

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
COORDENAÇÃO DE ENGENHARIA CIVIL
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

DIEGO MATHEUS ALVARENGA GOMES

**ANÁLISE DO POTENCIAL HIDRELÉTRICO PARA IMPLANTAÇÃO
DE CENTRAL GERADORA HIDRELÉTRICA NO MUNICÍPIO DE
CASCAVEL**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

TOLEDO

2019

DIEGO MATHEUS ALVARENGA GOMES

**ANÁLISE DO POTENCIAL HIDRELÉTRICO PARA IMPLANTAÇÃO
DE CENTRAL GERADORA HIDRELÉTRICA NO MUNICÍPIO DE
CASCAVEL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel, do curso de Engenharia Civil, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Orientador: Prof. *Me.* Victor Alexandre Franco de Carvalho.

TOLEDO
2019



TERMO DE APROVAÇÃO

Título do Trabalho de Conclusão de Curso de Nº 216

ANÁLISE DO POTENCIAL HIDRELÉTRICO PARA IMPLANTAÇÃO DE CENTRAL GERADORA HIDRELÉTRICA NO MUNICÍPIO DE CASCAVEL

por

Diego Matheus Alvarenga Gomes

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi apresentado às 15:50 h do dia **13 de Junho de 2019** como requisito parcial para a obtenção do título **Bacharel em Engenharia Civil**. Após deliberação da Banca Examinadora, composta pelos professores abaixo assinados, o trabalho foi considerado **APROVADO**.

Prof^a Dr. Gerson Filippini
(UTFPR – TD)

Prof Me. Calil Abumanssur
(UTFPR – TD)

Prof Me. Victor Alexandre Franco de Carvalho
(UTFPR – TD)
Orientador

Visto da Coordenação
Prof. Dr. Fúlvio Natércio Feiber
Coordenador da COECI

A Folha de Aprovação assinada encontra-se na Coordenação do Curso.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por ter me dado discernimento e sabedoria para chegar até aqui.

Agradeço à minha família, que me apoiaram em todos os momentos e não mediram esforços para que eu concluísse mais esta etapa, em especial ao meu pai, que me auxiliou na coleta de dados para o desenvolvimento deste estudo.

Agradeço aos meus amigos, por sempre estarem ao meu lado, fazendo com que essa difícil etapa, tivesse diversos momentos de felicidade.

E por fim, agradeço ao meu orientador, Prof. Victor Carvalho, pelo apoio e dedicação para o desenvolvimento deste trabalho.

EPÍGRAFE

*“O pessimista vê dificuldade em
cada oportunidade; o otimista vê
oportunidade em cada dificuldade.”*

Winston Churchill

RESUMO

Tendo em vista o aumento da demanda por energia elétrica e os incentivos recebidos pelos produtores de energia através de fontes renováveis, realizou-se uma pesquisa sobre o potencial hidrelétrico para implantação de uma central geradora hidrelétrica no município de Cascavel - PR, a fim de determinar o potencial hidrelétrico do Rio Saltinho na região da Ponte Molhada e apontar possíveis soluções de turbina a ser instalada no empreendimento. Para tanto, foi necessário realizar levantamentos topográficos, delimitar a área de drenagem para o local do aproveitamento hidrelétrico e efetuar estudos hidrológicos. Realizou-se, então, estudos em campo seguindo a metodologia indicada pela Eletrobrás, e utilizando-se de programas computacionais foi possível determinar os parâmetros iniciais para a implantação de uma central geradora hidrelétrica. Diante disso, verificou-se que a área de drenagem para o local é de 29,57 km², a altura de queda bruta é 16,47 m, a vazão firme 0,192 m³/s, resultando em uma potência a ser instalada de 21,73 kW e podendo ser empregado turbinas do tipo Banki e Francis, o que impõe a constatação de que o empreendimento se enquadra como uma microcentral hidrelétrica.

Palavras-chave: Central geradora hidrelétrica. Potencial hidrelétrico. Cachoeira Ponte Molhada

ABSTRACT

Considering the increase on demand for electricity and the incentives received by the renewable energy producers, a research was carried out on the hydroelectric potential for the implantation of a hydroelectric generating plant in the county of Cascavel - PR, in order to determine the hydroelectric potential of the Rio Saltinho in the region of the Ponte Molhada, and point out possible turbine solutions to be installed in the project. In this regard, it was necessary to carry out topographic surveys, to delimit the drainage area to the site of the hydroelectric use and to carry out hydrological studies. Field studies were conducted following the methodology indicated by Eletrobrás, and using computer programs it was possible to determine the initial parameters for the implantation of a hydroelectric generating plant. Therefore, it was found that the drainage area for the site is 29,57 km², the gross fall height is 16,47 m, the steady flow 0,194 m³/s, resulting in a power of 21,73 kW and possibility to employ turbines type Banki and Francis, which imposes that this enterprise fits as a hydroelectric microcentral.

Key words: Hydroelectric generating plant. Hydroelectric potential. Waterfall Ponte Molhada.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz energética brasileira e mundial.....	1
Figura 2 - Matriz elétrica brasileira	2
Figura 3 - Seção típica barragem de terra.....	6
Figura 4 - Seção típica barragem de enrocamento	6
Figura 5 - Seção típica barragem vertedoura de enrocamento	7
Figura 6 - Seção típica barragem de concreto	8
Figura 7 - Vertedouro incorporado a barragem	8
Figura 8 - Barragem da UHE de Dois Córregos	9
Figura 9 - Esquema de um reservatório	10
Figura 10 - Vertedouro em planta.....	11
Figura 11 - Locação da tomada d'água	13
Figura 12 - Seção longitudinal da câmara de carga	15
Figura 13 - Esquema do sistema de adução com chaminé de equilíbrio	16
Figura 14 - Tubulação forçada	17
Figura 15 - Turbina Pelton em corte.....	20
Figura 16 - Turbina Banki.....	21
Figura 17 – Corte turbina Francis com caixa espiral	22
Figura 18 - Turbina tipo hélice de eixo vertical com caixa aberta.....	23
Figura 19 - Grupo gerador PCH Baitaca	25
Figura 20 - Local de estudo.....	31
Figura 21 - Exemplificação do método do clinômetro.....	32
Figura 22 - Cachoeira da Ponte Molhada.....	34
Figura 23 - Ábaco de Chapallaz e Fischer	433
Figura 24 - Ábaco com a faixa de operação de turbinas hidráulicas	444
Figura 25 - Medição da altura da estaca.....	46
Figura 26 - Área de drenagem	47
Figura 27 - Resultado área de drenagem.....	48
Figura 28 - Demarcação da seção final do trecho.....	49
Figura 29 - Medição de profundidade na seção	500
Figura 30 - Curva de permanência.....	53
Figura 31 - Determinação de turbina pelo ábaco de Chapallaz e Fischer.....	555
Figura 32 - Determinação de turbina pelo ábaco da Eletrobrás	566

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Pressão de vapor da água	24
Tabela 2 - Velocidade de rotação conforme o número de pares de polos	26
Tabela 3 - Classificação das CGH quanto à potência e à queda de projeto	29
Tabela 4 - Valor das medições método do flutuador	48
Tabela 5 - Tempo para o flutuador percorrer o trecho.....	49
Tabela 6 - Dados posto fluviométrico São Sebastião.....	52

LISTA DE SIGLAS

ABGD	Associação Brasileira de Geração Distribuída
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANA	Agencia Nacional de Águas
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CERPCH	Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
COGEN	Associação da Indústria de Cogeração de Energia
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
kW	Kilowatt
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt
NTC	Norma técnica COPEL
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PNPCH	Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RN	Resolução Normativa
SRTM	Shuttle Radar Topography Mission
UHE	Usina Hidrelétrica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	JUSTIFICATIVA	3
1.2	OBJETIVOS	4
1.2.1	Objetivo geral	4
1.2.2	Objetivos específicos.....	4
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	5
2.1	PRINCIPAIS COMPONENTES DA CENTRAL HIDRELÉTRICA.....	5
2.1.1	Barragem.....	5
2.1.2	Reservatório	10
2.1.3	Vertedouro	11
2.1.4	Tomada D'água e Desarenador	12
2.1.5	Sistema de Adução	13
2.1.6	Casa de Maquinas.....	17
2.1.7	Unidade Geradora	18
2.1.8	Canal de Fuga	26
2.2	CLASSIFICAÇÃO DAS CENTRAIS GERADORAS HIDRELÉTRICAS	27
2.2.1	Quanto ao Uso Natural das Vazões e Capacidade de Regularização	27
2.2.2	Quanto à Forma de Captação de Água	28
2.2.3	Quanto à Potência Instalada e altura de queda de projeto.....	29
2.3	GERAÇÃO DISTRIBUIDA.....	29
3	MATERIAIS E MÉTODOS	31
3.1	ÁREA DE ESTUDO	31
3.2	DETERMINAÇÃO DA QUEDA NATURAL.....	32
3.3	DETERMINAÇÃO ÁREA DE DRENAGEM.....	35
3.4	ESTUDOS HIDROLÓGICOS	35
3.4.1	Método do flutuador.....	36
3.4.2	Método da regionalização de vazões.....	39
3.4.3	Determinação de vazões de projeto.....	41
3.5	DETERMINAÇÃO DA POTÊNCIA APROVEITÁVEL	41
3.6	DETERMINAÇÃO DO TIPO DE TURBINA.....	42
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	45
4.1	QUEDA NATURAL	45
4.2	ÁREA DE DRENAGEM.....	47
4.3	ESTUDOS HIDROLÓGICOS	48
4.3.1	Método do flutuador.....	48
4.3.2	Método regionalização de vazões.....	51
4.3.3	Vazão de projeto	53

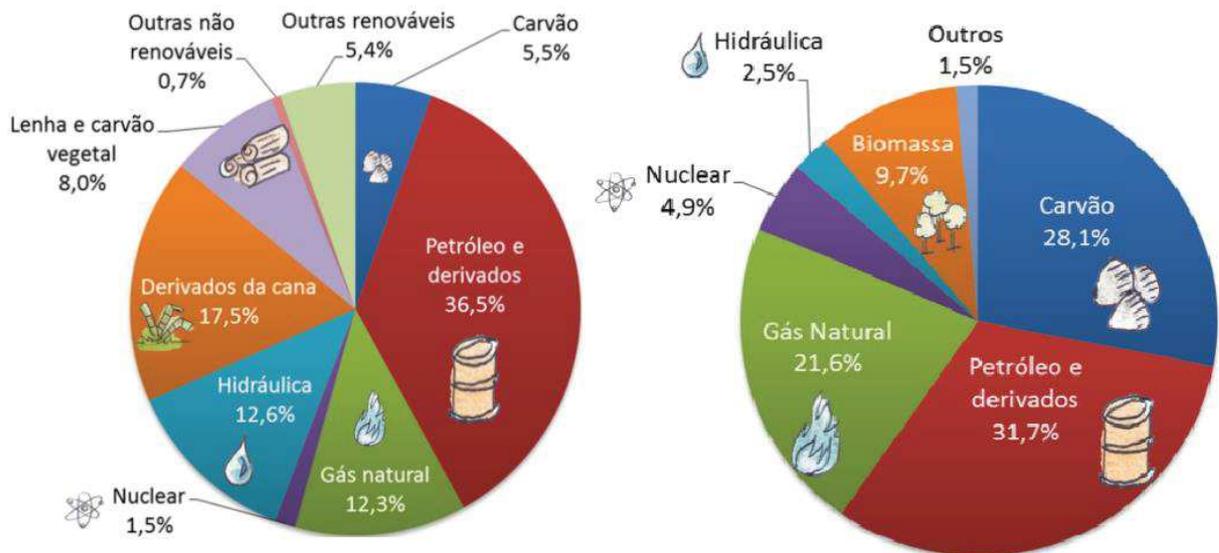
4.4	POTÊNCIA APROVEITÁVEL.....	54
4.5	ESCOLHA DA TURBINA	54
5	CONCLUSÃO	57
	REFERÊNCIAS.....	58

1 INTRODUÇÃO

Devido a importância da energia para o desenvolvimento humano, além do aumento exponencial da população mundial, torna-se imprescindível o aumento da produção energética e a busca por fontes renováveis de geração, uma vez que as fontes mais exploradas mundialmente utilizam-se da queima de combustíveis fósseis, que são poluentes e limitados, gerando um impacto negativo ao ecossistema, causado pela sua alta emissão de dióxido de carbono.

O Brasil ocupa lugar de destaque entre os países geradores de energia renovável, possuindo a matriz energética mais renovável do mundo industrializado. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), mais de 40% da produção energética advém de fontes renováveis como a hídrica, eólica, solar, etanol e biomassa, diferentemente do que ocorre a nível mundial, em que a predominância é por fontes não renováveis como gás natural, derivados de petróleo e carvão, como mostrado na Figura 1. A imagem apresenta a matriz energética em 2016, a esquerda representa o cenário brasileiro, a direita o cenário mundial.

Figura 1 - Matriz energética brasileira e mundial

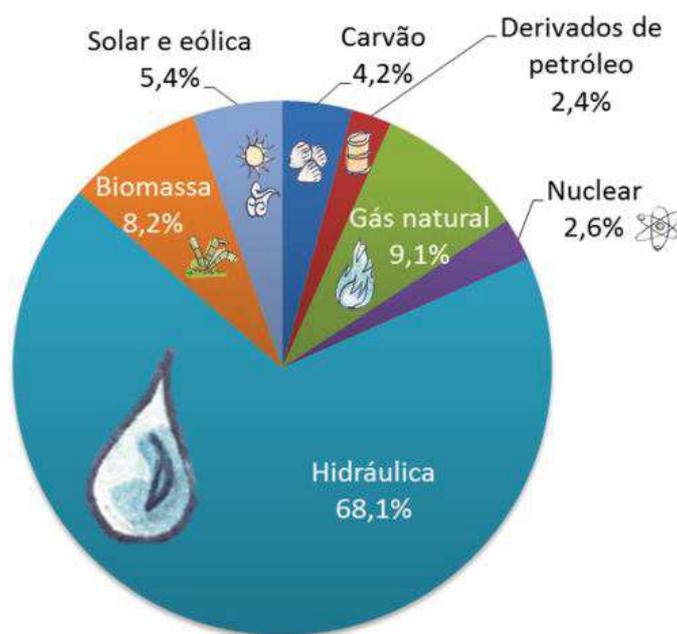


Fonte: EPE (2017)

Quando se trata de energia elétrica o Brasil possui maior destaque frente as demais nações, pois as usinas hidrelétricas são responsáveis por aproximadamente 70% da energia elétrica gerada no país. Esse modal de geração é favorecido pelas

condições topográficas e hidrológicas do Brasil. A Figura 2 apresenta a matriz elétrica brasileira em 2016.

Figura 2 - Matriz elétrica brasileira



Fonte: EPE (2017)

É sabido que durante a maior parte do século passado foi dada prioridade para a geração centralizada e em grande escala, criando centrais com alta produção e desativando as centrais com menor produção. Porém, na década de 80 surgiu o Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PNPCH) que buscou, sem muito sucesso nas duas primeiras décadas, através do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), realizar estudos e elaborar manuais em parceria com a Eletrobrás a fim de desenvolver e fomentar as pesquisas na área de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH). E, a partir disso, foi possível apontar as diretrizes para implantação de PCH que serão utilizadas neste trabalho.

Contudo, o programa não obteve a abrangência esperada e, devido a isso, regiões isoladas e principalmente as zonas rurais, onde as redes das concessionárias não atendem, sofreram com a carência de infraestrutura para suprimento energético. Segundo censo realizado em 2000 pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), 2.165.058 domicílios situados em zonas rurais não tinham acesso à energia elétrica. Uma alternativa para sanar essa deficiência é a geração distribuída (GD), onde a energia é gerada próximo ao local a ser consumido, em que as centrais

possuem um porte menor, diminuindo o tempo de implantação e conseqüentemente dando agilidade ao atendimento da demanda.

Pensando nisso em 2002 foi dado um importante passo para melhorar o cenário brasileiro. Naquele ano foi criado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), que tinha como objetivo inicial a implantação de 3000 MW de capacidade, divididos igualmente em pequenas centrais hidrelétricas, centrais eólicas e de biomassa. Posteriormente, surgiram diversos incentivos para a implantação de novas centrais geradoras hidrelétricas (CGH) por meio de linhas de crédito especiais junto ao banco nacional de desenvolvimento econômico e social (BNDES), além da desburocratização para implantação e a isenção do imposto sobre circulação de mercadorias e serviços (ICMS) aos produtores de energias renováveis.

1.1 JUSTIFICATIVA

Com o aumento da demanda energética para o futuro, deve-se buscar ampliar a geração de energia no país, dando atenção às fontes alternativas de geração. As pequenas centrais hidrelétricas são atraentes por serem renováveis e de baixo impacto ambiental, somando isso ao fato de apresentarem menor tempo de implantação, atendendo de forma ágil locais com carência no fornecimento de energia elétrica.

As características topográficas do Brasil permitem ampla exploração de quedas naturais para geração de energia elétrica, possibilitando ao país aumentar a geração por meio de fontes renováveis. Em virtude disso, em abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a resolução normativa nº 482, permitindo a diminuição das barreiras para a implantação de geração distribuída, criando o sistema de compensação de energia, que dá ao consumidor possibilidade instalar geradores de pequeno porte com conexão à rede da distribuidora.

A partir da RN 482 (ANEEL, 2012) a Companhia Paranaense de Energia (COPEL), em fevereiro de 2014, publicou a norma técnica COPEL NTC 905200 (COPEL, 2014), atualizada em outubro de 2018, simplificando e diminuindo as exigências para a geração até 300kW, reduzindo o tempo e o custo da instalação. A norma técnica 905200 permite ao produtor de energia renovável injetar na rede o excedente de energia produzida e não consumida, gerando crédito que poderá ser

utilizado para abater o consumo nos próximos meses, os quais poderão ser utilizados em um prazo de 36 meses.

