



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**REPOTENCIAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS
UTILIZANDO PERFIL ALTERNATIVO DE MÁQUINAS
HIDRÁULICAS**

José Mateus Rondina

**Dezembro
2016**



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

José Mateus Rondina

REPOTENCIAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS
UTILIZANDO PERFIL ALTERNATIVO DE MÁQUINAS
HIDRÁULICAS

Tese apresentada por José Mateus Rondina à Universidade Federal de Uberlândia, como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: Luciano Martins Neto, Dr. (UFU)

Uberlândia
Dezembro
2016

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da UFU, MG, Brasil.

- R771r
2016 Rondina, José Mateus, 1962-
 Repotenciação de usinas hidrelétricas utilizando perfil alternativo de
 máquinas hidráulicas / José Mateus Rondina. - 2016.
 96 f. : il.
- Orientador: Luciano Martins Neto.
 Tese (doutorado) -- Universidade Federal de Uberlândia, Programa
 de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.
 Inclui bibliografia.
1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Geração distribuída de energia
 elétrica - Teses. 3. Máquinas hidráulicas - Teses. 4. Geradores
 hidrelétricos - Teses. I. Martins Neto, Luciano, 1948-. II. Universidade
 Federal de Uberlândia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia
 Elétrica. III. Título.

CDU: 621.3

José Mateus Rondina

**REPOTENCIAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS
UTILIZANDO PERFIL ALTERNATIVO DE MÁQUINAS
HIDRÁULICAS**

Data da aprovação: 13/12/2016

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Luciano Martins Neto – UFU: Orientador

Prof. Dr. José Carlos de Oliveira - UFU

Prof. Dr. Edval Dalbone – UNIP

Prof. Dr. Aniel silva de morais - UFU

Dr. Manoel Berto Alves – MBA Consultoria

Ao meu querido tio, professor Basílio Bacarin, com quem muito me identifico e a quem devo, em momento decisivo, a escolha da minha profissão.

AGRADECIMENTOS:

Agradeço a Deus pela vida.

Ao Professor Luciano Martins Neto, pela orientação e incentivo durante a realização deste trabalho e em todo o curso.

Ao amigo Dr. Manoel Berto Alves, físico e engenheiro, incentivador e colaborador em todas as fases da realização dos experimentos.

À minha esposa e filhos, pela compreensão e incentivo, em especial ao meu filho Walter Rondina, engenheiro mecânico, pela valorosa colaboração durante as coletas de dados e nos estudos das máquinas hidráulicas.

José Mateus Rondina

RESUMO:

A geração de energia limpa e sustentável ocupa, cada vez mais, lugar de destaque nas preocupações da humanidade. A otimização da utilização dos recursos naturais para essa finalidade, assim como para produção de alimentos, consumo de água, transportes e outras necessidades, torna-se a cada dia um desafio maior. Assim, a geração de energia elétrica, tendo como matriz os recursos hídricos, ainda principal matriz energética instalada no Brasil, encontra-se no seu limiar de disponibilidade no que se refere a aproveitamentos por grandes plantas geradoras. A instalação de micro e miniprojetos de geração de energia encontrou, em recente legislação do setor elétrico nacional, a possibilidade de conexão de seus geradores ao sistema de distribuição através da Geração Distribuída, pela modalidade de compensação de energia consumida e gerada. Tal possibilidade inaugura uma nova realidade para a geração de energia hidrelétrica a medida em que viabiliza a implantação de projetos para mananciais de pequena expressão, que até então estavam relegados a geração em sistemas isolados. Se por um lado a legislação derrubou um histórico impedimento a esses projetos, por outro lançou o desafio de torna-los viáveis. A compensação de quantidades consumidas de energia elétrica por energia gerada e entregue a rede de distribuição, com a realidade de isenção de impostos em vigor, por si é uma alavanca no sentido dessa viabilidade. Não obstante não é suficiente. Barreiras tais como a complexidade técnica e operacional, aliada aos elevados preços de aquisição, operação e manutenção das máquinas geradoras de energia hidrelétrica disponíveis no mercado ainda são muito impeditivas.

Nesse sentido esse trabalho traz uma proposta de alternativa técnica para colaborar na viabilidade da implantação de pequenos projetos de geração de energia hidrelétrica, bem como na repotenciação de plantas antigas, depreciadas e geralmente ineficientes, inúmeras delas abandonadas pelo país. Trata-se da proposta de utilização de um perfil alternativo para turbinas hidráulicas, a máquina geradora de fluxo em lugar das turbinas. O trabalho relata a experiência na repotenciação de uma antiga central hidrelétrica de 600 kW, repotenciada para 3.000 kW, pela substituição de seus equipamentos por máquinas hidráulicas geradoras de fluxo (bombas) acionando geradores síncronos, com unidades de 500 kW.

Palavras chave: Turbina, Bomba, Máquina Hidráulica, Geração Distribuída.

ABSTRACT

The generation of clean and sustainable energy is increasingly prominent in the concerns of humanity. The optimization of the use of natural resources for this purpose, as well as for food production, water consumption, transport and other necessities is becoming a major challenge. Therefore, a generation of electric power, with hydropower resources, main source of energy installed in Brazil, is at its availability limit without reference to large power plants. The installation of micro and mini power generation projects has found, in the national electricity sector recent legislation, the possibility of connecting their generators to the distribution system through Distributed Generation, through the compensation modality of consumed and generated energy. This possibility inaugurates is a new reality for the generation of hydroelectric power as it allows the implementation of projects for small-scale water sources, which until then were relegated to generation in isolated systems. On the one hand legislation has overthrown a historic impediment to such projects, on the other it has launched the challenge of making them viable. The quantities compensation of electricity consumed by energy generated and delivered to the distribution network, with the reality of tax exemption in force, in itself is a lever in the direction of this viability. Nevertheless it is not enough. Barriers such as technical and operational complexity, allied with the high prices of acquisition, operation and maintenance of the hydroelectric generating machines available in the market are still very preventable.

In this sense, this work proposes a technical alternative to collaborate in the viability of the implantation of small hydropower generation projects, as well as in the repowering of old, depreciated and generally inefficient plants, many of them abandoned across the country. This is about the proposal to use an alternative profile for hydraulic turbines, the flow generating machine instead of the turbines. The work reports the experience of repowering a former 600 kW hydroelectric plant, repowered to 3,000 kW, by replacing its equipment with flow-generating hydraulic machines (pumps) powering synchronous generators with 500 kW units.

Keywords: Turbine, Pump, Hydraulic Machine, Distributed Generation.

LISTA DE ABREVIATURAS

ANA – Agência Nacional de Águas

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP – Agência Nacional do Petróleo, gás natural e biocombustíveis

BFT – Bomba Funcionando como Turbina

Ca – Coeficiente de altura manométrica

CCD – Custeio do Consumo de Diesel

Cq – Coeficiente de vazão

DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

g = peso específico do líquido

H = altura manométrica

kV - Kilovolt

kVA – Kilovolt ampere

kW – Kilowatt

m^3/h – metro cúbico por hora

m^3/seg – metro cúbico por segundo

mca – metros de coluna d'água

MME – Ministério das Minas e Energia

MRE – Mecanismo de Relocamento da Energia

MW – Megawatt

MW/h – Megawatt/hora

η = rendimento

nqt – Rotação específica

P & D – Pesquisa e Desenvolvimento

P_b = potência em Kg m/s

PNPCH – Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas

PROINFA – Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia

Q = vazão em m^3/s

TUSD – Tarifa de Utilização do Sistema de Distribuição

TUST - Tarifa de Utilização do Sistema de Transmissão

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Bomba centrífuga	33
Figura 2 BFT	33
Figura 3 Altura manométrica da bomba	36
Figura 4 Curva característica da bomba	38
Figura 5 Turbina Pelton	39
Figura 6 Turbina Francis	40
Figura 7 Turbina Hélice	40
Figura 8 Altura manométrica da turbina	41
Figura 9 Curvas características das turbinas convencionais	42
Figura 10 Curvas para bombas	46
Figura 11 Curvas para turbinas	46
Figura 12 Curvas para bomba e turbina	47
Figura 13 Usina onde foram instalados os protótipos	50
Figura 14 Tubulação de queda da usina	51
Figura 15 Interior da usina antiga	51
Figura 16 Bomba Funcionando com Turbina - experimento	51
Figura 17 Estação Pluviométrica da Usina	52
Figura 18 Média das vazões da série histórica disponível.	53
Figura 19 Antiga turbina Pelton	54
Figura 20 Entrada do Conduto Forçado	54
Figura 21 Trecho do conduto foçado	55
Figura 22 Conduto danificado.	56
Figura 23 Nova concepção da usina	57
Figura 24 Ábaco de Chapallaz	58
Figura 25 Estimativa de rendimento da bomba funcionando como turbina	59
Figura 26 Coeficiente de Chapallaz para altura e vazão.	60
Figura 27 Curvas características da bomba do primeiro experimento	62
Figura 28 Vista da instalação do primeiro experimento	63
Figura 29 Vista da instalação do segundo experimento	63
Figura 30 Gráfico do rendimento em função de Q x H. Bomba EHF-200-40S	64
Figura 31 Vista de dois grupos geradores instalados.	66
Figura 32 Vista de um acoplamento elástico	66
Figura 33 Acionamento da válvula borboleta	67
Figura 34 Acionamento da válvula borboleta	67
Figura 35 Medição de energia	68
Figura 36 TC e TP de Medição ...	68
Figura 37 Barramento secundário	69
Figura 38 Disjuntor religador	70
Figura 39 Banco de Baterias	70
Figura 40 Medição de vazão	71
Figura 41 Gráfico potência x vazão. Modelo EHF-150-50S	74
Figura 42 Gráfico rendimento x vazão. Modelo EHF-150-50S	74
Figura 43 Gráfico potência x vazão. Modelo EHF-200-40S	74
Figura 44 Gráfico rendimento x vazão. Modelo EHF-200-40S	75

Figura 45 Modificação na estrutura da máquina. Modelo RDL-250-500.	76
Figura 46 Modificação na estrutura da máquina. Modelo RDL-250-500.	77
Figura 47 Bomba com Estrutura Modificada.	77
Figura 48 Rotor em aço.	78
Figura 49 Nova derivação do duto.	78
Figura 50 O terceiro experimento.	79
Figura 51 Medição de vazão.	80
Figura 52 Medição de vazão.	80

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Resumo dos métodos de seleção de Bombas para Turbinas.	45
Tabela 2 Vazões médias mensais da série histórica.	52
Tabela 3. Dados de Geração com a Primeira Bomba.	72
Tabela 4. Dados de Geração com a Segunda Bomba.	81
Tabela 5. Preços de turbinas.	82
Tabela 6. Custos apurados.	83

Sumário

Capítulo I	14
<i>INTRODUÇÃO GERAL</i>	14
1.1 - Considerações Iniciais.....	14
1.2 – Objetivos	16
1.3 - Objetivos específicos:	18
1.4 – Revisão bibliográfica	18
1.5 – Estrutura da tese	19
Capítulo II	22
<i>HISTÓRICO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL E DO ARCABOUÇO LEGAL QUE ENVOLVE A ATIVIDADE.</i>	22
Capítulo III	33
<i>MÁQUINA GERADORA DE FLUXO UTILIZADA NA PRODUÇÃO DE FORÇA MOTRIZ</i>	33
3.1 Máquinas Hidráulicas de Fluxo	34
3.1.1 Bombas.....	34
3.1.2 Turbinas.....	38
3.2 Bombas Funcionando como Turbinas.	43
3.2.1 Histórico	43
3.2.2 Metodologias de seleção de bombas para funcionamento como turbinas.	44
3.2.3 Comportamento da Bomba como Bomba e da Bomba como Turbina	45
3.2.4 Vantagens e desvantagens do uso de bombas em lugar de turbinas	48
3.2.4.1 Vantagens	48

3.2.5.2 Desvantagens.....	48
Capítulo IV	49
<i>ESTUDO DE CASO UTILIZANDO DE MÁQUINA GERADORA DE FLUXO NA REPOTENCIAÇÃO DE UMA CENTRAL HIDRELÉTRICA.</i>	<i>49</i>
4.1 Dados da usina a repotenciar.....	52
4.1.1.Dados Hidrológicos.....	52
4.1.2 Topologia da usina.....	53
4.2 Demais componentes da usina.....	54
4.3 O projeto de revitalização da Usina com perfil alternativo para turbinas.....	55
4.4 Premissas do Projeto.....	57
4.5 Seleção da Bomba para operar como turbina – Memória de Cálculos	58
4.6 Busca de modelo de bomba para os dados calculados	61
4.7 Cálculo da potência gerada esperada para cada experimento.....	64
4.8 Escolha dos equipamentos para remotorização experimental da usina	65
4.8.1 Turbinas.....	65
4.8.2 Geradores.....	66
4.8.3 Acoplamentos	66
4.8.4 Controle e automação	67
4.8.5 Sistema Supervisório	68
4.8.6 Subestação elevadora.....	68
4.8.7 Banco de Baterias	70
4.9 Operação da usina repotenciada. Coleta e análise dos dados do primeiro e segundo experimentos.....	71
4.10 Modificação da usina e realização do terceiro experimento	75
4.11 Medições de dados para o terceiro experimento.....	79
4.12 Análise dos dados do terceiro experimento	81
4.13 Análise de custos da bomba funcionando como turbina em comparação com o uso de turbina, tendo como base os dados da implantação dos experimentos.	82
Capítulo V	83
<i>CONSIDERAÇÕES FINAIS</i>	<i>83</i>
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	87

Capítulo I

INTRODUÇÃO GERAL

1.1 - Considerações Iniciais

A energia desempenha um papel fundamental na vida humana. A energia ao lado de transportes, telecomunicações, águas e saneamento, compõem a infraestrutura necessária para incorporar o ser humano ao denominado modelo de desenvolvimento vigente. O acesso à energia é hoje requisito básico da cidadania, sem o qual o indivíduo fica marginalizado do que se entende por desenvolvimento [43]. Por isso, o tratamento dos temas energéticos no seio dessa infraestrutura será da maior importância para que se caminhe na busca de um desenvolvimento sustentável. Isso vai requerer uma abordagem holística, multidisciplinar, num cenário composto por todas as dimensões do problema: tecnológicas, econômicas, sociais, políticas e ambientais [44].

As fontes renováveis de energia, sem dúvida, terão participação cada vez mais relevante na matriz energética global nas décadas vindouras, podendo chegar a 10 % em 2020. No setor de transportes as principais montadoras mundiais estão comercializando veículos híbridos (associando motores a explosão e elétrico) e trabalhando seriamente no desenvolvimento dos modelos a hidrogênio, nos quais as células a combustível fazem a conversão de energia [58].

O Brasil hoje é um país que pode se orgulhar do forte uso de fontes renováveis em sua matriz energética, tendo longa tradição no uso dessas fontes, principalmente, mas não somente, na geração de energia elétrica.

Além de contribuir para uma matriz energética sustentável e limpa, o investimento em fontes renováveis para geração de energia elétrica em empreendimentos de pequeno e médio porte no Brasil, tem contribuído na geração de emprego e renda.

O aproveitamento de pequenas quedas d'água tem se mostrado uma solução adequada e competitiva na geração de energia elétrica de pequeno porte, viabilizando projetos de pequenos e médios investidores no setor de energia elétrica, na modalidade da Geração Descentralizada. Também tem sido uma alternativa viável para o atendimento

das necessidades energéticas de comunidades isoladas, viabilizando a substituição do atendimento à base de grupos geradores a diesel.

A viabilização de tecnologias alternativas na exploração da geração de energia de pequenos empreendimentos, com inserção no Sistema Interligado Nacional, assegurará aos pequenos e médios empreendedores do setor a ampliação de sua atuação no mercado. Isso se dará à medida em que a redução nos custos dos empreendimentos assegure maior competitividade para os projetos, permitindo assim sua afirmação no mercado com reflexos diretos na geração de emprego e renda, na oferta de energia nova, limpa e renovável ao mercado consumidor e consequentemente alavancando a atividade econômica da nação.

Em se tratando de mini e pequenos projetos de aproveitamentos hidrelétricos dentro do conceito de mecanismos de desenvolvimento limpo na geração de energia, sob o conceito de utilização de tecnologias alternativas e de uma visão simplista e prática das questões técnicas, tem-se ainda que se considerar as grandes oportunidades hoje emergidas no cenário hidro energético. Oportunidades essas representadas pela modernização, recapacitação e repotenciação de centrais antigas, muitas delas desativadas, onde a revitalização representa excelente oportunidade de negócio, resultando em mínimos impactos ao meio ambiente e baixos investimentos.

O interesse pela geração por meio de pequenos projetos com objetivo de comercializar energia elétrica tem aumentado consideravelmente nos últimos anos. Isso se deve à reestruturação do setor de energia elétrica e à necessidade de aproveitamento de diferentes fontes primárias de energia, bem como ao fato de estar associado aos avanços tecnológicos, à disponibilidade de incentivos e linhas de crédito, e ainda aos bons preços praticados no mercado de venda de energia elétrica. Esse conceito de operação está se consolidando como uma tendência nos sistemas elétricos e assim justifica uma maior atenção dos pesquisadores e das indústrias relacionadas ao setor de geração e comercialização de energia elétrica.

Nesse contexto, a exploração dessas oportunidades na geração tem levado a um aumento substancial na demanda por equipamentos como turbinas e geradores de pequeno e médio portes, para a qual o mercado nacional de equipamentos dispõe de unidades que contemplam de 1 kW a 30 MW, sendo classificadas de micro a pequenos aproveitamentos hidro energéticos [43].

A essa tecnologia disponível, este trabalho pretende agregar a utilização de um perfil alternativo para turbina, mediante utilização de máquinas geradoras de fluxo

funcionando como turbinas, como uma tecnologia alternativa na viabilização de projetos de pequeno porte na geração e comercialização de energia elétrica.

1.2 – Objetivos

Ao escolher o tema do presente trabalho, foram definidos critérios que permitissem o atendimento a premissas estabelecidas de ordem técnica, econômica, social e ambiental. Também se estabeleceu que o resultado do mesmo pudesse ter aplicabilidade imediata na geração de energia elétrica com vistas à comercialização por meio de pequenos projetos, principalmente os de modernização e repotenciação de centrais hidroelétricas antigas. A seguir, está apresentada uma breve descrição destas premissas.

- **Quanto à área do tema:** A área das Máquinas Hidráulicas de fluxo tem despertado grande interesse, principalmente pela crescente demanda de mercado de geração de energia elétrica em pequenos e médios projetos.
- **Quanto à escolha de um perfil de máquina geradora de fluxo funcionando como turbina:** A escolha do estudo dessa tecnologia se deve ao fato das bombas funcionando como turbina representarem uma alternativa para geração da energia mecânica necessária ao processo da transferência da energia do manancial hidráulico ao gerador elétrico. Alternativa essa interessante, principalmente devido ao baixo custo do equipamento, quando comparada com a produção usual das turbinas hidráulicas, bem como da grande disponibilidade e diversidade de equipamentos existentes no comércio, além da simplicidade, robustez e existência de grande oferta de oficinas de manutenção desse tipo de equipamento em todo o território nacional.

Nessa perspectiva, a estrutura escolhida para o presente estudo consiste em utilizar as máquinas geradoras de fluxo desempenhando a função de turbinas, acionando geradores síncronos. Estas máquinas têm como controle mecânico a atuação de válvulas do tipo borboleta regulando a entrada de água no equipamento, para controle da energia gerada pelos grupos, bem como para parada do sistema em caso de necessidade técnica ou operacional.

- **Quanto ao caráter social:** A simplificação do processo de geração de energia mediante utilização da tecnologia proposta e das diversas vantagens a ela associada, permitirá viabilizar projetos de micro, mini e pequenas centrais hidrelétricas para comercialização da energia como forma de geração de emprego e renda, complementação de renda em propriedades rurais, manutenção das populações rurais no campo, quer pela geração de renda marginal na propriedade, quer pelo acesso à própria energia como agregadora de conforto e melhores condições de vida.

- **Quanto ao caráter ambiental:** A tecnologia aqui proposta, reduz consideravelmente o investimento em máquinas hidráulicas, parte significativa do investimento de uma central hidrelétrica. Assim, tornar-se-ão viáveis inúmeros projetos de repotenciação de usinas antigas, desativadas, abandonadas ou com baixa produtividade de energia elétrica. Portanto, à medida em que se reativa um empreendimento desativado, aproveitando-se geralmente grande parte dos investimentos em obras ali já existentes, como: barragem, canais, condutos, casa de máquinas, vertedouros, estradas, linhas de energia, etc., passa-se a produzir quantidades de energia elétrica sem agregar grandes novos impactos e danos ao meio ambiente, comparativamente a um empreendimento novo.

Portanto, este trabalho tem o objetivo de propor a utilização de máquinas geradoras de fluxo (bombas) funcionando como máquinas motrizes (turbinas) em projetos de geração descentralizada, com objetivo de comercialização da energia gerada, como uma alternativa de baixo custo em relação às turbinas convencionais do tipo Francis e Pelton, em sistemas com unidades de geração de até 500 kW por unidade. Esta proposta é adequada para ser empregada em projetos de pequeno porte, na implantação de micro, mini e pequenas centrais hidroelétricas, principalmente na modernização e repotenciação de antigas centrais geradoras hidrelétricas.

O emprego de Bombas substituindo as turbinas e a utilização de modernos sistemas de automação e controle, baseados em algoritmos simplificados, adequados a esses projetos, reduzem enormemente os investimentos e, além disso, garantem a simplicidade e confiabilidade desses sistemas geradores de energia elétrica. Desta forma viabiliza-se a implantação de pequenos e médios projetos na comercialização da energia gerada ensejando então novas oportunidades de negócios no setor, a partir do

aproveitamento de mananciais que, pelo seu porte, se considerados os investimentos em tecnologia convencional e sua necessidade de controles, demandariam recursos de elevada ordem que, em muitos casos, inviabilizariam o empreendimento como negócio.

