a ligação direta à rede provoca geração de potência reativa.

Proteção contra surtos: Quando o gerador assíncrono é auto-excitado, a sua corrente de magnetização é fornecida por um capacitor. Um sistema de cabos CA subterrâneos pode ser suficiente para fornecer parte da corrente de excitação capacitiva necessária. A tensão de saída apresenta uma regulação natural para cargas resistivas devido à saturação magnética do ferro da máquina. Em curto-circuito não aparece a troca reativa com a carga, e isso funciona como uma proteção natural contra curto-circuito e sobrecorrente nos seus terminais. Isto é, quando a corrente de carga ultrapassa um determinado patamar, o magnetismo residual cai a zero, e a máquina desexcita-se. Para tais eventualidades, são disponíveis quatro métodos para a sua remagnetização:

- manter um capacitor sempre carregado para, quando houver desexcitação, descarregá-lo numa das fases do gerador, recriando o fluxo magnético;
- usar uma bateria carregada;
- usar um retificador alimentado diretamente a partir da rede;
- manter o gerador a vazio na rotação nominal por alguns minutos muitas vezes é suficiente.

Rendimento: A escolha do momento de conexão do banco de capacitores é importante, pois para esta manobra, há um intervalo de rotação limitado acima e abaixo da rotação síncrona, onde o rendimento é muito baixo. Se a escolha do momento de conexão for intermediária entre a rotação síncrona e o ponto de máximo rendimento (ou rendimento satisfatório), não existe a necessidade da utilização de sensor com grande precisão para autorizar a conexão.

Segurança: Se a central estiver conectada à rede, por segurança, é importante efetuar o seu desligamento durante as manutenções, tanto por parte das equipes locais, mas principalmente quando a companhia de energia elétrica estiver fazendo manutenção na rede.

6.2 INJEÇÃO DE ENERGIA NA REDE

A forma convencional de se conectar um gerador de indução à rede pública para injeção de energia, é a elevação de sua rotação, de tal forma que a frequência angular equivalente resultante, ω , torne-se um percentual maior do que a frequência da rede pública, $\omega_s = 2\pi f_s$, onde f_s é a frequência síncrona.

De acordo com Farret (1999) outra forma mais recente de garantir um alto fator de potência é a utilização dos controles eletrônicos de tensão e frequência pela carga. Neste esquema, o gerador é ligado diretamente a um retificador não controlado, que lhe garanta um fator de potência quase unitário, além de manter as fases equilibradas e dispensar os controles mecânicos para controle da rotação do turbogerador. A potência na saída do retificador é transferida para a rede pública por meio de um inversor de potência em comutação natural.

No caso de gerador assíncrono, é possível utilizar o controle eletrônico pela carga para injeção na rede e consumo local, que possui as seguintes características:

- limite de 100 kW (devido ao custo da associação necessária dos componentes eletrônicos de potência),
- possibilidade de geração com frequência acima ou abaixo da síncrona,
- geração e aproveitamento maximizados mesmo para pequenas quantidades de energia;
- impossibilidade de motorização;
- potência reativa controlável;
- controle simplificado e simultâneo de tensão e rotação;
- proteção natural contra curto-circuito;

- carga vista pelo gerador resistiva e bem equilibrada;
- geração de harmônicos tanto para o gerador como para a rede;
- possibilidade de usar a rede pública como elemento armazenador ou dissipador da energia gerada em excesso.

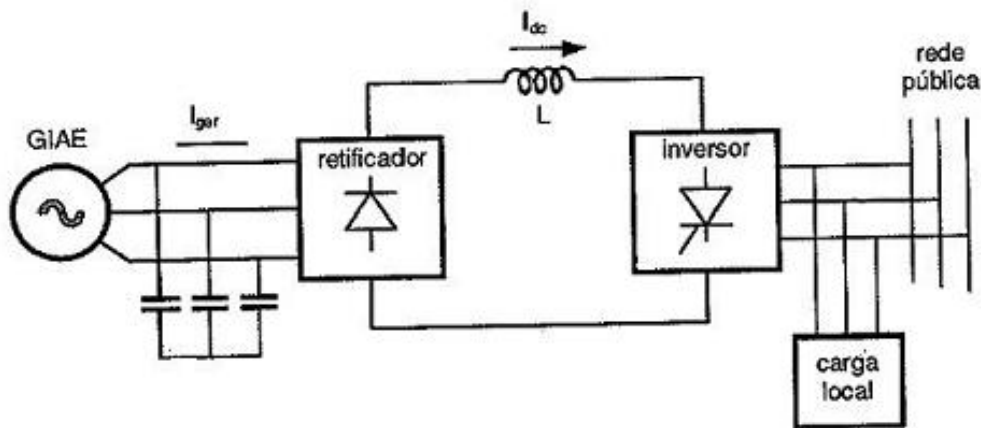


FIGURA 62 - Esquema para injeção na rede e consumo local. [Fonte: Farret, 1999, p.219.]

6.3 CONDIÇÕES DE PARALELISMO E PARALELISMO EM BAIXA TENSÃO COM A RGE

Este estudo tratará apenas dos casos de paralelismo de geradores de indução em sistemas de distribuição de BT (baixa tensão), pois as MCHs, objetos do estudo, em sua maioria possuem condições naturais para produzirem e transmitirem energia em BT, além de que o custo é relativamente mais baixo, pois se economizam os transformadores e evita-se que a conexão tenha de ser diretamente no sistema de média tensão (MT) da companhia de energia elétrica.

O paralelo de geradores de indução diretamente na linha de transmissão é proibido pelas companhias de energia através de normalização amplamente distribuída nos sites das mesmas. Foram consultados sites de 43 companhias energéticas do Brasil, desde a CEEE (Companhia Estadual de Energia Elétrica) no Rio Grande do Sul até a Boa Vista Energia S.A de Roraima e apenas a RGE (Rio Grande Energia) divulga publicamente em seu site a norma

onde aceita o paralelismo em baixa tensão e também especifica suas condições. As demais companhias proibem o paralelismo em BT ou não se manifestam publicamente sobre o assunto. A RGE é a companhia responsável pela eletrificação da Cidade de São Francisco de Paula.