Outro ponto motivador para os consumidores no estado do Paraná, é a isenção de ICMS aprovada no ano de 2018, através do projeto de lei 378/2015, essa que prevê que unidades consumidoras de um mesmo titular, e que produza até 1 MW, receba a isenção de ICMS, além de ter o tempo máximo de uso do benefício de 48 meses.

Com base nisso, o presente trabalho propõe a realização de estudos para a determinação do potencial de geração energética do local escolhido para a implantação de uma CGH. O que além de gerar receita para o município poderá oferecer aos visitantes o contato e o conhecimento com a forma em que pode ser gerada energia em pequenos cursos d'água.

Acredita-se que devido às mudanças na legislação incentivando e facilitando o acesso de consumidores às fontes renováveis de geração, torna-se atrativo o investimento na produção da própria energia, aumentando a procura de consumidores por esses empreendimentos, expandindo consideravelmente esse setor da engenharia.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

O objetivo deste trabalho é determinar o potencial hidrelétrico do Rio Saltinho na região da Ponte Molhada e mitigar as possíveis soluções de turbina a ser instalada, norteando estudos futuros para a implantação de uma CGH na localidade.

1.2.2 Objetivos específicos

- Realizar levantamentos topográficos;
- Determinar a área de drenagem para o local do aproveitamento;
- Efetuar estudos hidrológicos;
- Identificar potência a ser instalada no empreendimento;
- Avaliar os tipos de turbina mais adequados ao empreendimento.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 PRINCIPAIS COMPONENTES DA CENTRAL HIDRELÉTRICA

2.1.1 Barragem

A barragem possui a principal função de realizar o barramento do leito do rio represando a água, elevando o nível d'água a montante, possibilitando o afogamento da tomada d'água e sua alimentação. Para locais com baixa queda, possui também a função de criar o desnível necessário à geração da energia desejada (ELETROBRÁS, 2000).

Souza (2009) salienta que a barragem gera um reservatório de acumulação, que possui diversos fins que atendem ao uso múltiplo da água simultaneamente, como: irrigação, navegação, abastecimento público, dessedentação de animais, amortecimento de cheias, lazer, entre outros.

Segundo a ELETROBRÁS (2000), para os atuais projetos de aproveitamento hidrelétrico, tem-se adotado, preferencialmente, os seguintes tipos: barragens de terra, enrocamento e de concreto convencional ou compactado a rolo.

A escolha pelo tipo mais adequado de barragem é um problema de viabilidade técnica e econômica. A viabilidade técnica depende das características locais, principalmente do revido, da geologia e do clima. Os fatores que mais interferem no custo são a disponibilidade de materiais na região e a acessibilidade de transportes (DOS REIS, 2011).

Para microcentrais, a barragem tem dimensão reduzida, com altura na ordem de aproximadamente 3 metros, sendo geralmente construída em trechos com cachoeiras, o que possibilita o aproveitamento da queda natural para produzir energia (ELETROBRÁS e DNAEE, 1985).

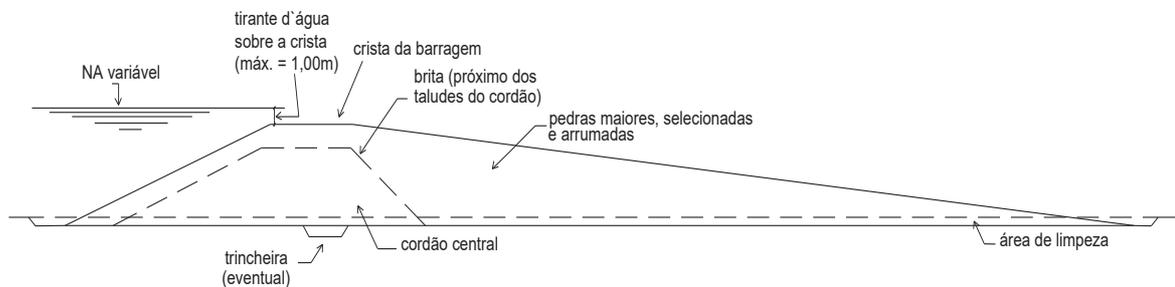
2.1.1.1 Barragem de terra

A Eletrobrás e o DNAEE (1985), apontam que as barragem de terra se mostram mais apropriadas para locais onde a topografia se apresente suavemente ondulada, nos vales pouco encaixados; sendo economicamente viável quando existem áreas de empréstimo de matérias argilosos/arenosos suficientes para a construção do maciço

Segundo a Eletrobrás (2000), esse tipo de barragem se torna viável em vales mediamente encaixados em regiões rochosas, nas quais o cobrimento de solo é pequeno ou inexistente, havendo indisponibilidade de material terroso e excesso de rochas, impossibilitando a construção de barragem de terra. Por questões econômicas, a Eletrobrás (2000) recomenda que o material rochoso que irá compor a barragem deve, preferencialmente, ser oriundo das escavações obrigatórias em rochas ou de pedreiras de fácil exploração na região, diminuindo a distância de transporte.

Há, ainda, a possibilidade da barragem de enrocamento vertedoura, que permitem extravasar o excesso de água do reservatório. Para essas barragens, deve-se atentar a estabilidade das rochas devido a velocidade do fluxo, principalmente na crista, sendo a lâmina de água sobre a crista menor que um metro (ELETROBRÁS e DNAEE, 1985). A figura 5 demonstra a seção típica das barragens vertedouras com altura até 3 metros.

Figura 5 - Seção típica barragem vertedoura de enrocamento



Fonte: Eletrobrás (2000)

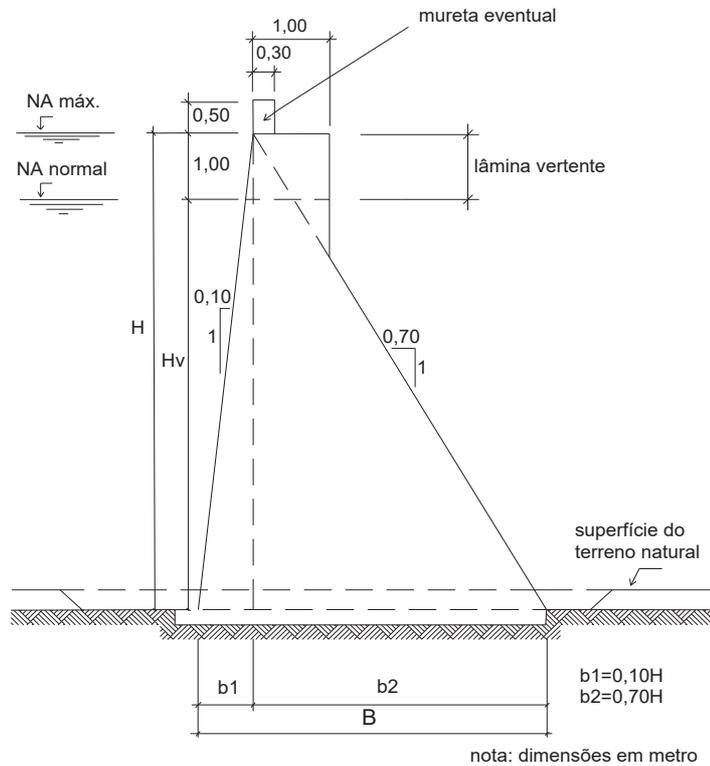
2.1.1.3 Barragem de concreto

Para projetos de CGH, a Eletrobrás e o DNAEE (2000), preconizam, para barragens de concreto, o uso do tipo muro-gravidade, que assegura a estabilidade com seu peso próprio, resistindo a forças externas – como a pressão exercida pela água do reservatório e a pressão proveniente da infiltração de água pelas fundações.

A Eletrobrás (2000) recomenda sua construção em vales relativamente estreitos, visando um volume reduzido da barragem; em local com rochas pouco fraturadas para fundação; proximidade com jazidas de brita e areia.

A seção típica da barragem de concreto do tipo muro de gravidade é representada pela figura 6:

Figura 6 - Seção típica barragem de concreto

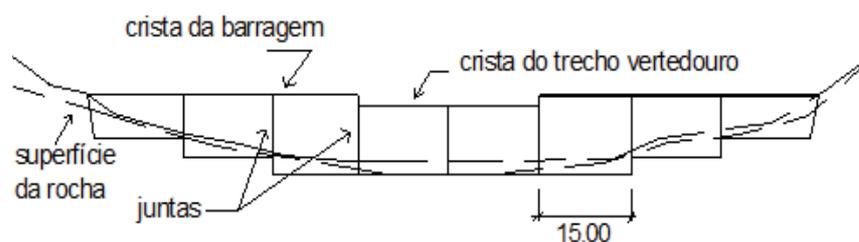


BARRAGEM DE CONCRETO

Fonte: Eletrobrás (2000)

A Eletrobrás e o DNAEE (2000) ainda apontam em suas diretrizes, que a barragem deve ser construída em blocos, entre os quais devem ser previstas juntas de dilatação vedadas para combater vazamentos. Quando as condições topográficas do local dificultarem a concepção de o vertedouro lateral, o vertedouro pode ser incorporado seção da barragem, como mostra a figura 7:

Figura 7 - Vertedouro incorporado a barragem



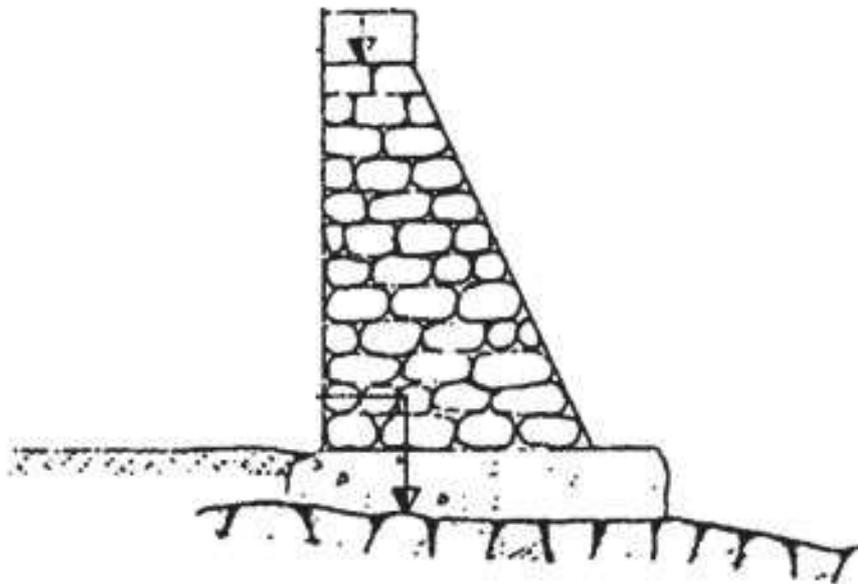
Fonte: Eletrobrás (2000)

2.1.1.4 Barragem de pedra argamassada

As barragens de alvenaria de pedra argamassada agem por gravidade de forma semelhante às barragens de concreto citadas anteriormente, são recomendadas em casos onde a construção de um canal extravasor lateral é problemático e o represamento demanda pouca altura da barragem, possuindo altura geralmente em torno de 3 metros (ELETROBRÁS, 1985).

A escolha por esse tipo de barragem, por se assemelhar muito às barragens de concreto, deve ser feita mediante comparação entre esses dois tipos. A Eletrobrás (1985) ressalta que as barragens de pedra argamassada possuem um tempo de construção maior que as de concreto, portanto para que se escolha empregar barragens de pedra argamassada, a região do aproveitamento deve possuir: quantidade suficiente de pedras disponíveis para concepção da barragem, com dimensão entre 15 cm a 30 cm, com forma semirregular possuindo pelo menos duas faces paralelas; facilidade em adquirir areia a cimento; ombreiras ou encostas resistentes, sendo de preferência formadas por rocha pouco fraturadas; além de facilidade de acesso para transporte do material. A seção típica para esse tipo de barragem está apresentada na Figura 8, que representa a barragem da usina hidrelétrica de Dois Córregos.

Figura 8 - Barragem da UHE de Dois Córregos

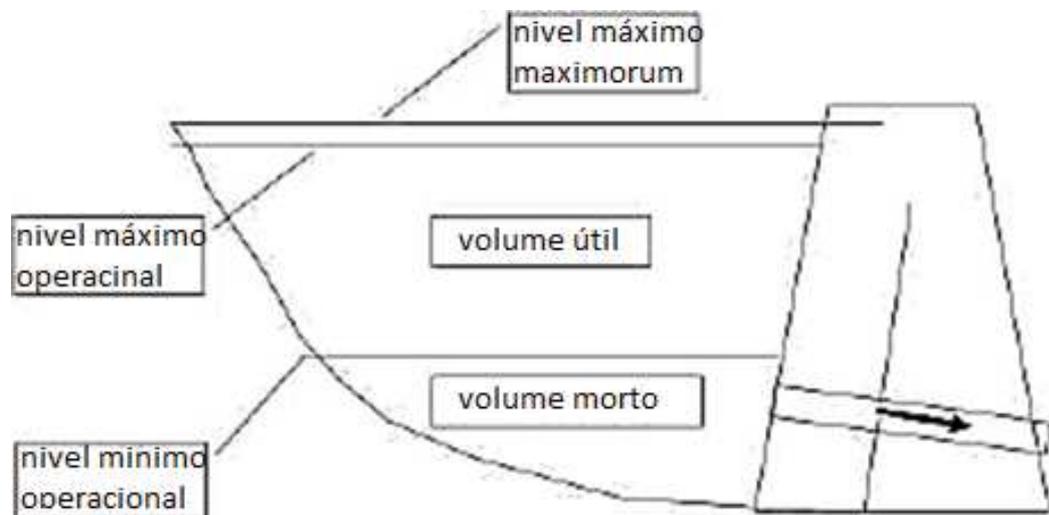


Fonte: Eletrobrás (1985)

2.1.2 Reservatório

O reservatório tem a função de armazenar o excesso de água nas cheias e utiliza-la no período de seca. Segundo Souza et al (2009), o reservatório deve ter capacidade de manter seu volume útil durante o tempo de regularização. E, seu tempo de enchimento é o tempo necessário para que, com a vazão natural, encha o reservatório.

Figura 9 - Esquema de um reservatório



Fonte: Tucci (1998) adaptado

Sendo volume útil o volume de reserva energética a ser utilizado na regularização e volume morto o volume de água que não estará disponível para uso, pois se encontra a baixo da tomada d'água, o que impossibilita o escoamento até as turbinas ou permite que entre ar na tubulação, provocando a cavitação nas turbinas diminuindo sua vida útil.

Para grandes empreendimentos se torna importante analisar a relação entre o nível d'água, área de inundação e o volume armazenado. De posse desses dados é definido as cotas de reservação e as áreas de superfície inundada, que são fatores que interferem diretamente na potência gerada e nas áreas de desapropriação e indenização, por consequência afetam diretamente os custos.

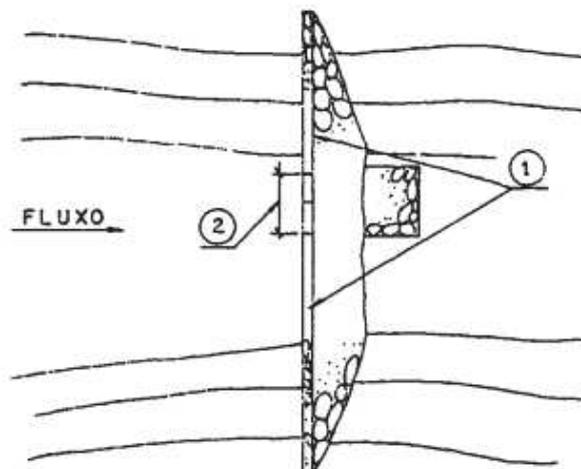
2.1.3 Vertedouro

Dos Reis (2011) define vertedores como extravasores que permitem a passagem direta de água para jusante, sendo fundamentais para a segurança da barragem, pois se fazem necessários para descarregar as cheias e evitar que a barragem sofra. Dos Reis (2011) diz ainda que esses extravasores devem ser dimensionados com a capacidade de descarregar as maiores cheias sem prejudicar a barragem ou qualquer estrutura auxiliar e, ao mesmo tempo, manter o nível de água no reservatório abaixo de sua cota máxima prefixada.

Segundo a Eletrobrás e o DNAEE (1985) existem duas soluções básicas para realizar o vertimento do excesso de água do reservatório, podendo ocorrer por canal lateral ou pelo próprio corpo da barragem no decorrer de toda a crista ou somente em parte dela. Eletrobrás e o DNAEE (1985) apontam ainda que escolha pela melhor solução depende das condições topográficas e geotécnicas do local, podendo ser adotado uma combinação dos dois tipos citados.

Alves (2007) alerta para o cuidado para projetar um vertedouro que opere de forma segura, pois o funcionamento não adequado do extravasor pode levar a falha da barragem, ocasionando perdas de vidas e prejuízos financeiros. Esse cuidado deve ser tomado especialmente em barragens de terra, pois não podem sofrer galgamento. A Figura 9, a seguir, apresenta uma alternativa de extravasamento por sobre o próprio corpo da barragem, muito empregado em usinas de pequeno porte.