1.3 - Objetivos específicos:

- a) Apresentar um breve resumo sobre os diversos tipos de máquinas hidráulicas normalmente encontrados no mercado nacional, visando contextualizar a proposta do trabalho.
- b) Estudar um caso, inédito em termos de potência instalada, de utilização de máquinas geradoras de fluxo, como protótipos na motorização de uma usina hidrelétrica, em lugar das turbinas, com vistas a comprovar a viabilidade técnica e econômica da proposta.
- c) Modificar partes dos equipamentos para aproximar as características operacionais das máquinas geradoras de fluxo às máquinas motrizes, buscando melhoria de rendimento do conjunto.
- d) Comparar o rendimento e os custos de instalação, operação e manutenção das máquinas instaladas nos protótipos, com turbinas de mesma capacidade comercializadas no mercado brasileiro.

1.4 – Revisão bibliográfica

O levantamento bibliográfico realizado para o desenvolvimento deste estudo teve como referência a identificação e definições de conceitos existentes sobre geração descentralizada; dos aspectos relacionados com a implantação de projetos para geração de energia elétrica; da comercialização da energia e principalmente do uso da tecnologia convencional e da proposta para a utilização de turbinas alternativas.

A revisão bibliográfica se detém, particularmente, ao aproveitamento de pequenos potenciais hidráulicos e da modernização e repotenciação de empreendimentos antigos, utilizando como máquina primária as turbinas alternativas.

No que se refere à conceituação da geração descentralizada, vários aspectos, tais como: a reestruturação do setor elétrico, o aproveitamento das fontes alternativas de energia, a minimização dos impactos ambientais e linhas de crédito disponíveis são os

responsáveis pelo aumento no interesse pela geração em pequenos projetos. Assim, o conceito de geração distribuída tem se consolidado como uma tendência nos sistemas elétricos [15], [56]. Não existe uma única definição de geração distribuída, elas diferem entre si, fundamentalmente, no estabelecimento de potência gerada. [26], [45]

Uma breve abordagem sobre a evolução da tecnologia é apresentada em [22].

Um histórico da legislação do setor elétrico é encontrado em [24].

A crítica à Geração descentralizada, em sua conceituação e em aspectos técnicos e de segurança, bem como sua realidade no sistema elétrico hoje, no Brasil e no mundo, além de suas perspectivas de curto prazo, estão discutidas em [3], [9], [10], [14], [15], [18], [19], [23], [24], [33], [39], [48], [50], e [59].

A expansão do consumo e da capacidade instalada de energia elétrica no Brasil [8], pelas razões já mencionadas, aponta para a necessidade de adoção de fontes alternativas de energia. As questões referentes à perspectiva da inserção e do crescimento da oferta de novas fontes no setor elétrico são tratadas em [4], [5], [11], [12], [18], [20], [23], [44], [45], [46], [50], [51], [52], [58] e [60].

Questões referentes à implantação de centrais hidroelétricas, em seus aspectos técnicos, estudos, projetos e comissionamentos estão em [10], [52] e [54].

Aspectos relacionados à automação e proteção das centrais geradoras de energia, bem como associados às interfaces de informação entre equipamentos de controle e proteção com as máquinas geradoras estão explorados em [35].

Questões relacionadas aos aspectos políticos, econômicos, regulatórios e organizacionais, bem como importantes esclarecimentos sobre conceitos e terminologias do setor de comercialização de energia, bem como uma detalhada análise do complicado arcabouço de leis do mercado de energia elétrica estão contempladas em [13], [30] e [43].

Uma conceituação teórica sobre aspectos relevantes das máquinas hidráulicas encontra-se em: [22], [38], [52] e [54].

Discussões sobre a utilização das máquinas geradoras de fluxo operando como máquinas motrizes, com teoria, experimentação e críticas podem ser encontradas em: [2], [3], [8], [33], [48], [56], [62], [63] e [65].

1.5 – Estrutura da tese

Além deste capítulo introdutório, este trabalho envolve mais quatro capítulos, estruturados da seguinte forma:

CAPÍTULO 2 – Histórico da geração de energia elétrica no Brasil e do arcabouço legal que envolve a atividade.

Este capítulo busca resumir os passos adotados nas mais diversas políticas energéticas tornadas a efeito no Brasil. Foi inserido com objetivo de ajudar a compreender o estágio atual da geração comercial de energia elétrica e inclusive das tecnologias disponíveis e em desenvolvimento no Brasil de hoje e as tendências para futuro próximo.

CAPÍTULO 3 – Máquina Geradora de Fluxo Utilizada na Produção de Força Motriz.

O capítulo inicia apresentando o estado da arte das máquinas hidráulicas utilizadas na geração de fluxo e na geração de força motriz resumindo os principais modelos e conceitos de máquinas hidráulicas disponíveis no mercado brasileiro a fim de facilitar a compreensão por completo da proposta objeto do trabalho. Traz ainda um estudo das possibilidades de utilização das máquinas geradoras de fluxo em lugar das turbinas, detalhando os conceitos necessários, métodos de seleção de máquinas em função das características do aproveitamento, bem como enfatiza e justifica as gritantes diferenças de preços dos equipamentos para a alternativa proposta. O capítulo explora também um histórico da utilização das máquinas geradoras de fluxo (bombas) em lugar de turbinas, com o objetivo de evidenciar que os estudos existentes na literatura foram, sem exceção, realizados em aproveitamentos de baixa potência, a maioria deles em laboratório e limitado a poucas dezenas de KW. Em contraposição este trabalho experimentou em campo bombas funcionando como turbina na ordem de meio MW.

CAPÍTULO 4 – Estudo de Caso com a Utilização de Máquina Geradora de Fluxo na Função de Máquina Motriz, Para a Repotenciação de Uma Central Hidrelétrica.

O capítulo traz um estudo de caso com implantação da proposta central do trabalho, a utilização de bombas em lugar de turbinas na geração comercial de energia elétrica. É composto por três diferentes experimentos com três modelos de equipamentos tratando das diferenças fundamentais nos parâmetros de pressão de trabalho e vazão de engolimento de água, quesitos de impacto direto na eficiência da geração.

No seu desenvolvimento, esse capítulo traz ainda, embutido nos dados técnicos, um resgate da história da usina antiga e abandonada onde se deu a repotenciação pelo projeto. Esse pouco de história cumpre uma evidente necessidade de se registrar a epopeia que envolve aquela usina, implantada nas primeiras décadas do século XX.

Na sequência, estão explicitadas as premissas adotadas no projeto de revitalização da usina hidrelétrica. Estão ainda apresentados os métodos com memórias de cálculos utilizados nos dimensionamentos, seleção e especificação de equipamentos.

Os três diferentes experimentos estão descritos e apresentados os dados obtidos em cada um. Ao final apresenta-se uma comparação entre eles.

CAPÍTULO 5 – Considerações Finais.

Neste capítulo são consolidadas as principais discussões e conclusões finais dos capítulos precedentes, apontando os aspectos mais relevantes encontrados na realização do trabalho, associadas às contribuições efetivas do trabalho desenvolvido. Também estão apresentadas algumas sugestões para continuidade de pesquisas no tema.

Capítulo II

HISTÓRICO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL E DO ARCABOUÇO LEGAL QUE ENVOLVE A ATIVIDADE

Este capítulo pretende firmar um resumo dos acontecimentos no setor elétrico brasileiro ao longo do seu desenvolvimento, com a importância de posicionar a proposta do trabalho no contexto da história que envolve a geração e a comercialização da energia elétrica no Brasil.

O advento da modalidade de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) no Brasil se deu no final do século XIX, mais precisamente no ano de 1883. Nesse mesmo ano o primeiro aproveitamento hidrelétrico, denominado “Ribeirão do Inferno”, de propriedade da Mineração Santa Maria, no município de Diamantina, Minas Gerais, iniciou sua operação. Em seguida, foi implementada Usina Bernardo Mascarenhas, 250 kW, no município de Juiz de Fora, no ano de 1889. Tinha como objetivo o atendimento da indústria têxtil daquela região de Minas Gerais, sendo considerada por alguns, como a primeira empresa de energia elétrica para serviço público no Brasil [12].

Até a primeira metade do século XX, a modalidade de geração por meio de PCHs estava ligada, quase que exclusivamente, ao atendimento de sistemas isolados de pequenas indústrias ou mesmo prefeituras e, conseqüentemente, o seu desenvolvimento e empreendimento estavam a cargo de industriais e do poder público municipal. A demanda para atendimento de sistemas isolados das indústrias, e também dos próprios municípios nas condições anteriormente citada, permaneceu em forte crescimento até a década de 1940, quando se iniciou um novo ciclo importante para o setor elétrico brasileiro. Este foi o principal motivo para o estabelecimento de diversas companhias de eletricidade, sendo que em 1941 eram centenas de PCHs, mas poucas tinham um porte superior à potência instalada de 3.000 kW (Central Elétrica de Rio Claro, Companhia Força e Luz Santa Cruz, Companhia Sul Mineira de Eletricidade, Companhia Força e Luz Cataguases-Leopoldina, Companhia Sul Americana de Serviços Públicos, Companhia Paulista de Eletricidade e Sociedade Anônima Elétrica Bragantina) [10].

Registre-se, portanto, que as PCHs foram as precursoras da matriz hidroenergética brasileira. Eis que, excetuando-se casos específicos, a totalidade das instalações nesse período histórico era composta de pequenas centrais hidrelétricas.

Esse quadro, entretanto, não permaneceu constante, em virtude da criação de diversas empresas estaduais de energia elétrica, como:

- A Empresa Fluminense de Energia Elétrica, no Rio de Janeiro, em 1945.
- A Comissão Estadual de Energia Elétrica, no Rio Grande do Sul, em 1943.
- A Centrais Elétricas de Minas Gerais, em Minas Gerais, em 1952.
- A Centrais Elétricas do Paranapanema, em São Paulo, em 1953.
- A Companhia Paranaense de Energia Elétrica, no Paraná, em 1954.
- A Centrais Elétricas de Santa Catarina, em Santa Catarina, em 1955.
- A Espírito Santo Centrais Elétricas, no Espírito Santo, em 1956.
- A Centrais Elétricas de Urubupungá, em São Paulo, em 1961, que resultaram na encampação das PCHs até então em operação.

O paradigma, a partir de então, foi o início do investimento em grandes plantas de geração, buscando economia de escala, sendo abandonadas as pequenas plantas, e sendo mantidas em operação somente as PCHs que fossem estratégicas para suprimento de energia [10].

O sistema elétrico brasileiro desenvolveu-se em larga escala no período pós-guerra, dispondo nos anos 80 de duas redes interconectadas: a maior delas cobria o Sudeste e a de menor dimensão o Nordeste do país. A disponibilidade de energia elétrica a custos relativamente baixos (menos de US\$ 45/MWh), tornou praticamente residual a participação da termoeletricidade no abastecimento do setor elétrico interligado [36].

Devido às grandes dimensões e potencial hídrico do Brasil, ao final da década de 1990, a energia hidrelétrica compreendia mais de 90% da potência elétrica instalada no país [44].

Nos últimos tempos, a energia hidrelétrica no Brasil foi gerada com base na construção de grandes usinas. Enfocando-se apenas os aspectos econômicos, houve um grande esforço de capitalização, que resultou em custos mais baixos de energia. Em meados da década de 1990, cerca de 15% da dívida externa do país relacionava-se com essas obras, dentre as quais muitas apresentavam custos unitários na faixa de 1000 a 1500 US\$/kW, para capacidade de 20 a 30 milhões de kWh, (que equivalem, respectivamente a 20 e a 30 US\$/MWh), para energia [45].

Esses custos atrativos, mesmo com a inclusão da transmissão, e a priorização inadequada para a avaliação dos impactos ambientais e sociais dos projetos e nos estudos de planejamento do setor elétrico resultaram não só na atenuação dos esforços para implantação de usinas de menor porte, como as PCHs (pequenas centrais hidrelétricas,

atualmente consideradas de até 30 MW) e mesmo micro/mini usinas, como também na desativação de diversos projetos desse porte [45].

A partir dos anos 1980, iniciou-se um processo longo na tentativa de reorganizar e incentivar a criação de Pequenas Centrais Hidrelétricas, sendo que o Governo Federal, por meio do Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PNPCH) do Ministério das Minas e Energia (MME), promoveu estudos, cursos, subsídios técnicos e legais para o desenvolvimento do assunto.

Esse desenvolvimento, entretanto, não foi o esperado, muito em função da opção das companhias de geração pelas usinas de grande porte, aliada a grave crise econômica que perdurou entre 1984/1995, na qual as taxas financeiras eram proibitivas e a própria base regulatória não permitia que novos empreendedores pudessem vir a investir nessa forma de geração [43].

Era necessário mais que um simples programa de governo para reestruturar o setor de pequena geração.

Do ponto de vista legal, a definição de PCH foi citada pela primeira vez na legislação do setor elétrico em 1982, na Portaria 109, do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), que definiu que seriam consideradas PCHs aquelas centrais hidrelétricas que contemplassem cumulativamente as seguintes características:

- Operassem a fio d'água, ou no máximo, com regulação diária.
- Tivessem barragem e vertedouros com altura máxima de 10 metros.
- Não utilizassem túneis.
- Possuíssem estruturas hidráulicas, no circuito de geração, para vazão turbinável de, no máximo, 20 m³/s.
- Fossem dotadas de unidades geradoras com potência individual de até 5.000 kW.
- Tivessem potência instalada total de, no máximo, 10.000 kW.

Entretanto, o grande número de condicionantes provocou dificuldades no desenvolvimento de um programa para instalação de PCHs, que levou à redefinição de seu conceito.

Em 1987, pela portaria DNAEE 136, foram mantidas as características associadas apenas a potência, passando a PCH ser aquele aproveitamento hidrelétrico com potência total de 10.000 kW, e com unidades geradoras de, no máximo, 5.000 kW.

A simplificação, contudo, não implicou o aumento dos empreendimentos, como poderia ser esperado. Por outro lado, a retirada das outras limitações permitiu a execução de empreendimentos empresariais e, sobretudo, ambientalmente contestáveis. Pode-se citar alguns casos concretos de obras que se enquadraram, conforme a portaria DNAEE 136, como PCH, e, contudo, claramente não deveriam gozar dessa definição, entre eles:

- a) PCH Ernestina, com 4.800 kW, de propriedade da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), com 40 km² de reservatório.
- b) PCH Santa Rita, com 750 kW, de propriedade da Cal Chimelli no estado do Paraná, construída com uma barragem em concreto de 70 metros de altura.

O problema associado a esses exemplos citados é que, claramente, tais empreendimentos provocavam impactos consideráveis do ponto de vista socioeconômico, (como no caso da PCH Ernestina), ou exigiam obras de elevada complexidade como no caso da PCH Santa Rita), o que não condiz com os procedimentos simplificados existentes para pequenas centrais.

Casos como esses, claramente indicam que nessas situações existem distorções, ou então que as centrais e seus reservatórios têm outro uso que não somente o de geração de energia elétrica [11].

É possível segmentar em quatro períodos o histórico do Planejamento energético no Brasil: anos 60, com a criação das Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás) e a posterior eclosão do Estado Tecnocrático, originado a partir do regime militar de 1964; anos 70 e o que mais importante ocorreu nesse período: duas crises do petróleo; anos 80, em que vieram à tona as preocupações ambientais; por fim, anos 90, com a nova ordem mundial imposta por um mundo cada vez mais globalizado [13].

No transcorrer dos anos 60, a Eletrobrás, na condição de empresa holding do setor elétrico brasileiro, conduziu a política energética brasileira centrada na opção pela hidroeletricidade, na construção de grandes usinas geradoras de alcance regional em termos de mercado consumidor e na afirmação de sua condição de holding estatal e agente financiador [5].

Os anos 70 foram bastante significativos na história do planejamento energético pelo fato de as duas crises do petróleo, principalmente a segunda, terem provocado uma mudança de ênfase no tocante ao planejamento energético, que vinha sendo elaborado por setores segmentados.

Desse modo, em razão das crises do petróleo, o planejamento energético passou a ter enfoques multi setoriais em torno da energia elétrica e do petróleo.

Nos anos 80 o planejamento energético incluiu no seu contexto uma importante variável, até então pouco relevante, o meio ambiente. De início, uma variável apenas corretiva; no fim da década de 1980, passou a ser considerada de modo proativo.

Nos anos 90, o planejamento energético defrontou-se com uma nova realidade imposta por um mundo que se globalizava. Com isso surgiram as discussões em torno da redução do papel do estado. Disso, resultaram as privatizações de empresas estatais. Nesse contexto a energia é vista como uma *commodity* ante a competição gerada no novo ambiente proporcionado pelas empresas privatizadas. Enfraqueciam-se assim as velhas bases do Estado empresário, para fortalecer um outro tipo de Estado: o regulador.

Sob essa concepção criaram-se as agências reguladoras, a exemplo da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, da Agência Nacional do Petróleo – ANP e da Agência Nacional de Águas – ANA, para estabelecer as regras do novo ambiente competitivo. O planejamento energético mudou de conotação, pois deixou de ser uma preocupação de governo para tornar-se uma preocupação do mercado [12].

Embora o conceito de PCH tenha aparecido na década de 1980, é importante destacar alguns pontos da legislação anterior a essa data que provavelmente influenciaram tal conceito.

- *O valor de 10.000 kW como fronteira da definição:* na verdade, já existia referência a esse valor desde o Decreto Lei 41.019, de 26/02/1957, que regulamentou o Código de Águas. No seu artigo 41, definia que a outorga de potenciais hidráulicos poderia ser realizada pelos Estados até uma potência igual ou inferior a 10.000 kW. Essa, portanto, é a primeira referência concreta, da qual o limite de potência caracterizando os aproveitamentos com um determinado porte merecia um tratamento diferenciado e simplificado.
- *A instituição da figura da autorização para aproveitamento hidrelétrico:* No caso do Código de Águas e do Decreto Lei 41.019/57, esse instituto poderia ser aplicado para as centrais com potência entre 50 kW e 150 kW, conceito esse aplicado às PCHs.

Até o ano de 1998, apesar de detectadas distorções no conceito vigente de PCH, nada havia sido feito para reparar ou melhorar tal definição. Contudo, já nos anos de 1996

e 1997, o DNAEE criou um grupo multi-institucional, para realizar o diagnóstico da situação e implementar um segundo Plano Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas.

Entre as conclusões contidas no documento final, duas eram relevantes:

- (i) O aumento da potência limite,
- (ii) A criação de novos procedimentos, levando em consideração as alterações que vinham sendo realizadas no ambiente institucional do setor elétrico, em especial, a criação do Produtor Independente de Energia Elétrica.

É importante salientar que, até esse momento, o DNAEE poderia realizar tal modificação na definição, pois era uma portaria emitida por esse órgão que definia as características de potência. É relevante citar também a recomendação da Coopers & Lybrand – empresa consultora contratada pelo MME dentro do processo de reestruturação do setor elétrico – para que a potência das pequenas centrais fosse elevada para 50 MW, e que a outorga fosse concedida por meio de uma autorização sem necessidade de processo licitatório.

No final do ano de 1997, por meio de sucessivas medidas provisórias, o limite para autorização, no caso de centrais hidrelétricas, foi sendo aumentado de 10 MW, para 25 MW, sendo que em 1998, a Lei 9.648, de 27/05/1998, fixou finalmente esse limite em 30 MW, mediante alteração no artigo 26 da Lei 9.647, de 26/12/1996 [10].

Em 2003, através da publicação da Resolução 652, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, alterou novamente os critérios de enquadramento de PCHs, revogando a Resolução 394/1998. Nesta resolução foram mantidos os demais critérios de enquadramento, porém o limite de área de reservatório foi inadvertidamente flexibilizado para até 13 km² desde que atendida a inequação:

$$A \leq (14,3 \times P) / H_b$$

Sendo:

P = Potência elétrica instalada em MW

A = Área do reservatório em km²

H_b = Queda bruta em m

O objetivo da abertura dada pela Resolução 652/03 foi incentivar novos empreendimentos hidrelétricos e facilitar a aprovação de projetos em análise junto à

Agência e demais órgãos de gestão de recursos hídricos e meio ambiente, visto que vários desses projetos não podiam ser implementados em função do antigo enquadramento.

Para os investidores em Pequenas Centrais Hidrelétricas foram criados diversos mecanismos e subsídios com os quais se multiplicaram os interesses na execução desses empreendimentos.

É certo que, a partir de 1998, o número de autorizações para PCHs teve um impulso considerável, chegando ao seu ápice, com a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, pela Lei 10.438/02, que resultou em um aumento expressivo na oferta de energia, além de fomentar a multiplicação de investidores, desenvolvedores, projetistas, construtores e fornecedores de material eletromecânico para esse tipo específico de usina hidrelétrica.