Segundo a RGE, em sua Norma de Padronização (2006), o paralelo de geradores de indução no sistema de distribuição de BT é limitado a uma Capacidade Instalada total de 50 kW (motor elétrico) ou 70 CV ABNT (motor a explosão) por transformador de distribuição. Potências totais maiores deverão ser conectadas ao sistema elétrico, em MT através de transformador próprio.

A mesma norma especifica que não será permitido o arranque do motor pela rede de distribuição, devendo o mesmo ser conectado após atingir a rotação síncrona por acionamento mecânico.

Portanto, se o arranque do gerador pela rede de distribuição não é permitido, faz-se necessário sempre a auto-excitação do motor através de, por exemplo, banco de capacitores até que atinja a velocidade síncrona e possa ser conectado à rede.

De acordo com a norma da RGE, existem requisitos mínimos de proteção e controle dos geradores conectados à rede.

Condições de paralelo: os geradores de indução deverão ser conectados à rede elétrica apenas após atingirem a rotação síncrona, por acionamento do motor ou turbina, devendo ser instalado dispositivo sincronizador (função 25) para comparação da frequência da rede e rotação mecânica do motor (via pick-up magnético ou ótico). Não deve ocorrer o arranque do motor pela rede. Para evitar o arranque pela rede, bem como a motorização do conjunto motor-gerador, deve ser previsto relé de potência reversa (função 32) em cada gerador, ajustado entre 10 e 30% da potência do gerador e temporizado em 5 (cinco) segundos.

Os serviços auxiliares e o comando do gerador devem ser alimentados pelo lado da RGE. A chave contactora de paralelo do gerador com o sistema elétrico não deve aceitar comando de fechamento, caso haja falta de energia do lado da RGE.

As proteções do gerador são de responsabilidade do acessante (recomendados pelo fabricante), e as proteções do ponto de conexão com a RGE são indicadas no item seguinte.

Recomenda-se que o controle seja digital, parametrizável através de interface homem máquina amigável, e inclua funções de gerenciamento da manutenção:

- a) Porta serial RS232 para conexão a microcomputador tipo notebook;
- b) Registro de falhas e de eventos;
- c) Os parâmetros de operação do conjunto motor-gerador;
- d) Supervisão da rede;
- e) Monitoramento para fins de manutenção;
- f) Proteções (conforme requisitos mínimos de proteção)

Requisitos mínimos de proteção: no ponto de conexão deverão ser instaladas as seguintes funções de proteção, alimentadas por sensores adequados (transformadores de corrente e de tensão):

- a) Sobrecarga (49), no caso de conexão em baixa tensão BT;
- b) Corrente desequilibrada (46) e falta de fase;
- c) Sobre e subtensão (27/59);
- d) Sobre e subfrequência (81);
- e) Outros: Dispositivos de Proteção contra Surtos (Pára-raios de BT de Óxido de Zinco), em todos os equipamentos eletrônicos e motores.

No caso de conexão em BT deverão ser atendidos os requisitos do RIC de BT, e a RGE analisará a viabilidade técnica da conexão, no local solicitado.

Os relés de sobrecorrente instantâneos e temporizados de fases e neutro (50/51 - 50N/51N) não são obrigatórios para os sistemas de BT, pois sua função é desligar o disjuntor somente de sistemas de média tensão para falhas na unidade consumidora.

Relé de potência reversa ou proteção contra motorização (32): tentativa de funcionar como motor pode ocorrer, por exemplo, quando há bloqueio da tomada d'água do gerador. Nestas ocasiões, o baixo fluxo de água na turbina pode ocasionar cavitação e conseqüentes danos. A utilização de proteção contra motorização é dada por meio de relé de reversão de potência e recomendável no caso de usinas não atendidas.

Proteção contra sobrecarga (49): A proteção contra sobrecarga pode ser realizada por meio de relés que estimam o comportamento térmico do gerador pela medição da corrente de carga (imagem térmica) ou por meio de detectores resistivos de temperatura embutidos nos pontos críticos do gerador.

Proteção contra corrente desequilibrada e falta de fase (46): A ocorrência de faltas assimétricas externas à máquina, principalmente quando ocorre falha nas proteções de outros equipamentos, pode causar a circulação de correntes de seqüência negativa no estator da máquina. Estas correntes induzem correntes de frequência dupla no rotor do gerador que causam sobreaquecimento e em casos mais severos danos à estrutura do rotor. A proteção para esta condição pode ser realizada por meio de relés de sobrecorrente de seqüência negativa.

Proteção contra sobretensão (59): um gerador de pequena potência em relação ao sistema ao qual está interligado pode ficar sujeito às sobretensões oriundas do sistema devido à incapacidade do regulador de tensão em modificar a tensão do sistema. Sobretensões também podem ocorrer durante uma rejeição de carga devido a uma falha do regulador de tensão. A proteção sob estas condições é dada para o primeiro caso por um relé de sobretensão temporizado com ajuste acima de 105% da tensão nominal e para o segundo caso

por um relé de sobretensão instantâneo com ajuste acima da máxima sobretensão limitada pelo regulador de tensão.

Relé de subtensão (27): Com a função de desligar o disjuntor de interligação quando a tensão permanecer abaixo dos valores indicados pela distribuidora.

Relé de sub/sobrefrequência (81): Com a função de desligar o disjuntor de interligação se a frequência permanecer fora dos valores indicados pela distribuidora.

TABELA 11 – Sistemas de proteção exigidos pela RGE

Símbolo	Tipo	Função
49	Relé de Sobrecarga	Abrir o disjuntor de interligação
46	Proteção contra corrente desequilibrada e falta de fase	Abrir o disjuntor de interligação
32	Relé de potência reversa ou proteção contra motorização	Abrir o disjuntor de interligação
25	Relé de potência reversa	Abrir o disjuntor de interligação
27	Relé de Subtensão	Abrir o disjuntor de interligação
59	Relé de Sobretensão	Abrir o disjuntor de interligação
81	Relé de Sobre e subfrequência	Abrir o disjuntor de interligação

Em comum à todos os sistemas de proteção exigidos pela RGE para a conexão a rede está a necessidade de abertura do disjuntor de interligação, preservando assim o sistema de distribuição da RGE e o sistema elétrico e eletrônico do autoprodutor.