Figura 10 - Vertedouro em planta



**Legenda: 1 – trechos insubmersíveis;
2 – trecho vertedouro. Fonte: Eletrobrás (1985)**

2.1.4 Tomada D'água e Desarenador

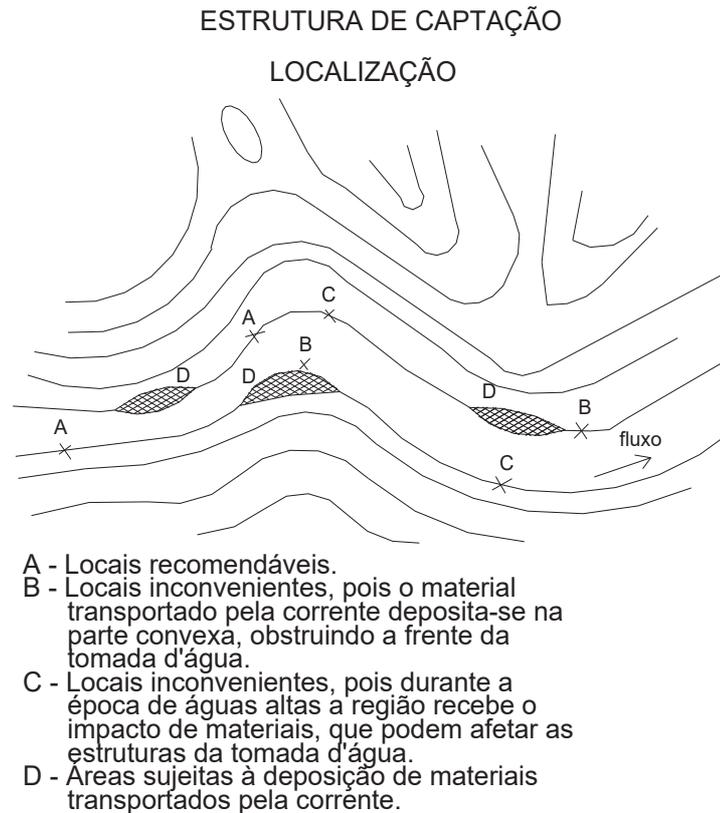
Para Dos Reis (2011) a tomada d'água tem como principais funções permitir a retirada do volume necessário de água do reservatório para mover a turbina, protegendo a entrada do conduto de danos e obstruções, além de possibilitar o ensecamento da tubulação para que seja feita manutenção no sistema.

A Eletrobrás e o DNAEE (1985) destacam algumas soluções para a tomada d'água, que pode ser acoplada diretamente aos condutos forçados ou, pode lançar a água captada em tubulação em baixa pressão ou em canal de adução aberto. Quando adotado um canal de adução, ao final desse deve ser instalado uma estrutura semelhante à tomada d'água, chamada de câmara de carga.

No que tange a isso, a tomada d'água é constituída de três principais componentes: grades de proteção, que impedem a entrada de materiais que podem danificar as turbinas, como galhos e pedras transportados pelo escoamento; a comporta, que tem função de fechar a passagem de água para os condutos.

Nesse sentido, a Eletrobrás (2000) preconiza que a estrutura da tomada d'água fique junto à margem do reservatório e ao longo de trechos retos, sempre que possível. Caso seja locada em trecho curvo, deve estar do lado côncavo, pois os sedimentos transportados pelo escoamento, em sua maioria, se depositam na parte convexa, como mostrado na Figura 11, na página seguinte:

Já o desarenador tem a função de promover o esvaziamento da barragem e viabilizar a eliminação do material decantado. Essa estrutura deve ser localizada a montante da estrutura da tomada d'água, devendo ser construída primeiro – e com materiais impermeáveis e que resistam a pressão do aterro.

Figura 11 - Locação da tomada d'água

Fonte: Eletrobrás (2000)

2.1.5 Sistema de Adução

Para Schreiber (1977), o sistema de adução compreende todos os componentes que fazendo a ligação entre a tomada d'água e as turbinas, podendo promover a ligação de duas formas: por conduto de baixa pressão ou condutos forçados. Os de baixa pressão são com lamina d'água livre através de canais ou tuneis. Os de escoamento forçado são feitos por tubulações ou tuneis sob pressão. A escolha pelo sistema mais adequado está atrelada às condições topográficas e geotécnicas locais.

2.1.5.1 Canal de adução

A adoção de um canal de adução é recomendada por motivos econômicos e pode ser executada aproveitando o solo natural ou pode ser revestido, diminuindo da rugosidade do canal, visando o aumento de vazão.

Esse canal possui finalidade de conduzir água da tomada d'água até o conduto forçado. O Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas (CERPCH) salienta que a declividade do fundo deve ser mínima, estando a água no final do canal de adução e no reservatório praticamente no mesmo nível, sendo a diferença de cotas apenas para possibilitar o deslocamento da água. Ao final do canal de adução, deve ser construída uma estrutura chamada câmara de carga, responsável por promover a ligação entre canal de adução e o conduto forçado.

A Eletrobrás (2000) em suas diretrizes, recomenda a adoção de declividade com caimento de 0,4 m a cada 1.000 m de canal, além de fazer orientações sobre a seção típica do canal, dependendo do material adotado, bem como de orientar a compactação do canal, com no mínimo seis passadas do rolo compactador.

2.1.5.2 Tubulação de Adução em Baixa Pressão

Segundo a Eletrobrás (2000), quando a concepção de canal de adução com superfície livre seja inviável, lançar mão de uma tubulação de adução em baixa pressão se mostra como uma alternativa para ligar a tomada d'água à entrada do conduto forçado. A fim garantir que a tubulação opere em baixa pressão, deve ser instalado após a tomada d'água uma tubulação de aeração, que tem como finalidade permitir a entrada de ar na tubulação, mantendo, assim, o equilíbrio entre a pressão interna e externa, evitando o danos a tubulação.

Visando facilitar o dimensionamento da tubulação de adução, a Eletrobrás (2000) preconiza que o diâmetro mínimo adotado deve ser o que resulta em uma perda de carga de aproximadamente 1% da queda disponível. Por fim, ainda recomenda, por segurança, adotar a mesma espessura da parede dos condutos forçados para a tubulação em baixa pressão.

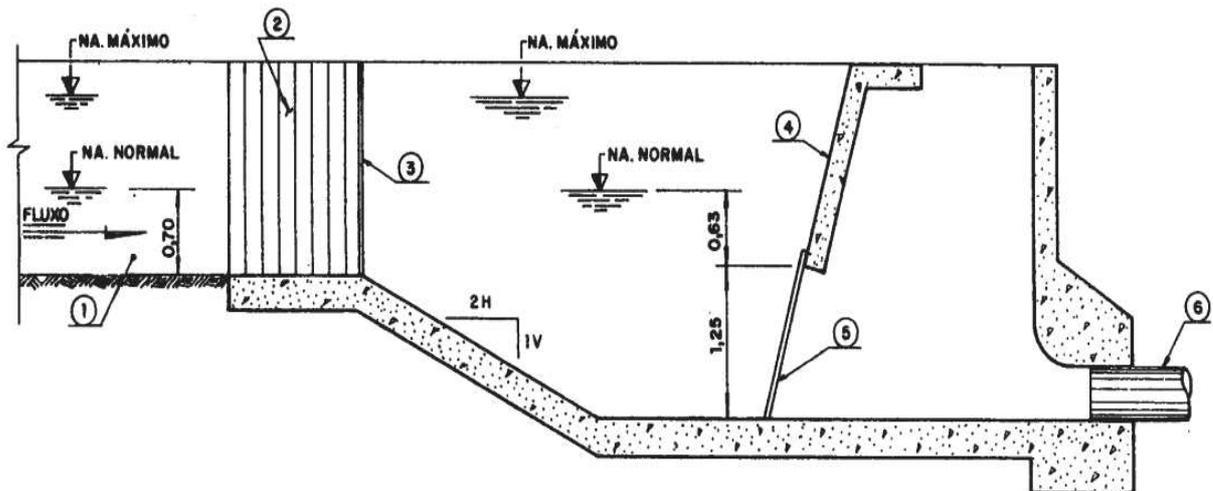
2.1.5.3 Câmara de Carga

Segundo a Eletrobrás (1985), a câmara de carga se faz necessária em casos que é adotado um canal de adução para a ligação da tomada d'água ao conduto forçado; ela é posicionada ao final do canal e tem estrutura semelhante à tomada d'água.

Para Souza (1983), a câmara de carga possui como principais funções: promover a transição entre o escoamento livre do canal, para o escoamento sob pressão do conduto forçado; aliviar o golpe de aríete ocasionado pelo fechamento brusco do dispositivo de controle de vazão; fornecer água ao conduto forçado, até que escoamento se estabilize, após a abertura do dispositivo de controle de vazão.

Sua estrutura básica é formada por um alargamento e rebaixamento do fundo nas extremidades do canal, formando um reservatório, no qual são acoplados os condutos forçados. Essa estrutura assegura que a entrada dos condutos fique afogada e através de grades protege a tubulação da entrada de objetos que podem danificar a turbina. Tal esquema é ilustrado pela figura 12, abaixo:

Figura 12 - Seção longitudinal da câmara de carga



1 – Canal de adução; 2 – Transição; 3 – Ranhura para descida de comporta ou panchões; 4 – Viga de apoio da grade; 5 – Grade; 6 – Tubulação forçada. Fonte: Eletrobrás (2000)

Para os casos em que for adotado adução em tubulação em baixa pressão, a estrutura câmara de carga servirá apenas um recipiente para realizar transição para o conduto forçado, não sendo dotada de comporta e desarenador, ficando o desempenho dessas funções a cargo da tomada d'água.

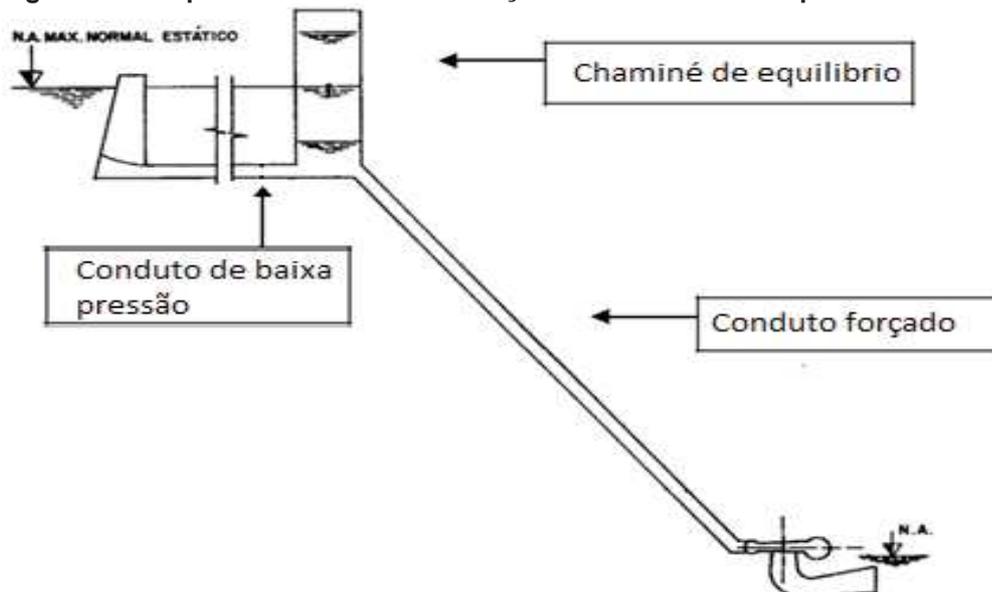
2.1.5.4 Chaminé de Equilíbrio

De acordo com a Eletrobrás (1985) a chaminé de equilíbrio trata-se de um reservatório cilíndrico, posicionado na vertical, podendo ser concebida em aço ou concreto, sendo a estrutura responsável por unir o trecho de adução de baixa pressão,

caracterizado pela baixa declividade, ao trecho de alta pressão denominado tubulação forçada, que se caracteriza por possuir grande declividade.

Segundo a Eletrobrás e o DNAEE (1985), a tal estrutura possui a finalidade de amenizar os efeitos decorrentes do golpe de aríete, protegendo as estruturas do aumento de velocidade e pressão da água no interior dos condutos forçados, causados pelo fechamento repentino do dispositivo condutor de água às turbinas. Possui, também, a função de armazenar em seu interior a água decorrente do aumento de pressão, liberando-a para a turbina assim que o dispositivo abrir novamente, fornecendo água até que o fluxo seja contínuo. Em caso de necessidade de adoção de chaminé de equilíbrio, deve-se aloca-la o mais próximo possível da casa de máquinas, buscando a diminuição do comprimento do conduto forçado, minimizando assim os efeitos causados pelo golpe de aríete.

Figura 13 - Esquema do sistema de adução com chaminé de equilíbrio



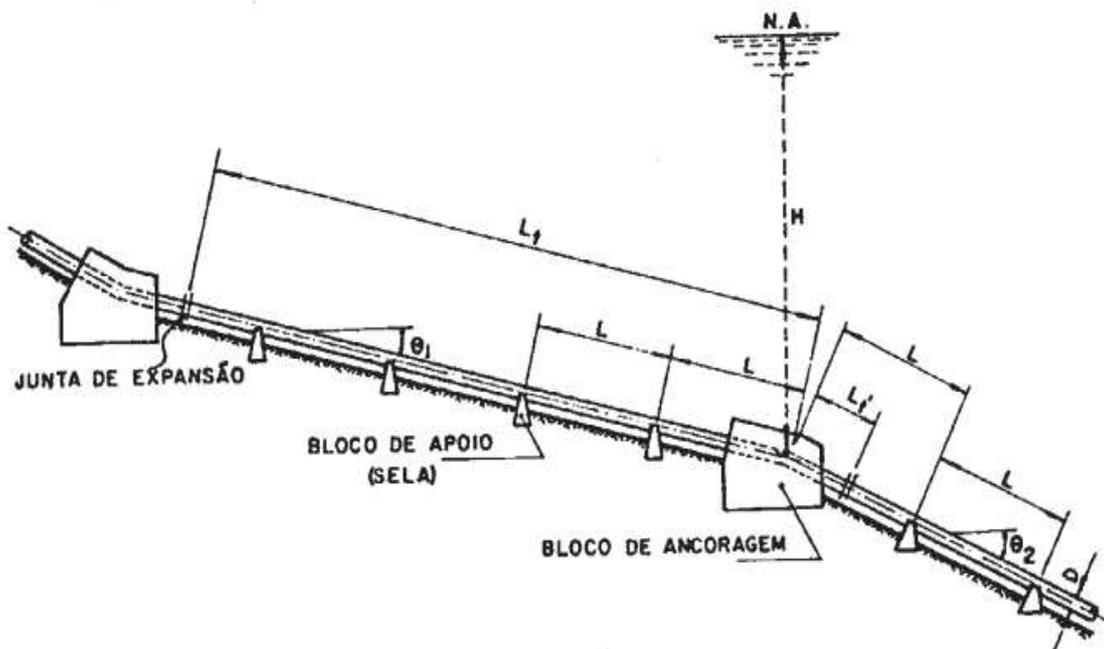
Fonte: MME (1985) adaptado

2.1.5.5 Conduto Forçado

O conduto forçado possui a função de encaminhar a água sob pressão até a entrada da turbina, ele deve ser dimensionado para resistir a velocidade e a pressão d'água em seu interior. Mudanças súbitas de velocidade e pressão ocorrem devido ao fechamento ou abertura rápida, parcial ou total do dispositivo de fechamento da turbina.

Segundo a Souza et al (1983), a tubulação pode ser construída em aço ou concreto e deve ser fixada em estruturas chamadas blocos de ancoragem e apoiada sobre blocos de apoio igualmente espaçados, devendo haver pelo menos dois blocos de ancoragem, um no início e outro ao final da tubulação próximo à casa de máquinas. Como exibido na figura 14, abaixo:

Figura 14 - Tubulação forçada



Fonte: Eletrobrás (2000)

A Eletrobrás e o DNAEE (2000) apontam diretrizes para a escolha do diâmetro econômico do conduto, que deve ser analisado o melhor custo benefício durante toda a vida útil da CGH. Essa escolha é feita relacionando a perda de carga com o custo, a adoção de maiores diâmetros resulta menores velocidades e, por consequência, reduzindo as perdas hidráulicas no conduto, gerando um aumento do potencial hidrelétrico aproveitável, no entanto o custo da tubulação aumenta proporcionalmente ao aumento de seu diâmetro.

2.1.6 Casa de Máquinas

Dos Reis (2011) define a casa de máquinas como a instalação mais importante de toda a central, pois é nela que ficam abrigados as turbinas hidráulicas, geradores

elétricos, reguladores, painéis e os demais equipamentos do sistema elétrico de geração. É destacado pelo autor a grande variação no arranjo da casa de máquinas, dependendo do tipo do aproveitamento hidrelétrico, do porte da central, tipo de turbinas e geradores etc.

A Eletrobrás e o DNAEE (1985) destacam a importância da escolha da posição da casa de máquinas, é recomendado o local que possibilite a maior altura de queda disponível a fim de maximizar a potência gerada, atentando para que a cota do piso não seja atingida pela cheia do rio.

Para a concepção da casa de máquinas a Eletrobrás e o DNAEE (1985) apresentam um fluxograma a ser seguido, primeiramente deve ser definida a posição da casa de máquinas; posteriormente a posição das turbinas e, após isso, deve-se consultar o fabricante sobre os equipamentos elétricos e mecânicos necessários para o funcionamento da unidade de geração a fim de analisar a posição desses equipamentos. Por fim, deve ser previsto uma ponte rolante para os trabalhos de montagem e desmontagem em manutenções programadas.

A sequência apresentada anteriormente abrange o mínimo de equipamentos necessários para operação da CGH, lembrando que qualquer sofisticação acarreta custos adicionais, ficando a critério do empreendedor as instalações para o operador, como banheiros, escritório e demais estruturas que oferecem conforto ao operador.

2.1.7 Unidade Geradora

A Eletrobrás e o DNAEE (1985) destacam a unidade geradora como o equipamento eletromecânico mais importante de toda microcentral hidrelétrica. Sendo composta pela turbina e gerador – além dos equipamentos complementares principais como regulador de velocidade, válvula, quadro geral de comando e volante de inércia. É usual, para pequenas unidades geradoras, a aquisição de todos esses equipamentos de um único fornecedor, facilitando a instalação, instrução de operação e manutenção dos equipamentos.

2.1.7.1 Turbina

Há no mercado vários tipos de turbinas, porém o princípio básico que rege o funcionamento delas é o mesmo: a água proveniente do conduto forçado chega a

turbina e com sua energia movimenta as pás que irão rotacionar o eixo do gerador. Tem-se, portanto, que a turbina resume-se em uma parte fixa e outra rotativa hidromecânica, que possuem a função de orientar o escoamento da água e transformar a energia cinética da água em energia mecânica de rotação. Essa, por sua vez, é transmitida ao gerador através de um eixo que acopla os dois sistemas. Ainda, as turbinas são divididas com relação ao modo de atuação em turbinas de ação e de reação.