Entre as principais intervenções legais editadas nesse período, podemos ressaltar:

- Resolução Aneel 393/98 – Procedimentos para registro e aprovação de inventários.
- Resolução Aneel 395/98 – Critérios para apresentação de estudos e de seleção de acasos concorrentes.
- Resolução Aneel 39 - 398/01 – Critérios para apresentação de estudos e de seleção de acasos concorrentes.
- Lei 10.438/02, art. 24 - isenção de investimentos em P&D.
- Lei 10.438/02 - criação do Proinfa.
- Resolução Aneel 303/04 e portaria MME 384/05 – Lastro de energia – MRE para PCHs.
- Lei 10.848/04 e Dec. 5.163/04, art. 15 – Venda direta para distribuidoras – Geração Distribuída.
- Resolução Conama 279/01, Lei 9.985/00, art. 36 – procedimentos simplificados para licenças ambientais.
- Resolução Aneel 077/04 e Resolução Aneel 166/05 – Desconto de TUSD e TUSD de 50 % para carga e geração.
- Resolução Aneel 247/06 – Condições de comercialização especiais para consumidores de energia proveniente de empreendimentos que utilizem fontes primárias incentivadas.
- Ato Presidencial 03/05 – Acesso a consumidores livres – 500 a 3.000 kW.
- Portaria MME 31/07 – Leilões de energia de fontes alternativas.

- Lei 11.448/07 – Possibilidades de transformação dos Produtores Independentes Autônomos (Proinfa) em Produtores Independentes de Energia.
- Resolução Aneel 343/08 – Modifica os Critérios de outorga e seleção de concorrentes.

Os estudos aqui apresentados demonstram a necessidade do efetivo planejamento e sistematização das fases e marcos para desenvolvimento de projetos nas características de PCH.

É inegável que o novo marco regulatório para o desenvolvimento e construção de PCHs (Resolução 348/08) trouxe contornos que inviabilizam aventuras e determinam um maior conhecimento do aproveitamento, para que não sejam perdidas as “garantias” apresentadas para o registro e a respectiva autorização de outorga.

Os avanços representados pelo novo marco trazem à sociedade (consumidores), aos empreendedores (produtores) e à União (outorgante) a tão necessária segurança regulatória ao desenvolvimento e à construção dos empreendimentos de geração que, em muitos casos, estava paralisada por práticas pouco propícias à evolução do mercado de PCHs.

Entretanto, mesmo com entraves que anteriormente determinavam uma dificuldade para o desenvolvimento de empreendimentos nas características de PCHs, é importante ser reconhecido e aplaudido o trabalho dos pioneiros, daqueles que tiveram a coragem e a persistência para ir em frente, mesmo quando as condições eram pouco favoráveis à aposta da energia alternativa produzida pelas PCHs.

Esses pioneiros são os responsáveis pela inserção, cada vez mais representativa, da energia produzida pelas PCHs na matriz energética brasileira e pela retomada da característica histórica apresentada neste estudo da vocação das Pequenas Centrais Hidrelétricas, para atendimento da demanda de energia de consumidores com vantagens ambientais, econômicas técnicas e logísticas.

Muitas batalhas ainda deverão ser travadas para que a energia incentivada, decorrente dessa fonte tão abundante no Brasil, seja cada vez mais representativa. É inegável que a importância e o reconhecimento dos consumidores e dos investidores tornaram-se perceptíveis nos últimos 10 anos.

Os financiamentos que eram escassos passaram a ser representativos. As vantagens competitivas passaram a ser cada vez mais atraentes. A oferta de equipamentos

eletromecânicos foi aquecida e novas construtoras passaram a fazer parte desse mercado cada vez mais promissor.

Apostar em PCHs, portanto, representa uma solução otimizada de investimento, ambientalmente sustentável, comercialmente atraente e principalmente uma alternativa mais factível para a matriz energética nacional [11].

Desde a crise de abastecimento ocorrida em 2001, a energia elétrica assumiu um papel importante na mídia e na formação estratégica das empresas brasileiras. Temas como a segurança energética e o custo da falta de energia passaram a fazer parte das decisões de curto e longo prazo, sempre na dependência da legislação e dos regulamentos. Questões relacionadas à migração ao mercado livre ou à opção pela autoprodução levam ao questionamento da segurança energética como um dos aspectos principais no processo decisório, uma vez que a vertente econômica é mais facilmente delineada e pode apresentar critérios objetivos. [9]

Nesse âmbito surge a opção pela Geração Distribuída como fundamental no processo da garantia de fornecimento mesmo em momentos de racionamento, já que essa tecnologia apresenta uma vantagem estratégica: em princípio independe das redes de transmissão e distribuição de energia das concessionárias, e permitem, também em princípio, aumentar a eficiência e efetuar uma otimização energética.

Em um contexto de carência de recursos para efetuar os maciços investimentos requeridos para a produção centralizada de eletricidade, a Geração Distribuída surge como uma alternativa importante, pois o risco é pulverizado e o desenvolvimento poderá se dar pela iniciativa privada, com reduzida intervenção governamental, se adequadamente estimulado [38].

Após a implementação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA) e outros mecanismos de incentivo às eólicas, pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e biomassa, um importante passo foi dado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) no sentido de estimular a geração de energia no Brasil pela fonte solar. A ANEEL aprovou no dia 17 de abril de 2012 as resoluções normativas 481 e 482, que inserem medidas no sentido de reduzir barreiras econômicas e burocráticas para o desenvolvimento dessa fonte de energia, já bastante utilizada em diversos países e ainda incipiente no Brasil.

A resolução normativa 481/ANEEL/2012 amplia o desconto na tarifa de uso do sistema de transmissão/distribuição (TUST/TUSD) para empreendimentos da fonte solar que entrarem em operação comercial até 2017. Já a resolução normativa 482/2012/ANEEL tem por objetivo estimular a geração distribuída de energia elétrica por micro até 100kW e mini geradores entre 100kW e 1MW (posteriormente, em 2015, o limite foi ampliado para 3,5 MW para geração hidrelétrica e biomassa e 5MW para geração solar) para consumo próprio, bem como criar e regular um sistema de compensação (também conhecido como "*net metering*") entre energia gerada e consumida pelo consumidor/gerador diretamente conectado ao sistema de distribuição. Agora, consumidores poderão injetar energia na rede de distribuição, reduzindo tal montante do valor que é mensalmente faturado pela distribuidora [38].

Para consolidação da Geração Distribuída no Brasil, um forte marco regulatório foi a publicação da Resolução Normativa 482/2012/ANEEL. Os grandes entraves à conexão de pequenos geradores às redes de distribuição, historicamente apresentados pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica foram, em grande parte, superados pela redação dessa resolução. A seguir está transcrito um texto de 2007 onde o espírito dessa resolução já era reivindicação para fomento da Geração Distribuída.

Tendências da Geração Distribuída:

Um novo modelo para a rede de energia elétrica, suportado pelos avanços tecnológicos, internet, sofisticados softwares de comando, controle e comunicação trarão significativos avanços para as linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, viabilizando ainda mais a conexão de pontos de geração distribuída. A feliz coalisão entre mercado, ambientalismo e inovação tecnológica, justifica uma tendência mais forte da energia hoje: micro geração, que coloca pequenas - e limpas - usinas de geração de energia próximas às casas e fábricas. As redes elétricas, apoiadas nas novas tecnologias estarão melhor preparadas para lidar com os futuros fluxos complexos e multidirecionais que resultarão de micro geradores vendendo energia para a rede, assim como comprando dela, de forma aleatória comandada pela necessidade e vantagem do momento.

Nessa perspectiva, é conveniente que o Governo analise a possibilidade de autorizar as companhias distribuidoras a se utilizarem dos recursos a que são obrigadas a investir no combate ao desperdício de energia elétrica para o aumento da eficiência energética, envolvendo a implantação de micro geração distribuída nas suas áreas de concessão. Além de outras medidas que visariam eliminar as barreiras para o desenvolvimento da energia distribuída e de outras

que objetivarem estimular sua rápida implantação seria oportuno também:

- a) Isentar, temporariamente, os impostos I.I., IPI e ICMS incidentes sobre equipamentos destinados ao aumento da eficiência energética e geração de energia distribuída baseados em fontes renováveis de energia e resíduos industriais e urbanos;
- b) Adotar temporariamente, medidas fiscais e tributárias de modo a estimular o uso da energia distribuída;
- c) Considerar como autoprodutores as cooperativas, os consórcios, as associações ou outra forma jurídica apropriada de consumidores, inclusive pequenos produtores rurais, com a finalidade de produção de utilidades para seus integrantes;
- d) Criar, imediatamente, tarifas interruptíveis, ou seja, uma menor formalidade na contratação de fornecimento quanto à obrigatoriedade de constância no fornecimento; de livre negociação entre concessionárias e produtores de modo a estimular a geração distribuída em áreas críticas.
- e) Atualizar tecnologicamente o PROCEL transformando-o em um Programa Nacional de Aumento da Eficiência Energética.

Por fim, é preciso considerar que as diferentes normas de interconexão que existem atualmente no nosso país, emitidas por cada uma das distribuidoras, hoje em sua maioria privatizadas, seguindo seus próprios critérios e interesses comerciais, inibem que a geração distribuída possa se desenvolver e mesmo agregar sua massa geradora existente e pulverizada, isso mais ainda em se tratando da micro geração distribuída [48].

Este, entre muitos outros textos, artigos, etc., emanados de pesquisadores, engenheiros, empresários, produtores rurais e demais defensores da Geração Distribuída, de certa forma, e dentro de uma ótica modernizadora, foram contemplados pela edição da Resolução Normativa de 2012. Diante disso resta claro que a edição de tal resolução, bem como de matérias correlatas, aumentou muito as possibilidades da micro e mini geração distribuída. Assim, as alternativas de equipamentos de baixo custo e simplicidade tecnológica para as diversas formas de geração de pequenas quantidades de energia elétrica, veem complementar e ampliar tais possibilidades e colaborar com a grandeza de cenário que se abriu no arcabouço legal da produção, usufruto e comércio de excedentes de pequenas quantias de energia. Diante disso as máquinas geradoras de fluxo, como perfil alternativo de máquina hidráulica na geração de força, objeto deste trabalho, certamente podem participar desse cenário.

Capítulo III

MÁQUINA GERADORA DE FLUXO UTILIZADA NA PRODUÇÃO DE FORÇA MOTRIZ

O presente capítulo busca compilar informações sobre os equipamentos envolvidos na ideia central do trabalho, em especial sobre a técnica de geração de energia elétrica proposta na forma de viabilização da repotenciação de pequenas centrais hidrelétricas bem como da implantação de novas pequenas plantas geradoras de energia elétrica.

Analisando-se os aspectos construtivos e hidráulicos das turbinas e bombas percebe-se que esses equipamentos são bastante semelhantes, porém desempenham processos opostos. Bombas são máquinas geratrizes, ou seja, convertem energia mecânica de eixo em energia cinética e finalmente em energia de pressão. Uma turbina realiza o processo oposto, convertendo a energia hidráulica disponível em potência de eixo, sendo considerada uma máquina motriz [66].

Para que a bomba centrífuga funcione como turbina, o sentido do fluxo de escoamento de água se inverterá e, conseqüentemente, haverá a inversão no sentido de rotação. As figuras 1 e 2 ilustram uma máquina funcionando como bomba e como turbina, bem como suas partes principais. No caso do funcionamento como bomba (figura 1), o líquido entra na sucção à baixa pressão, transforma energia de velocidade em pressão através do rotor e sai pela descarga. No funcionamento como turbina (figura 2), o líquido entra com energia de pressão, aciona o rotor em reverso e sai com baixa pressão.

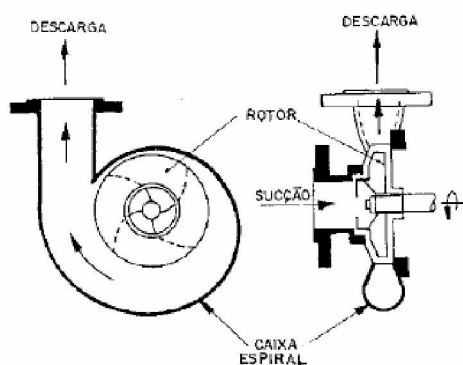


Figura 1 Bomba centrífuga
Fonte: Viana 2007

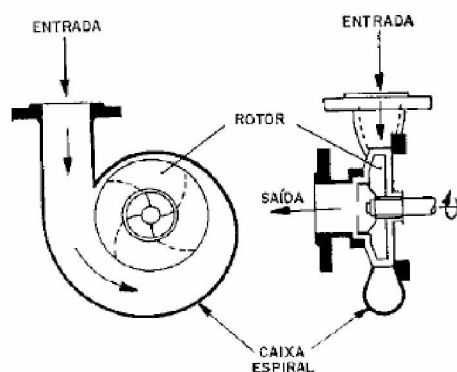


Figura 2 BFT
Fonte: Viana 2007

Adiante estão mostrados de forma sintetizada dos conceitos e as definições das máquinas hidráulicas, principalmente no que se refere a inversão de fluxo de água. Inicialmente serão apresentadas as definições de máquinas hidráulicas, os tipos de bombas de fluxo, a orientação do fluxo no rotor e sua geometria. As principais partes hidráulicas e mecânicas da bomba serão apresentadas juntamente com suas curvas características operando com rotação constante e variável, bem como definições de alturas, potências, rendimentos e cavitação, segundo [66].

3.1 Máquinas Hidráulicas de Fluxo

Na máquina de fluxo hidráulica há um fluido incompressível, sendo o seu escoamento contínuo e opera transformações de energia do tipo $E_{mecânica} \leftrightarrow E_{cinética} \leftrightarrow E_{pressão}$ [65].

As máquinas de fluxo podem ser motoras ou geradoras. As primeiras transformam energia do tipo $E_{pressão} \rightarrow E_{velocidade} \rightarrow E_{mecânica}$. Na categoria das máquinas motoras estão as turbinas hidráulicas. As máquinas geradoras de fluxo transformam energia do tipo $E_{mecânica} \rightarrow E_{velocidade} \rightarrow E_{pressão}$. Essas são as bombas hidráulicas [67].

3.1.1 Bombas

A bomba de fluxo é definida, ainda segundo [65] como uma máquina geradora ou acionada, onde o líquido escoa continuamente. A transformação é realizada através da energia mecânica recebida pelo eixo da máquina, tomando a forma de energia cinética e sendo depois convertida em energia de pressão, naturalmente sofrendo perdas nas transformações. O rotor da bomba converte, por meio da rotação de suas pás, grande parte da energia cinética do líquido em energia de pressão.

Os diversos autores sobre máquinas de fluxo classificam as partes de uma bomba em grupos segundo sua função: Sustentação ou suportação, vedações, mecânica e hidráulica.

A função hidráulica engloba as transformações energéticas. Nesse grupo estão os elementos: rotor, voluta, difusor, anéis de desgaste, etc. O rotor é o elemento girante que, acionado por um motor, energiza o fluido. O rotor fornece, portanto, a energia cinética e de pressão ao fluido. Quando gira, em função de suas formas geométricas, cria uma zona de baixa pressão no seu centro, aspirando assim o fluido que é impelido pelo movimento

para a parte externa do rotor e “atirado” pelas forças centrífugas do movimento, para o recalque [24].

O formato estabelece que o rotor tenha sua operação mais para altura ou pressão e menos para vazão como é o caso do rotor centrífugo, ou médias alturas e médias vazões no rotor diagonal e menor altura com maior vazão nos rotores do tipo axial.

As bombas podem ter um ou vários rotores no interior da carcaça, denominados estágios. As bombas de um estágio, normalmente, são indicadas para instalações com baixa altura, enquanto que as de vários estágios montados em série se destinam a instalações com grandes elevações.

A carcaça tem a função de coletar o fluido na sucção e direcioná-lo para o rotor guiando-o adequadamente para a saída da bomba, promovendo a transformação de energia cinética em energia de pressão.

A carcaça em voluta tem o formato de uma espiral, a razão pela qual é chamada de caixa espiral ou vulgarmente caracol.

O rotor não pode tocar na carcaça havendo necessidade de manter uma folga como um “entreferro” entre a entrada, lado de sucção do rotor e a carcaça. Como existem na bomba em funcionamento diferentes pressões atuantes na entrada do rotor e na sua parede dianteira, haverá uma circulação do fluido que passa pela folga entre o rotor e a carcaça. Para que essa fuga não seja expressiva essa recirculação é controlada através dos anéis de sacrifício. São assim chamados por serem de material mais mole que o rotor e a carcaça, permitindo sua troca quando desgastados, preservando o rotor e a carcaça.

A função mecânica tem a tarefa de transmitir o movimento de rotação e de manter as demais peças em disposição adequada, garantindo as folgas corretas. É formada pelos mancais, caixas de mancais e eixo. Nas bombas de fluxo os mancais são elementos de apoio do eixo. O eixo tem por função transmitir o torque e o movimento de rotação fornecido pela máquina acionadora para garantir a partida e operação da bomba.

A vedação é a parte mecânica que cumpre dupla função. Impedir o escape dos fluidos da parte interna das bombas e não permitir a penetração de contaminantes do meio externo. São os selos mecânicos, as gaxetas, as juntas e os anéis de vedação.

A vedação principal é o trecho que o eixo da bomba atravessa a carcaça, onde está sujeito à ocorrência de vazamento do fluido bombeado ou a entrada de ar dentro da carcaça. Se a pressão no interior da bomba, no local onde o eixo atravessa a carcaça, for maior que a pressão atmosférica haverá vazamento do fluido bombeado. Se a pressão for

menor que a atmosférica haverá entrada de ar na bomba. A vedação do eixo é feita por selo mecânico ou por gaxetas.

A sustentação é a estrutura que tem a função de proporcionar o apoio aos elementos da bomba. É formada pelos pedestais, suportes e pela base metálica.

Algumas grandezas importantes no estudo das bombas hidráulicas:

Altura manométrica ou Carga - H

Altura manométrica de uma bomba é a carga total de elevação que a bomba trabalha. É dada pela expressão:

$$H = h_s + h_{fs} + h_r + h_{fr} + (v_r^2/2g)$$

onde:

H = altura manométrica total

h_s = altura estática de sucção

h_{fs} = perda de carga na sucção (inclusive NPSHr)

h_r = altura estática de recalque

h_{fr} = perda de carga na linha do recalque

$v_r^2/2g$ = parcela de energia cinética no recalque - normalmente desprezível em virtude das aproximações feitas no cálculo da potência dos conjuntos elevatórios.

A figura 3 mostra os elementos caracterizados acima.

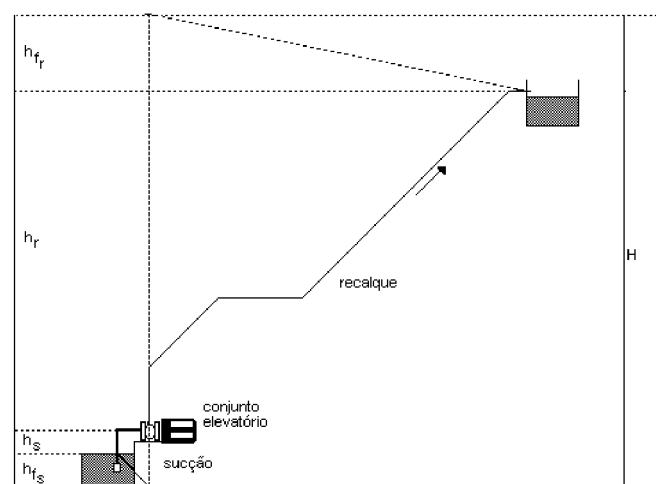


Figura 3 Altura manométrica da bomba

Fonte: Internet.

Potência de uma Bomba

A potência ativa nos bornes do motor da bomba é calculada pela equação apresentada a seguir.

$$P_b = \frac{\gamma \cdot Q \cdot H_b}{\eta_b}$$

Onde:

P_b = Potência da bomba

γ = Peso específico do fluido a elevar

Q = Vazão

H_b = Altura manométrica

η_b = Rendimento da bomba

Rendimento de uma Bomba

O rendimento de um conjunto motor e bomba é a relação percentual entre a potência hidráulica da bomba (saída) e potência elétrica do motor (entrada), mostrado pela equação 3 abaixo:

$$\eta = \frac{P_h}{P_{el}} \cdot 100$$

Onde:

η [%] = rendimento do grupo moto-bomba

P_h = potência hidráulica

P_{el} = potência elétrica

Curva Característica de uma bomba

As curvas características das bombas centrífugas relacionam a vazão recalçada com a altura manométrica alcançada, com a potência absorvida, com o rendimento e, às

vezes, com a altura máxima de sucção. De modo geral, as curvas características apresentam o aspecto da figura 4.

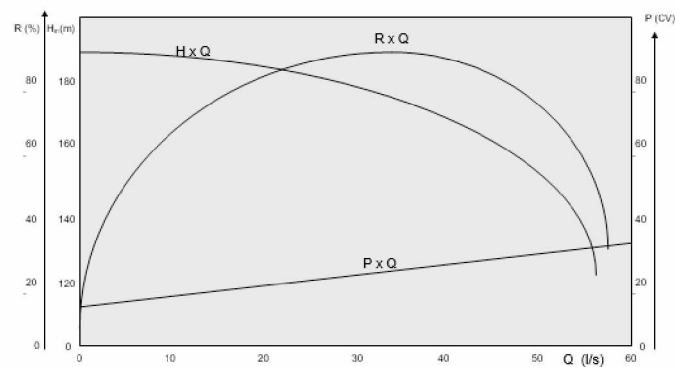


Figura 4 Curva característica da bomba

Fonte: Internet

Rotação específica das bombas

A rotação específica é uma das grandezas mais importantes no estudo das bombas de fluxo. É a grandeza que define a geometria e o tipo do rotor da bomba, ligando os três parâmetros principais de uma bomba, ou seja, a vazão Q , a altura total de elevação H e a rotação n [66].

Pelo sistema internacional de unidades SI, tem-se a equação abaixo:

$$nqA = \frac{10^3 \cdot n \cdot \sqrt{Q}}{(H \cdot g)^{0,75}}$$

Onde:

nqA = rotação específica

n = rotação em rps

H = altura em m

Q = vazão em m^3/s

g = aceleração da gravidade em m/s^2

3.1.2 Turbinas

A turbina hidráulica é uma máquina motora ou acionadora, onde a transformação é realizada através da energia de pressão (queda) passando pela variação da energia cinética, sendo então convertida em energia mecânica [23].