6.4 CONDIÇÕES DE AUTOPRODUÇÃO

A autoprodução está prevista por lei e é altamente incentivada pela ANEEL. A autoprodução e seus conceitos serão apresentados neste capítulo da forma como são vistos pela lei e também pela interpretação que a RGE dá para este tipo de produção energética.

A autoprodução é vista de 3 formas:

Cooperativa de eletrificação rural autoprodutora: são cooperativas de eletrificação rural, com geração própria, que atendem parcialmente suas necessidades energéticas, e, em alguns horários, possuem disponibilidade de energia elétrica para fornecimento ao sistema de distribuição local.

Para a RGE, neste caso de autoprodução o ponto de conexão, geralmente, ocorre na rede de distribuição, podendo em alguns casos, ser na subestação da RGE. Para esses casos, a RGE deverá instalar dois conjuntos completos de medição (kW, kWh e kVARh) com retenção, ou um medidor eletrônico de quatro quadrantes. Um conjunto de medidores deverá registrar a energia fornecida pela concessionária ao autoprodutor, e o outro conjunto deverá registrar a energia fornecida pelo autoprodutor à concessionária.

Autoprodutor com possibilidade de troca de energia com a companhia de energia elétrica: são os autoprodutores que atendem total ou parcialmente suas necessidades de energia elétrica, trocando energia com a concessionária de acordo com a disponibilidade de sua geração.

Para a RGE, a medição de energia deverá ser análoga à cooperativa.

Paralelismo com possibilidade de fornecimento de energia somente da companhia de energia elétrica para o autoprodutor: são geralmente os autoprodutores que necessitam de um alto grau de confiabilidade para o suprimento de parte de suas instalações e sua geração é bem menor do que a sua carga normal.

Para estes casos, a RGE deverá instalar um conjunto completo de medição (kW, kWh e kVARh) com retenção, de modo a registrar a energia fornecida pela RGE ao autoprodutor.

Outros autoprodutores considerados pela RGE: São produtores independentes, atendidos em média tensão, que, não possuem proteções e controles adequados, devendo operar isolados do sistema, transferindo sua carga da RGE para sua própria geração, através de chave reversora. Caso atendam aos requisitos de qualidade de energia, e de segurança,

poderá ser autorizado o paralelismo de autoprodutores com instalações já existentes, desde que adotem um dos esquemas de proteção apresentados nos anexos.

Como exceções, existem consumidores horo-sazonais, que geram com grupos diesel na hora da ponta e que dispõem de um esquema de transferência de carga com paralelismo momentâneo (paralelismo limitado ao tempo máximo de 10 segundos, de forma automática em BT, e prevendo controles de segurança que não permitam a energização da rede desenergizada).

Para que estes produtores operem em paralelo com a RGE, em caráter permanente, deverão se adequar conforme esquema de proteção apresentado pela RGE, incluindo a instalação de disjuntor de entrada em média tensão. Caso o transformador, deste autoprodutor, seja ligado em delta, no lado de média tensão, será necessária a instalação de um reator de aterramento, com ligação zig-zag, para garantir um sistema efetivamente aterrado.

Segundo a RGE, sua norma foi criada a partir de uma adaptação do trabalho do CODI, nº. CPCS.01 de 23/9/81, à situação particular do sistema RGE, de forma que parte de seu conteúdo foi aproveitada, com alguns acréscimos.

7 ASPECTOS LEGAIS SOBRE A GERAÇÃO DE ELETRICIDADE

A cronologia apresentada a seguir resume o que foi e tem sido feito no que se refere às PCHs no Brasil. Nas leis que serão apresentadas é possível verificar-se o modo como o Brasil traçou seu plano energético e como chegou às atuais leis:

Pela Constituição Federal de 1988, os serviços públicos devem ser prestados diretamente pelo Poder Público. Quando o Poder Público não puder fazê-lo, outorgará a terceiros tal incumbência:

Art. 175 - Incumbe ao Poder Público, na forma de lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Art. 176 - As jazidas, em lavra ou não, e demais recursos minerais e os potenciais de energia hidráulica constituem propriedades distintas da do solo, para efeito de exploração ou aproveitamento, e pertencem à União, garantida ao concessionário a propriedade do produto da lavra.

§ 1º - A pesquisa e a lavra de recursos minerais e o aproveitamento dos potenciais a que se refere o caput deste Artigo somente poderão ser efetuados mediante autorização ou concessão da União, no interesse nacional, por brasileiros ou empresa de capital nacional, na forma de lei, que estabelecerá as condições específicas quando tais atividades se desenvolverem em faixa de fronteira ou terras indígenas.

§ 2º - É assegurada participação ao proprietário do solo nos resultados da lavra, na forma e no valor que dispuser a lei.

§ 3º - A autorização de pesquisa será sempre por prazo determinado e as autorizações e concessões previstas neste Artigo não poderão ser cedidas ou transferidas, total ou parcialmente, sem prévia anuência do poder concedente.

O aproveitamento dos recursos hídricos para geração de energia, pela legislação brasileira, é assegurado exclusivamente a brasileiros ou a empresas organizadas no País. O uso desses recursos está regulamentado no Código das Águas, criado pelo Decreto n. 24.643, de 10 de julho de 1934, e em legislação complementar.

Com a característica de atual crise energética nacional, afirmada por alguns e negada por outros, o Governo Federal vem buscando uma maior participação da iniciativa privada no setor elétrico e a diversificação da oferta de energia elétrica, visando a reduzir os riscos de

déficit decorrentes do crescimento do mercado frente à sua incapacidade de atender à expansão da geração. (FARRET, 1999, p. 23)

A ANEEL regulamentou três formas de atuação do capital privado:

- venda de energia excedente por autoprodutores (Portaria DNAEE-ANEEL 246/8);
- licitação de mercados de sistemas isolados à iniciativa privada (Portaria MME 025/8);
- pré-compra de energia (Portaria DNAEE-ANEEL 173/89).