Segundo a NBR 6445 (ABNT, 1987) e CERPCH as turbinas de ação operam sob a pressão atmosférica e seu trabalho é obtido através da conversão da energia cinética proveniente da água, portanto sua rotação se deve a incidência do jato d'água sobre as pás do rotor. Exemplos de turbinas de ação são as Turbinas Pelton e Turbinas Banki.

Ainda para a NBR 6445 (ABNT, 1987) e CERPCH as turbinas de reação possuem o rotor completamente submerso na água, onde o movimento de rotação ocorre a partir da transformação das energias cinética e de pressão, através do elemento do rotor; com o escoamento ocorre diminuição de pressão e velocidade da entrada e saída do sistema. São exemplos de turbinas de reação as Turbinas Francis e Turbinas Hélice ou Kaplan

A Eletrobrás e o DNAEE (1985) apontam que a potência unitária adotada para microcentrais é de até 100 kW, com alturas de até 200 m e vazão até 2 m³/s, devendo ser dimensionadas dentro dessa faixa de operação, atentando junto aos fabricantes que não ocorra cavitação na turbina escolhida.

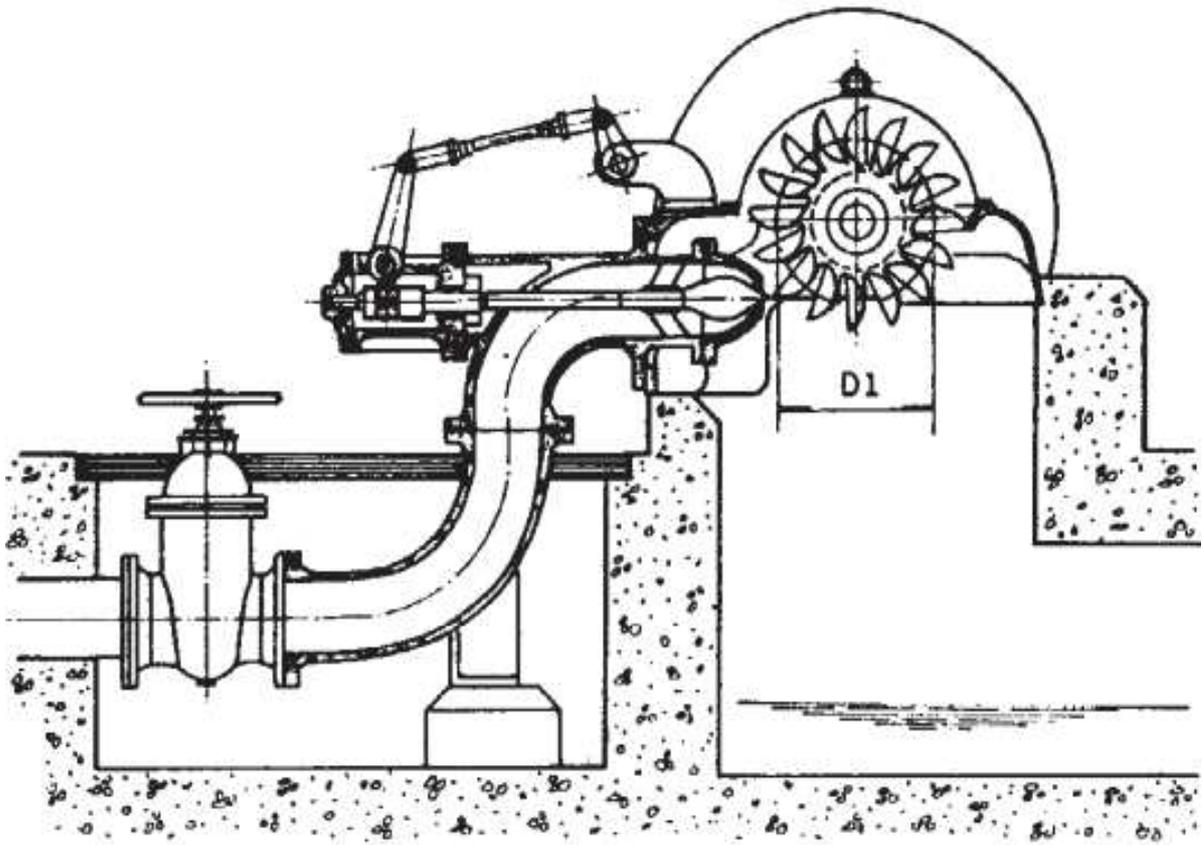
2.1.7.1.1 Turbina Pelton

São indicadas para aproveitamentos com quedas elevadas e pequenas vazões, sua concepção é mais simples que as demais, sendo apontada por diversos autores como uma evolução da roda d'água. Ela é constituída por rotor em que nele são acopladas pás de conchas duplas com aresta diametral e, bico injetor, podendo ser mais de um distribuído uniformemente em torno do rotor. Assim, a água incide diretamente na aresta que divide a dupla concha, produzindo um desvio de água simétrico para ambos os lados, rotacionando o rotor em seu eixo central.

A Eletrobrás e DNAEE (1985) apontam turbina Pelton como uma opção de arranjo simples e econômico, destacando que a utilização de dois injetores permite

um aumento na rotação de 1,4 vezes. Para os casos em que a rotação encontrada for baixa, deve se comparar o custo do conjunto com um e com múltiplos injetores. É indicado que o rotor seja posicionado acima do nível d'água, pois caso as conchas toquem o espelho d'água gera-se o efeito indesejado de frenagem do rotor, diminuindo a velocidade de rotação. Nesse sentido, a figura 15 expõe o esquema de instalação de uma turbina Pelton de um injetor.

Figura 15 - Turbina Pelton em corte



Fonte: Eletrobrás (1985)

Para as microcentrais a Eletrobrás e o DNAEE (1985) prevêm a utilização de um dispositivo regulador de descarga e conseqüentemente da potência fornecida. A regulação se dá por meio de uma peça móvel alojada na parte interna do bico injetor denominada agulha, que reduz e aumenta suavemente o diâmetro do jato d'água ajustando a potência da turbina

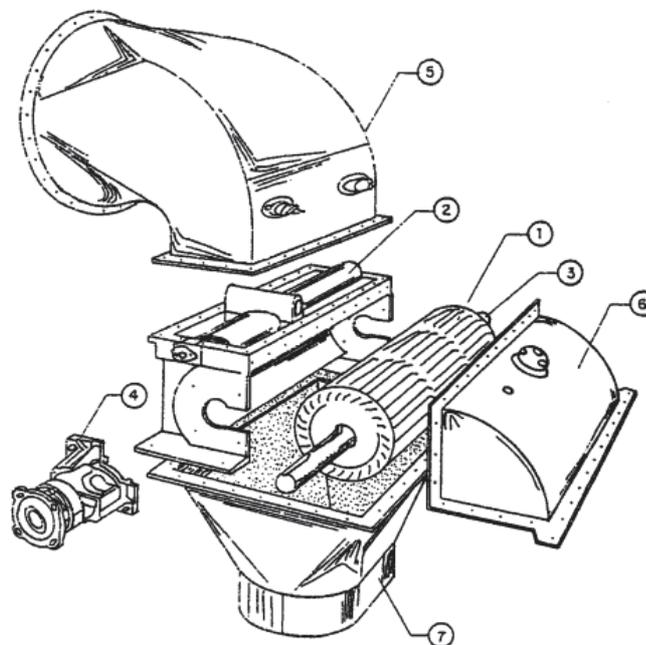
Um problema enfrentado por esse tipo de turbina é o desgaste das pás, pois a água incide sobre elas com alta velocidade e presença de sedimentos pode acarretar erosão das pás.

2.1.7.1.2 Turbina Michell-Banki

A turbina Michell-Banki ou Banki se revela como solução para uma ampla faixa de quedas e vazões. Segundo CERPCH (2015) e MME (1985) podem ser empregada em alturas entre 3 a 200 m e vazões a partir de 10 l/s a 2.000 l/s (0,01 a 2,0 m³/s), superpondo a faixa de operação das turbinas Francis para microcentrais. Apresenta vantagens frente às Francis, principalmente para microcentrais onde os recursos financeiros são limitados, sendo seu custo inferior às turbinas Francis, além de possuir fácil construção, instalação e manutenção.

A Eletrobrás e o DNAEE especificam sua estrutura sendo formada por uma tubulação injetora dotada de palhetas diretrizes, que regulam a entrada de água na turbina. O rotor é cilíndrico, formado por pás curvas fixadas a discos em suas extremidades que permitem a passagem da água em seu interior impulsionando novamente as pás ao sair, sendo o fluxo guiado ao poço inferior da turbina. A Figura 16 exhibe os componentes da turbina Banki.

Figura 16 - Turbina Banki



1-Rotor. 2-distribuidor; 3-Eixo; 4-Mancal combinado; 5-tampa superior; 6-Tampa lateral; 7-Poço inferior da turbina. Fonte: Eletrobrás (1985)

Esse tipo de turbina pode ser denominada de turbina de dupla ação, pois o fluxo que incide sobre as pás atravessa o rotor cilíndrico transversalmente, passando

novamente pelas pás ao sair do rotor, assim a água impulsiona a turbina duas vezes na sua passagem.

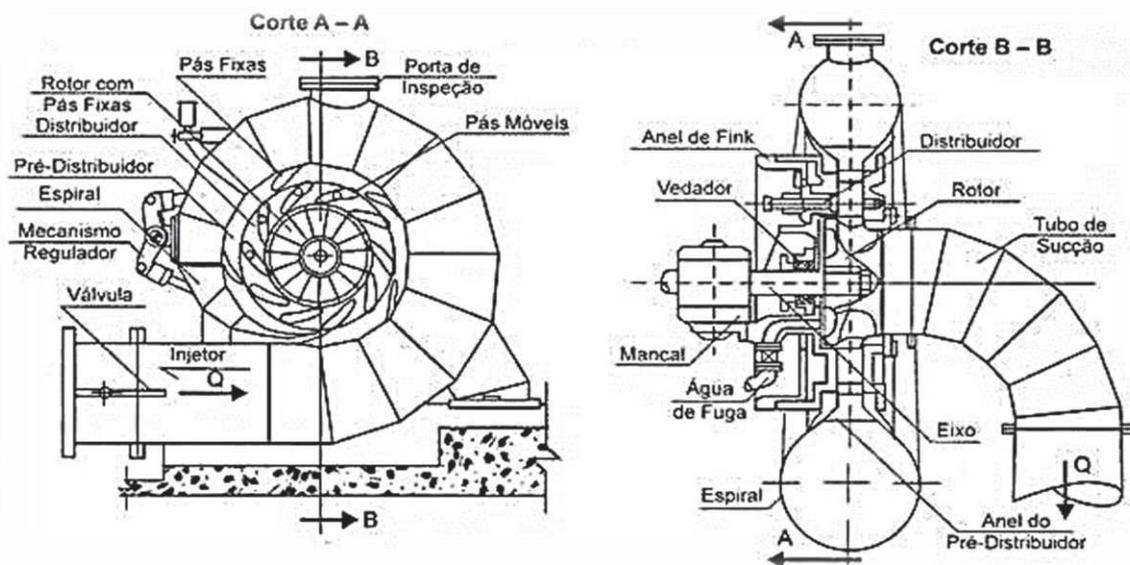
2.1.7.1.3 Turbina Francis

O MME (1985) divide as turbinas Francis em duas categorias, as de caixa aberta, recomendada para aproveitamentos de até 10 m, e das de caixa espiral, para quedas maiores que 10 m; ficando sua faixa de operação entre aproximadamente 7 m a 250 m, podendo ser executada tanto com eixo na horizontal quanto na vertical.

A Eletrobrás (2000) recomenda que as turbinas Francis com caixa espiral, empregadas em pequenas centrais, sejam instaladas com eixo horizontal; visando facilitar a instalação e manutenção do gerador que a acompanha. Deve-se atentar para que a vazão não fique a baixo de 50% da carga nominal da turbina, o que diminui consideravelmente seu rendimento, podendo ter a potência variada a partir da abertura ou fechamento das palhetas do distribuidor.

A caixa espiral, normalmente feita de aço soldado ou ferro fundido, visa melhorar o rendimento da turbina, sendo instalada à jusante do conduto forçado, com a função de distribuir uniformemente a descarga sobre as pás, que são movidas e promovem a rotação do gerador por meio da pressão exercida pela água, que é guiada a sair lateralmente pela tubulação de sucção.

Figura 17 – Corte turbina Francis com caixa espiral



Fonte: Souza (2009)

Na figura 17, pode-se ver um corte transversal da turbina Francis com caixa em espiral, mostrando detalhes e peças do seu funcionamento.

As turbinas de caixa aberta utilizada em pequenas quedas não possuem tubulação forçada nem caixa espiral, simplificando a concepção e diminuindo os custos. Entretanto, seu rendimento é menor, sendo aceitável para microcentrais onde o investimento é inferior.

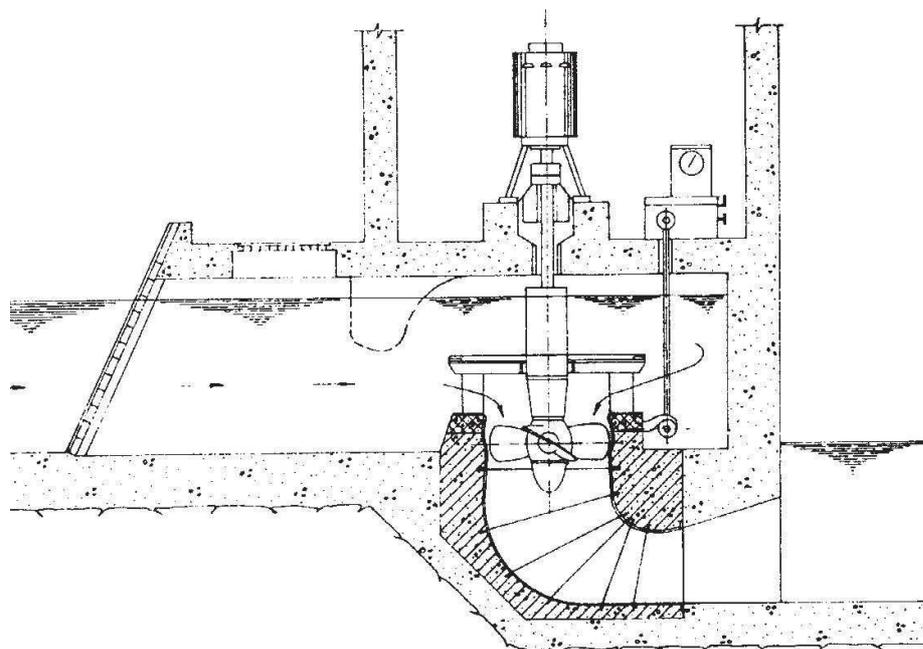
2.1.7.1.4 Turbinas Hélice ou Kaplan

Segundo a Eletrobrás (1985) as turbinas hélice convencionais se caracterizam pela necessidade de grandes vazões e são empregadas em quedas de até 12 m; o que torna muito pequena sua faixa de aplicação para microcentrais (até 100kW), praticamente inviabilizando sua utilização.

As turbinas Kaplan são do tipo hélice, dotadas de pás que se assemelham às hélices de motores de barco. O que as diferencia das turbinas hélice comum é a presença de um dispositivo que orienta a angulação das pás, a variação do ângulo de incidência da água, melhorando, assim, a rotação da turbina perante as diferentes descargas hidráulicas.

Na figura 18 a seguir, destaca-se uma turbina tipo hélice de eixo vertical com caixa aberta.

Figura 18 - Turbina tipo hélice de eixo vertical com caixa aberta



Fonte: MME (1985)

2.1.7.2 Cavitação em turbinas hidráulicas

Baptista et al. definem cavitação como um fenômeno semelhante à fervura da água, onde o líquido passa para o estado de vapor. Esse fenômeno se dá formando cavas no líquido devido ao abaixamento de pressão, enquanto na fervura advém do aumento de temperatura.

Pfleiderer e Petermann (1979) indicam que pressão de vapor é a pressão com a qual a água muda seu estado físico de líquido para vapor e de vapor para líquido, dependendo da temperatura. Na tabela 1 é apontada relação entre a temperatura e a pressão de vapor.

Tabela 1 - Pressão de vapor da água

Temperatura °C	Pressão de vapor bar
20	0,0234
40	0,0738
60	0,199
80	0,474
100	1,013

Fonte: Pfeleiderer et al (1979)

Tal fenômeno deve ser evitado nas turbinas hidráulicas, pois traz efeitos negativos como diminuir o rendimento da turbina e, por consequência, a potência gerada; devendo ser destacado também o efeito de desgaste dos da tubulação e das pás da turbina, decorrente dos choques contra as paredes na eclosão das bolhas geradas.

Para que não ocorra cavitação, deve se elevar a pressão nas zonas de baixa pressão, sendo possível evitá-la já na escolha da turbina analisando o catálogo do fornecedor. Porém, em casos de turbinas Francis uma solução bastante usual é o alargamento da tubulação de sucção, diminuindo assim a velocidade de saída de água e, conseqüentemente, diminuindo a diferença de pressão entre a entrada e a saída do sistema.

2.1.7.3 Volante de Inercia

A Eletrobrás e o DNAEE (1985) explicam que em unidades geradoras pequenas, normalmente as peças girantes não possuem momento de inercia

suficiente para garantir rotação estável, ficando suscetível as variações de carga. Para que não ocorra variações na frequência de rotação o fabricante do grupo gerador recomenda a instalação de um volante de inercia fabricado de aço ou ferro fundido, que deve ser instalado ao longo do eixo do gerador e possuir dimensões e peso por ele indicados.

2.1.7.4 Gerador elétrico

O gerador elétrico transforma a energia mecânica recebida da turbina em elétrica, na grande maioria das centrais é do tipo síncrono e podem ser denominados hidrogeradores que operam com velocidade constante de rotação, independente da carga elétrica que é colocada em seus terminais (SOUZA, 2009).