Cada um dos diversos tipos de turbinas existentes possui características geométricas que a tornam mais adequadas a uma determinada condição de altura, vazão e rotação.

Uma turbina hidráulica é projetada para operar sob uma certa altura de queda d'água, com rotação definida, produzindo nessas condições sua potência nominal. Variações na altura de queda ou no regime de vazões, devido a sazonalidades próprias do aproveitamento, também são levadas em consideração no projeto da turbina quando se busca maximizar a energia gerada, o que, no entanto, pode representar uma solução de compromisso como o máximo valor de rendimento do equipamento [43].

Turbinas convencionais são aquelas consagradas pelo mercado e são utilizadas a muito tempo com larga aplicação em centrais hidrelétricas de grande, médio e pequeno porte, como são o caso das turbinas Pelton, Francis e axiais [66].

As turbinas Pelton são máquinas de ação onde a pressão do fluido é constante ao passar pelo rotor e o escoamento é tangencial. São adequadas para altas quedas e baixas vazões. Esse tipo de turbina é constituído por um rotor com pás em forma de conchas. O controle de vazão é feito por um injetor de agulha, conforme mostra a figura 5.



Figura 5 Turbina Pelton
Fonte: HISA Ind. Turbinas.

As turbinas Francis são máquinas de reação pois o escoamento ao passar pelo rotor sofre alteração de pressão, tendo escoamento radial no interior do rotor. São máquinas adequadas para operar em mananciais com médias quedas e médias vazões. A figura 6 mostra uma dessas turbinas



Figura 6 Turbina Francis
Fonte: Internet

As turbinas axiais são também, máquinas de reação onde o fluxo do escoamento passa pelo eixo da máquina. São apropriadas para grandes vazões com baixas quedas. Ilustração na figura 7.

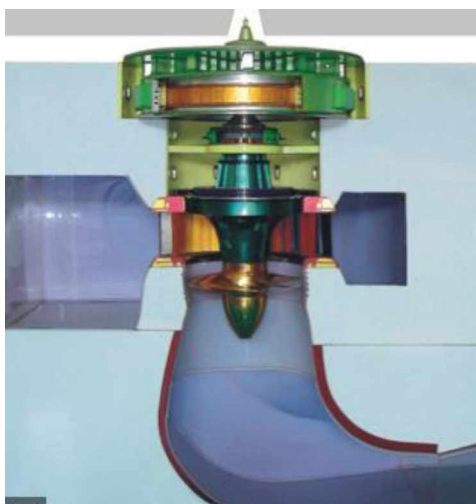


Figura 7 Turbina Hélice
Fonte: Internet

Algumas grandezas importantes no estudo das turbinas hidráulicas:

Altura de queda líquida

A altura de queda líquida da turbina (H) é a diferença entre a altura total na entrada e altura total na saída. É a altura para a qual a turbina é especificada, como na figura 8.

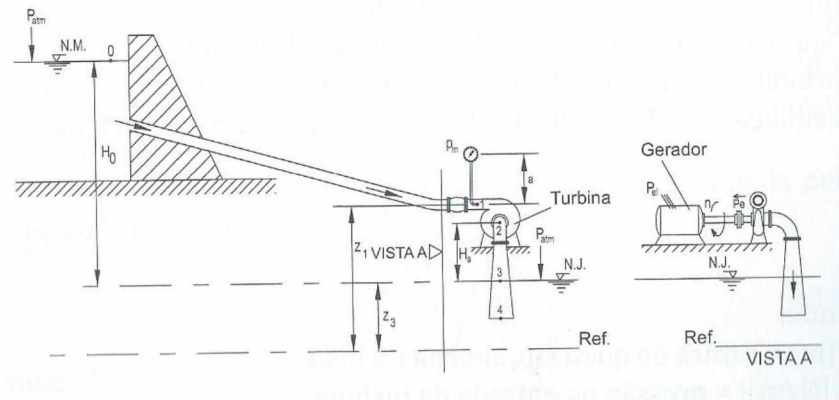


Figura 8 Altura manométrica da turbina

Fonte: Viana 2012.

A altura de queda líquida da turbina é calculada pela equação adiante:

$$H = \frac{P_1}{\rho g} + \frac{v_1^2 - v_3^2}{2g} + (Z_1 - Z_3)$$

Onde:

H = Altura de queda líquida da turbina em metros

P_1 = Pressão na entrada da turbina em N/m^2

ρ = Massa específica da água em Kg/m³

g = Aceleração da gravidade em m/s^2

v_1 e v_3 = velocidades médias de escoamento na entrada e saída da turbina

Potência Hidráulica da Turbina

É a potência determinada com a altura de queda líquida equivalente a vazão Q da turbina.

$$Ph = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \cdot 10^{-3}$$

Onde:

Ph = Potência hidráulica da turbina em kW

$$\rho = \text{Massa específica da água em Kg/m}^3$$

g = Aceleração da gravidade em m/s^2

Q = Vazão da turbina em m³/s

H = Altura de queda líquida em metros

Curvas características das turbinas hidráulicas

A figura 9 mostra as curvas características das turbinas convencionais evidenciando o comportamento do rendimento hidráulico total da máquina.

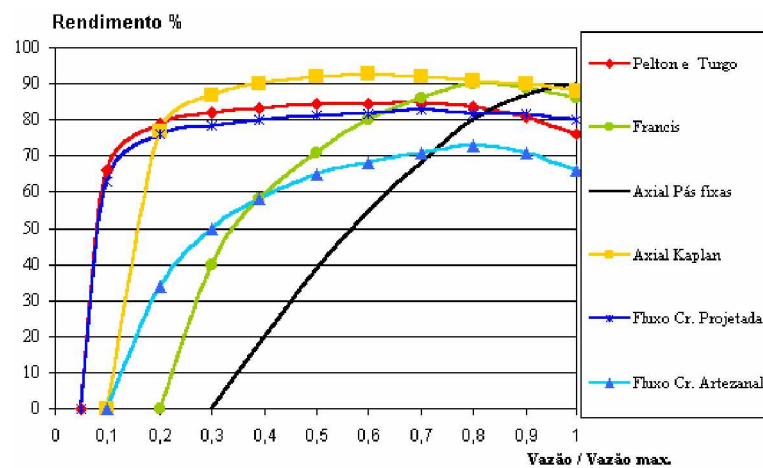


Figura 9 Curvas características das turbinas convencionais

Fonte: Internet

Rotação específica das turbinas hidráulicas

A rotação específica é, segundo [66], uma das grandezas mais importantes no estudo das turbinas hidráulicas. É a grandeza que define a geometria e o tipo de rotor da turbina, ligando os parâmetros principais da mesma, ou seja, a vazão Q , a altura total de elevação H , e a rotação n .

Considerando-se o sistema internacional de unidades, tem-se:

$$nqA = \frac{10^3 \cdot n \cdot \sqrt{Q}}{(H \cdot g)^{0,75}}$$

Onde:

nqA = rotação específica

n = rotação em rps

H = altura em m

Q = vazão em m^3/s

g = aceleração da gravidade em m/s^2

3.2 Bombas Funcionando como Turbinas

O grupo gerador formado por uma turbina hidráulica, gerador e regulador de velocidade é um dos componentes mais importantes de uma central hidrelétrica, podendo representar até 40 % de seu custo global [66]. Assim, quando se pretende implantar uma micro ou minicentral hidrelétrica, ou mesmo revitalizar por repotenciação uma antiga central, o grupo gerador passa a ser um importante objeto de estudos.

O alto custo dos grupos geradores recai principalmente sobre as turbinas hidráulicas, devido à existência de poucos fabricantes nacionais e pelas especificidades de cada aproveitamento. Na grande maioria dos casos, as turbinas são produzidas individualmente, de acordo com os parâmetros de projeto da central considerada.

As bombas hidráulicas, por sua vez, são equipamentos fabricados em série, de larga utilização, quer na indústria, na irrigação, no saneamento, assim como no dia a dia dos edifícios e residências. Assim, o custo de uma bomba tende a ser muito inferior ao de uma turbina com potência e dimensões semelhantes.

Em países como Alemanha, França, EUA, as bombas centrífugas operando como turbinas para a substituição das convencionais como Pelton, Francis e Hélices tem sido uma alternativa simples e de baixo custo para gerar energia em locais em que haja um aproveitamento hidroenergético de baixa potência [66].

3.2.1 Histórico

Adiante encontra-se transcrito um breve histórico da utilização das máquinas geradoras na função motriz, as chamadas bombas funcionando como turbinas.

As bombas funcionando como turbinas tem sido alvo de pesquisas a 70 anos. Essa jornada teve início quando engenheiros alemães descobriram que as bombas operavam eficientemente como turbinas, num momento em que tentavam levantar características de operação das bombas [14].

Nos anos 60 e 70 começou-se a desenvolver o conceito de usinas reversíveis, principalmente nos países desenvolvidos. Nesse nicho as bombas funcionando como turbinas encontraram importantes aplicações [14].

Nos anos seguintes a indústria química se tornou outra área de aplicação de bombas como turbinas. Em alguns processos químicos era necessário dissipar energia de fluidos de alta pressão. Ao invés de simplesmente reduzir a pressão, BFTs eram instaladas

para recuperar alguma energia durante o processo. Em redes de distribuição de água aplicações semelhantes foram encontradas para esta tecnologia [14].

A partir disso, alguns dos fabricantes de bombas passaram a se interessar na sua aplicação como turbinas. Como seria trabalhoso e de certa forma caro testar todas as bombas na sua operação como turbina, fabricantes e pesquisadores trabalharam na tentativa de caracterizar o comportamento da bomba como turbina baseando em suas características quando funcionando como bomba. Muitas dessas técnicas foram publicadas [14].

Entre os primeiros que contribuíram estão [56] e [31]. Mais tarde, outras técnicas surgiram com [17], [49], [21], e mais recentemente [67], e [1].

Alguns estudos realizados, como [5] e [37], mostram que a bomba hidráulica funcionando como turbina é economicamente viável para aplicações em sistemas de pequeno porte, limitados a um patamar em torno de 150 kW de potência. Trata-se de uma tecnologia já utilizada em alguns lugares do mundo e que apresenta características que justificam essa utilização.

3.2.2 Metodologias de seleção de bombas para funcionamento como turbinas.

Para selecionar a melhor bomba para funcionar como turbina, o ideal seria o fabricante apresentar os resultados experimentais como bomba e como turbina, da linha padrão de fabricação. Os fabricantes possuem em seus catálogos resultados como bombas de fabricação seriada. Como no Brasil isto não ocorre, a seleção do equipamento constitui-se numa etapa importante na concepção de um projeto, sob pena de elevados prejuízos por rendimentos muito distantes dos imaginados. Principalmente quando o projetista se deixa levar unicamente pelas curvas de vazão x altura para o equipamento dimensionado para gerar fluxo e não força motriz.

Um dos mais sérios problemas que dificultam a aplicação de bombas funcionando como turbinas é a imprecisão associada às metodologias de seleção desenvolvidas até agora. Desta forma, os trabalhos de pesquisa relacionados ao estudo de bombas funcionando como turbinas se direcionaram predominantemente para o desenvolvimento e aprimoramento das metodologias de seleção [14].

Tabela 1 Resumo dos métodos de seleção de Bombas para Turbinas.

Método	Qt/Qb	Ht/Hb
Sharma (1985)	$\frac{1}{\eta_b^{0.8}}$	$\frac{1}{\eta_b^{1.2}}$
Williams (1992) *	$^*f_{cQ} = \frac{\omega_t}{\omega_b}$	$^*f_{cH} = \left(\frac{\omega_t}{\omega_b}\right)^2$
Viana (1987)**	$^{**}\frac{1}{k_q}$	$^{**}\frac{1}{k_a}$
Stepanoff (1957)	$\frac{1}{\eta_b}$	$\frac{1}{\eta_t \times \eta_b}$
Childs (1963), citado por Singh (2005), p. 286	$\frac{1}{\eta_b^2}$	$\frac{1}{\eta_b^2}$
Alatorre-Frenk (1994)	$\frac{0.85 \times \eta_b^5 + 0.385}{2 \times \eta_b^{9.5} + 0.205}$	$\frac{1}{0.85 \times \eta_b^5 + 0.385}$
Schmiedl (1988)	$1.4 - \frac{2.5}{(\eta_b^{0.5} \times \eta_t^{0.5})^{0.5}}$	$1.5 - \frac{2.4}{\eta_b^{0.5} \times \eta_t^{0.5}}$
Grover (1984)	$2.379 - 0.0264 \times N_{qt}$	$2.693 - 0.0229 \times N_{qt}$
Hergt (1984), citado por Singh (2005), p. 286	$1.3 - \frac{1.6}{N_{qt} - 5}$	$1.3 - \frac{6}{N_{qt} - 3}$
Gopalakrishnan (1986)	$\frac{1}{\eta_b}$	$\frac{1}{\eta_b^2}$
Cohrs (1997), citado por Singh (2005), p. 286	$1 + \frac{1}{\left(\frac{\eta_b \times u_1^2}{H_b \times p \times g}\right) - 1}$	$1 + \frac{1}{\left(\frac{\eta_b \times u_1^2}{H_b \times p \times g}\right) - 1}$
		$\frac{1}{\eta_t \times \eta_b}$

* O modelo de Williams é semelhante ao modelo de Sharma, porém, para diferentes velocidades operacionais aplicam-se os fatores de correção f_{cQ} e f_{cH} para a vazão e altura, respectivamente.

** k_q e k_a dependem da rotação específica da BFT e são obtidos através da curva levantada experimentalmente. O método também prevê a correção de altura e vazão em função da velocidade de operação.

Fonte: Alves, 2010.

3.2.3 Comportamento da Bomba como Bomba e da Bomba como Turbina

As curvas características das bombas centrífugas relacionam a vazão recalçada com a altura manométrica alcançada, com a potência absorvida, com o rendimento e, às

vezes, com a altura máxima de sucção. O comportamento da bomba centrífuga operando na rotação constante está representado na figura 10.

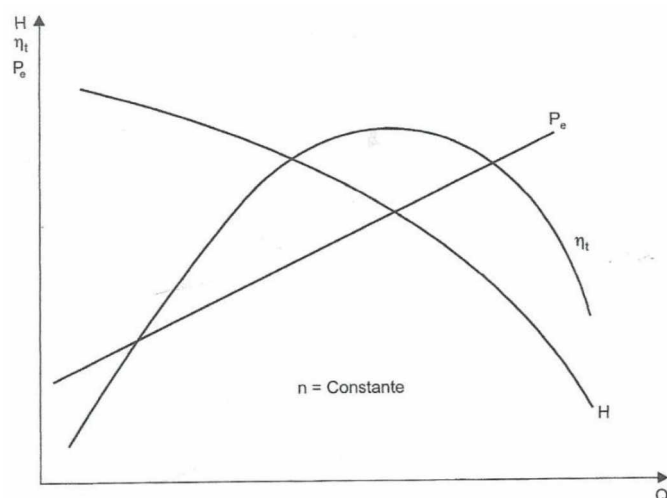


Figura 10 Curvas para bombas
Fonte: Viana 2012.

A mesma bomba operando como turbina na rotação constante está mostrada na figura 11. Note-se que a vazão Q_0 na figura 11 representa uma vazão inicial e necessária para a Bomba funcionando como turbina começar a girar.

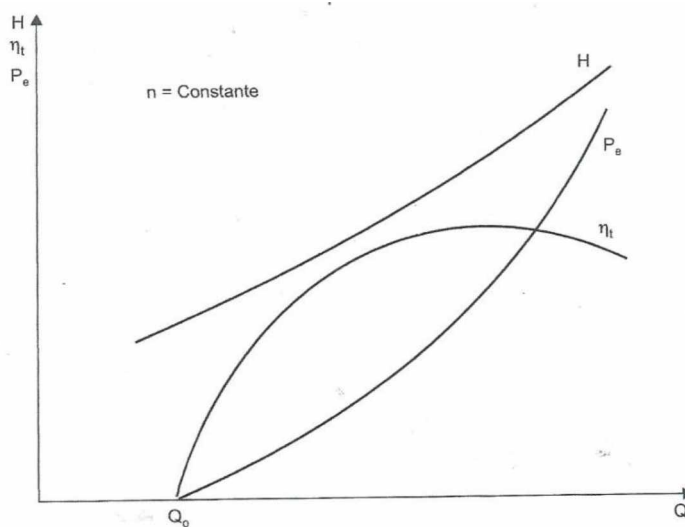


Figura 11 Curvas para turbinas
Fonte: Viana 2012.

A figura 12 ilustra a mesma bomba operando como bomba e operando como turbina. É importante concluir que para o rendimento na operação como turbina ser o mesmo da operação como bomba é necessário que a altura e vazão da bomba como

turbina sejam maiores do que os valores obtidos para bomba. A consequência disso é o aumento da potência de eixo quando a máquina estiver operando como turbina [67].

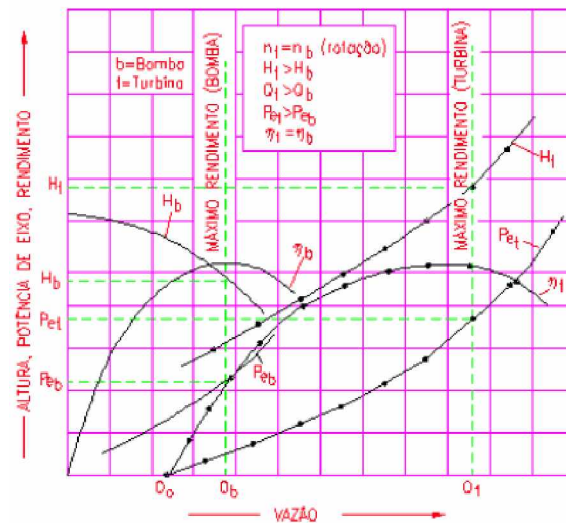


Figura 12 Curvas para bomba e turbina

Fonte: Viana, 2012.

Da figura 12 podem-se definir os coeficientes de correção da vazão e da altura representados na equação adiante.

$$k_q = \frac{Q_b}{Q_t} ; \quad k_a = \frac{H_b}{H_t}$$

onde:

k_q = coeficiente de vazão

Q_b = vazão da bomba com rotação constante, em m^3/s

Q_t = vazão da bomba como turbina com rotação constante, em m^3/s

k_a = coeficiente de altura

H_b = altura manométrica da bomba com rotação constante, em metros

H_t = altura manométrica da bomba como turbina com rotação constante, em metros

Esses coeficientes devem ser obtidos experimentalmente, visto que os fabricantes não disponibilizam as curvas para as bombas operando como turbinas.

O uso de Bombas na função de turbinas é frequentemente citado em trabalhos e experimentos de baixas potências, geralmente limitados a poucas dezenas de kW. Trabalhos como o encontrado em [1], que experimentou bombas entre 200 W e 30 kW, ou como em [5] que experimentou e recomenda o uso de BFT's até a potência de 50 kW. Em [12] encontramos a recomendação do uso das bombas somente até 150 kW na geração

de energia isolada da rede. O experimento de [45] utilizou uma bomba com gerador de indução para potência instalada de 25 kW em um sistema isolado. Em [45] são discutidos modelos de BFT's operando em redes monofásicas, com estudos de caso entre 1 e 4 kW. Os estudos e experimentos descritos em [60], [61] e [62] também concluem a viabilidade e recomendam o uso das bombas na geração de energia até 50 kW instalados.

3.2.4 Vantagens e desvantagens do uso de bombas em lugar de turbinas

Segundo [66]:

3.2.4.1 Vantagens

- As bombas têm um custo muito menor que as turbinas, uma vez que o mercado consumidor é muito amplo ocorrendo, portanto, a produção em série, o que não acontece com as turbinas.
- A disponibilidade de bombas e suas peças de reposição é muito maior que o de turbinas, principalmente em países em desenvolvimento.
- As bombas são simples e robustas, não exigindo conhecimento técnico altamente qualificado para sua instalação e manutenção.
- As bombas apresentam uma ampla faixa de tamanhos e potências, atendendo aos mais diversos tipos de aproveitamento hidrelétrico.
- O tempo de entrega de bombas, ainda que encomendadas, é muito menor do que o das turbinas.
- Grupos moto bombas com acoplamento direto reduzem as perdas por transmissão de potência através de correias ou redutores.

3.2.5.2 Desvantagens

- O fato das bombas hidráulicas não serem produzidas especificamente para geração de energia (operação em reverso) impõem alguns problemas quando usadas como turbinas. O principal inconveniente é a não existência de sistemas de regulação de vazão. Esses sistemas têm a finalidade de manter a rotação do grupo gerador praticamente constante, mesmo quando a demanda da carga varia.
- O rendimento da bomba funcionando como turbina cai drasticamente quando essas não operam nas condições de vazão e pressão para a qual foram selecionadas.

Capítulo IV

ESTUDO DE CASO UTILIZANDO DE MÁQUINA GERADORA DE FLUXO NA REPOTENCIAÇÃO DE UMA CENTRAL HIDRELÉTRICA.

Aplicações de bombas em lugar de turbinas para aproveitamentos na faixa da mini geração distribuída, ou seja, entre 75 kW e 3.500 kW de carga instalada, não são facilmente encontradas. Isso se deve às faixas de potências de bombas mais comumente fabricadas e comercializadas. As bombas normalizadas de uso mais frequente na indústria, no abastecimento de água, no saneamento e na irrigação atingem vazões de até 1.000 m³/h. Considerando aproveitamento de mananciais de baixa queda, que são os mais comuns disponíveis no meio rural, com alturas de até 30 metros, a potência máxima a ser extraída fica em torno de 70 kW. Bombas com capacidade de elevar maiores vazões, e consequentemente gerar maiores potências, como as do tipo bipartidas, são de uso pouco comum, fabricadas geralmente sob encomenda e apresentam preços não tão competitivos em relação às turbinas de mesma potência. Assim, normalmente se experimentam e se aplicam bombas como turbinas em aproveitamentos de pequena potência.