Denomina-se produtor o titular de concessão de autorização federal para a produção de energia elétrica destinada a seu uso exclusivo, sendo que excedentes de produção poderão ser comercializados com as concessionárias do setor elétrico. O empresário usufruirá de benefícios ao tornar-se produtor ou ao expandir sua capacidade de produção, tais como:

- independência e confiabilidade: tendo o empresário geração própria, poderá reduzir ou eliminar sua dependência de energia da concessionária, aumentando a garantia de manutenção do seu processo produtivo, principalmente em situações de emergência ou racionamento;

- custos competitivos: os custos da produção, com ou sem auto-suficiência, podem ser inferiores às tarifas de fornecimento da concessionária, promovendo maior competitividade do produto acabado e redução de perdas em transmissão e distribuição.

O Decreto-Lei, de 6 de julho de 1993, autoriza a formação de consórcio para geração de energia elétrica, ou seja, uma forma legal de reestruturação do setor com a participação de permissionários. Este Decreto dá início às Cooperativas de Eletrificação Rural:

O Presidente da República, Itamar Franco, usando das atribuições que lhe confere o Art. 84, Inciso IV, da Constituição, tendo em vista o disposto no Art. 201 do Decreto n. 24.643, de 10 de julho de 1934 (Código de Águas), decreta:

Art. 1º - Fica autorizada a formação de consórcios por empresas interessadas na geração de energia elétrica a ser utilizada nas respectivas unidades consumidoras.

Art. 2º - O consórcio constituído com a finalidade prevista no Artigo anterior deverá ter seu contrato homologado pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica — ANEEL.

Art. 3º - O contrato de consórcio, constituído para gerar energia elétrica para uso exclusivo de seus consorciados, deverá conter, além dos itens definidos pelo Artigo 279 da Lei n. 6.404, de 15 de dezembro de 1976, as seguintes condições:

I - Restrição do objeto à produção de energia elétrica para uso exclusivo dos consorciados;

II - Prazo de vigência igual ao da concessão, ou autorização outorgada;

III - Ser a empresa líder do consórcio responsável, perante o Poder Concedente, pelo cumprimento do contrato de concessão, sem prejuízo da responsabilidade solidária das demais consorciadas;

IV - Uma vez outorgada concessão ou autorização, qualquer alteração de cláusula do contrato deverá ser previamente submetida à aprovação do DNAEE.

Art. 4º - A energia elétrica produzida pelo consórcio será consumida pelos consorciados, proporcionalmente à participação de cada um, na realização do empreendimento.

§ 1º - O excedente de energia elétrica poderá ser negociado pelo consórcio com os concessionários de serviços públicos de energia elétrica, nos termos da legislação em vigor.

§ 2º - É vedada a comercialização ou cessão, mesmo que gratuita, a terceiros, da energia produzida no empreendimento, ressalvado o disposto nos parágrafos seguintes.

§ 3º - Não compreende a proibição do parágrafo anterior o fornecimento de energia elétrica a vilas operárias habitadas por empregados dos consorciados, desde que construídas 'em terrenos de sua propriedade.

§ 4º - Mediante expressa 'autorização do DNAEE, os consorciados poderão ceder entre si, parte da potência e energia que lhes couber, através de mecanismo de compensação acertado formalmente entre as partes.

§ 5º - Poderão os autoprodutores fazer uso das linhas de transmissão de concessionários de serviços públicos, para transporte de sua energia, mediante pagamento previamente ajustado e nos termos da disponibilidade técnica das concessionárias.

Art. 5º - A concessão ou autorização será outorgada nos termos da legislação em vigor, devendo o consórcio definir claramente seus participantes e as respectivas

quotas-partes no investimento e na parcela da energia produzida, destinada ao consumo próprio, bem como a indicação do local do consumo.

Art. 6º - É admitida a formação de consórcios entre as concessionárias de serviço público, e entre essas e os autoprodutores de energia elétrica para exploração de aproveitamentos hidrelétricos.

Art. 7º - Na hipótese do consórcio previsto no Artigo anterior, além das exigências já previstas determinadas no presente Decreto, deverão ser observadas as seguintes condições adicionais:

I - Que a liderança seja sempre do concessionário de serviço público;

II - Que o Poder Concedente poderá exigir a reversão dos bens em favor da União, ao final do prazo concedido, a ser concretizado na forma de lei;

III - Que o seu prazo não seja superior ao originalmente fixado nas concessões já outorgadas das quais derivarão as concessões aos consórcios a serem constituídos, fixado seu termo inicial a contar da data determinada pelo DNAEE, para entrada de operação da usina, ressalvado o disposto no § 1 do Artigo 79 do Decreto a. 41.019, de 26 de fevereiro de 1957;

IV - Que o contrato de consórcio, com a prévia e expressa concordância do DNAEE, estabeleça as condições operacionais da usina, principalmente quanto aos benefícios do serviço público que decorram da sua operação interligada a outras unidades de geração, cujos investimentos foram efetuados por concessionário de serviço público;

V - Que a parcela de potência e energia destinada ao concessionário de serviço público poderá ser transmitida e distribuída a seus consumidores, assim como alienada a outros concessionários de serviços públicos de energia elétrica de componentes de sistema elétrico interligado, nos termos da legislação em vigor, devendo seus preços ser homologados previamente pelo DNAEE;

VI - Que os investimentos realizados pelo concessionário de serviços públicos em consórcio, inclusive os já realizados até a data de publicação deste Decreto, e que irão compor sua participação no negócio, deverão ser informados ao DNAEE e, uma vez reconhecidos formalmente por esse órgão, comporão o custo do serviço do concessionário e estarão sujeitos ao regime tarifário em vigor;

VII - Que os concessionários de serviço público deverão submeter ao DNAEE, anualmente, prestação individualizada de contas dos seus investimentos atualizados, realizados em função do objeto do consórcio.

Art. 8º - DNAEE poderá estabelecer outros procedimentos para instrução dos pedidos de produção de energia elétrica através de consórcios.

Art. 9º - Este Decreto entra em vigor na data de sua publicação.