É composto fisicamente por uma parte rotativa: o rotor, que deve ser ligado diretamente no eixo da turbina a uma parte fixa: o estator, que deve ser fortemente ancorado ao piso da casa de máquinas. Para pequenas centrais adotar o conjunto com o eixo horizontal traz simplificações de instalação e operação. Na Figura 19 é possível observar o arranjo da PCH Baitaca.

Figura 19 - Grupo gerador PCH Baitaca



Fonte: Alamo engenharia (2018)

Na imagem 19 observa-se as bobinas do estator fixadas à carcaça, que em seu interior o rotor, com seus polos magnetizados por corrente contínua gira, induzindo corrente alternada nas bobinas. O número de polos deve ser divisível por 4. Na tabela 2 é possível observar a relação entre o número de pares de polos e a velocidade de rotação necessária para gerar corrente a 60 Hz, que é a frequência utilizada no Brasil.

Através da tabela 2 é possível observar que a velocidade de rotação diminui a razão em que é aumentado o número de pares de polos. Porém, em pequenas centrais hidrelétricas é importante verificar a viabilidade econômica, pois a utilização de geradores com 12 pares de polos pode se tornar inviável economicamente devido às dimensões do equipamento.

Tabela 2 - Velocidade de rotação conforme o número de pares de polos

Frenquência	Número de Polos	Rotação do gerador (rpm)
60 Hz	2	3600
	4	1800
	6	1200
	8	900
	10	720
	12	600

Fonte: Autoria própria

2.1.8 Canal de Fuga

É denominado canal de fuga a estrutura responsável pela restituição da água ao rio após a saída da turbina. Deve se destacar a elevada velocidade da água na saída da turbina, o que leva à erosão do trecho de restituição. Assim, portanto, é recomendado a instalação de um canal capaz de atenuar a força da água, a fim conduzi-la de volta ao leito do rio.

Para que não ocorra erosão do fundo do canal nem de suas paredes laterais, devido a força da água na saída da turbina, é recomendado que essas superfícies sejam revestidas com pedras e rejuntadas com argamassa na proporção de cimento e areia 1:3 (ELETROBRÁS, 1985).

2.2 CLASSIFICAÇÃO DAS CENTRAIS GERADORAS HIDRELÉTRICAS

Segundo dos Reis (2011), as centrais geradoras hidrelétricas podem ser classificadas quanto ao uso das vazões naturais do corpo hídrico, ao sistema de adução, à potência instalada e à altura de queda.

2.2.1 Quanto ao Uso Natural das Vazões e Capacidade de Regularização

Para o uso das vazões naturais do corpo hídrico e sua capacidade de regularização existem: as de captação a fio d'água; as de acumulação, com regularização diária do reservatório; e, as de acumulação, com regularização mensal do reservatório.

2.2.1.1 Centrais a Fio D'Água

Para esse tipo de central, o volume do reservatório formado pelo barramento é desconsiderado. A ELETROBRÁS em seu Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas (2000) define que essas centrais podem possuir produção não constante devido às oscilações da vazão do rio, contudo na maior parte dos casos a vazão mínima do rio em períodos de estiagem é maior que a vazão de projeto definida, tendo o sistema atendendo em sua totalidade a potência instalada.

Por consequência, obtém-se o aproveitamento parcial do potencial hidrelétrico do rio, pois a vazão turbinada será inferior a vazão natural do rio, estando o vertedouro em funcionamento quase constante, extravasando o volume excedente de água (SOUZA, 1999).

Esse tipo de CGH apresenta simplificação de estudos e de projeto pra sua implantação, dentre elas as principais são:

- Dispensa estudos de regularização de vazões;
- Dispensa estudos de sazonalidade de carga elétrica do consumidor;
- Facilita a concepção da tomada d'água;
- Menor altura da barragem, tendo ela somente a função de desviar a água para o canal de adução;
- Menor área inundada, por consequência menor valor gasto com indenizações.

2.2.1.2 Centrais de acumulação, com regularização diária do reservatório

Segundo Dos Reis, a CGH com reservatório de acumulação deve possuir um reservatório com dimensão suficiente para armazenar água durante os períodos de cheias, a fim de usá-la nos períodos de estiagem. Isso garante produção energética constante e maximiza o aproveitamento do potencial hidrelétrico do rio, por fornecer uma vazão firme substancialmente maior que a vazão mínima do rio.

Este tipo de CGH é interessante para rios com grande variação de vazões ou com curva de permanência com inclinação acentuada, pois a vazão regularizada é consideravelmente maior que a Q95, sendo necessário estudos de regularização diária para definições da descarga de projeto.

Outro ponto destacado pela ANEEL (2008), é quando essas Centrais estão localizadas a montante das demais hidrelétricas, regulam a vazão da água que irá fluir para elas, de forma a permitir a operação integrada do conjunto de usinas. As unidades a fio d'água geram energia com o fluxo de água do rio; ou seja, pela vazão com mínimo ou nenhum acúmulo do recurso hídrico.

2.2.1.3 Centrais de acumulação, com regularização mensal do reservatório

Quando o projeto de uma CGH considera dados de vazões médias mensais no seu dimensionamento energético, analisando as vazões de estiagem médias mensais, pressupõe-se uma regularização mensal das vazões médias diárias promovida pelo reservatório (ELETROBRÁS, 2012).

2.2.2 Quanto à Forma de Captação de Água

Quanto ao sistema de adução, são classificados em dois tipos:

- Adução em baixa pressão com escoamento livre em canal/alta pressão em conduto forçado;
- Adução em baixa pressão por meio de tubulação/alta pressão em conduto forçado.

A escolha entre um desses esquemas depende da análise das condições topográficas e geológicas; o fator econômico também deve ser levado em consideração.

Sendo o primeiro esquema mais indicado para casos em que o sistema de adução é longo, tendo o local do aproveitamento condições favoráveis para a construção de um canal, como inclinação e materiais de fundação adequados. Já o segundo esquema poderá ser a solução mais econômica para sistemas de adução curtos, portanto pode ser interessante adotar tubulação única para os trechos de baixa e altas pressão.

2.2.3 Quanto à Potência Instalada e altura de queda de projeto

A ELETROBRÁS, em suas Diretrizes para Projetos de PCH (2000), ainda divide as CGHs conforme a potência instalada e a queda de projeto, associando esses parâmetros, como mostrado na Tabela 3. Pois se analisados separadamente não permite uma classificação adequada devido ao fato da potência depender diretamente altura de queda e vazão.

Tabela 3 - Classificação das CGH quanto à potência e à queda de projeto

CLASSIFICAÇÃO DAS CENTRAIS	POTÊNCIA - P (kW)	QUEDA DE PROJETO - H_d (m)		
		BAIXA	MÉDIA	ALTA
MICRO	$P < 100$	$H_d < 15$	$15 < H_d < 50$	$H_d > 50$
MINI	$100 < P < 1.000$	$H_d < 20$	$20 < H_d < 100$	$H_d > 100$
PEQUENAS	$1.000 < P < 30.000$	$H_d < 25$	$25 < H_d < 130$	$H_d > 130$

Fonte: Eletrobrás (2000)

2.3 GERAÇÃO DISTRIBUIDA

A COGEN (2013) aponta a geração de distribuída (GD) como geração de energia elétrica gerada em menor escala e próxima de onde será consumida, ocorrendo em locais onde não seria instalado uma usina geradora convencional, permitindo melhorar a distribuição geográfica de geração, levando energia a lugares mais isolados não compreendidos pelas linhas da distribuidora; podendo ser a geração e consumo isolados ou integrados à rede de distribuição.

Segundo o INEE (2012), a geração distribuída inclui co-geradores, geradores que utilizam como fonte de geração resíduos combustíveis, geradores de emergência, painéis fotovoltaicos e pequenas centrais hidrelétricas (PCH's). A compreensão de

GD inclui, ainda, equipamentos que permitem um eventual controle de carga, como equipamentos de medida, controle e comando, adaptando a unidade geradora à oferta de energia.

A geração distribuída apresenta algumas vantagens e desvantagens frente à geração centralizada. A Associação de Indústria de Cogeração de Energia (COGEN) juntamente com a Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD) e o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE) pontam os principais aspectos a serem destacados sobre a GD, como vantagens: a minimização dos impactos ambientais para implantação, devido ao menor porte da obra; maior rapidez ao suprimento da demanda, por ter um tempo de implantação menor; redução nas perdas na transmissão e no seu respectivo custo, pela geração estar próxima do consumo; possibilidade de aumento de recursos privados para a geração de energia, ampliando o número de agentes geradores no setor elétrico; maior estabilidade do sistema elétrico, por haver reservas de geração distribuída; maior confiabilidade no suprimento aos consumidores, pela proximidade minimizando as falhas na transmissão e distribuição.

Como desvantagens decorrentes do maior número de entidades envolvidas no processo de geração, transmissão e distribuição; da desvinculação entre a interconexão física e comercialização da energia, para casos em que o comprador se encontra distante, tendo a concessionária apenas como transportadora e não compradora da energia gerada. Ainda, são ressaltados os seguintes pontos: maiores dificuldades contratuais, comerciais e administrativas; maior complexidade no planejamento e na operação do sistema elétrico; maior complexidade nos procedimentos e na realização de manutenções, inclusive nas medidas de segurança a serem tomadas e na coordenação das atividades; a possibilidade de diminuição do fator de utilização das instalações das concessionárias de distribuição, o pode acarretar no aumento do preço de fornecimento.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 ÁREA DE ESTUDO

O local de estudo foi a Cachoeira da Ponte Molhada pertencente ao Rio Saltinho, localizado no município de Cascavel, situado ao Oeste do estado do Paraná no Terceiro Planalto paranaense, nas proximidades da BR-277. O Rio Saltinho é pertencente à sub bacia Baixo Iguaçu, que está contida na Bacia Hidrográfica do Rio Iguaçu. As coordenadas geográficas do local obtidas através do programa Google Earth são 25°04'18.9"S e 53°15'36.9"O, onde por meio da Figura 20 é possível observar a área de estudo.

Figura 20 - Local de estudo



Fonte: Google Earth (2018)

Os estudos de iniciais para avaliação de viabilidade da construção de uma microcentral, começaram pela obtenção de dados básicos para determinação do potencial da área de interesse. Nesse sentido, as diretrizes prontadas pela Eletrobrás em seu Manual de Microcentrais Hidrelétricas (1985) se mostram atuais, sendo o

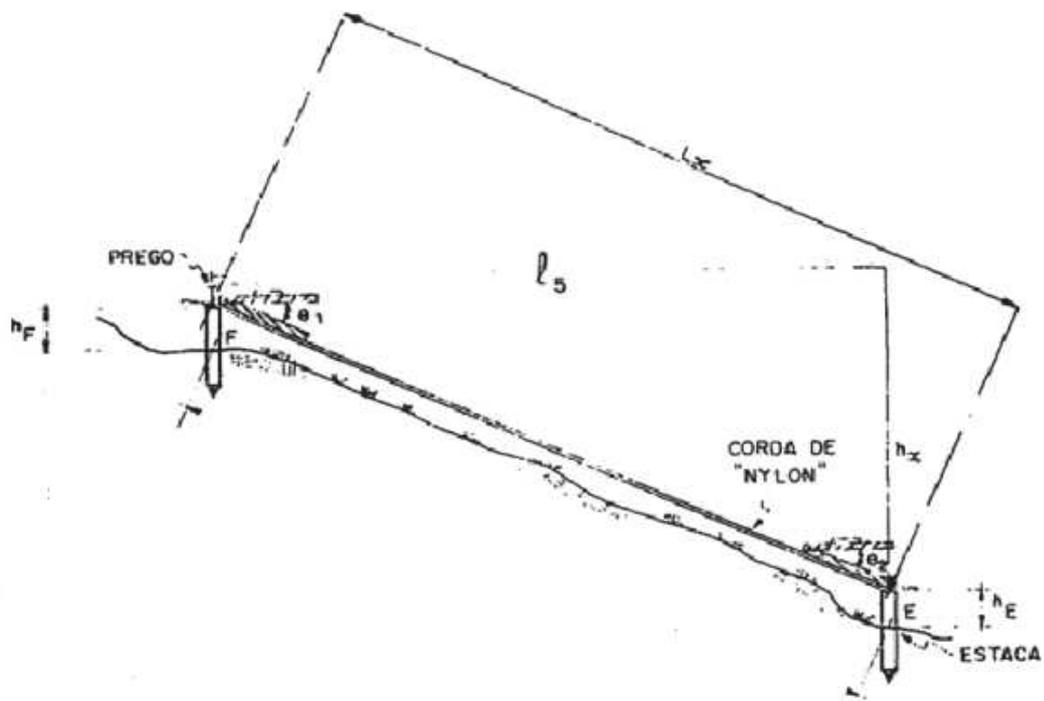
principal norteador de estudos e projetos de microcentrais no Brasil, portanto o presente trabalho seguiu tais diretrizes.

3.2 DETERMINAÇÃO DA QUEDA NATURAL

A medição da queda natural existente no local do aproveitamento foi realizada pelo método do clinômetro, demonstrado no Manual de Microcentrais Hidrelétricas (1985). Para a execução desse método foi empregado um clinômetro, linha de nylon e estacas de madeira. O método se baseia em relações trigonométricas e se apresenta como uma alternativa rápida e barata para determinação do desnível existente no local.

Para a medição, primeiro cravou-se as estacas nos pontos E e F do terreno, conforme apresentado na Figura 21, de modo que seja permitido esticar sem obstruções a linha de nylon entre as cabeças das estacas. Após cravado as estacas, foi atarraxados pregos em suas cabeças que serviram de suporte para que a linha fosse esticada entre elas, formando uma ligação o mais reta possível.

Figura 21 - Exemplificação do método do clinômetro



Fonte: Eletrobrás (1985)

Posteriormente a fixação da linha esticada foi preciso medir o ângulo formado entre a horizontal e a linha, essa medição foi feita com o auxílio de um clinômetro. Para que se obtenha maior precisão a medição, realizou-se a medição a partir das duas estacas, encontrando valores de θ_1 e θ_2 ; utilizando a média entre eles para realização dos cálculos. A pequena diferença entre a medição a partir de cada estaca se dá pela flexão que ocorre devido ao peso próprio da linha, por mais esticada que a linha esteja, o maior valor θ é encontrado a partir da estaca do topo.

Por o local possuir duas quedas, uma principal de maior altura a montante e uma secundária de menor altura a jusante, o método foi aplicado em cada queda de forma separada, determinando assim o desnível existente nas duas quedas. Portanto para diferenciação e organização dos cálculos os dados θ , h_x e H foram identificados com a letra “p” os dados referentes a queda principal e com a letra “s” os dados referentes a queda secundária.

Para a realização dos cálculos foram necessárias ainda as medições, por meio de trena, das alturas do topo das estacas em relação ao solo e a medição da distância entre os topos das estacas obtida pelo comprimento da linha de nylon.

Primeiramente foi determinado o ângulo de cálculo, através da Equação (1); após disso determinou-se a diferença de cota e a distância entre as estacas a partir das Equações (2) e (3) respectivamente.

$$\theta = (\theta_1 + \theta_2)/2 \quad (1)$$

$$h_x = L_x \text{sen}(\theta) \quad (2)$$

$$L_5 = L_x \text{cos}(\theta) \quad (3)$$

Onde:

θ_1 = ângulo medido a partir da estaca do topo;

θ_2 = ângulo medido a partir da estaca inferior;

θ = média entre os ângulos θ_1 e θ_2 ;

L_x = comprimento da linha de nylon;

h_x = diferença de cotas entre os topos das estacas E e F;

L_5 = distancia horizontal entre as estacas.

Para casos em que as estacas fossem cravadas com a mesma altura ($h_E = h_F$), o valor encontrado h_x seria a diferença de cotas entre os pontos E e F. Porém, quando as estacas fossem cravadas com altura diferente, seria necessário considerar essa diferença e corrigi-la – a fim de determinar o desnível entre os pontos. Portanto deveria ser feita a correção utilizando a Equação (4) e posteriormente somar os valores encontrados para as duas quedas, determinando o valor de queda bruta existente no local.

$$H = h_x - h_f + h_e \quad (4)$$

Onde:

H = desnível existente na queda;

h_x = diferença de cotas entre os topos das estacas E e F;

h_f = altura do topo da estaca F em relação ao ponto F;

h_e = altura do topo da estaca E em relação ao ponto E.

Figura 22 - Cachoeira da Ponte Molhada



Fonte: Google Earth (2015)

3.3 DETERMINAÇÃO ÁREA DE DRENAGEM

A área de drenagem foi obtida utilizando o Programa QGIS 2.18.17 por meio de imagens SRTM com articulação compatível com a escala 1:250.000, baixadas do site da EMBRAPA. Foi necessário o download das imagens SG-22-V-A e SG-22-V-C, pois a área de estudo está dividida nessas duas imagens.

O ponto “Cachoeira da Ponte Molhada”, apresentado na Figura 20 acima, foi salvo através do Google Earth como um dado vetorial e posteriormente inserido no Programa QGIS juntamente com as imagens SRTM. O ponto representa a seção exutória da área de drenagem em estudo; já as imagens representarão as características topográficas do terreno que foram cortadas, priorizando a área de estudo para não sobrecarregar o programa com cálculos fora da bacia de interesse, o que possibilitou maior precisão na determinação da área de drenagem.

Após isso utilizando a ferramenta “r.watershed”, com um tamanho exterior mínimo para as micro bacias hidrográficas de 50 pixels, onde cada pixel simboliza uma área de 900 m², gerou-se uma série de camadas raster, que representa as micro bacias.

Para conseguir determinar a área de drenagem, foi necessário converter o arquivo das micro bacias em raster para vetor, através da ferramenta “r.to.vect”, em seguida executando a ferramenta “r.water.outlet” com o arquivo de entrada “drainage direction” (direção da drenagem), e determinando o exutório da micro bacia em estudo como sendo o ponto “Cachoeira da Ponte Molhada”, o programa gerou a área de drenagem correspondente a seção exutória.

Por fim para calcular a área de drenagem gerada pelo programa, bastou selecionar a camada abrindo sua tabela de atributos, ir na seção “área” e escolher a unidade em km².