Contudo, existem no Brasil ainda por explorar mananciais com centenas de metros de desnível hidráulico, portanto de alta queda, com baixas vazões. Além disso existem muitas antigas centrais geradoras, muitas delas desativadas e abandonadas, dotadas de grandes quedas e baixas vazões, apropriadas para recapacitação e repotenciação utilizando bombas como turbinas. Assim, para vazões das bombas normalizadas, até cerca de 1.000 m³/h, mas considerando quedas de centenas de metros, pode-se conseguir gerar algumas centenas de kW. A utilização de diversas unidades geradoras em paralelo, em aproveitamentos de alta queda, pode gerar quantidades interessantes para a comercialização de energia.

O desafio está em descobrir se as bombas normalizadas, projetadas para função de máquinas geradoras de fluxo, ao operarem em alturas consideráveis, portanto sujeitas a maiores pressões e, muitas vezes rotações ligeiramente diferentes daquelas de projeto do equipamento, e operando a reverso, suportarão bem tais condições diversas daquelas para as quais foram concebidas.

Também a questão do rendimento menor quando operando fora das condições ideais de dimensionamento carecem de discussão à luz de números experimentais.

Este capítulo apresenta as experiências do processo da utilização das Bombas funcionando como turbinas, num projeto com a finalidade de comercialização de energia elétrica. Em acréscimo relata a implantação real de um experimento utilizando a tecnologia proposta descrevendo as etapas da pesquisa, as dificuldades encontradas e os resultados obtidos. Tem como tema central a utilização em condições reais de bombas de potência consideravelmente maiores que as encontradas na bibliografia do tema, na ordem de 500 kW, acionando geradores conectados à rede de distribuição para comercialização da energia gerada. A figura 13 mostra a casa de máquinas onde foram realizados os experimentos deste trabalho. Os protótipos foram montados em uma fazenda, no município de Guaratinguetá SP. Trata-se de uma Central Geradora Hidrelétrica construída na serra da Mantiqueira, na década de 1912. A usina foi desativada em 1992, devido a inviabilidade econômica face aos elevados custos para sua manutenção em função da quantidade de potência instalada, apenas 600 kW.



Figura 13 Usina onde foram instalados os protótipos
Fonte: Foto do autor

A figura 14 mostra um trecho do conduto forçado. A figura 15 registra o interior da casa de máquinas em sua configuração e arranjo da época.

Um estudo realizado pela MBA Consultoria, em 2012, mostrou ser possível aumentar substancialmente a capacidade de produzir energia elétrica dessa usina, mediante repotenciação, com aproveitamento das estruturas como: barragens, parte dos condutos, comportas, canais de fuga, casa de máquinas, parte da subestação elétrica, etc.

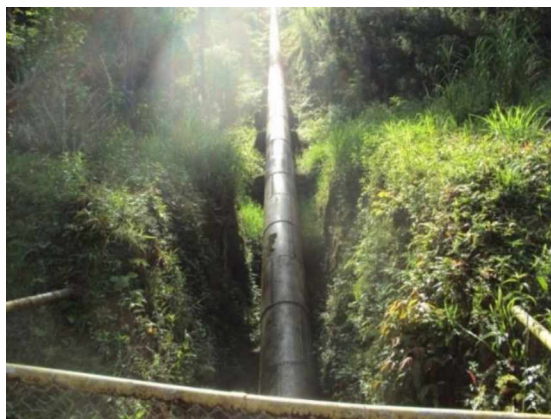


Figura 14 Tubulação de queda da usina

Fonte: Foto do autor



Figura 15 Interior da usina antiga

Fonte: Acervo do Museu H.P. Conselheiro
Rodrigues Alves

Foram montados seis grupos geradores tendo como máquina motriz a utilização de máquinas geradoras de fluxo funcionando como turbinas e acionando geradores síncronos. Ao final, a usina passou dos seus 600 kW instalados para 2.800 kW com a repotenciação.

O experimento contou com três fases, onde em cada uma delas foi testado um modelo de bomba na função da turbina. Cada modelo com características levemente diferentes em termos de vazão e pressão de trabalho, a fim de se comparar e estudar questões como melhor rendimento, custo de implantação, etc. As fases foram chamadas, nesse trabalho, de “experimentos”. A final compara-se os três experimentos. A figura 16 mostra um dos experimentos montado.



Figura 16 Bomba Funcionando com Turbina - experimento

Fonte: Foto do autor

4.1 Dados da usina a repotenciar

A usina operou com capacidade máxima de 600 kW. O histórico de dados pluviométricos registrados em uma estação de pluviometria instalada no pátio da usina, mostrada na figura 17.



Figura 17 Estação Pluviométrica da Usina.

Fonte: Foto do autor

4.1.1.Dados Hidrológicos

Os dados de vazão foram registrados por leitura diária de régua limnétrica no período de 1971 a 2012 e sua média mensal está mostrada na tabela 2.

Tabela 2 Vazões médias mensais da série histórica.

Ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Qmed
1971	2.31	1.72	4.10	3.04	1.90	3.19	1.85	1.76	2.05	4.16	5.35	8.56	3.33
1972	5.68	5.94	5.31	4.85	3.42	2.06	1.92	2.27	1.99	2.92	5.64	4.84	3.90
1973	7.22	11.43	6.81	6.98	3.93	2.91	2.57	2.17	2.07	2.90	2.90	6.28	4.85
1974	7.68	4.04	7.15	5.00	3.14	2.85	2.03	1.77	1.33	1.49	1.33	4.57	3.53
1975	5.13	5.02	4.02	3.88	2.77	2.13	1.89	1.33	1.18	1.94	5.49	7.42	3.52
1976	5.14	9.62	9.06	6.15	5.16	3.91	5.39	3.34	5.32	4.20	6.45	7.17	5.91
1977	9.32	5.26	4.70	5.01	3.13	2.58	1.91	1.67	2.36	1.80	2.77	4.67	3.77
1978	7.17	4.44	6.83	3.35	2.75	2.49	2.02	1.56	1.18	1.34	3.28	5.34	3.48
1979	6.52	9.17	8.10	4.37	3.49	2.44	2.39	2.10	2.70	2.85	4.76	6.45	4.61
1980	7.73	6.47	4.16	7.23	3.32	2.66	1.92	1.89	1.67	2.32	5.49	5.50	4.20
1981	9.89	5.04	6.81	4.58	3.10	2.71	2.08	1.69	1.24	3.29	5.11	6.20	4.31
1982	9.75	5.26	13.48	8.10	4.18	3.40	2.71	2.50	1.69	2.79	1.99	5.53	5.12
1983	11.85	10.09	11.40	7.29	5.67	9.63	4.08	2.71	7.98	6.89	5.33	10.67	7.80
1984	4.65	3.33	3.29	3.75	3.50	1.79	1.36	1.79	1.66	0.82	1.30	5.47	2.73
1985	15.89	16.03	15.58	6.65	3.72	2.95	1.87	1.32	2.23	1.19	3.81	6.61	6.49
1986	5.67	7.88	14.47	6.14	4.77	2.49	2.60	2.56	1.74	1.47	1.91	6.82	4.88
1987	8.09	4.84	4.26	7.96	5.17	4.15	2.74	2.19	2.66	3.00	2.07	8.30	4.62
1988	7.62	12.84	11.63	7.24	6.15	4.03	2.59	1.81	2.14	4.57	3.42	5.59	5.80
1989	9.24	10.92	13.69	5.00	3.57	3.22	2.64	2.00	1.94	1.60	9.85	9.75	6.12
1990	5.64	4.79	5.52	3.76	2.66	1.84	1.83	2.23	2.80	2.89	2.38	3.29	3.30
1991	19.67	10.67	15.90	9.79	4.81	3.48	2.43	2.18	1.67	5.36	2.55	3.07	6.80
1992	9.38	4.28	4.85	6.08	3.57	2.23	2.10	2.09	11.19	7.21	8.51	11.44	6.08
1993	5.82	18.33	13.16	3.25	3.14	2.53	1.82	1.53	2.52	2.70	1.44	4.32	5.05
1994	6.09	2.81	6.31	9.33	4.59	2.91	2.06	1.51	1.23	1.39	4.08	7.04	4.11
1995	9.22	14.86	8.73	2.98	3.48	2.93	2.85	1.44	2.10	10.82	6.28	6.27	6.00
1996	11.41	7.91	11.56	5.79	3.40	2.72	2.17	1.85	6.51	3.06	9.81	8.46	6.22
1997	7.32	5.42	8.42	4.41	2.58	4.18	1.91	1.20	1.33	2.01	6.90	4.19	4.16
1998	9.51	9.15	9.39	4.12	2.06	1.25	1.01	1.89	2.46	5.50	2.83	5.72	4.57
1999	20.89	14.69	14.90	8.99	4.28	4.65	3.92	3.38	3.14	2.55	3.83	9.47	7.89
2000	15.73	14.86	14.81	9.74	3.35	3.08	4.24	4.59	3.86	3.38	5.19	7.19	7.50
2001	14.54	8.44	6.19	7.23	3.01	1.94	3.75	4.12	4.13	4.50	4.62	13.25	6.31
2002	10.32	11.28	11.99	5.32	3.66	2.02	4.12	3.78	3.98	3.98	5.64	12.34	6.54
Qmed	9.13	8.34	8.96	5.86	3.67	3.04	2.52	2.19	2.88	3.34	4.45	6.93	5.11

Fonte: EMAE

A figura 18 traz um gráfico demonstrativo das vazões médias da série histórica disponível.

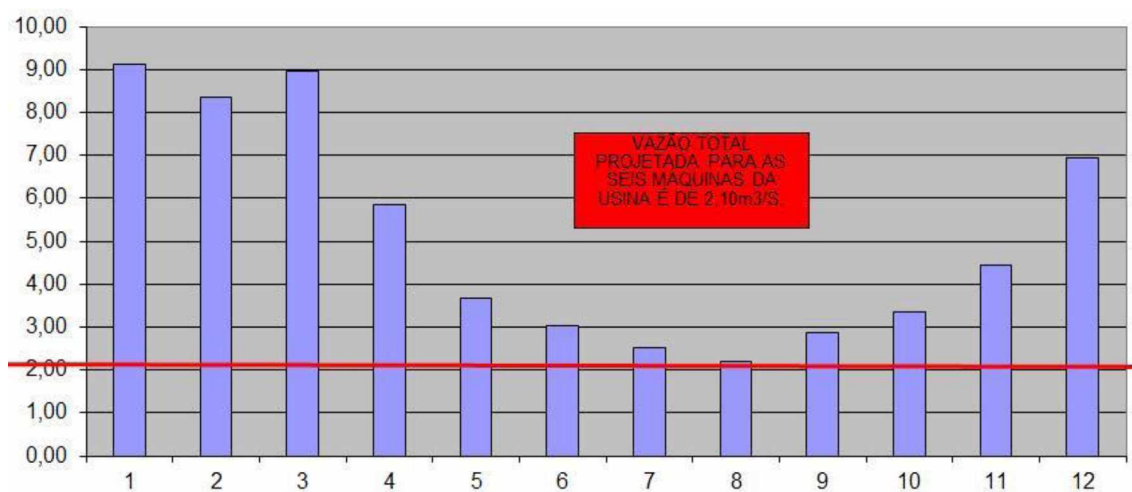


Figura 18 Média das vazões da série histórica disponível.

Fonte: Gráfico do autor

O desnível geométrico entre o N.A superior da barragem e o eixo das turbinas na casa de máquinas é de 126 metros.

Do histórico de operação da usina tem-se registro de que na operação em carga máxima eram consumidos 2,10 m³/s de vazão, sendo 0,7 m³/s para cada grupo gerador.

A pressão de operação medida na entrada da casa de máquinas, portanto a altura manométrica líquida de operação, era de 120 mca, pressão essa medida no barrilete geral.

4.1.2 Topologia da usina

A usina originalmente contava com três grupos motores geradores. Cada qual com uma turbina do tipo Pelton, dotada de dois injetores, acoplada a um gerador síncrono de 2.300 volts com potência de 200 kW.

A casa de máquinas é cortada longitudinalmente por um barrilete hidráulico, extensão do conduto forçado, com 1,0 metro de diâmetro, instalado em túnel logo abaixo do piso, do qual ramificam as derivações que alimentavam os injetores. Na figura 19 se pode ver as válvulas de montante e os injetores de uma dessas antigas turbinas, bem como seus dois rotores em paralelo.



Figura 19 Antiga turbina Pelton

Fonte: Foto do autor.

Na figura 20 está mostrada a chegada do conduto forçado à casa de máquinas e sua entrada no túnel sob o piso, constituindo assim o barrilete hidráulico de onde são derivadas as tomadas d'água para os grupos motores geradores da usina.



Figura 20 Entrada do Conduto Forçado

Fonte: Foto do autor.

4.2 Demais componentes da usina

A Usina, pelo local em que foi construída, pela dificuldade de acesso, pela época em que foi idealizada e executada, bem como pelas técnicas de engenharia adotadas, pode ser considerada uma maravilha da engenharia. A fim de merecido registro marcou-se aqui algumas partes da usina utilizada no experimento deste trabalho.

A barragem em pedra recortada e assentada, com reforços e periféricos em concreto armado, está localizada no alto da Serra da Mantiqueira. A construção realizada na década de 1912, teve como meio de transporte de todos os materiais, sem exceção, o

esforço humano. Pelos vales e encostas do trajeto, nem o transporte em lombo de burros era possível.

O conduto forçado, metálico, com aproximadamente um metro de diâmetro, instalado entre a barragem e a casa de máquinas, possui comprimento de mais de um quilômetro e meio. Foi todo construído no local, confeccionado com arrebites, dada a impossibilidade da época em se realizar qualquer tipo de solda naquele local. Trechos do conduto metálico estão mostrados na figura 21.



Figura 21 Trecho do conduto foçado.

Fonte: Foto do autor.

A adversidade do terreno exigiu, em diversos trechos, a construção de grandes dormentes elevados em pedra, bem como de pontes para suportação em vales. Tudo foi construído com materiais transportados e assentados pela mãos de trabalhadores, sem qualquer recurso de transporte mecanizado.

4.3 O projeto de revitalização da Usina com perfil alternativo para turbinas

O potencial hidráulico que alimenta a usina é proveniente do Rio Piagui, que pertence à Bacia Hidrográfica do Rio Paraíba do Sul.

Em 1992, devido a grandes danos ocorridos na tubulação forçada, causados por deslizamentos de rochas, quando trechos com mais de 500 metros foram colapsados,

ficando completamente inaproveitáveis, a usina de 600 kW foi desativada e o processo de reforma que estava sendo realizado foi abandonado.

Em 2012, um estudo, levou a nova ativação por meio de um projeto de repotenciação. Partindo-se dos dados de vazão e queda existentes, e mediante aproveitamento de grande parte da estrutura física como: barragem, comportas, casa de máquinas, ponte rolante, partes intactas da tubulação forçada, pontes, túneis, dormentes, partes da antiga subestação e etc., retomou-se a história da Usina.

Os trechos danificados do conduto forçado foram recuperados, a barragem, suas comportas, tomada d'água, etc., passaram por reformas. As turbinas Pelton e os geradores existentes foram removidos, bem como os reguladores de velocidade e os equipamentos dinâmicos de excitação. A figura 22 mostra parte desses condutos danificados.



Figura 22 Conduto danificado.

Fonte: Foto do autor.

Para geração da força de suprimento dos geradores, optou-se pela utilização da tecnologia discutida nesse trabalho: a utilização do perfil de máquina hidráulica geradora de fluxo (bomba), atuando como máquina motriz (turbina).

De acordo com uma nova concepção, foram instaladas seis unidades de máquinas hidráulicas com perfil alternativo, formando seis novos grupos motores geradores. Uma em cada derivação existente no conduto do interior da usina. Assim, as três turbinas de dois injetores foram substituídas por seis bombas, uma por alimentador de cada injetor das antigas turbinas. Em cada bomba foi acoplado um gerador síncrono de quatro polos,

630 KVA, 500 kW, para operar em 380 volts. A figura 23 mostra a usina depois de todas as modificações na casa de máquinas.

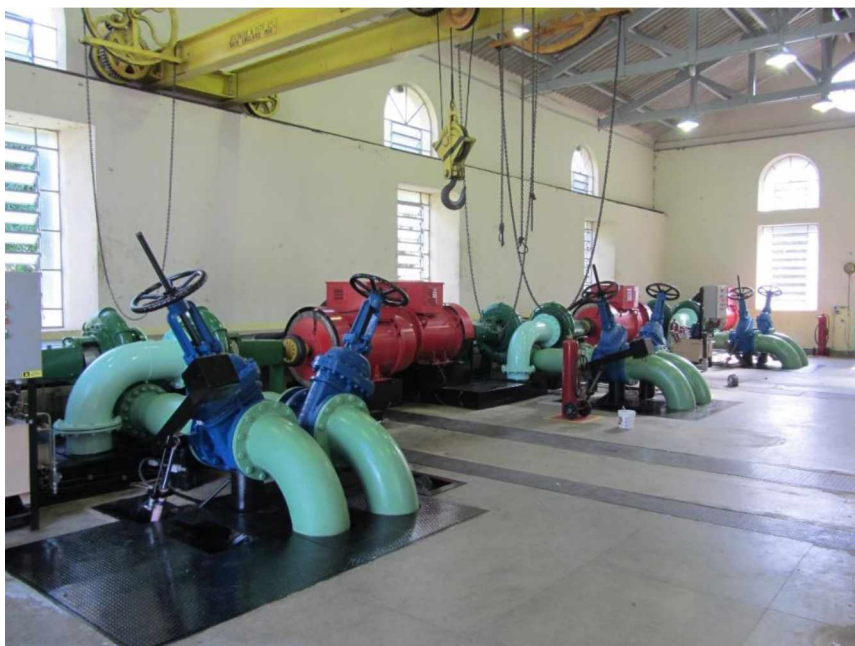


Figura 23 Nova concepção da usina.

Fonte: Foto do autor.

4.4 Premissas do Projeto

Partindo-se dos dados disponíveis, quer nos levantamentos de campo, quer nos registros do histórico de operação da antiga usina, adotou-se as seguintes grandezas como premissas:

- Vazão firme disponível = $2,10 \text{ m}^3/\text{s}$
- Com a utilização de seis conjuntos geradores $Q = 0,35 \text{ m}^3/\text{s}$ por conjunto
- Altura manométrica líquida à jusante do conduto forçado com vazão de $2,10 \text{ m}^3/\text{s}$ = 120 metros de coluna d'água
- Controle de fluxo de água por válvula borboleta de montante com comando hidráulico automatizado
- Os geradores previamente escolhidos têm os seguintes dados:
 - a. Potência individual de 500 kW
 - b. Fator de potência 0,80 indutivo
 - c. Operação em baixa tensão com quatro tensões 220, 380, 440 ou 760 volts
 - d. Quatro polos
 - e. 1.800 RPM

4.5 Seleção da Bomba para operar como turbina – Memória de Cálculos

Dentre os diversos métodos, já referidos neste trabalho, para escolha da bomba para atuar como turbina, adotou-se neste estudo o “Método de Chapallaz”, descrito em [12], [44], [54] e [64], principalmente pelo seu maior alcance no que diz respeito a rotação específica, haja visto que para o gerador adotado a operação será de alta rotação.

4.5.1 Pré-seleção de Chapallaz

Inicialmente Chapallaz pré-seleciona a bomba de um modo geral pelo gráfico empírico por ele demonstrado, que está apresentado na figura 24 adiante. Essa pré-seleção tem a finalidade de escolher um entre os diversos tipos de bombas que se prestam à função de turbina. Partindo-se dos dados de $Q = 0,35 \text{ m}^3/\text{s}$ e com uma altura líquida de 120 metros, a bomba escolhida será do tipo centrífuga.

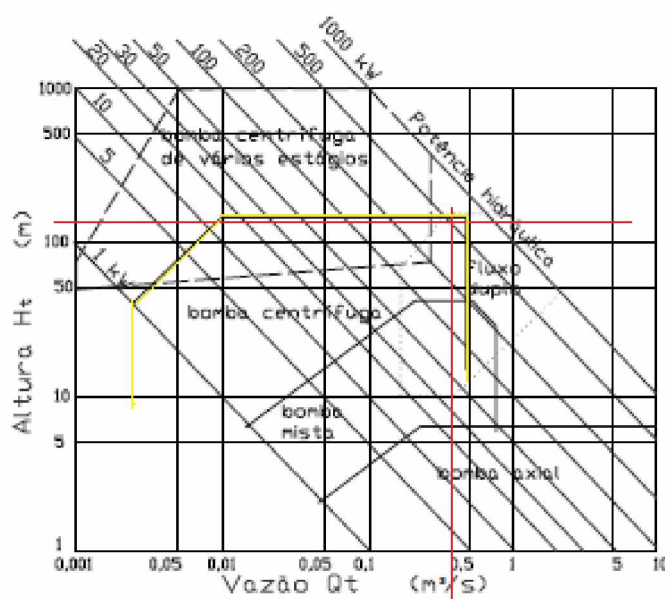


Figura 24 Ábaco de Chapallaz
Fonte: Viana 2012

Dando sequência aos procedimentos do Método de Chapallaz, calcula-se a rotação específica utilizando a equação 6 adaptada para o sistema técnico. Tendo em vista uma rotação de 1.800 RM, correspondente ao gerador 4 polos.