De todas as leis apresentadas até o momento, pode-se julgar que a de maior influência e impacto na mudança do sistema energético nacional é a Lei 9.074, de 07 de julho de 1995, decretada e, sancionada pelo Excelentíssimo Senhor Presidente da República, Fernando Henrique Cardoso, que, entre outras disposições, estabelece:

Art. 4º - As concessões, permissões e autorizações de exploração de serviços de instalações de energia elétrica de aproveitamento energético dos cursos de água serão contratações, prorrogadas ou outorgadas nos termos desta e da Lei n. 8.987, de 1995, e das demais.

Art. 8º - O aproveitamento de potenciais hidráulicos, iguais ou inferiores a 1.000 kW, e a implantação de usinas termelétricas de potência igual ou inferior a 5.000 kW, estão dispensadas de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicados ao poder concedente.

Art. 11 - Considera-se produtor independente de energia elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

§ único - O produtor independente de energia elétrica está sujeito a regras operacionais e comerciais próprias, atendido o disposto nesta Lei, na Legislação em vigor e no contrato de concessão ou ato de autorização.

Art. 12 - A venda de energia elétrica por produtor independente poderá ser feita para:

I - concessionário de serviço público de energia elétrica;

II - consumidor de energia elétrica, nas condições estabelecidas nos Art. 15 e 16;

III - consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais o produtor independente também forneça vapor oriundo de processo de co-geração;

IV - conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão ou carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição;

V - qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até 180 dias contado da data da respectiva solicitação.

Art. 13 - O aproveitamento de potencial hidráulico, para fins de produção independente, dar-se-á mediante contrato de concessão de uso do bem público, na forma desta Lei.

Art. 14 - As linhas de transmissão de interesse restrito aos aproveitamentos de produção independente poderão ser concedidas ou autorizadas, simultânea ou complementarmente, aos respectivos contratos de uso do bem público.

O Decreto nº 2.003 de 10/09/96 regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor independente e por Autoprodutor. A Lei nº 9.427 de 26/12/96 altera a lei 7.990 que isenta as PCHs de compensação financeira.

Em 27/05/98 a lei nº 9.648 no Art. 26 estabelece que somente dependam de autorização da ANEEL estudos para a implantação de Centrais Hidrelétricas com potências entre 1 e 30 MW.

Art. 26. Depende de autorização da ANEEL:

I - o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado à produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica;

II - a compra e venda de energia elétrica, por agente comercializador;

III - a importação e exportação de energia elétrica, bem como a implantação dos respectivos sistemas de transmissão associados;

IV - a comercialização, eventual e temporária, pelos autoprodutores, de seus excedentes de energia elétrica.

A Resolução ANEEL nº 394 de 04/12/98 trouxe novidades com relação à classificação de PCHs.

Art. 2. Os empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 km², serão considerados como aproveitamentos com características de pequenas centrais hidrelétricas.

Parágrafo único. A área do reservatório é delimitada pela cota d'água associada à vazão de cheia com tempo de recorrência de 100 anos.

Resolução ANEEL n° 395 de 04/12/98 estabelece quais os procedimentos que devem ser observados para registro e aprovação de estudos de viabilidade e projeto básico de PCH entre 1.000 e 30.000 kW.

Art. 2º A autorização para exploração de aproveitamentos hidrelétricos de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, a que se refere o inciso I do art. 26 da Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com a redação dada pelo art. 4º da Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, será outorgada após a aprovação do projeto básico pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Em 2000 a lei n° 9.991 isenta as PCHs de aplicação da receita em P&D.

Art. 1º As concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, setenta e cinco centésimos por cento de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, vinte e cinco centésimos por cento em programas de eficiência energética no uso final.

Em 26/04/02 a lei n°10.438 inclui as PCHs na Conta de Consumo de Combustível – CCC.

Art- 17º

§ 2º Sem prejuízo do disposto nos contratos em vigor, o atraso do pagamento de faturas de compra de energia elétrica e das contas mensais de seu fornecimento aos consumidores, do uso da rede básica e das instalações de conexão, bem como do recolhimento mensal dos encargos relativos às quotas da Reserva Global de Reversão - RGR, à compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, ao uso de bem público, ao rateio da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e à Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica, implicará a incidência de juros de mora de 1% (um por cento) ao mês e multa de até 5% (cinco por cento), a ser fixada pela Aneel, respeitado o limite máximo admitido pela legislação em vigor.

Art. 26º

§ 1º A Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento), a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, incidindo da produção ao consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos de que trata o inciso I deste artigo e para os empreendimentos a partir de fontes eólicas e biomassa, assim com os de cogeração qualificada, conforme regulamentação da Aneel, dentro dos limites de potências estabelecidas no referido inciso I.

Em 23/04/2003 a Resolução da ANEEL n° 219 estabelece os descontos para PCHs nos encargos de transmissão e distribuição.

Art. 22. Para o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado à produção independente ou autoprodução de energia elétrica, mantidas as características de pequena central hidrelétrica, e para os empreendimentos a partir de fontes eólicas e empreendimentos termoelétricos a partir de fonte biomassa e de cogeração qualificada, cuja capacidade instalada esteja dentro dos referidos limites de potências, a ANEEL estipulará, no ato autorizativo, o percentual de redução de 50% (cinquenta por cento), a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição.

A Lei nº 10762 de 11/11/03 inclui as PCHs no programa de incentivo às fontes alternativas de Energia – PROINFA

A Resolução ANEEL nº 652 de 09/12/03 revoga a resolução nº 394 e estabelece novos critérios para enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de PCH: Potência de aproveitamento superior a 1.000 kW e inferior a 30.000 kW, destinado à produção independente, autoprodução ou produção independente autônoma, ter área do reservatório delimitada pelo nível d'água máximo normal ou inferior a 13Km², nível d'água a jusante da casa de força, determinado para a vazão correspondente ao somatório dos engolimentos máximos de todas as turbinas, sem considerar a influência da vazão vertida.

Art. 1º Estabelecer, na forma desta Resolução, os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico, com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado à produção independente, autoprodução ou produção independente autônoma, na condição de Pequena Central Hidrelétrica (PCH).