3.4 ESTUDOS HIDROLÓGICOS

Os estudos hidrológicos necessários em projetos de microcentrais visam determinar em caráter estimativo: a vazão de projeto, para determinação da potência; nível d’água da vazão de cheia máxima, para determinação da capacidade do vertedouro e auxiliar na localização da casa de máquinas; nível d’água de desvio do rio, quando for necessário realizar ensecamento para construção da barragem.

A medição das vazões foram realizadas por dois métodos, o do flutuador e da regionalização de vazões, o primeiro relaciona a área de seção do rio com sua velocidade média de escoamento para encontrar a vazão do corpo hídrico, já o segundo toma dados de séries históricas de posto fluviométricos localizados na mesma bacia e o transporta para a micro bacia de estudo, por meio da relação entre as áreas de drenagem.

O método do flutuador é o mais clássico e é indicado pela Eletrobrás para determinação de vazões, porém com o surgimento de programas computacionais de geoprocessamento e o com aumento de postos fluviométricos, gerando um amplo banco de dados com séries históricas de vazões, torna interessante a realização de estudos a partir desses dados e comparar os resultados obtidos pelos dois métodos.

Desta forma, é importante salientar que o método de regionalização de vazões, foi empregado somente para estabelecer um parâmetro de comparação com os valores de vazão encontrados pelo método do flutuador, que é o recomendado pela Eletrobrás e DNAEE em seus manuais, sendo as vazões de projeto determinadas pelos métodos convencionais descritos no Manual de Micro Centrais Hidrelétricas (1985). Devido a isso o método de regionalização de vazões foi aplicado de forma simplificada, utilizando-se de dados de um posto fluviométrico a jusante da área de estudo.

3.4.1 Método do flutuador

Para determinação da vazão de projeto de microcentrais, o método usualmente empregado consiste em realizar medições da vazão do local escolhido nos períodos de estiagem pelo método do flutuador, adotando a vazão mínima registrada para cálculo da vazão de projeto, as medições foram realizadas quinzenalmente o que garante precisão aceitável para determinação da descarga de projeto para obras desse porte. Por o estudo do presente trabalho se tratar de uma microcentral hidrelétrica que opera a fio d'água, a Eletrobrás (1985) indica que se utilize a vazão de projeto como sendo a vazão com 95% de ocorrência, que foi calculada utilizando a vazão mínima registrada no período de estiagem, aplicando a ela um coeficiente de relação.

O método do flutuador foi empregado em um trecho reto e uniforme do rio, em que a água fluía serenamente. Foi escolhido um trecho de comprimento L , medindo aproximadamente 10 metros, marcando seu início e fim com duas cordas amarradas

a estacas cravadas às margens do rio, atentando-se para que fossem perpendiculares ao eixo de escoamento.

Conhecendo o comprimento do trecho o próximo passo foi aferir a velocidade superficial de escoamento, que se deu medindo o tempo transcorrido para que o flutuador percorresse o trecho. Para isso, foi lançado um flutuador no meio do leito a alguns metros à montante do trecho – o flutuador consiste em uma garrafa fechada lastreada com água em aproximadamente 1/3 de seu volume. Com um cronometro foi medido o tempo, em segundos, que o flutuador levou para atravessar o trecho demarcado.

Esse procedimento foi repetido dez vezes em cada dia de medição, com o objetivo de minimizar os erros foi feita uma média entre os tempos cronometrados e utilizado tal valor para cálculo. A velocidade média de escoamento do rio foi obtida pela Equação (5):

$$v = \frac{0,8 * L}{t} \quad (5)$$

Onde:

L = comprimento do trecho em metros;

0,8 = coeficiente de correlação da velocidade superficial para velocidade média na seção;

t = tempo gasto pelo flutuador para percorrer o trecho, em segundos;

v = velocidade média.

As áreas das seções do rio foram determinadas nos pontos de início e fim do trecho. A determinação das áreas foram feitas aferindo a profundidade em pontos igualmente espaçados da seção, utilizando escalas métricas de madeira ou trena e tomando o devido cuidado para deixar a maior face da escala métrica paralela ao sentido de escoamento, a fim de minimizar o efeito de elevação da lamina d'água que se choca contra a face da escala métrica. Após isso foi aferida a largura do leito do rio, encontrando a área da seção a partir da Equação (6):

$$A = \frac{(h_1 + h_2 + h_3 + \dots + h_n)W}{n + 1} \quad (6)$$

Onde:

A = área em m²;

h = medidas de profundidade, em metros;

W = largura do rio no ponto, em metros;

n = número de medições de profundidade.

Na sequência, para determinação da vazão bastou relacionar a área média das seções com o velocidade de escoamento, que é feito utilizando as Equações (7) e (8):

$$A_m = \frac{A_1 + A_2 + \dots + A_n}{n} \quad (7)$$

Onde:

A = áreas nos diferentes pontos;

n = número de pontos de medição de área;

A_m = média das áreas.

$$Q = A_m v \quad (8)$$

Onde:

Q = vazão do leito do rio;

A_m = média das áreas;

v = velocidade média.

Por fim, conforme indicado pela Eletrobrás em empreendimentos como este, para estipular a vazão de projeto (Q) como sendo a vazão com 95% de ocorrência (Q₉₅), foi utilizado a vazão mínima registrada no período e aplicado a ela um coeficiente de relação, conforme a Equação (9):

$$Q = Q_{95} = Q_{min} C_q \quad (9)$$

Onde:

Q = descarga de projeto;

Q₉₅ = vazão do curso d'água com 95% de ocorrência;

Q_{min} = vazão mínima registrada no período de estiagem;

C_q = coeficiente que indica a relação Q₉₅/Q_{min} para a bacia.

O valor do coeficiente C_q é um valor obtido através de um estudo estatístico feito pela Eletrobrás em várias bacias hidrográficas brasileiras, no caso da Bacia do Iguaçu deveria ser adotado valores de C_q de 1,10 a 1,30.

3.4.2 Método da regionalização de vazões

Outro método empregado na determinação de vazões foi o método de regionalização de vazões, onde se utiliza dados históricos de postos fluviométricos que estejam na mesma bacia, fazendo uma relação entre a área de drenagem e a vazão. O rio em estudo está contido na Bacia do Iguaçu, que possui diversos postos fluviométricos; contudo para maior precisão nos resultados é preferível colher dados de postos próximos ou que estejam no mesmo curso d'água, garantindo que as características de drenagem e do corpo hídrico sejam similares.

Para melhores resultados utilizando tal método, é recomendado pela Eletrobrás que se possua uma série histórica com pelo menos 25 anos de registro de vazões medias mensais e que relação entre as áreas de drenagem do posto fluviométrico e a área de drenagem do aproveitamento em estudo esteja em um intervalo de 3 a 4. Porém, com a ausência de estações fluviométricas mais próximas ao aproveitamento hidrelétrico, poderiam ser utilizados dados de estações que extrapolam tal relação de áreas recomendada, desde que a área de drenagem do estudo esteja inserida na área de drenagem do posto fluviométrico, apresentando características físicas e geológicas semelhantes; isso garantiria que os resultados não fossem afetados significativamente.

De acordo com a análise da área de estudo, o Rio Saltinho é um afluente do Rio Andrade, que possui o posto fluviométrico mais próximo da região de interesse, a estação São Sebastião, com código 65979000. A estação São Sebastião entrou em operação em julho de 1976, o que torna ela apta para a realização do estudo, pois possui serie de vazões com mais de 25 anos de registro.

Os arquivos com dados de series históricas da estação foram baixados em formato .MDB do site Agencia Nacional de Águas na seção HIDROWEB, disponível em <<http://www.snirh.gov.br/hidroweb>>, com o auxílio do Programa Hidro 1.3, fornecido pela Agencia Nacional de Águas (ANA). Esses dados foram importados para o programa, após isso selecionou-se o período de interesse dos registros de vazões médias mensais; em seguida foram exportados em formato de “colunas de Excel”.

Esse procedimento simplificou a manejo desses dados no Excel, que opera gráficos de forma mais eficiente quando os dados estão organizados em colunas.

Posteriormente os dados de vazões foram abertos no Excel e ordenados em forma decrescente; após isso adicionou-se uma coluna ao lado numerando os dados de 1 a n onde n é o número total de linhas, sendo a maior vazão de ordem 1 e a menor de ordem n. Portanto o número ao lado da vazão representa o número de vezes que ela foi igualada ou superada dentro da série histórica em análise.

Para determinar a ocorrência da vazão, ou seja, a porcentagem do tempo que determinada vazão é igualada ou superada, o próximo passo foi criar uma nova coluna adicional entre as duas já existentes. Nessa coluna foi calculada a probabilidade de ser superada a vazão de cada linha. O cálculo da probabilidade foi feito a partir do método de Kimball, apresentado na Equação 10 e aplicado para todas as linhas da matriz.

$$F = \frac{m}{n + 1} \quad (10)$$

Onde:

F = probabilidade da vazão ser superada;

m = posição da ordem de grandeza da vazão;

n = número total de dados analisados.

Após inserir ao lado de cada vazão sua probabilidade de ser superada, pode ser gerado o gráfico onde, nas ordenadas, está a vazão em m³/s e nas abscissas está a probabilidade de excedência ou igualdade.

De posse desse gráfico, pode ser determinada a vazão de projeto Q₉₅, traçando no ponto 95% uma linha que intercepta o gráfico; rebatendo essa linha para o eixo Y chegando ao valor de vazão que tem probabilidade de ser igualada ou superada 95% do tempo.

Por fim, após encontrada a vazão Q₉₅ para a área de drenagem do posto fluviométrico, foi necessário a transposição dos dados para a área de interesse, que foi feita a partir de uma relação direta entre as áreas de drenagem e as vazões; sendo que a área de drenagem do posto fluviométrico é fornecido pela entidade responsável, e a área de drenagem do aproveitamento determinada como descrito no item 3.3, determinando a vazão conforme a Equação 11:

$$Q_B = \frac{Q_A \text{Área}_B}{\text{Área}_A} \quad (11)$$

Onde:

Q_B = vazão transposta estimada para o aproveitamento;

Q_A = vazão Q_{95} do posto fluviométrico;

Área_B = área de drenagem do aproveitamento;

Área_A = área de drenagem do posto fluviométrico.

3.4.3 Determinação de vazões de projeto

A descarga de projeto a ser adotada para a determinação da potência instalada foi avaliada a partir de comparação entre os resultados do método de flutuador e o método de regionalização de vazões.

3.5 DETERMINAÇÃO DA POTÊNCIA APROVEITÁVEL

A potência aproveitável também pode ser chamada de potencial máximo do local, sua determinação depende de características topográficas e hidrológicas, sendo elas a queda natural existente e a vazão disponível (Q_{95}), respectivamente. O potencial foi calculado através da Equação 12:

$$P = 7,16H_B Q_{95} \quad (12)$$

Onde:

P = Potencial em kW;

H_b = queda bruta, em metros;

Q_{95} = vazão com 95% de permanência, em m^3/s .

A potência aproveitável é sempre maior que a potência que será instalada, pela potência máxima considerar o desnível total entre montante e a jusante do aproveitamento, não considerando as perdas de cargas que ocorrerão no sistema de adução e sem considerar que a cota da casa de máquinas e da turbina a ser instalada serão maiores que a cota do leito do rio a jusante; portanto isso diminuiria ainda mais a altura de queda líquida disponível.

Por esse fato, a Eletrobrás determina que seja aplicado um fator de correção que considera as perdas no sistema de adução. Essas perdas são estimadas em 5% da queda bruta disponível. Porém não é considerado a elevação da casa de máquinas em relação ao rio, uma vez que esse valor acaba, de certa forma, sendo compensado pela elevação do nível d'água devido ao barramento, portanto a potência a ser instalada foi obtida pela Equação 13:

$$P = 6,80H_B Q_{95} \quad (13)$$

Onde:

P = Potencial em kW;

H_b = queda bruta, em metros;

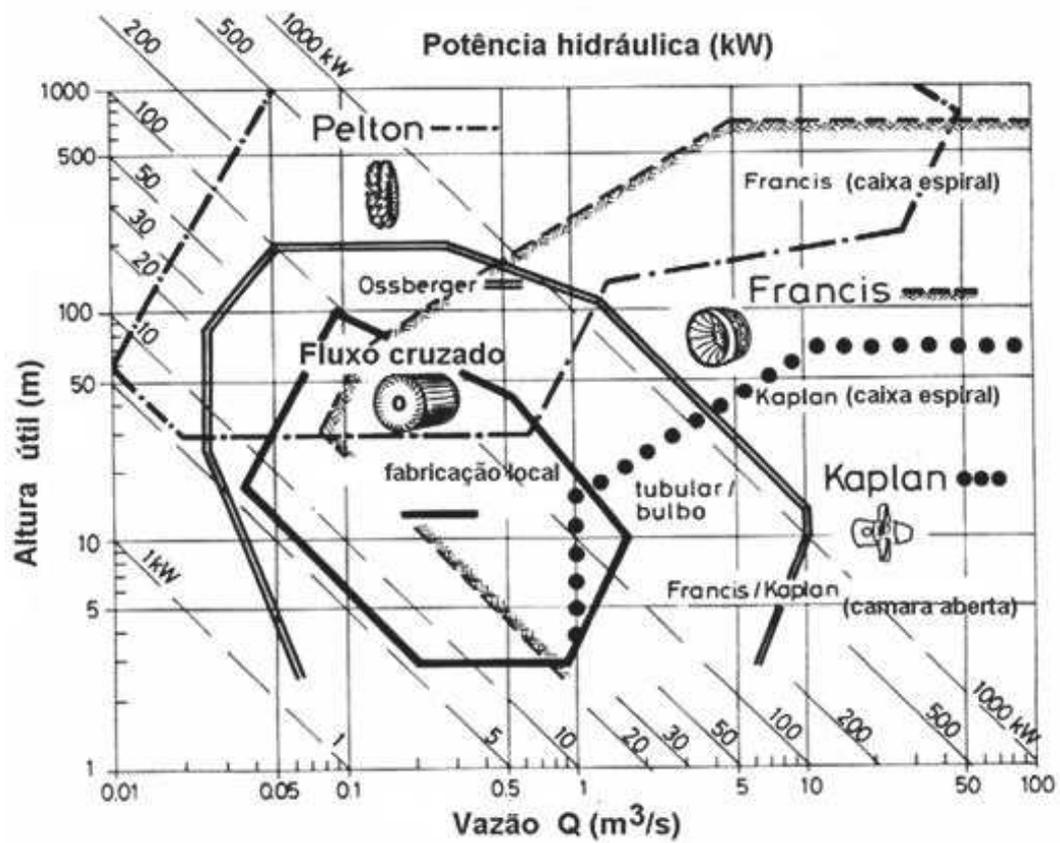
Q₉₅ = vazão com 95% de permanência, em m³/s.

3.6 DETERMINAÇÃO DO TIPO DE TURBINA

A escolha pela turbina empregada em microcentrais hidrelétricas deve feita pensando na facilidade de operação, manutenção e robustez. Outro ponto a ser destacado é o financeiro, pois em geral esses empreendimentos possuem orçamento mais limitado, sendo a turbina o equipamento mais caro de toda a central.

Sendo assim, a seleção por um tipo de turbina, além passar pelo crivo financeiro, deve ser analisado as garantias oferecidas pelo fabricante como a de funcionamento, de imediato atendimento em casos de problemas, pronta entrega para troca de componentes danificados e quanto à ausência de cavitação.

Figura 23 - Ábaco de Chapallaz e Fischer

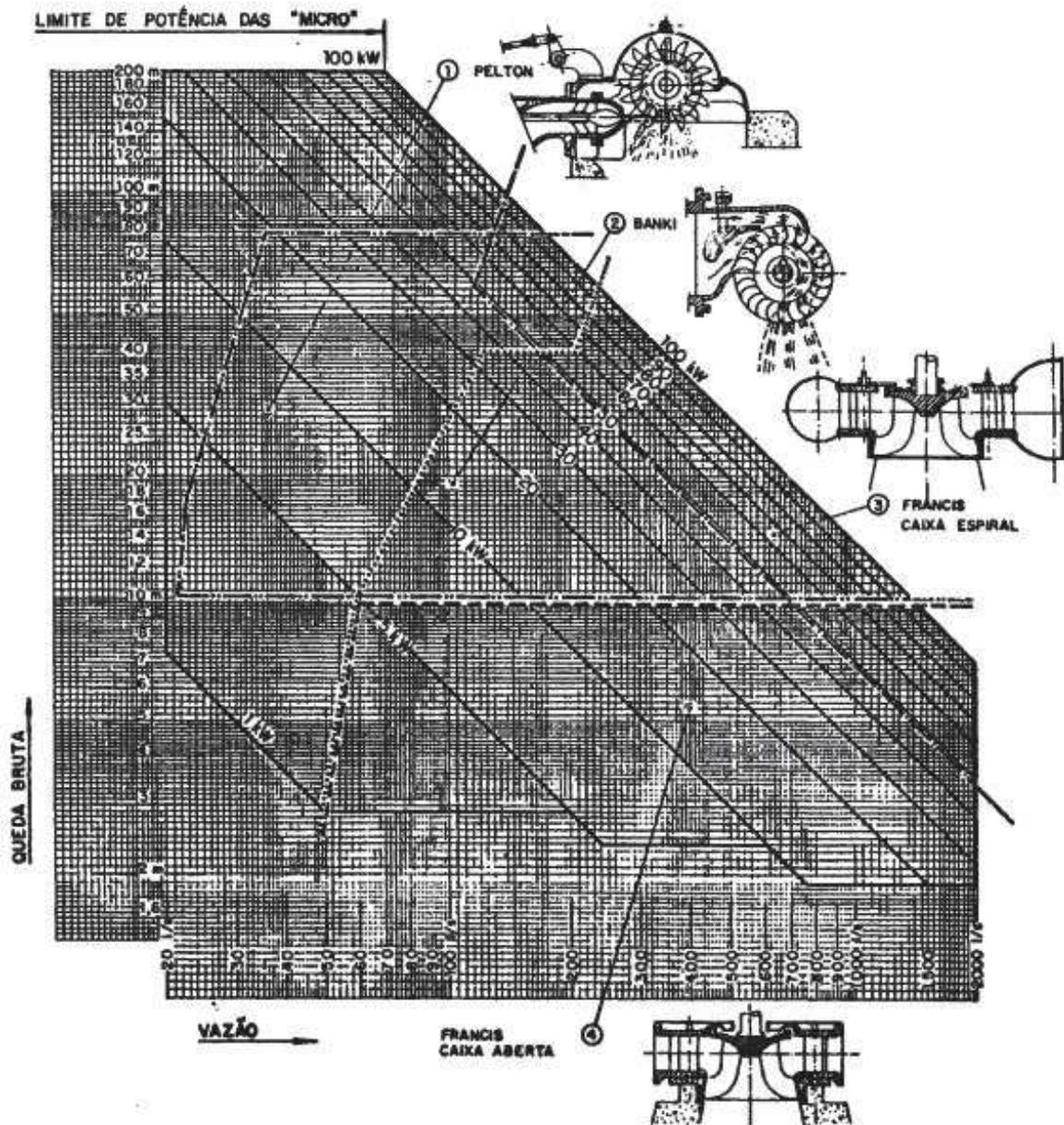


Fonte: Chapallaz et al (1992) adaptado

A partir do ábaco de Chapallaz et al (1992), apresentado na Figura 23, foi possível predeterminar quais tipos de turbina podem atender as características do empreendimento; basta entrar com valores de vazão e altura de queda, esse ábaco engloba toda a faixa de operação das microcentrais que possuem potência até 100 kW, tendo como vazão valores até 2 m³/s e de altura de queda valores até 200 m.