4.5.2 Cálculo da rotação específica

$$nqt = \frac{n \cdot \sqrt{Q}}{(H)^{0,75}} \quad nqt = \frac{1.800 \cdot \sqrt{0,35}}{(120)^{0,75}} \quad nqt = 29,53$$

Rotação específica da Bomba como Turbina = 29,53

Baseando-se em resultados experimentais, Chapallaz apresenta um fator de conversão da rotação específica da bomba como turbina para rotação específica da bomba funcionando como bomba, conforme disponível nos dados dos fabricantes.

$$nqb = \frac{nqt}{0,89}$$

Sendo:

nqb = rotação específica da bomba de acordo com seu fabricante

nqt = rotação específica da bomba funcionando como turbina

Assim, $nqb = \frac{29,53}{0,89} \rightarrow nqb = 33,17$ é a rotação específica da bomba a ser selecionada

4.5.3 Cálculo da Vazão da Bomba

Ainda de acordo com o método de Chapallaz, empiricamente estima-se a vazão inicial da bomba pela equação:

$$Qb = \frac{Qt}{1,3} \rightarrow Qb = \frac{0,35}{1,3} \rightarrow Qb = 0,27$$

Com a vazão nominal da bomba Qnb e sua rotação nominal nqb , busca-se na figura 25 o rendimento esperado da bomba. A figura representa a eficiência máxima da bomba em função da rotação específica e da vazão, obtidos experimentalmente.

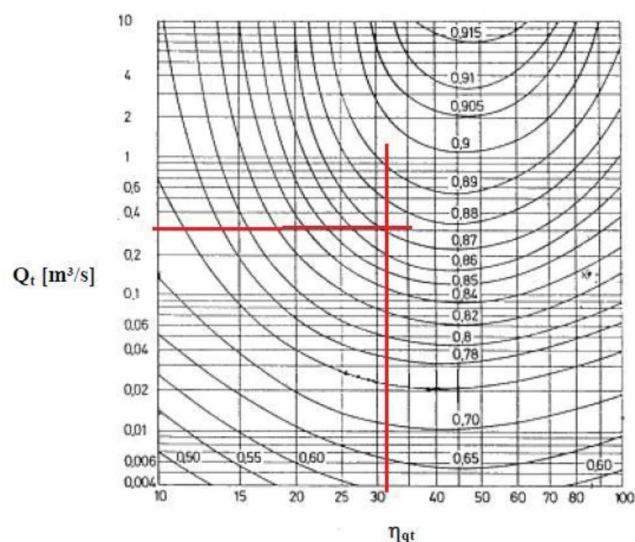


Figura 25 Estimativa de rendimento da bomba funcionando como turbina.

Fonte Ricardo 2007, adaptado de CHAPALLAS et al., 1982

Encontrado o rendimento da bomba ($\eta = 0,87$ ou 87 %) e utilizando-se a rotação específica nqb , interpola-se esses valores nos ábacos da figura 26 a fim de se encontrar os coeficientes de altura C_a e de vazão C_q .

(2)

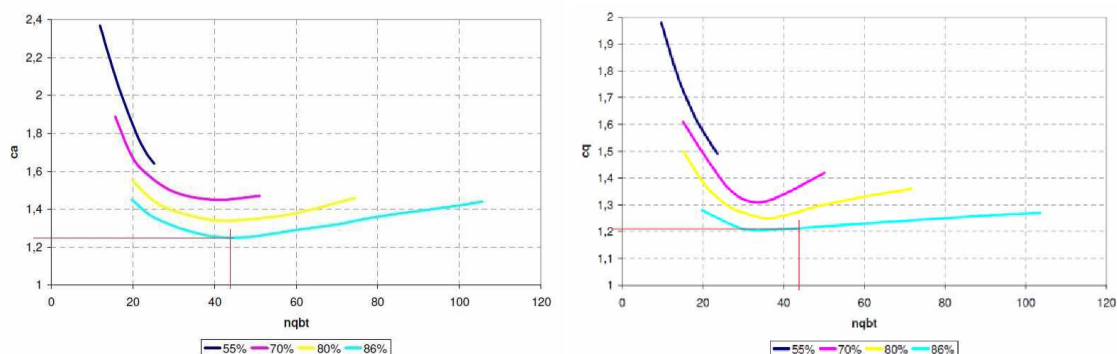


Figura 26 Coeficiente de Chapallaz para altura e vazão.
Fonte: Ricardo 2007, adaptado de CHAPALLAS et al., 1982

Dos gráficos mostrados na figura 33 lê-se os coeficientes:

ch = Coeficiente de Altura = 1,25

cq = Coeficiente de Vazão = 1,19

4.5.4 Cálculo da vazão e altura nominais para a bomba a ser escolhida

$$Q_b = \frac{Qt}{cq} \rightarrow Q_b = \frac{0,35}{1,19} \rightarrow Q_b = 0,29 \approx 1.044 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$H_b = \frac{Ht}{ch} \rightarrow H_b = \frac{120}{1,25} \rightarrow H_b = 96 \text{ metros}$$

4.5.5 Correção da vazão e da altura manométrica da bomba para rotação real

Como as curvas de potência em função da vazão e da altura manométrica apresentada nos catálogos dos fabricantes são definidas em função da rotação real da bomba, considerando escorregamento dos motores de indução de acionamento das mesmas, para escolha da bomba utilizando catálogos faz-se necessário corrigir os valores calculados para vazão e altura manométrica acima para rotação real da bomba. O método de Chapallaz também define essa correção pelas equações abaixo.

$$H_{ob} = \left(\frac{n_{ob}}{n_b}\right)^2 H_b \rightarrow ob = \left(\frac{1750}{1800}\right)^2 96 \rightarrow H_{ob} = 91 \text{ metros}$$

$$n_{ob} = \frac{n_{ob}}{n_b} \cdot n_b \rightarrow n_{ob} = \frac{1750}{1800} \cdot 0,29 \rightarrow Q_{ob} = 0,28 \text{ m}^3/\text{s} \approx 1.008 \text{ m}^3/\text{h}$$

Com os dados de:

Vazão $Q = 0,28 \text{ m}^3/\text{s}$ ($1.000 \text{ m}^3/\text{h}$)

Altura manométrica $H = 91 \text{ metros}$

Busca-se nas curvas características dos catálogos de fabricantes a bomba que melhor se enquadre nas especificações acima.

4.6 Busca de modelo de bomba para os dados calculados

Dois modelos encontrados, que se aproximam das características desejadas, possuem seus gráficos de rendimento em função das grandezas de vazão e altura manométrica comparados a seguir.

A primeira é uma bomba modelo EHF-150-50S, fabricada pela EH Bombas Ltda. É uma bomba centrífuga, de rotor fechado, com diâmetro de 530 mm e largura de pás na saída com 50 mm. Possui entrada de sucção com diâmetro de 200 mm e saída de recalque com 150 mm de diâmetro.

Seu limite de movimentação de fluxo, como bomba é de $700 \text{ m}^3/\text{h}$ ($0,19 \text{ m}^3/\text{s}$). A altura manométrica máxima atingida por essa bomba é de 145 metros.

Essa bomba tem seu melhor rendimento (78%) na altura manométrica calculada de 91 metros. Porém sua vazão máxima de projeto não atinge o valor calculado de $1.000 \text{ m}^3/\text{h}$. Segundo suas curvas características apresentadas na figura 30, o melhor resultado esperado é um rendimento de 74% com uma vazão aproximadamente 40 % menor que a calculada. A instalação da bomba como turbina está mostrada na figura 28 e suas curvas características estão mostradas na figura 27 sendo essa fase do trabalho denominada de “primeiro experimento”.

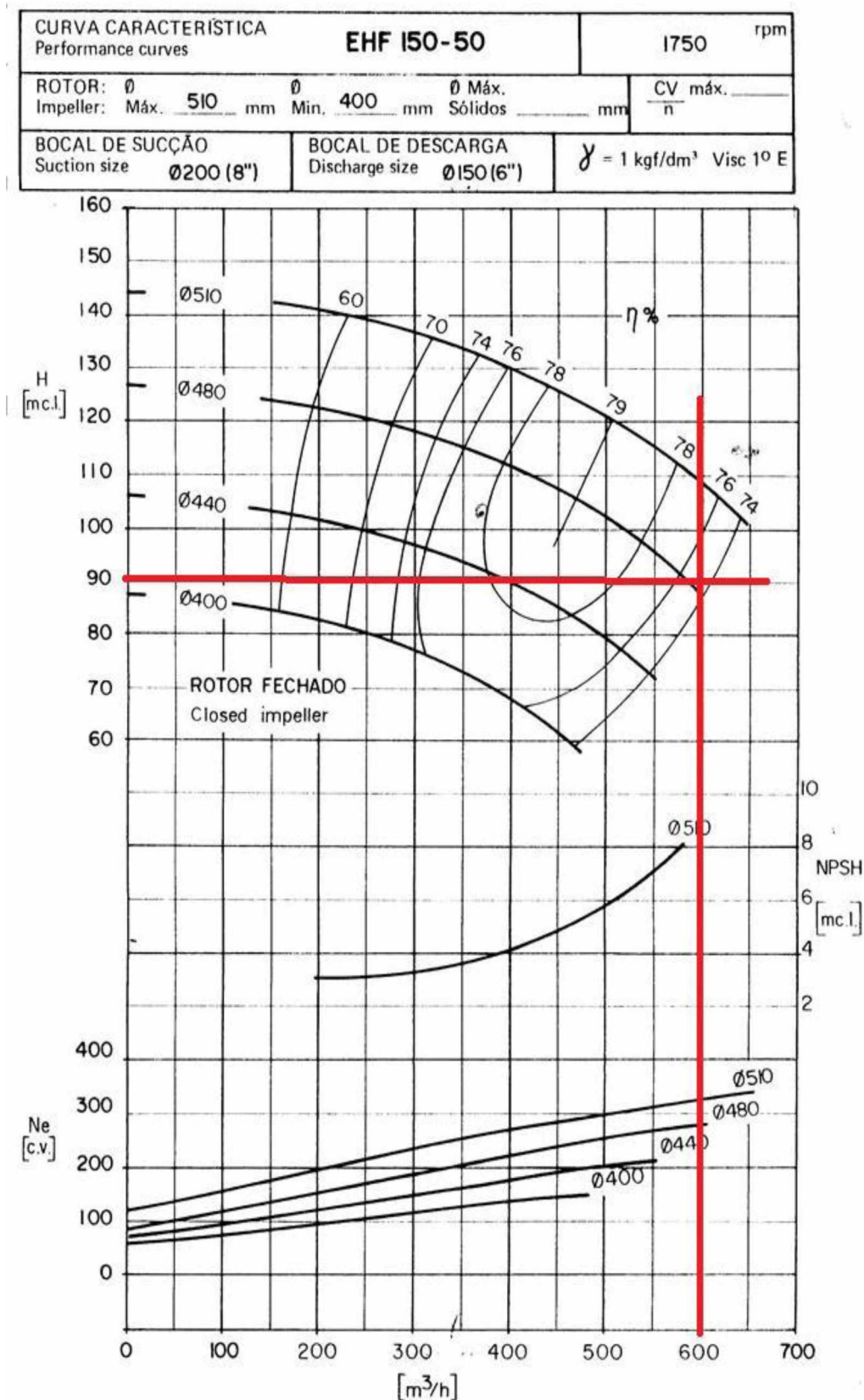


Figura 27 Curvas características da bomba do primeiro experimento
Fonte EH Bombas.



Figura 28 Vista da instalação do primeiro experimento

Fonte: Foto do autor.

A segunda bomba é a modelo EHF-200-40S também fabricada pela EH Bombas Ltda. É uma bomba centrífuga, de rotor fechado, com diâmetro de 400 mm e largura de pás na saída com 32 mm. Possui entrada de sucção com diâmetro de 250 mm e saída de recalque com 200 mm de diâmetro.

Seu limite de movimentação de fluxo como bomba é de $1.000 \text{ m}^3/\text{h}$ ($0,28 \text{ m}^3/\text{s}$). A altura manométrica máxima atingida por essa bomba é de 83 metros. Sua instalação está mostrada na figura 29. O gráfico contendo as curvas características das grandezas de vazão e altura manométrica encontra-se na figura 30.

Essa bomba tem seu melhor rendimento (80%) com a vazão calculada. Porém sua pressão de trabalho para esse rendimento é aproximadamente 40 % menor que a calculada. Assim também não pode alcançar o rendimento mostrado.



Figura 29 Vista da instalação do segundo experimento

Fonte: Foto do autor.

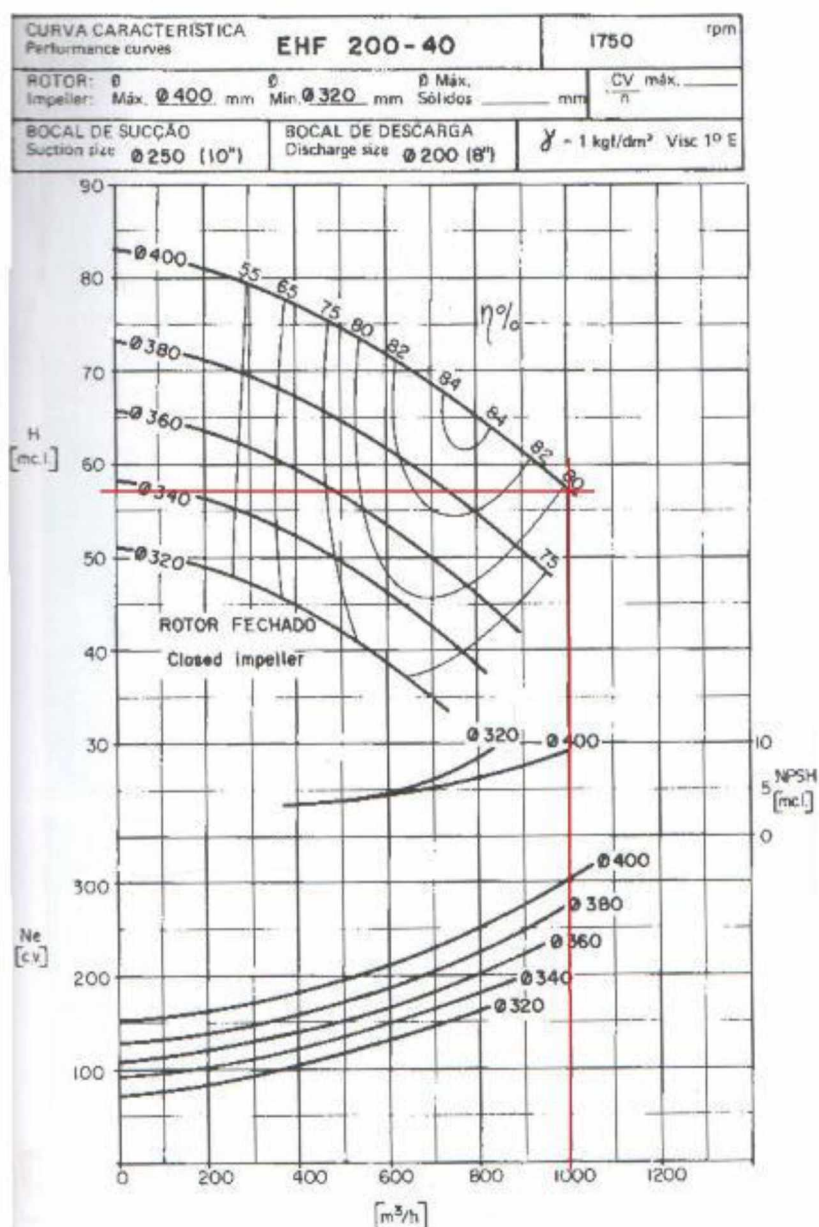


Figura 30 Gráfico do rendimento em função de Q x H. Bomba EHF-200-40S.

Fonte: Catálogo EH Bombas Ltda.

Quando uma bomba funcionando como turbina opera com vazão ou pressão expressivamente diferente daquelas consideradas no método de seleção, o rendimento fica bastante prejudicado [16].

4.7 Cálculo da potência gerada esperada para cada experimento

A potência esperada para os dados reais do manancial, ou seja, vazão de 0,35 m³/s (1.260 m³/h) e queda líquida de 120 metros, pode ser estimada pela equação:

$$P = 9,81 \cdot Q \cdot H \cdot \eta_{bft} \cdot \eta_{gerador}$$

Onde:

P = Potência elétrica gerada em Kw.

Q = Vazão disponível no manancial.

H = Altura manométrica líquida da queda.

η_{bft} = rendimento da bomba funcionando como turbina

$\eta_{gerador}$ = rendimento do gerador

Observações:

- O rendimento do gerador será considerado 92 % conforme dados do fabricante dos geradores utilizados no experimento.
- O rendimento da bomba funcionando como turbina será inicialmente estimado em 70 % para o cálculo da potência esperada.

Substituindo os dados na equação:

$$P = 9,81 \cdot 0,35 \cdot 120 \cdot 0,70 \cdot 0,92$$

$$P = 265 \text{ Kw} \rightarrow \text{com seis unidades} \rightarrow P = 1.590 \text{ kW}$$

4.8 Escolha dos equipamentos para remotorização experimental da usina

4.8.1 Turbinas

Dada a necessidade de urgência na instalação das seis unidades, visto que o projeto visava a comercialização e estava sendo financiado com essa perspectiva, e considerando que naquele momento o preço da energia elétrica no mercado livre atingia valores nunca antes vistos, optou-se, devido aos prazos de entrega de equipamentos, por instalar de imediato seis unidades de Bombas para operar como Turbinas, uma em cada derivação do duto existente. Foram então, para fins de pesquisa e comparação, especificadas duas do modelo EHF-150-50S cuja pressão atende ao valor calculado, porém a vazão não atinge o valor desejado pelo método de seleção adotado. Também quatro unidades do modelo EHF-200-40S, cuja vazão é a calculada e a pressão é inferior. A figura 31 mostra dois dos conjuntos geradores instalados em substituição a uma turbina antiga.



Figura 31 Vista de dois grupos geradores instalados.

Fonte: Foto do autor

4.8.2 Geradores

Mesmo esperando uma potência menor, optou-se por instalar seis geradores definitivos do tipo síncrono, 630 KVA, 60 Hz, $\cos\Phi=0,85$, rendimento 92 %. A figura 32 ilustra um gerador em detalhe.

4.8.3 Acoplamentos

Foram especificados acoplamentos do tipo direto garantindo inexistência de perdas mecânicas neste dispositivo. Conforme mostrado na figura 38, os acoplamentos são elásticos e foram dimensionados para o torque máximo referente à potência nominal do gerador e considerando uma sobre velocidade de disparo de até 40 %.



Figura 32 Vista de um acoplamento elástico.

Fonte: Foto do autor.

4.8.4 Controle e automação

A Bomba Funcionando como Turbina, por não possuir distribuidor para controle da velocidade, opera com rotação constante. Nas manobras de acionamento e parada e até mesmo nas operações de variação na carga gerada, necessita-se variar o fluxo de água que entra na máquina. Para tanto, o projeto utiliza uma válvula borboleta instalada na tubulação, a montante de cada máquina. A figura 33 mostra o dispositivo de controle do fluxo de água.



Figura 33 Acionamento da válvula borboleta.

Fonte: Foto do autor.

O contrapeso fecha por gravidade a válvula borboleta. Quando em operação, o contrapeso é mantido suspenso por ação da força hidráulica do pistão comandado através uma unidade hidráulica como a mostrada na figura34.



Figura 34 Acionamento da válvula borboleta.

Fonte: Foto do autor

Quando se deseja parar a máquina em operação normal ou em emergência, como uma rejeição de cargas, por exemplo, o sistema de automação faz atuar a unidade hidráulica, mostrada na figura 33, que corta a pressão no pistão hidráulico permitindo que o contra- peso feche a válvula borboleta.

4.8.5 Sistema Supervisório

Além do controle das unidades hidráulicas, responsáveis pela partida, parada e variação de carga nas máquinas, um sistema supervisório composto de um software formado por controladores lógicos programáveis servidos por um conjunto de sensores e medidores analógico-digitais, bem como uma completa rede de acionamentos, atua na automação da operação, proteção, medição de faturamento e comunicação de dados da usina. As figuras 35 a 36 mostram alguns dispositivos do sistema supervisório da usina.



Figura 35 Medição de energia

Fonte: Foto do autor



Figura 36 TC e TP de Medição

Fonte: Foto do autor

4.8.6 Subestação elevadora

A energia da usina é gerada em baixa tensão – 440 volts. Para entrega da energia na rede de distribuição da Bandeirante Energia S.A., concessionária de distribuição da

região, foi reativada a antiga subestação da usina. Foram instalados três transformadores elevadores de 440 volts para 13,8 kV, com potência individual de 1.000 kVA. Os transformadores operam em paralelo primário e secundário. O paralelo primário, em 440 volts, é constituído de um barramento trifásico blindado, como mostrado na figura 37.



Figura 37 Barramento secundário.

Fonte: Foto do autor.

A proteção de baixa tensão é individualizada por meio de um disjuntor de baixa tensão para cada unidade geradora. A proteção geral de média tensão é feita por um disjuntor religador 15 kV no *bay* do alimentador de saída da subestação, conforme mostrado na figura 38.

Os barramentos de 15 kV são nus, por meio de cabos de alumínio e cadeias de isoladores poliméricos.

Todo o aterramento, bem como a proteção contra descargas atmosféricas foram modernizados. Da antiga subestação aproveitou-se basicamente o *lay-out* de disposição das estruturas e os postes de concreto. As ferragens e parafusos foram também substituídas.