Art. 2º Para os fins e efeitos desta Resolução são adotados os seguintes conceitos e definições:

I - área do reservatório: área da planta à montante do barramento, delimitada pelo nível d'água máximo normal de montante;

II - nível d'água máximo normal de montante: nível de água máximo no reservatório para fins de operação normal da usina, definido através dos estudos energéticos, correspondendo ao nível que limita a parte superior do volume útil;

III - nível d'água mínimo normal de montante: nível de água mínimo do reservatório para fins de operação normal da usina, definido através dos estudos energéticos, correspondendo ao nível que limita a parte inferior do volume útil;

IV - nível d'água normal de jusante: nível d'água a jusante da casa de força para a vazão correspondente ao somatório dos engolimentos máximos de todas as turbinas, sem considerar a influência da vazão vertida.

Art. 3º Será considerado com características de PCH o aproveitamento hidrelétrico com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado à produção independente, autoprodução ou produção independente autônoma, com área do reservatório inferior a 3,0 km².

Art. 4º O aproveitamento hidrelétrico que não atender a condição para a área do reservatório de que trata o artigo anterior, respeitados os limites de potência e modalidade de exploração, será considerado com características de PCH, caso se verifique pelo menos uma das seguintes condições:

I - atendimento à inequação:

$$A \leq \frac{14,3 \times P}{H_b}$$

sendo:

P = potência elétrica instalada [MW];

A = área do reservatório [km²];

H_b = queda bruta em (m), definida pela diferença entre os níveis d'água máximo normal de montante e normal de jusante;

II - reservatório cujo dimensionamento, comprovadamente, foi baseado em outros objetivos que não o de geração de energia elétrica.

§ 1º Para o atendimento à inequação a que alude o inciso I, fica estabelecido, adicionalmente, que a área do reservatório não poderá ser superior a 13,0 km².

§ 2º Na verificação da condição descrita no inciso II, a ANEEL articulará com a Agência Nacional de Águas - ANA, os Comitês de Bacia Hidrográfica, os Estados e o Distrito Federal, conforme for o caso, de acordo com a respectiva competência, quanto aos objetivos para definir as dimensões do reservatório destinado ao uso múltiplo.

Art. 5º É de total responsabilidade do empreendedor informar, à área competente da ANEEL, os dados e memórias de cálculo, inclusive quanto à veracidade e consistência dos mesmos.

Parágrafo único. As áreas de fiscalização da ANEEL poderão, a qualquer tempo, verificar as informações prestadas, solicitar relatórios complementares, e, caso seja identificada falsidade ou inconsistência, indicar a revisão do enquadramento como PCH e das demais condições resultantes, sem prejuízo da aplicação das penalidades previstas.

8 RESULTADOS ALCANÇADOS

Através da repotenciação da Micro Usina da Ponte será possível aumentar sua carga em mais de 6 vezes, trazendo benefícios para o turismo ecológico praticado na região do Vale do Rio Rolantinho da Areia e permitindo a expansão da Pousada Terra do Sempre. A energia excedente poderá ser utilizada por vizinhos próximos à pousada e não tenham sido atendidos pelo Programa Luz para Todos do governo federal. Em caso de ainda existir excesso de energia produzida será possível utilizá-la para aquecimento de água durante o dia, conservando-a até a noite, eliminando assim o consumo de butijões de gás para aquecimento de água dos chuveiros da pousada.

No campo dos levantamentos de custos, várias pesquisas à fabricantes de grupos geradores e de motores foram realizadas, assim como também foram pesquisados custos de tubulações, capacitores, válvulas para a BFT e custos da construção civil do canal de adução que está previsto para a MCH.

Não são necessárias obras pesadas na casa de força, pois já existem vigas que sustentam a atual turbina Francis utilizada. O canal para o tubo de sucção já está pronto e será o mesmo utilizado atualmente pela turbina Francis. Basicamente serão necessárias obras para modificar a entrada da tubulação de conexão à BFT e obras para montagem do quadro de comando e dos equipamentos de proteção. O aterramento do gerador já está pronto e pode ser utilizado assim que necessário. As linhas de transmissão precisam ser revisadas, mas não são necessários investimentos novos, pois existem fios sobrando de instalações mais antigas, ainda dos remotos anos de 1998 até 2001, quando a pousada estava conectada à MCH do Parque das 8 Cachoeiras.

O ponto impactante de redução de custos no novo projeto é a diferença de custos entre uma turbina Michell-Banki e uma BFT, pois a turbina Michell-Banki é aproximadamente 3

vezes mais cara que uma BFT para a mesma aplicação. Os custos podem ser verificados na tabela 12.

TABELA 12 – Levantamento de Custos para a repotenciação da Micro Usina da Ponte

Grupo Gerador Síncrono + Turbina			Grupo Gerador Assíncrono + BFT		
Equipamentos orçados	Custo	Fornecedor	Equipamentos orçados	Custo	Fornecedor
Turbina Michell-Banki modelo 2020		Betta Hidroturbinas	BFT modelo 125-200F		KSB
Gerador Trifásico 220/380, 1760 rpm, 60 Hz, 22 kW	R\$ 20.884,00	Kohlbach	Gerador Trifásico 220/380, 1760 rpm, 60 Hz, 22 kW	R\$ 8.204,00	WEG
Válvula Borboleta Φ 250	R\$ 700,00	BEE	Válvula Borboleta Φ 250	R\$ 700,00	BEE
Tubulação Aduutora	R\$ 2.597,00	Irrimac	Tubulação Aduutora	R\$ 2.597,00	Irrimac
Capacitores	R\$ 0,00	Receberá doação	Capacitores	R\$ 0,00	Receberá doação
Construção Civil do canal de adução + blocos de içamento da tubulação	R\$ 4.500,00	Construtora	Construção Civil do canal de adução + blocos de içamento da tubulação	R\$ 4.500,00	Construtora
Custo Total	R\$ 28.681,00		Custo Total	R\$ 16.001,00	

A opção por tubulações de PVC também mostrou-se muito vantajosa, pois evita obras de grande porte para suportar o peso da tubulação e causa um impacto econômico muito positivo no modelo apresentado. O preço médio de 1 metro de tubulação 250 mm de aço fundido é de R\$ 270,00, enquanto que o preço médio de um tubo de 6 metros de PVC reforçado 250 mm custa é de R\$ 130,00.