Foi possível, também, predeterminar a turbina através do ábaco fornecido pela Eletrobrás (1985), que é dedicado exclusivamente a microcentrais hidrelétricas; porém, por se tratar de um material mais antigo e que foi digitalizado sem manter toda sua qualidade, tornou-se um pouco mais difícil a visualização das linhas limites da operação recomendada de cada turbina, contudo ainda foi possível realizar tal análise por meio deste ábaco, que está representado na Figura 24:

Figura 24 - Ábaco com a faixa de operação de turbinas hidráulicas



Fonte: Eletrobrás (1985)

Por fim, foram apontados os tipos de turbina mais adequados ao aproveitamento em estudo, podendo resultar em mais de um tipo, pois as faixas de operação das turbinas acabam se sobrepondo, ficando a determinação da turbina a ser adotada dependente dos critérios citados anteriormente neste mesmo item.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 QUEDA NATURAL

A medição da altura de queda se deu pelo método do clinômetro, que ocorreu em duas etapas devido ao local de estudo possuir duas quedas d'água, sendo a primeira de maior altura e a segunda mais baixa, vale ressaltar também que a diferença de cotas entre as quedas foi desprezada por se mostrar insignificante frente a dimensão das quedas.

Aplicando os dados de ângulos aferidos na Equação (1), foram determinados os ângulos $\theta_{(P)}$ e $\theta_{(S)}$ para ambas as quedas e em sequência apontados o valores $h_{x(P)}$ e $h_{x(S)}$ de desnível entre os topos de estacas através da Equação (2).

:

$$\theta_{(P)} = 45,9^\circ$$

$$h_{x(P)} = 12,27 \text{ m}$$

$$\theta_{(S)} = 37,7^\circ$$

$$h_{x(S)} = 5,77 \text{ m}$$

Devido as estacas não estarem cravadas até a mesma altura se fez necessário medir a altura de cada uma, a fim considerar essa diferença e corrigi-la, incrementando os valores de h_x determinados anteriormente, conforme indicado pela Equação (4) e ilustrado pela Figura 25:

Figura 25 - Medição da altura da estaca.



Fonte: Acervo pessoal

Após isso foram somados os valores encontrados para a queda principal e secundária, resultando no valor de queda bruta total disponível.

$$H_p = 11,43 \text{ m}$$

$$H_s = 5,04 \text{ m}$$

$$H = 16,47 \text{ m}$$

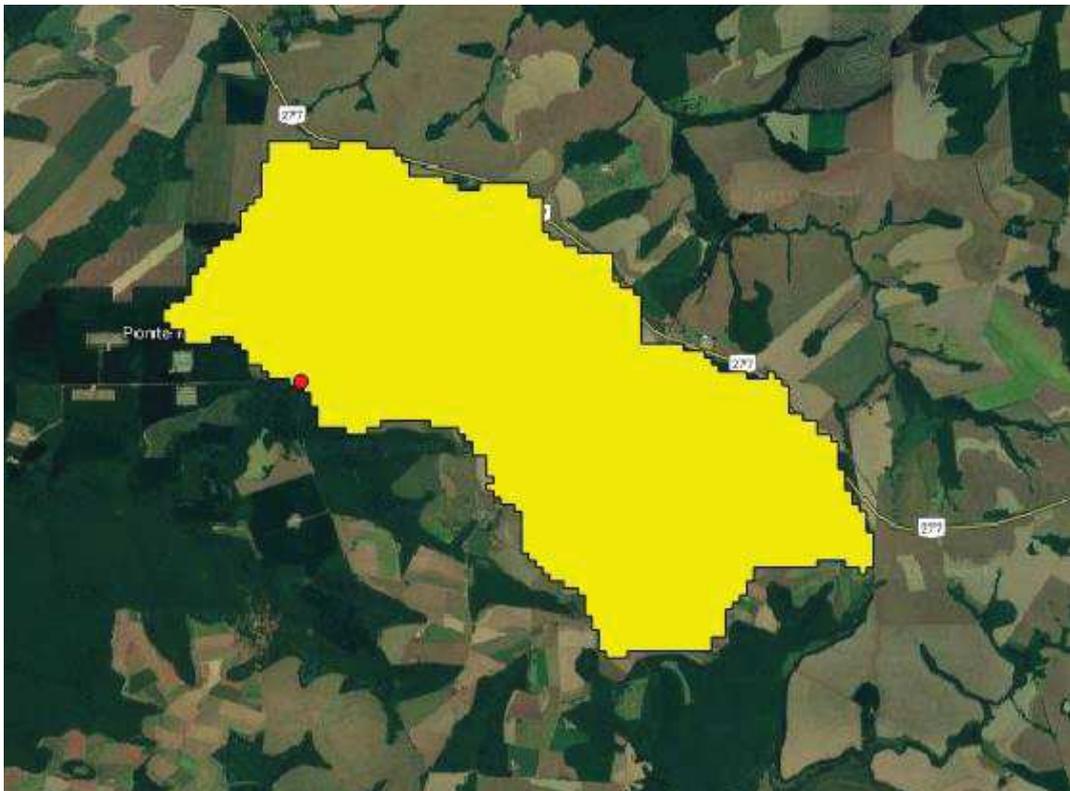
Portanto a queda bruta disponível para o local do aproveitamento é de 16,47 metros.

4.2 ÁREA DE DRENAGEM

A área de drenagem foi calculada por meio da utilização e o processamento de imagens de satélite, através do Programa QGIS, da marcação do ponto da cachoeira em estudo por meio do Google Earth e imagens SRTM baixadas do site da EMBRAPA, foi possível gerar a área de drenagem para o local do aproveitamento de interesse do estudo.

Após a realização de todos os procedimentos expostos no Item 3.3 do presente trabalho, o resultado do processamento de dados e imagens está ilustrado pela figura 26:

Figura 26 - Área de drenagem



Fonte: Autoria própria

Para realizar o cálculo da área foi preciso abrir a tabela de atributos da área de drenagem e na seção “Geometria” selecionar o item “Área”, após isso determinar que o resultado fosse dado em km^2 com três casas decimais de precisão, conforme ilustrado na Figura 27:

Figura 27 - Resultado área de drenagem

	value	label	Área (km ²)
1	1		29.569

Fonte: Autoria própria

Portanto a área de drenagem do aproveitamento é de 29,569 km².

4.3 ESTUDOS HIDROLÓGICOS

4.3.1 Método do flutuador

Buscou-se fazer medições quinzenais de vazão, não sendo realizadas somente em dias chuvosos, devido ao método adotar para cálculo da vazão de projeto a menor vazão registrada no período, tornando mais interessante medições após um período de estiagem, podendo assim abdicar de medições em dias chuvosos, pois certamente trariam valores de vazão superiores as medições em períodos de estiagem. Os resultados de vazões medidas no período se encontram na Tabela 4:

Tabela 4 - Valor das medições método do flutuador

Data	Vazão medida (m ³ /s)
24/11/2018	0,294
09/12/2018	0,192
17/01/2019	0,530
02/02/2019	0,383
24/02/2019	0,265
10/03/2019	0,239
28/04/2019	0,307

Fonte: Autoria própria

As medições foram realizadas em um trecho reto e mais uniforme possível, o trecho foi demarcado por meio de cordas fixadas em estacas cravadas as margens do rio, de forma que ficassem perpendiculares ao eixo de escoamento, assim demarcado a seções de início e fim do trecho, como mostrado na Figura 28. Ao final de cada dia de medição as cordas eram retiradas e guardadas, deixando no local somente as estacas que demarcavam as seções de início e fim do trecho, com isso

foi garantido que o trecho utilizado para a medição de vazão fosse sempre o mesmo, medindo 8,10 metros de comprimento.

Figura 28 - Demarcação da seção final do trecho



Fonte: Acervo pessoal

A seguir está exposto os cálculos que levaram à menor vazão medida durante o período. Onde na Tabela 5 se encontram as medidas de tempo para o flutuador percorrer o trecho.

Tabela 5 - Tempo para o flutuador percorrer o trecho

Tempo (s)	
13,39	14,04
14,77	12,86
13,26	16,55
15,31	13,64
13,32	15,47
Média	14,26

Fonte: Autoria própria

A partir do tempo médio gasto pelo flutuador foi calculada a velocidade média de escoamento do corpo hídrico, para isso foi preciso aplicar um coeficiente de correlação, pois a velocidade média de escoamento corresponde a um valor de 80% da velocidade superficial, conforme apontado pela Equação (5):

$$v = 0,45 \text{ m/s}$$

Após isso foram aferidas as áreas das seções de início e fim do trecho, para tal foi necessário medir a largura do leito do rio nas seções de controle e posteriormente medir profundidades igualmente espaçadas das seções conforme ilustrados na Figura 29. Os cálculos foram realizados conforme a Equação (6):

$$A_1 = 0,39 \text{ m}^2$$

$$A_2 = 0,46 \text{ m}^2$$

Figura 29 - Medição de profundidade na seção



Fonte: Acervo pessoal

O próximo passo foi calcular a área média das seções conforme a Equação (7), a fim de estimar uma seção a ser considerada em todo o trecho, isso é permitido devido a escolha de um trecho o mais uniforme possível. Posteriormente foi relacionado a área média das seções com a velocidade de escoamento, que se deu através da Equação (8) como apresento abaixo:

$$A_m = 0,425 \text{ m}^2$$

$$Q = 0,191 \text{ m}^3/\text{s}$$

Para finalmente determinar a vazão de projeto pelo método do flutuador foi utilizado a Equação (9), conforme recomendado pela Eletrobrás a menor vazão medida no período de estiagem foi multiplicada pelo coeficiente C_q . Para a bacia do Rio Iguaçu é estabelecido um valor do coeficiente C_q variando entre 1,10 e 1,30, sendo adotado para cálculo o valor de 1,10 devido ao tamanho da amostragem de vazões não ser tão elevado, assumindo assim que com um maior número de medições provavelmente ocorreriam vazões menores que a mínima registrada no presente estudo.

$$Q = 0,210 \text{ m}^3/\text{s}$$

Portanto a vazão de projeto estimada pelo método do flutuador é de 0,21 m³/s.

4.3.2 Método regionalização de vazões

Em busca de maior precisão na determinação da vazão de projeto adotou-se realizar um estudo do corpo hídrico com base no histórico de vazões naturais. O estudo baseou-se em series histórica fornecidas pela ANA, levantadas através de postos fluviométricos, visando um longo período de dados hidrométricos, trazendo assim mais precisão para os resultados de estimativas de vazões.

O posto fluviométrico São Sebastião, com código 65979000, se mostrou a estação mais adequada pra a realização do estudo, pois se encontra a jusante do local de interesse e possui disponível dados desde 1976 a 2014, sendo assim possui

dados de médias mensais superior a 25 anos. Os dados do posto fluviométrico se encontram na Tabela 6:

Tabela 6 - Dados posto fluviométrico São Sebastião

Estação	São Sebastião
Código	65979000
Responsável:	Agência Nacional de Águas
Operadora:	Instituto das Águas do Paraná
Bacia DNAEE:	Rio Paraná
Corpo d'água:	Rio Andrade
Município:	Santa Lúcia – PR
Latitude:	-25°26'2"
Longitude:	-53°31'4"
Área de drenagem (km ²):	1310

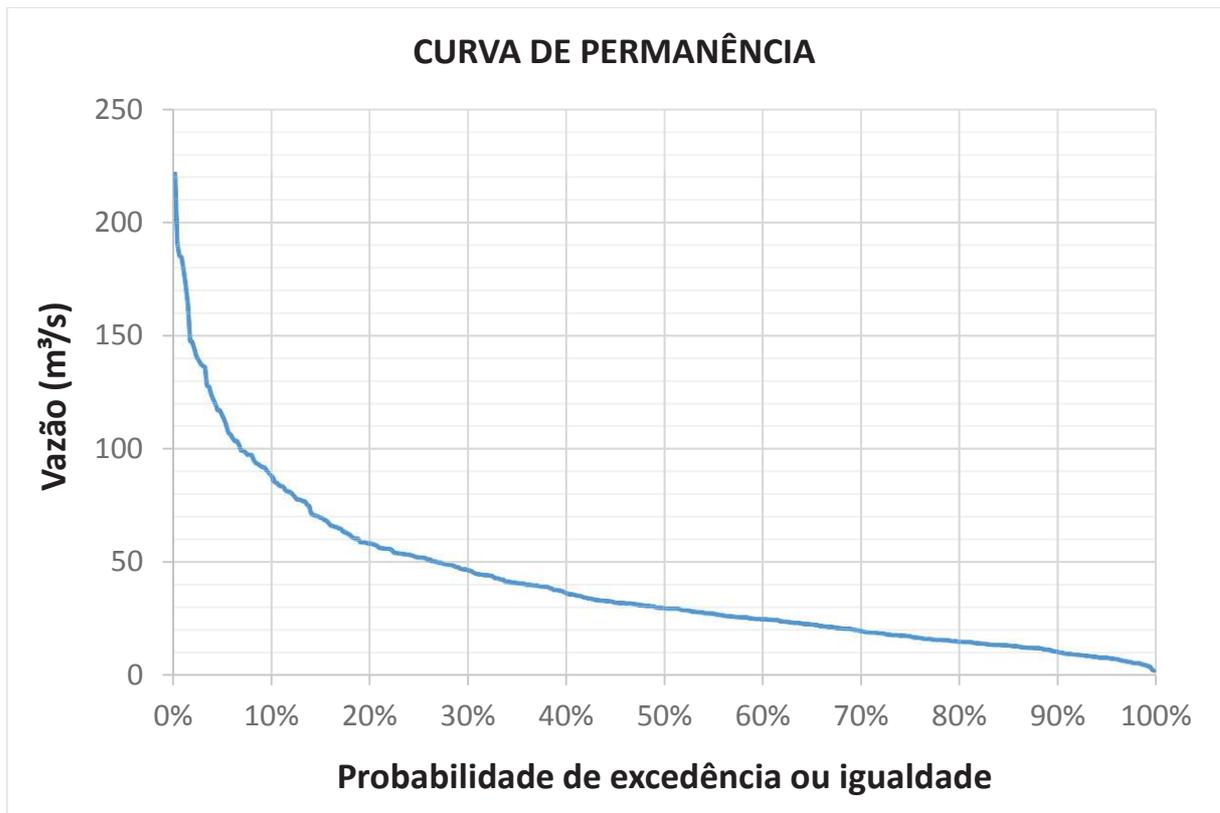
Fonte: Autoria própria

De posse do código do posto fluviométrico foi possível baixar do site da ANA o arquivo com séries históricas de vazões médias mensais, contendo dados desde agosto de 1976 a dezembro de 2014, o que resulta dados de 461 meses, ou seja, mais de 38 anos de registro, respeitando assim o que aponta o Manual de Diretrizes para Estudo e Projetos de PCHs (Eletrobrás, 2000), que recomenda pelo 25 anos de registro de dados para que seja gerada a curva de permanência do corpo hídrico com elevada confiabilidade.

Após baixados, com o auxílio do Programa Hidro 1.3, os dados de médias mensais foram exportados para o Excel em formatado de coluna e ordenados de forma decrescente, em seguida foi adicionado uma coluna ao lado onde os dados de médias mensais foram numerados, sendo a maior vazão de ordem 1 e a menor de ordem 461. Posteriormente foi possível aplicar o método de Kimball, representado na Equação (10), onde em uma coluna à esquerda das médias mensais foi determinada a probabilidade de excedência ou igualdade de cada vazão.

A partir da coluna contendo a probabilidade de excedência ou igualdade e a coluna com as médias mensais de vazões permitiu-se plotar o gráfico da curva de permanência, que está representado na Figura 30:

Figura 30 - Curva de permanência



Fonte: Autoria própria

Utilizando a curva de permanência, buscou-se apontar a vazão firme (Q_{95}), que representa a vazão que é igualada ou superada 95% do tempo, para isso bastou interceptar a curva em 95% probabilidade de excedência ou igualdade e rebater no eixo das ordenadas, chegando a um valor de 7,82 m³/s.

Para determinar a vazão Q_{95} do local do aproveitamento hidrelétrico, foi feita a correlação entre as áreas de drenagem do posto fluviométrico São Sebastião e área de drenagem do aproveitamento, definida no item 4.2 do presente trabalho, conforme indicado pela Equação (11).

$$Q_B = 0,177 \text{ m}^3/\text{s}$$

Portanto o resultado de vazão firme encontrado pelo método de regionalização de vazões para o local do aproveitamento foi de 0,177 m³/s ou 177 l/s.