Figura 38 Disjuntor religador.

Fonte: Foto do autor

4.8.7 Banco de Baterias

Para garantir independência dos acionamentos das unidades hidráulicas, bem como dos relés e demais dispositivos e equipamentos de acionamentos e de proteção da usina, esses elementos são alimentados por circuitos especiais mantidos, em caso de completa falta de suprimento de energia elétrica, por um banco de baterias conservado em flutuação. O banco está mostrado na figura 39.



Figura 39 Banco de Baterias.

Fonte: Foto do autor.

4.9 Operação da usina repotenciada. Coleta e análise dos dados do primeiro e segundo experimentos

4.9.1 O primeiro experimento

Somente com as seis unidades prontas e toda a usina comissionada, bem como todo o licenciamento: ambiental, municipal e de segurança, devidamente regular e conforme, é que se obteve a autorização para conexão da usina à rede para testes. A partir do *start-up* das unidades e vencida a etapa de ajustes nos sistemas de acionamento, proteção e automação, iniciou-se a fase de obtenção de dados.

O sistema de aquisição de dados da automação da usina oferece para leitura na interface e por registro de dados, todas as informações elétricas geradas: tensão, corrente, potências, fator de potência, energia, distorções harmônicas e etc. Para obter os dados de vazão, foram realizadas séries de medições instantâneas com molinete, conforme ilustrado na figura 40.

As leituras de vazão foram realizadas no túnel de descarga da água de volta para o rio. As vazões e potências elétricas geradas foram medidas para diversos estágios de abertura da válvula borboleta instalada na entrada da bomba funcionando como turbina. Foram realizadas cerca de 50 leituras para cada valor de potência gerada e obtido um valor médio como dado de vazão.



Figura 40 Medição de vazão.
Fonte: Foto do autor.

Destaca-se que, mediante os valores calculados, e com expectativa de máximo rendimento, esperava-se obter potência gerada em torno de 265 kW, em cada conjunto.

Os dados obtidos por meio de medição com as unidades operando em sincronismo com a rede da concessionária local de distribuição de energia elétrica estão apresentados na tabela 3 e se refere à máquina modelo EHF-150-50S.

A Pressão foi redefinida com base na pressão real medida na entrada da máquina, vencidas as perdas de carga da configuração de tubulação e válvulas instaladas. No cálculo do rendimento foram descontadas as perdas no gerador informadas pelo fabricante.

Vale ressaltar que a bomba modelo EHF-150-50S possui, segundo as curvas características do fabricante, altura manométrica igual à calculada, porém para uma vazão 40% menor que a necessária indicada nos cálculos do método de Chapallaz. Seu rendimento esperado, para as condições de cálculo, era de acordo com a figura 33, de 75%. No entanto, mesmo engolindo uma vazão 20 % maior que a de catálogo, apresentou um rendimento de apenas 58 %.

Tabela 3. Dados de Geração com a Primeira Bomba.

Bomba modelo: EHF-150-50 (700 m ³ /h x 70 mca)			
Dados de operação			
Pressão mca	Vazão m ³ /s - m ³ /s	Potência kW	Rendimento %
106,76	0,09 - 324	10	12
106,76	0,12 - 432	20	17
106,76	0,13 - 468	30	23
106,76	0,14 - 504	40	29
106,76	0,15 - 540	50	34
106,76	0,16 - 576	60	38
106,76	0,17 - 612	80	48
106,76	0,18 - 648	90	51
106,76	0,19 - 684	100	53
106,76	0,20 - 720	115	58
106,76	0,21 - 736	115	55
106,76	0,22 - 792	115	53
106,76	0,23 - 828	115	51

Fonte: Dados do autor

4.9.2 O segundo experimento

Da mesma forma procedeu-se com o segundo modelo de bomba. A tabela 4 faz referência à máquina modelo EHF-200-40S.

A segunda bomba, como mostram as curvas características da figura 36, possui altura manométrica cerca de 40 % da necessária indicada nos cálculos do método de Chapallaz e apresenta uma vazão praticamente idêntica à calculada. Seu rendimento esperado, para as condições de cálculo, era de 80%. No entanto, mesmo engolindo uma vazão 20 % maior que a indicada no catálogo do fabricante, apresentou um rendimento de apenas 62 % do esperado.

Tabela 4. Dados de Geração com a Segunda Bomba.

Bomba modelo: EHF-200-40 (600 m ³ /h x 96 mca)			
Dados de operação			
Pressão mca	Vazão m ³ /s - m ³ /h	Potência kW	Rendimento %
110,71	0,25 - 900	50	19
110,71	0,26 - 936	80	29
110,71	0,28 - 1008	120	41
110,71	0,30 - 1080	160	52
110,71	0,32 - 1152	180	55
110,71	0,33 - 1188	207	62
110,71	0,35 - 1260	207	57
110,71	0,40 - 1440	207	51

Fonte: Dados do autor

Observa-se nas tabelas acima que ambas as máquinas atingiram valores de vazão muito superiores ao correspondente na operação como bomba, o que poderia resultar em aumento de potência gerada, mas os rendimentos se mostraram aquém do esperado. Nos dois modelos o melhor rendimento foi obtido para uma vazão próxima de 80 % da vazão máxima.

As informações das tabelas 3 e 4, referentes ao primeiro e segundo experimentos, estão traduzidas em gráficos nas figuras 41 a 44.

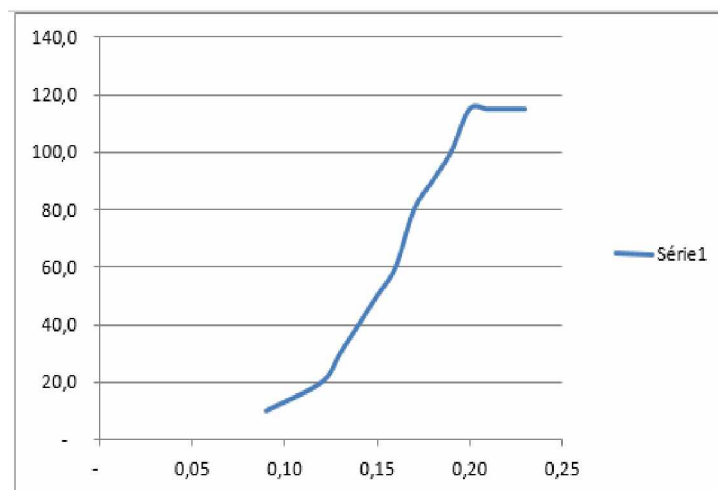


Figura 41 Gráfico potência x vazão. Modelo EHF-150-50S.
 Fonte: Dados do autor.

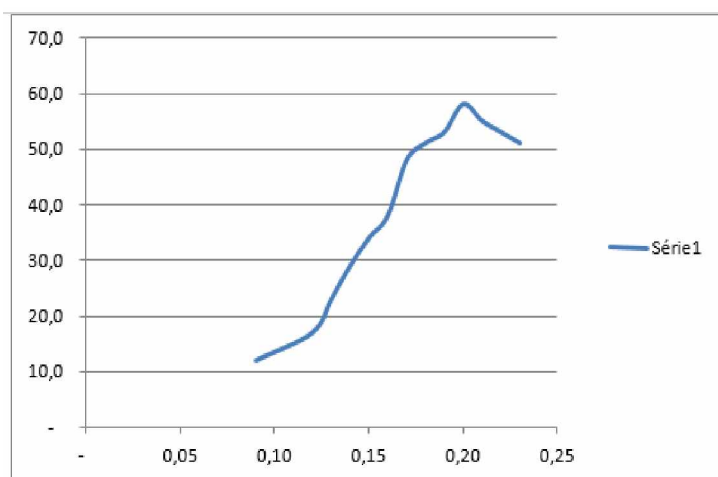


Figura 42 Gráfico rendimento x vazão. Modelo EHF-150-50S.
 Fonte: Dados do autor.

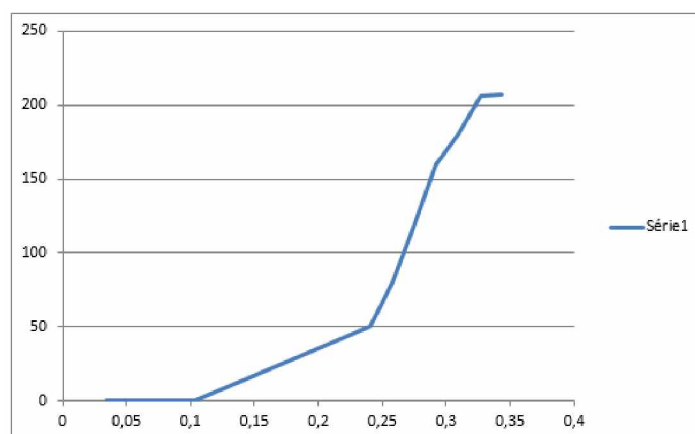


Figura 43 Gráfico potência x vazão. Modelo EHF-200-40S.
 Fonte: Dados do autor.

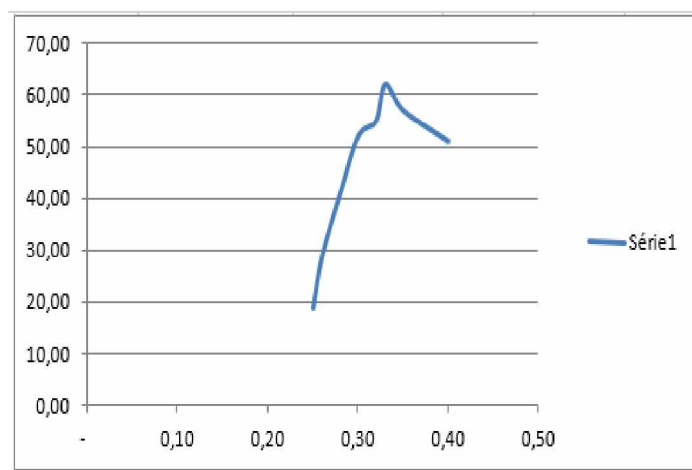


Figura 44 Gráfico rendimento x vazão. Modelo EHF-200-40S.

Fonte: Dados do autor.

Assim, o modelo de melhor vazão mostrou-se superior ao modelo de melhor pressão, resultando em maior potência gerada com rendimento algo melhor.

A Remotorização com essa configuração atingiu 1.000 kW de potência instalada. Se substituídas as duas máquinas modelo EHF-150-50S por duas máquinas EHF-200-40S, a potência gerada atinge os 1.200 kW (o que representa uma energia em torno de 10.000 MWh / ano), o dobro da potência e da energia que se podia obter com a antiga usina antes da modernização.

As máquinas testadas apresentaram também, como resultado da sobre pressão a que foram submetidas em relação às suas características de projeto, vazamentos nas vedações originais. As retenções por gaxetas tiveram que ser substituídas por selo mecânico.

4.10 Modificação da usina e realização do terceiro experimento

Na busca de melhores resultados, e considerando que a premissa de 2,10 m³/s de vazão disponível no rio, de acordo com a tabela 2 e a figura 15, que se referem ao menor valor de uma média histórica de 30 anos, e que durante a maior parte do ano se dispõe de muito mais água, levando-se em conta principalmente os elevados preços da energia elétrica no mercado livre naquele momento, optou-se por buscar e experimentar outra máquina, com maior capacidade de vazão, a fim de se obter um maior valor de potência gerada ainda que o rendimento possa ficar sacrificado.

Para tanto, selecionou-se uma bomba modelo RDL-250-500, com rotor de 504 mm, com capacidade de bombeio de 1300 m³/h (0,36 m³/s), na pressão, de 96 metros de coluna d'água.

Um dos prejuízos de potência constatados no primeiro experimento foi a elevada perda de carga entre a saída do duto na casa de máquinas e a entrada de cada bomba, evidentes nas tabelas 3 e 4.

As elevadas perdas de carga são geradas pelo reduzido diâmetro da tubulação entre o conduto principal e a máquina hidráulica e pelas acentuadas curvas necessárias devido à posição de instalação dessas máquinas.

4.10.1 Alterações físicas na máquina

A fim de se diminuir essas perdas de carga e otimizar a entrada de água na nova máquina, no terceiro experimento foi realizada modificação na estrutura de fixação da nova bomba a ser testada. Essa modificação estrutural está mostrada na figura 45.

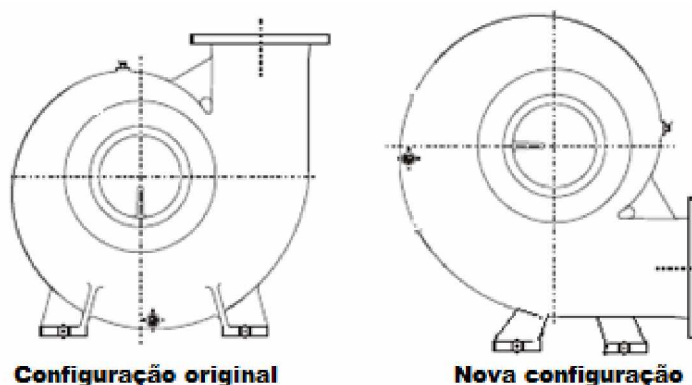


Figura 45 Modificação na estrutura da máquina. Modelo RDL-250-500.

Fonte: Desenho do autor.

4.10.2 Modificações nas tubulações de pressão

As tubulações, a partir do barrilete geral da casa de máquinas, foram modificadas com instalação de válvulas gaveta de 250 mm de diâmetro em lugar das de 200 mm, possibilitando menores perdas de carga e maiores vazões. Também a vedação da bomba foi modificada do tipo gaxetas para selo mecânico. As válvulas borboleta também foram substituídas para 25 mm e as curvas de 90 graus foram eliminadas com a nova configuração. Também o comprimento das linhas de derivação foi sensivelmente

reduzido. As fotos das figuras 46 e 47 mostram a voluta da bomba com alteração na posição de fixação.



Figura 46 Modificação na estrutura da máquina. Modelo RDL-250-500.
Fonte: Foto do autor



Figura 47 Bomba com Estrutura Modificada.
Foto do autor

A foto da figura 48 mostra um rotor fundido em aço inoxidável especialmente preparado para essa voluta.



Figura 48 48 Rotor em aço.

Fonte: Foto do autor



Figura 49 Nova derivação do duto.

Fonte: Foto do autor

A foto da figura 49 mostra as alterações sendo realizadas na derivação do duto para redução de perdas de carga. A figura 50 mostra a configuração da usina no terceiro experimento.



Figura 50 O terceiro experimento.

Fonte: Foto do autor

4.11 Medições de dados para o terceiro experimento

Com as novas bombas instaladas foram tomadas novas séries de medidas de vazão para diversos valores de abertura na válvula borboleta. As figuras 51 e 52 mostram a realização de medidas de vazão na saída do túnel de retorno da água de uma das máquinas para o rio.

Os dados obtidos por meio de medição com o novo modelo de bomba operando em sincronismo com a rede da concessionária local de distribuição de energia elétrica estão apresentados na tabela 4. A Pressão foi redefinida com base na pressão real medida na entrada da máquina, vencidas as perdas de carga com a nova configuração de tubulação e válvulas instaladas.

Foram registrados aproximadamente 50 valores de velocidade e área molhada para cada valor de potência gerada. Os valores de vazão representam a média desses dados medidos na descarga da máquina.

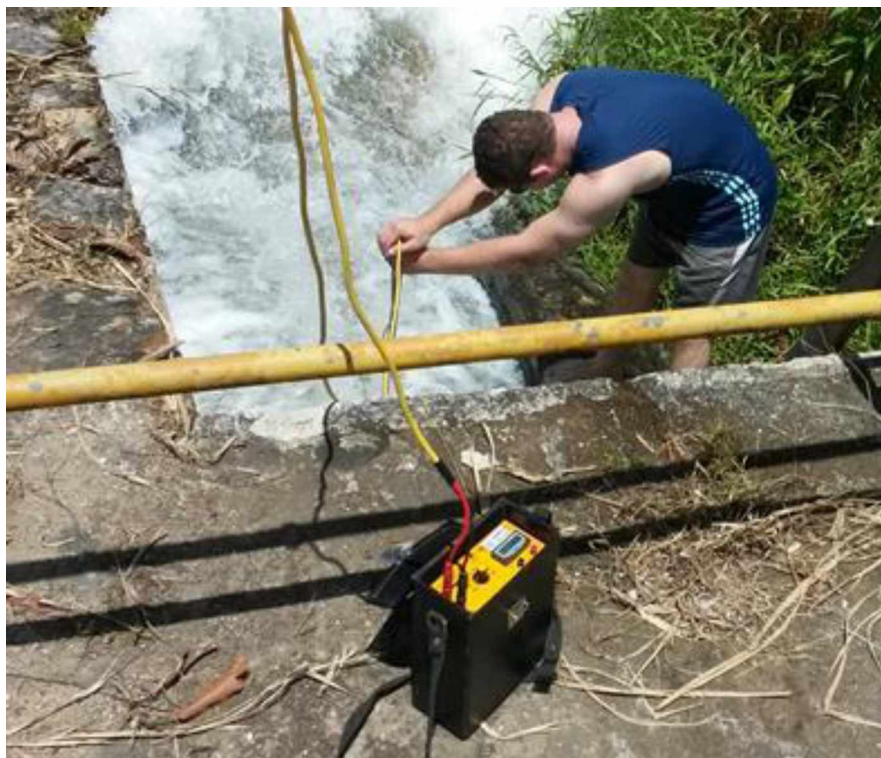


Figura 51 Medição de vazão.

Fonte: Foto do autor

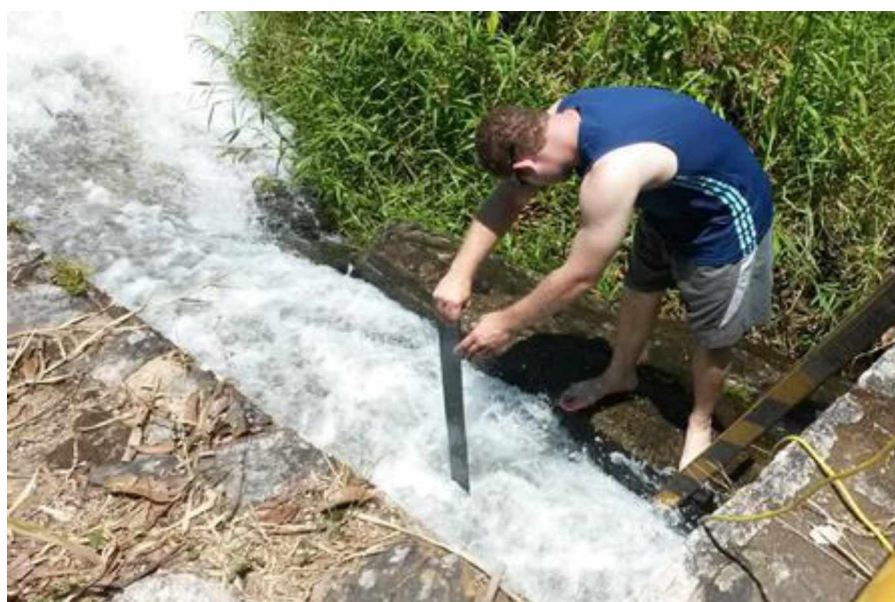


Figura 52 Medição de vazão.

Fonte: Foto do autor

As vazões estão apresentadas em m^3/s e em m^3/h a fim de facilitar a comparação com os dados dos catálogos dos fabricantes. O rendimento apresentado considera a potência hidráulica de entrada na máquina e a potência indicada na medição de potência elétrica do gerador já descontado o rendimento do gerador informado pelo fabricante.

Tabela 4. DADOS DA GERAÇÃO

Bomba modelo: RDL-250-500			
Dados de operação			
Pressão mca	Vazão m ³ /s e m ³ /s	Potência kW	Rendimento %
117,91	0,202 – 727,2	161	68
117,91	0,242 – 871,2	211	75
117,91	0,280 – 1.008	256	79
117,91	0,325 - 1170	303	81
117,91	0,365 - 1314	352	83
117,91	0,432 - 1555	402	80
117,91	0,530 - 1908	440	72
117,91	0,601 - 2163	470	67

Fonte: Dados do autor

4.12 Análise dos dados do terceiro experimento

De acordo com a tabela 4 acima, a potência máxima obtida chegou a 470 kW. O rendimento máximo foi obtido para uma vazão em torno de 60 % da vazão máxima da máquina, e se apresentou no mesmo patamar do rendimento da máquina operando como bomba nas condições dimensionadas.

A antiga usina, dos 600 kW instalados originalmente passou a uma carga de aproximadamente 2.800 kW sem agregar novos impactos ao meio ambiente.

Se considerada a vazão média histórica disponível, 2,10 m³/s, operando com as seis máquinas em seu ponto de melhor rendimento obtido no experimento, 83%, a potência gerada é de 2.000 kW. Porém de acordo com os dados da figura 15 e tabela 2, durante a maior parte do tempo se dispõem de muito mais água do que a necessária para a potência dimensionada na usina. Nesses períodos se justifica sacrificar o rendimento em prol da maior potência gerada alcançada. Durante os períodos em que se tem menos água disponível, o ideal é a operação com o máximo rendimento de cada unidade geradora, até mesmo desligando-se algumas se necessário.

Não se pode esquecer que maiores potências geradas com baixo rendimento implicam em muito maior vazão de água circulando no conduto forçado, o que produz aumentos consideráveis de perda de carga, já que esta é função direta do quadrado da velocidade da água.

O experimento merece um estudo da capacidade e das limitações de fluxo no conduto existente, inclusive para segurança do próprio conduto. Com isso, a potência firme da usina pode não corresponder aos números aqui mostrados.