Espera-se através deste modelo de MCH atingir uma alternativa barata e de baixa manutenção, que possa manter vivo o turismo de preservação ambiental e que dê sustento e progresso à microregião apresentada.

CONCLUSÃO

No cenário do Rio Grande do Sul, especialmente na cidade de São Francisco de Paula foi possível verificar a necessidade de implantação de mais MCHs ao longo dos afluentes do Rio Rolantinho da Areia. Embora os programas do governo contemplem a instalação de linhas de energia elétrica para a região, as obras não progridem na mesma velocidade que a necessidade da população cresce. Órgãos como o IBAMA, apesar de muito ajudarem na preservação e controle da fauna e flora brasileira, acabam por dificultar o crescimento destas regiões, pois estão envoltos em burocracias e não estabelecem prazos claros para finalização de embargos ambientais ou ações a serem tomadas pelas propriedades embargadas.

Considerando a teoria de repotenciação, o caso apresentado para a Micro Usina da Ponte é classificado como repotenciação pesada, pois é necessária a troca do grupo turbina-gerador e ainda estão previstas as trocas da tubulação e construção de canal adutor. Como a Pousada Terra do Sempre é extremamente dependente do turismo na região, não é possível o desligamento da MCH para reforma, sendo necessário aguardar a efetivação do projeto previsto pela RGE, que trará um ponto de eletrificação próximo à Pousada, ponto este que servirá para a futura conexão da MCH projetada neste estudo à rede.

O processo de repotenciação da Micro Usina da Ponte será completo, com desativação, reparo, reconstrução, ampliação e finalmente a reabilitação. Não haverá impacto ambiental com esta repotenciação, pois os mesmos conceitos apresentados por Michels (1999) serão aplicados: utilização de material de construção da região, sem inundação e sem a construção de postes que causam o desmatamento da floresta nativa.

Através do equacionamento apresentado no capítulo 5, é possível selecionar um conjunto BFT funcionando com gerador de indução para aproveitamentos hidrelétricos de até 50 kW em regiões isoladas ou em regiões parcialmente atendidas por energia elétrica. O ponto divergente entre os conceitos apresentados por Michels (1999) é a construção do canal

de adução, pois os estudos não previam a construção de tal canal. Porém, no conceito atualmente utilizado na barragem da Micro Usina da Ponte, onde a tubulação de baixa pressão capta água diretamente na barragem, muitos detritos acabam entrando na tubulação e são acumulados na turbina tornando a construção de um canal adutor como obrigatória.

Na comparação de custos, verificou-se que a utilização de equipamentos alternativos como geradores de indução e BFTs mostram-se muito mais baratos e de fácil manutenção se comparados com grupos geradores de turbinas e geradores síncronos. A escolha da tubulação de PVC também é ponto estratégico no dimensionamento da MCH, pois evita o içamento e a construção de grandes blocos de apoio e engaste que geralmente são utilizados nos aproveitamentos com tubulações de aço fundido.

Sugestões para novos trabalhos:

- Avaliar a utilização do conjunto BFT e motor de indução em aproveitamentos isolados e conectados em paralelo com outras micro usinas também isoladas.
- Através deste dimensionamento de BFT e motor de indução para a Micro Usina da Ponte, efetivar a instalação dos equipamentos e verificar o comportamento real do sistema. Concluir o estudo sócio-econômico dos benefícios gerados pela micro geração de energia na região não atendida do Vale do Rio Rolantinho da Areia.
- Ainda existe a necessidade de um estudo profundo sobre os valores de mercado para os equipamentos utilizados em micro geração de energia. Embora existam muitos fornecedores de BFTs e geradores de indução, não existem estimativas de custos reais e curvas comparativas entre custos de diversos fornecedores e aplicações.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ANEEL, **Boletim Informativo de Geração**, 2003.
2. ANEEL, Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração, **Relatórios de Fiscalização**, 2000.
3. BELUCO, A. **Viabilidade de microcentrais hidrelétricas baseadas no emprego de equipamentos de mercado**. Porto Alegre, 1994. 170p. Dissertação (Mestrado em Engenharia), Escola de Engenharia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica (PROMEC), UFRGS.
4. BALARIM, C. R. ; TARGA, L. A. ; VIRGENS FILHO, J. S. ; Andrade Filho, A.G.; Wiecheteck, G.K. . **Custo de bombas centrifugas funcionando como turbinas em micro centrais hidrelétricas**. Engenharia Agrícola, Jaboticabal, SP, v. 24, n. 1, p. 219-225, 2004.
5. BERMANN, C. **Alternativa econômica a novas hidrelétricas, repotenciação tem prazo**. Disponível em: <<http://www.cartamaior.com.br>>. Acesso em: 19 maio 2008.
6. BRASIL. **Ministério de Minas e Energia; CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS**; BRASIL. Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. Manual de minicentrais hidrelétricas. Brasília: 1985. 540p.
7. BRASIL. **Ministério de Minas e Energia; CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS**; BRASIL. Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. Manual de microcentrais hidrelétricas. Brasília: 1985. 584p.
8. BRASIL. **Ministério de Minas e Energia; CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS**; BRASIL. Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. Manual de pequenas centrais hidrelétricas. Brasília: **1982**.

9. CHAPALLAZ J. M.; GHALI, J. D.; EICHENBERGER, P.; FISCHER, G.; **Manual on Motors Used as Generators. MHPG Series**, Vol. 10, Friedr. Vieweg & Sohn Verlagsgesellschaft mbH, Germany, 1990.
10. CHAPALLAZ, J.; EICHENBERGER, P.; FISCHER, G. **Manual on pumps used as turbines**. Braunschweig: Vieweg, 1992. 221p.
11. EH Bombas, catálogo técnico de bombas.
12. ELETROBRÁS, **Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas**. Brasil, 2000. 458p.
13. FARRET, F.A. **Aproveitamentos de pequenas fontes de energia elétrica**. Santa Maria: Ed. da UFSM, 1999. 245p.
14. FITZGERALD, A.E.; KINGSLEY JR, CHARLES; STEPHEN D., UMANS. **Máquinas elétricas**. São Paulo: Bookman, 2006. 641p.
15. GOOGLE EARTH, software, 2008.
16. HAAS, G. **Contribuição ao estudo do aproveitamento de microcentrais hidroelétricas de baixa vazão para uso comunitário**. Porto Alegre, 1984. 116p. Dissertação (Mestrado em Engenharia), Escola de Engenharia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Engenharia Metalúrgica e dos Materiais (PPGEEMM), UFRGS.
17. KSB (Várzea Paulista, SP). **Manual técnico e curvas características nº 1150.0B/2: KSB ETA**. Várzea Paulista, ca. 2005.
18. LESCOWICZ, A. **Manual de instruções para instalação e manutenção de geradores síncronos (KCEL)**. Jaraguá do Sul, 12p.
19. MACEDO, D. M. **A utilização de bombas operando como turbinas e geradores de indução na geração de energia elétrica**. Itajubá, 2004, 152p. Dissertação