4.3.3 Vazão de projeto

Comparando os resultados encontrados pelos dois métodos notou-se a convergência para um mesmo valor, o que validou os resultados obtidos por ambos

os métodos, devido a isso decidiu-se adotar como vazão de projeto a média entre os valores apontados pelos dois métodos.

$$Q = 0,194 \text{ m}^3/\text{s}$$

Desta forma a vazão de projeto adotada foi de 0,194 m³/s.

4.4 POTÊNCIA APROVEITÁVEL

De posse dos valores de vazão de projeto e queda bruta disponível foi possível calcular a potência disponível, ou seja o potencial máximo do local. Para isso foi empregado a Equação (12).

$$P = 22,88 \text{ kW}$$

Para a determinação da potência a ser instalada foi necessário considerar as perdas que ocorreriam no sistema de adução, conforme apontado pela Eletrobrás essas perdas devem ser estimadas na ordem de 5% como apontado pela Equação (13).

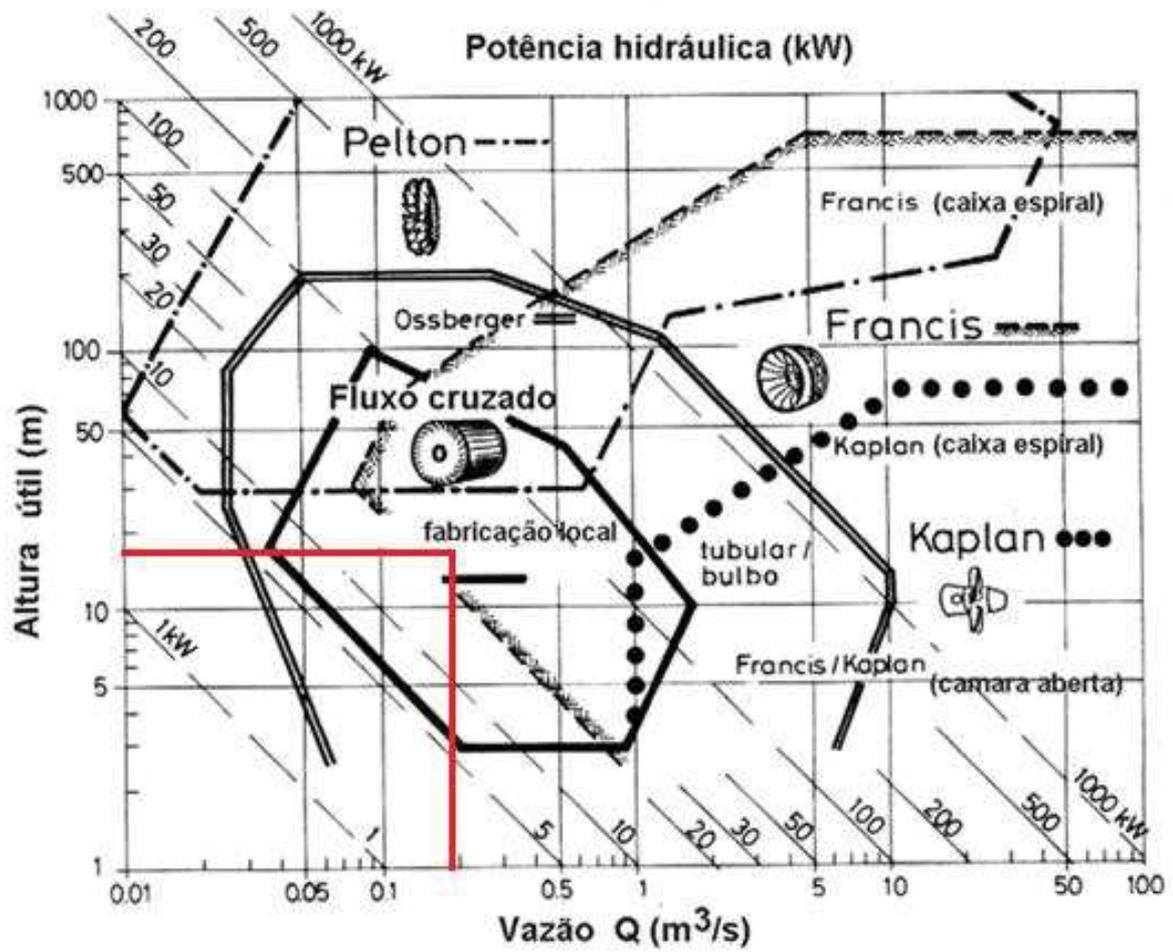
$$P = 21,73 \text{ kW}$$

4.5 ESCOLHA DA TURBINA

A escolha final sobre o tipo de turbina a ser empregado deve ser feita com base no custo do equipamento e nas garantias oferecidas pelo fabricante, pois para um mesmo empreendimento pode possuir diversas soluções de turbinas a serem adotadas.

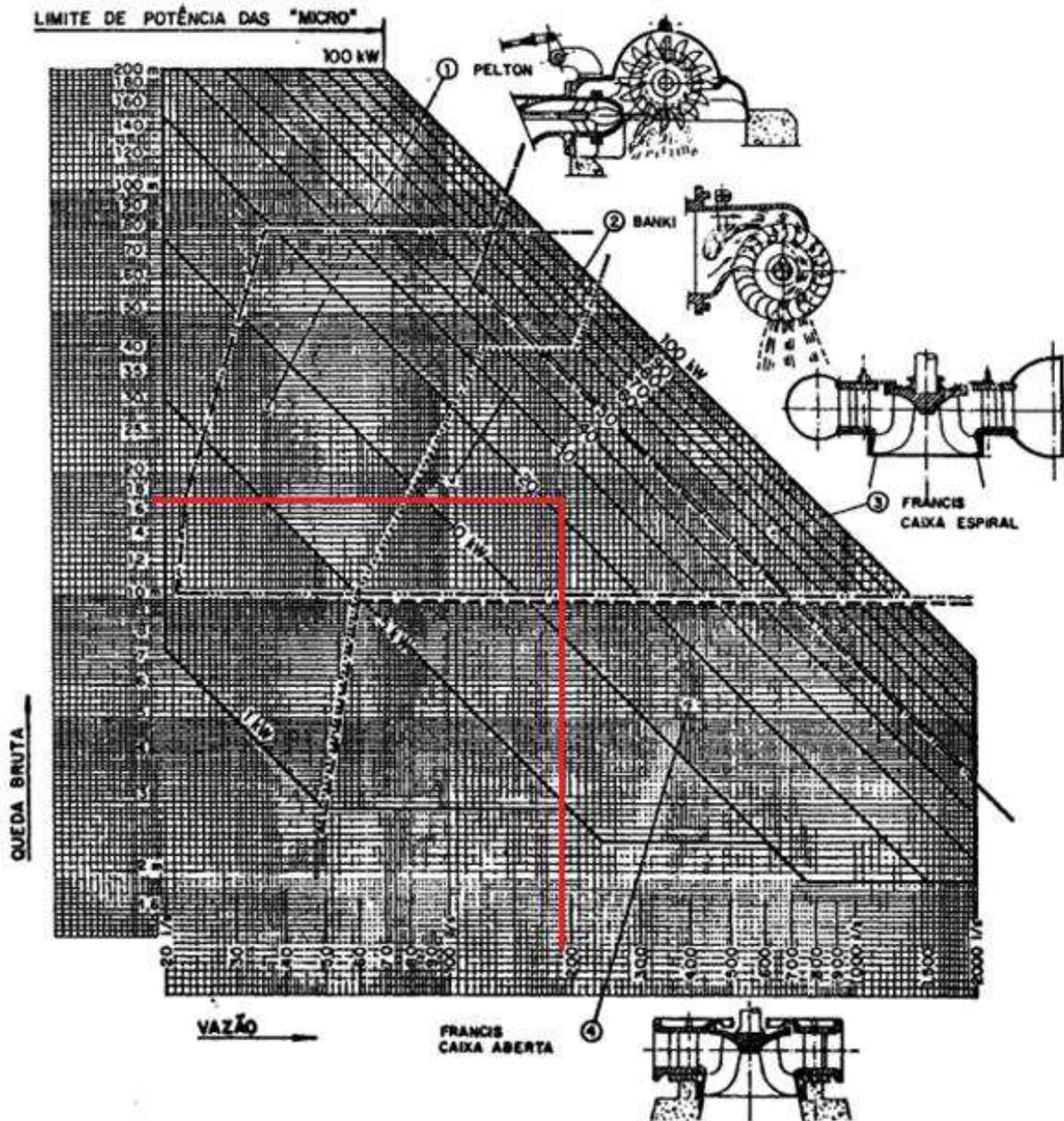
O presente trabalho analisou as possibilidades de turbinas aptas a operarem no empreendimento a partir de dois ábacos, a análise foi realizada entrando com valores de altura de queda bruta e vazão de projeto, interceptando essas linhas e analisando a faixa de operação de cada turbina foram determinados os tipos de turbinas mais adequados. As figuras 31 e 32 ilustram esse procedimento.

Figura 31 - Determinação de turbina pelo ábaco de Chapallaz e Fischer



Fonte: Chapallaz et al (1992) editada pelo autor

Figura 32 - Determinação de turbina pelo ábaco da Eletrobrás



Fonte: Eletrobrás (1985) editada pelo autor

A partir da análise dos ábacos as turbinas Francis com caixa espiral e Banki se apresentaram aptas a serem empregadas, podendo a turbina Banki ser de fabricação local, devendo a escolha final passar pela análise dos critérios citados no item 3.6 do presente trabalho.

5 CONCLUSÃO

Para implantação de uma CGH o fator mais importante a se considerar é a determinação do potencial aproveitável do local de interesse, para isso deve-se ter conhecimento de parâmetros como a área de drenagem, vazão do corpo hídrico e altura de queda disponível, que foram estabelecidos através de estudos de campo e por meio de programas computacionais. A partir desses parâmetros também foi possível apontar possíveis tipos de turbinas a serem empregadas no empreendimento.

Em campo foram levantados dados do terreno por meio do método do clinômetro, sendo constatado uma altura de queda de 16,47 metros, já os estudos hidrométricos foram feitos por dois métodos que convalidaram os seus resultados, pois o método do flutuador, realizado em campo, indicou uma vazão de 0,21 m³/s e o de regionalização de vazões 0,177 m³/s, diferindo apenas 15%, por esse motivo foi adotado a média entre os valores resultando uma vazão de 0,194 m³/s.

O levantamento da área de drenagem contribuiu para o estudo hidrométrico acerca do método da regionalização de vazões, podendo ser utilizados em estudos futuros, como no estudo de cheia máxima, que visa dimensionar as estruturas do vertedouro. Constatou-se que a área de drenagem não possui formato alongado como visto na maioria dos casos, isso se deve ao local de interesse estar localizado próximo ao início da bacia, possuindo uma área de 29,57 km².

Considerando a vazão firme e a altura de queda, a potência a ser instalada é de 21,73 kW, o que enquadra o empreendimento como um microcentral hidrelétrica de queda média. Fundamentando-se nestes mesmo dados foi possível apontar soluções de turbinas aptas a operar na microcentral, sendo elas as turbinas do tipo Francis com caixa espiral e Banki, esta última podendo ser de fabricação local.

Sendo assim, a partir dos dados levantados pelo presente trabalho espera-se contribuir com estudos futuros que possibilitem a implantação de uma CGH na localidade. Podendo esse estudo servir como base para a escolha do arranjo mais adequado da central, para o dimensionamento dos elementos que a compõe e posteriormente para realização de análise de viabilidade econômica do empreendimento.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6445: Turbinas Hidráulicas, Turbinas - Bombas e Bombas de Acomulação. Terminologia.** Rio de Janeiro, 1987.

AGENCIA NACIONAL DE AGUAS. **Hidroweb.** Disponível em: <hidroweb.ana.gov.br>. Acesso em: 10 de outubro de 2018

ALVES, Gilberto M. **Avaliação da viabilidade de aplicação de uma micro central hidrelétrica, para atender consumidores localizados em regiões isoladas.** 2007. 156 f. Tese (Doutorado) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Ciências Agrônomicas, Botucatu, 2007.

ANEEL, 2014. **Cadernos Temáticos ANEEL Micro e Mini Geração Distribuída Sistema de Compensação de Energia Elétrica.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/caderno-tematico-microeminigeracao.pdf>> Acesso em: 08 de setembro de 2018.

ANEEL, 2015. **Geração Distribuída - Micro e Minigeração.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>> Acesso em: 08 de setembro de 2018.

ANEEL, 2008. **Atlas de Energia elétrica no Brasil. 3ª edição.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas3ed.pdf>> . Acesso em: 13 de setembro de 2018.

BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. **Financiamento a Empreendimento – Geração de Energia.** Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finem-energia>>. Acesso em: 05 de outubro de 2018.

BAPTISTA, Mácio Benedito; LARA, Márcia. **Fundamentos de Engenharia Hidráulica.** 3. ed. Belo Horizonte: Editora Ufmg, 2014. 473 p.

CEEE, 2013, **Como funciona uma usina hidrelétrica.** Disponível em: <<http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/Component/Controller.aspx?CC=1876>>. Acesso em: 20 de agosto de 2018.

CERPCH. **Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas.** Disponível em: <<https://cerpch.unifei.edu.br/pt/o-que-e/>>. Acesso em: 19 de agosto de 2018. Acesso em: 10 agosto de 2018.

CERPCH - **Pequenas Centrais Hidrelétricas - Turbinas.** Disponível em: <<https://cerpch.unifei.edu.br/pt/etapas/obras-civis/edu.br/menus/01/turbinas.htm>>. Acesso em: 12 de setembro de 2018

CHAPALLAZ, J. M.; EICHENBERGER, P.; FISCHER, G.; **Manual on Pumps Used as Turbine;** MHPG Series; v. 11; Friedr. Vieweg & Sohn Verlagsgesellschaft mbH; Germany, 1992

COGEN, 2013, **Geração Distribuída 2013**. Disponível em: <http://www.cogen.com.br/workshop/2013/Geracao_Distribuida_Calabro_22052013.pdf> Acesso em: 10 setembro de 2018.

COPEL, 2014. NTC 905200. **Acesso de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema da COPEL**. Disponível em: <[https://www.copel.com/hpcopel/root/ntcarquivos.nsf/E00A539C1F08DF2003257F69004DF8BC/\\$FILE/NTC%20905200%20Acesso%20de%20Micro%20e%20Minigera%C3%A7%C3%A3o%20Distribu%C3%ADa.pdf](https://www.copel.com/hpcopel/root/ntcarquivos.nsf/E00A539C1F08DF2003257F69004DF8BC/$FILE/NTC%20905200%20Acesso%20de%20Micro%20e%20Minigera%C3%A7%C3%A3o%20Distribu%C3%ADa.pdf)>. Acesso em: 13 de setembro de 2018.

COSTA, Walter Duarte. **Geologia de Barragens**. São Paulo: Oficina de Textos, 2017.

ELETROBRÁS. **Manual de Microcentrais Hidrelétricas**. [S.l.]: [s.n.], 1985.

ELETROBRÁS. **Manual de Minicentrais Hidrelétricas**. [S.l.]: [s.n.], 1985.

ELETROBRÁS. **Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas**. [S.l.]: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 2000.

EPE. **Matriz Energética e Elétrica 2016**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em: 15 de outubro de 2018.

GUITARRARA, G. B. **Estimativa de Vazão para implantação de micro-centrais hidrelétricas com utilização do SIG**. Universidade São Paulo. São Carlos, p. 44. 2012.

HOLLAND. Ray. **Micro hydro electric power. England**. C. Steers, 1983.

IBGE, 2001. **Sinopse Preliminar do Censo Demográfico 2000**. Disponível em: <https://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/periodicos/308/cd_2000_v7.pdf>. Acesso em: 23 de setembro de 2018

INSTITUTO DAS ÁGUAS DO PARANÁ. **Atlas de Recursos Hídricos do Estado do Paraná**. Disponível em: <<http://www.aguasparana.pr.gov.br/modules/conteudo/conteudo.php?conteudo=73>> Acesso em: 10 outubro 2018.

INEE, 2012, **O QUE É GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp>. Acesso em 12 de outubro de 2018.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Manual de minicentrais hidrelétricas**. Brasília, 1985.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica**. 2004. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>>. Acesso em: 12 outubro de 2018.
NOVÁK, Pavel. **Hydraulic Structures**. 3 ed. New York: Taylor & Francis, 2004.

PFLEIDERER, Carl; PETERMANN, Hartwig. **Máquina de fluxo**. Tradução: Ana Lucia S. de Almeida; José ^a Royo dos Santos e Zulcy de Souza. Rio de Janeiro: Livros Técnicos, 1979

SCHREIBER, Gerhard P. **Usina Hidrelétricas**. São Paulo: Edgard Blücher; Rio de Janeiro: ENGEVIX, 1977.

SOUZA, Zulcy de; FUCHS, Ruvens Dario; SANTOS, Afonso H. M. **Centrais hidro e termelétricas**. São Paulo: Edgard Blücher; Itajubá-MG: Escola Federal de Engenharia, 1983.

SOUZA, Zulcy de. SANTOS, Afonso H. M. BORTONI, Edson da C. **Centrais Hidrelétricas – Estudos para Implantação**. Eletrobrás. Rio de Janeiro, 1999.

SOUZA, Zulcy de; SANTOS, Afonso H. M.; BORTONI, Edson da C. **Centrais Hidrelétricas - Implantação e Comissionamento** -2^oed. Rio de Janeiro: InterciênciaLtda, 2009.

STANO JÚNIOR, A. **Procedimentos para dimensionamento básico de micro e minicentrais hidrelétricas**. Brasília: CERPCH, 2008.

TUCCI, C.; SILVEIRA, A.; SANCHEZ; J.; ALBUQUERQUE, f. Flow regionalization in the upper Paraguay basin, Brazil. **Hydrological Sciences -Journal- des Sciences Hydrologiques**, v. 40, n. 4, 1995.