Durante a operação assistida da usina, por volta de agosto de 2014, em virtude da acentuada seca que assolou a região sudeste, o rio Piagui apresentou vazão anormal para a série histórica dos últimos 30 anos cujos dados estão disponíveis neste trabalho. Assim, a capacidade de geração chegou a restringir-se a uma única máquina. Em compensação o preço no mercado de curto prazo de energia atingiu neste período marca histórica com valores próximos a R\$ 1.200,00 / MWh.

4.13 Análise de custos da bomba funcionando como turbina em comparação com o uso de turbina, tendo como base os dados da implantação dos experimentos.

Neste item está apresentada, de forma sucinta, uma análise econômica com a comparação dos custos da implantação de turbinas com bombas funcionando como turbinas. Foi feita uma coleta de preços entre diversos fornecedores nacionais de equipamentos hidráulicos e tomados os valores médios por faixa de potência e tipo de máquina. Esses números estão apresentados na tabela 5.

Tabela 5. Preços de turbinas.

Preço médio de turbinas hidráulicas		
Tipo de Rotor	Faixa de potência	Preço médio / kW
Francis	10 a 100 kW	R\$ 1.150,00
Francis	100 a 500 kW	R\$ 880,00
Hélice	10 a 100 kW	R\$ 1.350,00
Hélice	100 a 500 kW	R\$ 1.000,00

Fonte: Dados do autor.

Considerando os custos com equipamento (bomba) e modificações realizadas, foram registrados os custos médios mostrados na tabela 6.

Tabela 6. Custos apurados

Custo Médio dos experimentos			
Experimento	Modelo	Custo médio	Custo por kW
I	EHF-150-50	25.000,00	R\$ 217,00
I	EHF-200-40	28.000,00	R\$ 135,00
II	RDL 250-500	45.000,00	R\$ 102,00

Dados do autor

Uma ligeira comparação entre as tabelas 5 e 6 mostra a grande diferença de investimentos em máquinas hidráulicas com o uso da tecnologia proposta na remotorização de uma pequena central hidroelétrica.

Tomando-se o melhor resultado, o custo do investimento em máquina hidráulica foi da ordem de 11% do custo da turbina. No pior caso foi de 25%.

Se considerarmos que os custos com equipamentos hidráulicos em uma usina hidrelétrica de pequeno porte podem chegar a 50 % do valor do empreendimento, então podemos ter uma redução de até 35% do montante total do projeto.

A esses números acrescenta-se também outras reduções nos custos dos dispositivos e sistemas de controles e automação, haja visto que essa tecnologia, por sua simplicidade, requer muito menos em controle e proteção. Assim a economia se torna ainda maior.

CAPÍTULO V

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O estudo de caso analisado neste trabalho, mediante utilização das bombas em lugar das turbinas, experimento único encontrado com equipamentos da ordem de grandeza em potência instalada, e também inédito na produção de energia elétrica para comercialização, trouxe em seus resultados a demonstração de viabilidade técnica e econômica da proposta, à medida em que os baixos rendimentos tão propalados na bibliografia das bombas como turbinas, não se configurou pois os dados constatados mostraram rendimentos aceitáveis frente à diferença nos custos de implantação.

A Usina antiga usina, dos 600 kW instalados originalmente passou a uma carga de aproximadamente 2.800 kW sem agregar novos impactos significativos ao meio ambiente.

Se considerada a vazão média histórica disponível, 2,10 m³/s, operando com as seis máquinas em seu ponto de melhor rendimento obtido no experimento, 83%, a potência gerada é de 2.000 kW. O trabalho mostrou ainda que, em boa parte do ano, o manancial tem vazões muito superiores as de projeto, o que é característica da maioria dos pequenos rios e riachos no Brasil, permitindo a geração de potências maiores, mesmo em detrimento do rendimento, já que nesse período a usina despeja pelo vertedouro.

O custo da tecnologia alternativa estudada em equipamento hidráulico ficou em torno de 10 % do custo médio de mercado para turbinas de mesmo porte.

O grande diferencial de preço é explicado por dois fatores: As bombas, nas faixas de potência estudadas, até 500 kW, por serem equipamentos largamente utilizados na indústria e na irrigação, são produzidas em série, ao contrário das turbinas que são fabricadas sob encomenda. Também, as turbinas existentes no mercado além de produção específica, ainda são produzidas com tecnologia da geração de energia para sistemas isolados, onde as turbinas dessa faixa de potência eram exclusivamente utilizadas até bem pouco tempo. Portanto, tais equipamentos necessitavam de distribuidores para controle de fluxo de água e controle da potência gerada. Sob a ótica da recente legislação do setor elétrico brasileiro, onde a geração de pequenas quantidades de energia pode ser conectada às redes de distribuição e depositada ou comercializada, as pequenas máquinas, operando no sistema elétrico, entregando tudo que conseguem gerar, não estão ao sabor de grandes e frequentes variações de carga, como nos sistemas isolados, podendo trabalhar a fluxo constante, dispensando assim quase toda a tecnologia mecânica de controle. Isso facilita e viabiliza a utilização das máquinas de bombeamento no processo de geração de energia elétrica.

As diretrizes dos projetos de pequenas centrais hidrelétricas trazem, muitas das vezes, uma série de requisitos idealizados para grandes sistemas operando interligados ou mesmo para sistemas menores pensados com objetivo de atender blocos isolados de cargas. No primeiro caso a riqueza de tecnologias e detalhes de processos, controles, proteções, resfriamentos, grandes estruturas e etc., tudo regimentado por inúmeras normas e preceitos, muitas vezes redundantes, que se mostram necessários e se justificam pela complexidade dos sistemas envolvidos. No caso dos sistemas menores, porém de operação isolada, outros fatores como: curva de carga com extremos de variação, transitórios severos e a necessidade de grande confiabilidade operacional, também levam à adoção de tecnologias complexas.

Tais diretrizes e conceitos muitas vezes se infiltram também na concepção de projetos de pequeno porte, como micro e minicentraís, inclusive aquelas para operação em condições mais idealizadas, bem como nas normas de conexão desses projetos às redes de distribuição, muitas vezes onerando desnecessariamente uma planta ou até inviabilizando o projeto de geração.

Esse trabalho mostrou que é possível e viável, a adoção de técnicas mais simples, econômicas e práticas. A visão simplista das tecnologias adotadas e norteadoras desse trabalho teve a intenção de chamar a atenção para essa realidade no sentido de contribuir para uma nova realidade da Geração Distribuída que chegou em nosso país, e acredita-se que veio para ficar.

Se para projetos do porte da usina estudada, o uso de bombas como turbina ainda pode ser considerado temerário, dado a pouca experiência prática encontrada em projetos de menor porte, em especial nas micro centrais hidrelétricas, está mais que comprovada sua elevada viabilidade.

Em plantas maiores, principalmente naquelas destinadas a quedas mais elevadas, sugere-se estudos e experimentos com o reforço de mancais, melhoria nas tecnologias de vedação e nos dispositivos de acionamento.

Voltado aos projetos de pequeno porte, até uma centena de kW, onde acredita-se que esteja o grande potencial das bombas operando como turbina, sugere-se uma chamada de atenção aos fabricantes nacionais de bombas, cujo interesse no mercado da geração distribuída deve ser evidenciado, de forma a participarem no processo de pesquisa. A disponibilização pelos fabricantes de dados de ensaios de seus produtos na função de turbina, ajudará enormemente os projetistas e instaladores dessa crescente modalidade de geração.

O desenvolvimento de um modelo híbrido de bomba – turbina, onde se utilize as carcaças (volutas) produzidas em série para bombas, equipadas com rotores ligeiramente modificados, tendo ângulos de pás, demais dados técnicos dos rotores Francis, apropriados para a função de turbina, proporcionaria equipamentos de melhor rendimento do que as atuais bombas funcionando como turbinas, a preços bastante inferiores aos das turbinas.

Finalmente ousa-se afirmar que, muito embora a eficiência, durabilidade e versatilidade, entre outras características, das tecnologias mais simples, não sejam ótimas, as relevantes diferenças nos custos de implantação e no domínio das técnicas de operação

e manutenção, muitas vezes, representam a diferença entre vida e morte de pequenos empreendimentos.

Sugestão para futuros desenvolvimentos:

A título de continuidade de estudos nas bombas funcionando como turbinas, sugerimos estudar um modelo híbrido de bomba centrífuga e turbina Francis, ou seja, o aproveitamento da voluta da bomba com um rotor de turbina, fundido e usinado especialmente para tal. Segundo a bibliografia sobre as bombas funcionando como turbina, o principal prejuízo em termos de rendimento para essa configuração está nos turbilhonamentos internos na máquina causados por mudanças de direção do fluxo. Assim, um rotor melhorado, que mais se assemelhe a um rotor de turbina, deverá apresentar melhores resultados. Considerando que a parte mais cara em uma máquina hidráulica é a voluta, mesmo com a necessidade de um rotor mais elaborado, os custos de produção ainda deverão ser atrativos e os resultados mais eficientes.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ALATORRE-FRENK, C. **Cost Minimization in Micro-Hydro Systems using Pumps-As-Turbines**, PhD Thesis, University of Warwick, pp 85-89, pp 142-150, 1994.
2. ALVES, Danilo Derick Silva. **Contribuições para o estudo e a aplicação de bombas funcionando como turbinas na geração descentralizada**. Dissertação de mestrado: UFMG ,2010.
3. A. Williams. **Pumps as turbines: a user's guide**. ISBN 1-85339-285-5. London: IT Publications,1995.
4. AKHMATOV, V; et al. “Modelling and transient stability of large winds farms”, **International Journal on Electrical Power and Energy Systems**, vol. 25, n. 1, pp. 123-144, 2003.
5. BAJAY, Sérgio V. Planejamento energético: necessidade, objetivo e metodologia. **Revista Brasileira de Energia**, São Paulo, v. 1, n. 1, 45-53, 1989.
6. BAKER, P; MELLO, P; R. W. “**Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems**”, Radial Distribution Systems, v.3, p.1645–1656. Part1, EUA: Power Engineering Society Summer Meeting, IEEE, 2000.
7. BALARIM, C. R. et al. “**Custo de Bombas Centrífugas Funcionando como Turbinas em Micro centrais Hidrelétricas**”, Eng. Agrícola, vol. 24, nº 1, p. 219-225, Jabuticabal: Jan/Abr. 2004.
8. BRITO, O. “**O Novo Marco Regulatório e as Perspectivas da GD,**” Disponível em http://www.inee.org.br/downloads/GD_2004/Osorio%2014_09_30.ppt>.INEE, 2004.

9. BRITO, O. **“O Novo Marco Regulatório e as Perspectivas da GD”**, Disponível em <http://www.inee.org.br/download/GD_2004/Osorio%20_14_09_30.ppt>. Acesso em 24 de junho de 2006.
10. BUSE, F. **Using Centrifugal Pumps Hydraulic Turbines**. pp. 113-117, Chemical Engineering. January/1981.
11. CARNEIRO, Daniel de Araújo. **Pequenas Centrais Hidrelétricas**. Rio de Janeiro: Editora Synergia, 2010.
12. CORREIA, Salatiel Pedrosa Soares. **A Energia na região do agronegócio**. Goiânia: Editora da UCG, 2008.
13. COSTA, P. M; MATOS, M. A; “Loss Allocation in Distribution Networks with Embedded Generation”, Power systems, IEEE Transactions on ,p. 384-389, vol 19, Issue 1, Feb. 2004.
14. DONNELLY, M. K. et al. **“Impacts of the Distributed Utility on Transmission System Stability”**, IEEE Transactions on Power Systems, v.11, p.741–746. Portland: 1996.
15. DRIESEN, J; BELMANS, R. **“Distributed Generation: Challenges and Possible Solutions”**, pp.8, Power Engineering Society General Meeting, IEEE, 18-22 June 2006.
16. Final Report of Working Group, **“Impact of Increasing Contribution of Dispersed Generation on Power System”**, CIGRÉ, 1999.
17. GOPALAKRISHNAN, S. **“Power Recovery Turbines for the Process Industry”**, In: Proc. of the 3rd Int. Pump Symposium, Turbomachinery Labs. Texas A and M University, College Station, Houston, USA, 1986.
18. GOMES, P. et al., **“A influência de Produtores Independentes de Energia no Desempenho do Sistema Elétrico Brasileiro”**, Seminário Nacional de Produção

- e Transmissão de Energia Elétrica, Planejamento de Sistemas Elétricos (GPL), p.1–7, Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil: 1999.
19. GONÇALVES, L. F., **“Contribuições para o Estudo Teórico e Experimental de Sistema de Geração Distribuída”**, Dissertação de Mestrado, UFRGS, 2004.
 20. GYORI, D. F. S. **“Análise de Viabilidade Técnica-Econômica de Repotenciação de PCHs com Inserção de Benefícios Ambientais”**. Estudo de Caso. 126 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2007.
 21. GROVER, K.M. **Conversion of Pumps to Turbines**. GSA Inter. Corp., Katonah, New York, USA, 1984.
 22. HAMILTON, S. L. **“Microturbine Generator Handbook”**, PennWell Corporation, 2003.
 23. HARVEY, Adam; et al. **Micro-hydro design manual: a guide to small scale power schemes**. 1. ed. London: IT, 1998.
 24. HENN, Erico Antônio Lopes, **Máquinas de Fluido**, - 2 ed. - Santa Maria: Ed. Da UFSM, 2006.
 25. INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética, **“Geração Distribuída – Um Negócio e um Complemento a Geração Descentralizada”**, 2004.
 26. Instituto Ilumina, <<http://www.ilumina.org.br>> acessado em 07/02/2014.
 27. JENKINS, N., STRBAC, G. **“Impact of Embedded Generation on Distribution System Voltage Stability”**, Voltage Collapse (Digest n° 1997/101), pp. 9/1 – 9/4, IEE Colloquium on, 24 April 1997.
 28. JENKINS, N., STRBAC, G., **“Effects of Small embedded generation on Power Quality”**, Issues in Power Quality, IEE Colloquium on, pp6/1-6/1, 28 Nov 1995.

29. JUNIOR, Antônio G. de Mello. **A turbina de fluxo cruzado (Michell-Banki) como opção para centrais hidráulicas de pequeno porte**. Dissertação de pós-graduação. Universidade de São Paulo (USP). São Paulo, 2000.
30. JUNIOR, Cristóvão de Faria, **Coletânea das análises regulatórias Excelência Energética**. Rio de Janeiro: Editora Synergia, 2010.
31. KITTREDGE, C.P. Centrifugal Pumps Used a Hydraulic Turbines. **Journal of Engineering for Power**. pp. 74-78. Trans. ASME. January / 1961.
32. KURI, B., Li., F., “**Distributed Generation Planning in the Deregulated Electricity Supply Industry**”, Power Engineering Society General Meeting, pp. 2085 – 20089, vol.2. IEEE, 6-10 June, 2004.
33. L. Rafael Emílio, “**Grupos Geradores de Baixa Potência Acionados Por Bombas Funcionando Como Turbina**,” Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Minas Gerais. Brasil, 2003.
34. LIMA, Epaminondas Pio Correia, **Mecânica das Bombas**, Rio de Janeiro, Interciências, 2003.
35. LIMA, José Moura, **Usinas Hidrelétricas: diretrizes básicas para proteção e controle**, Rio de Janeiro: Editora Synergia, 2009.
36. LOBO, Marcello Portes, e Piloto, Bruno Augusto de Moraes. **Novos estímulos para a energia solar e outras fontes incentivadas**, 2012.
37. LOPES, R. E. “**Grupos Geradores de Baixa Potência Acionados Por Bombas Funcionando Como Turbina**”, 2003. Dissertação – Universidade Federal de Minas Gerais. Brasil.
38. LORA, Eduardo Silva Electo, **Geração Distribuída: Aspectos Tecnológicos Ambientais e Institucionais**, Rio de Janeiro: Interciências, 2006.

39. MACINTYRE, A. J., “**Máquinas Motrizes Hidráulicas**”, 654 p, Rio de Janeiro: Guanabara Dois, 1983.
40. MACINTYRE, Archibald Josep, **Bombas e Instalações de Bombeamento**, Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 1997.
41. **Ministério das Minas e Energia**, <<http://www.mme.gov.br>>, Acessado em 25/02/2014.
42. <ftp://ftp.demec.ufpr.br/disciplinas/TM120/APOSTILA_MH/capitulo2_teorias_geral_MAQUINAS_DE_FLUXO.PDF>, Acessado em 05/01/2014.
43. REGO, Erik Eduardo, **Aspectos regulatórios e financeiros nos leilões de energia elétrica**, Rio de Janeiro: Editora Synergia, 2009.
44. REIS, Lineu Belico dos, **Geração de energia elétrica: tecnologia, inserção ambiental, planejamento, operação e análise de viabilidade**, Barueri SP: Editora Manoele, 2003.
45. RIBEIRO, P., FERREIRA, F., MEDEIROS, F., “**Geração Distribuída e Impacto na Qualidade de Energia**”, VI SBQEE, 99.781-787, Agosto, 2005.
46. RICARDO, Mateus, “**Estudo de grupos moto-bombas operando como grupos geradores em micro centrais hidrelétricas**” dissertação de mestrado – UNIFEI – 2007.
47. ROGERS, W. J. S., “**Impact of Embedded Generation on Design, Operation and Protection of Distribution Networks**”, Embedded Generation on Distribution Networks (Digest n° 1996/194), IEE Colloquium on the Impact of, pp. 3/1 – 3/7, 15 Oct. 1996.
48. RONDINA, Jose Mateus. *Geração distribuída utilizando micro centrais hidroelétricas com tecnologia assíncrona*, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, Agosto, 2007.

49. SHARMA, K. R. **Small hydroelectric projects – Use of centrifugal pumps as turbines**, Kirloskar Electric Co., Bangalore, India, 1985.
50. SILVA, J. B., “**GD e a estabilidade Integrando GD a Rede – A Visão do Operador da Rede**”, VII Seminário de Geração Distribuída – INEE - Instituto Nacional de Eficiência Energética, RJ, Setembro, 2004.
51. SILVEIRA, J. L.; VILELA, I. A. C. Ecological efficiency in thermoelectric power plants. *Applied Thermal Engineering*. v. 27, p. 840-847, 2007.
52. SIMONE, Giulio Aluisio, **Centrais e aproveitamentos hidroelétricos**, São Paulo: Editora Érica, 2000.
53. SOUZA, Z., Fuchs, R. D., Santos, A. H. M., “**Centrais Hidro e Termelétricas**”, 244p. São Paulo: Edgard Bluncher, 1983.
54. SOUZA, Zulcy de, **Centrais hidroelétricas** implantação e comissionamento, Rio de Janeiro: Editora Interciências, 2009.
55. SOUZA, Zulcy, **Projeto de Máquinas de Fluxo – Tomo I – Base Teórica e Experimental**, Minas Gerais: Interciência, 2011.
56. STEPANOFF, A. J., “**Centrifugal and Axial Flow Pumps**”, 2ª ed., 462p. New York: John Wiley and Sons, 1967.
57. THOMAS, C. G., “**Embedded Generation: the Regulatory Angle**”, Embedded Generation on Distribution Networks (Digest nº 1996/194), IEE Colloquium on the Impact of, pp. 1/1 – 1/7, 15 Oct. 1996.
58. TOISMASQUIN, M. T., (organizador), **Fontes Renováveis de Energia no Brasil**, Rio de Janeiro: Editora Interciência: CINERGIA , 2003.
59. TRINKENREICH, J., “Seminário Sobre Geração Distribuída”, Instituto Nacional de Eficiência Energética - INEE, Rio de Janeiro 2004. Disponível em

- <[www.inee.org.br/downloads/ GD_2004/Trinkenreich_14_11_15](http://www.inee.org.br/downloads/GD_2004/Trinkenreich_14_11_15)> -. Acesso em 24 de junho de 2006.
60. VIANA, A. N. C., “Pequenas Centrais Hidrelétricas no meio Rural” In: Seraphim, O. J. (Ed.), “**Tecnologia e Aplicação Racional de Energia Elétrica e de Fontes Renováveis**”, p. 135-64. Campina Grande: SBEA/UFPB, 1997.
 61. VIANA, A. N. C., BERNARDES, D.F., RODRIGUES, J.C.G.; **Reguladores de Velocidades para Microturbinas Hidráulicas**. Anais do V Seminário de Pesquisa da EFEI. pp. 166-168. 22 a 26 de outubro de 1990.
 62. VIANA, A. N. C., BERNARDES; **Flow pumps operating as turbines why should we use them?**
 63. VIANA, A., “**A Geração Distribuída e as Redes de Distribuição**”, 2004. em http://www.inee.org.br/downloads/GD_2004/AVian_14_11_30.pps>. Acessado em 24 de junho de 2014.
 64. VIANA, Augusto Nelson Carvalho., NOGUEIRA, Fábio José Horta, “ **Bombas de fluxo operando como turbinas – procedimento de seleção**”, <www.proceedings.scielo.br/pdf/agrener/n4v1/033.pdf> , Acessado em 24 de junho de 2014.
 65. VIANA, Augusto Nelson Carvalho, RESEK, Angelo José Junqueira., MEDEIROS, Daniel de Macedo, “**Geradores de indução acionados por bfts na geração de energia elétrica**”. www.feagri.unicamp.br/energia/agre2004/.../Agrener_TITULO.pdf. Acessado em 24 de junho de 2014.
 66. VIANA, A. N. C., **Bombas Funcionando como Turbinas**. Rio de Janeiro Synergia; Acta Minas Gerais : 2012.
 67. WILLIAMS, A. A, ‘**Pumps as turbines: a user’s guide**’, IT Publications, London, ISBN 1-85339-285-5, 1995.