(Mestrado em Engenharia da Energia), Universidade Federal de Itajubá, Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia.

20. MARTINEZ, C. B. ; LOPES, R. E. ; SILVA, S. R. ; Holder R.P. **O uso de bombas funcionando como turbinas (BFT) acionando sistemas de bombeamento de água.** In: 24º Congresso Brasileiro de Engenharia Sanitária e Ambiental, 2007, Belo Horizonte. anais do 24º Congresso Brasileiro de Engenharia Sanitária e Ambiental. Belo Horizonte : editora do 24º Congresso Brasileiro de Engenharia Sanitária e Ambiental, 2007. v. cd.
21. McINTYRE, A.J. **Bombas e instalações de bombeamento.** 2.ed. Rio de Janeiro: Guanabara Dois, 1987. 782p.
22. MEIER, U. **Local experience with micro-hydro technology.** St. Gall: Swiss Center for Appropriate Technology at ILE, 1981. 169p.
23. MICHELS, A. **Sistemática para a implantação e avaliação de funcionamento de microcentrais hidrelétricas no interior do Rio Grande do Sul.** Porto Alegre, 1991. 82p. Dissertação (Mestrado em Engenharia), Escola de Engenharia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica (PROMEC), UFRGS.
24. MICHELS, A. **Proposta de modelo para pequeno aproveitamento hidrenergético em pequena bacia sujeito a condicionantes ambientais e de uso múltiplo da água.** Porto Alegre, 1999. 127p. Dissertação (Doutorado em Engenharia), Escola de Engenharia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica (PROMEC), UFRGS.
25. MINISTÉRIO DO EXÉRCITO BRASILEIRO, Departamento de engenharia e comunicações, diretoria de serviço geográfico. **Mapa de São Francisco de Paula – RS.** 1980.

26. NOGUEIRA, F. J. H.; **Bombas Centrífugas Funcionando como Turbinas.** Trabalho de Pesquisa; Departamento de Mecânica; EFEI; Itajubá, Março, 1990.
27. PENCHE, CELSO, **Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant,** Thematic Network on Small Hydropower (TNSHP), European Small Hydropower Association – ESHA, 2004.
28. PENZ, D. **Uma análise da questão da eletrificação rural.** Porto Alegre, 1997. 1116p. Dissertação (Mestrado em Engenharia), Escola de Engenharia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica (PROMEC), UFRGS.
29. RICARDO, M. ; VIANA, A. N. C. . **Análise comparativa de metodologias para seleção de bombas funcionando como turbina - uma abordagem teórica.** PCH Notícias, v. 34, p. 19-23, 2007.
30. SANTOS, A. H. M. **As fontes alternativas de energia e o empresarismo descentralizado: potencialidades e obstáculos para a sua expansão no Brasil.** Itajubá: CERNE – UNIFEI, 2003.
31. SCHNEIDER MOTOBOMBAS. **Considerações gerais sobre bombas hidráulicas.** Manual técnico, 2006. Disponível em <www.schneider.ind.br>. Acesso em: 03 abril 2008.
32. SCHNEIDER MOTOBOMBAS. **NPSH e cavitação.** Manual técnico, 2006. Disponível em <www.schneider.ind.br>. Acesso em: 03 abril 2008.
33. SHARMA, K. R, **Small hydroelectric projects – Use of centrifugal pumps as turbines’**, Kirloskar Electric Co., Bangalore, India, 1985.
34. SILVEIRA, G. L., 1997. **Quantificação de Vazão em Pequenas Bacias com Carência de Dados Fluviométricos,** Tese de Doutorado. Instituto de Pesquisas Hidráulicas, IPH, UFRGS.

35. SOUZA, Z.; FUCHS, R.D.; SANTOS, A.H.M. **Centrais hidro e termelétricas**. São Paulo: Edgard Blucher; Itajubá, MG: Escola Federal de Engenharia, 1983. 244p.
36. TIAGO FILHO, G. L. **Critérios para escolha do grupo gerador de centrais hidrelétricas**. Itajubá: FUPAI, ca. 1990. 39 p.
37. VIANA, A. N. C. **Comportamento de bombas centrífugas funcionando como turbinas hidráulicas**. Itajubá: 1987. 152p. Dissertação de Mestrado em Engenharia Mecânica, Escola Federal de Engenharia de Itajubá (EFEI).
38. VIANA, A.N.C. Bombas de Fluxo Operando como Turbinas. Por Que Usá-las? **PCH Notícias & SHP News**, n. 12, p. 09 – 13. Itajubá; Nov.-Dez.-Jan. 2002.
39. VIANA, F.G. Repotenciação. **PCH Notícias & SHP News**, Itajubá, n.36, p. 04 - 08, Jan.-Fev.-Mar. 2008.
40. WILLIAMS, A. **Pumps as turbines: A User's Guide**. Londres, 2003. 76 p.
41. WILLIAMS, A., 'The Selection and Application of centrifugal pumps as water turbines', **10th Conference on fluid Machinery**'. Hungarian Academy of Sciences, Budapest, September, 1995.
42. WWF, BRASIL. **A Repotenciação de Usinas Hidrelétricas como alternativa para o aumento da oferta de energia no Brasil com Proteção Ambiental**. 2004. 34p. Grupo de Estudos de Política Energética WWF.

