

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

RAFAEL SCHULTZ

**ESTUDO DE PRÉ-VIABILIDADE DE UM SISTEMA HÍBRIDO DE
APROVEITAMENTO DO POTENCIAL FOTOVOLTAICO E
HIDRELÉTRICO PROVENIENTE DA VAZÃO ECOLÓGICA DE UMA
PCH - ESTUDO DE CASO PCH GUARITA**

Porto Alegre

2014

RAFAEL SCHULTZ

**ESTUDO DE PRÉ-VIABILIDADE DE UM SISTEMA HÍBRIDO DE
APROVEITAMENTO DO POTENCIAL FOTOVOLTAICO E
HIDRELÉTRICO PROVENIENTE DA VAZÃO ECOLÓGICA DE UMA
PCH - ESTUDO DE CASO PCH GUARITA**

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

ORIENTADOR: Prof. Dr. Roberto Petry Homrich

CO-ORIENTADOR: Prof. Dr. Alexandre Beluco

Porto Alegre

2014

RAFAEL SCHULTZ

**ESTUDO DE PRÉ-VIABILIDADE DE UM SISTEMA HÍBRIDO DE
APROVEITAMENTO DO POTENCIAL FOTOVOLTAICO E
HIDRELÉTRICO PROVENIENTE DA VAZÃO ECOLÓGICA DE UMA
PCH - ESTUDO DE CASO PCH GUARITA**

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

Aprovado em: ____/____/____

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Roberto Petry Homrich, UFRGS, (Orientador)

Doutor pela Universidade Estadual de Campinas – Campinas, Brasil

Prof. Dr. Alexandre Beluco, UFRGS, (Co-orientador)

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

Prof. Dr. Elton Gimenez Rossini, UFRGS

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

Prof.^a Dr.^a Gladis Bordin, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, Brasil

Dedico este trabalho aos meus pais Ivo e Noeli, a minha irmã Andréia e a minha esposa Maribel que, com muito carinho e apoio, não mediram esforços para que eu chegasse até esta etapa de minha vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Prof. Dr. Roberto Petry Homrich pela orientação e confiança.

Agradeço ao Prof. Dr. Alexandre Beluco pelo apoio e atenção a mim dedicada durante a elaboração deste projeto.

Agradeço a CEEE por fornecer parte dos dados utilizados neste projeto e permitir a visita ao local da PCH Guarita.

Agradeço à UFRGS de um modo geral pela estrutura e oportunidade oferecidas.

Agradeço aos membros da banca avaliadora por aceitarem o convite.

RESUMO

O constante aumento do consumo de energia elétrica tem feito as empresas geradoras de energia elétrica pensarem em diferentes maneiras de aumentar a geração. O Brasil tem como uma possibilidade para aumentar a geração de energia elétrica a readequação de centrais hidrelétricas existentes, bem como investir em novas tecnologias que utilizam energia de fontes renováveis. Neste trabalho um estudo de viabilidade é criado considerando o aproveitamento de uma parcela da vazão ecológica da PCH Guarita, instalada no Rio Guarita no município de Erval Seco no RS, e o uso de painéis fotovoltaicos flutuantes sobre o espelho d'água. Os valores de custo utilizados nas simulações do projeto são baseados em valores típicos, além de considerar que o sistema proposto seja capaz de suprir a carga recorrendo ao Sistema Interligado Nacional para no máximo 5% da energia consumida pela carga. Durante a noite, uma vazão hidráulica maior que a vazão ecológica pode ser turbinada para suprir parte da energia que deixa de ser gerada pelo sistema fotovoltaico. A geração de energia elétrica a partir da vazão ecológica é economicamente viável na PCH Guarita em virtude do baixo investimento inicial e custo de operação da fonte hidráulica. O sistema fotovoltaico ainda é economicamente inviável para a realidade brasileira em virtude do alto custo.

Palavras-chave: Vazão Ecológica. Potencial Hidrelétrico. Energia Fotovoltaica.

ABSTRACT

The constant increase in the consumption of electricity has made power companies think of different ways to increase the generation of power. One option that Brazil has to generate more power is to upgrade existing power plants, as well as invest in new technologies that use renewable energy. A feasibility study was created in this project considering the use of a portion of the instream flow of the PCH Guarita, located in the Guarita River in the municipality of Erval Seco in RS, and the use of floating solar panels on the river surface. The cost values used in the project simulations are based on typical values and it is considered that the proposed system is able to supply the load using the National Interconnected System for a maximum of 5% of the energy consumed by the load. During the night, a hydraulic flow greater than the instream flow can be turbined to supply some of the energy that is no longer generated by the photovoltaic system. The generation of electrical power based in the instream flow is financially possible at the PCH Guarita due to the low initial investment and operational cost of the hydraulic source. The solar panel system will not be economically feasible for the Brazilian reality due to the high cost.

Keywords: Instream Flow. Hydropower potential. Photovoltaic Energy.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. OFERTA INTERNA DE ENERGIA ELÉTRICA POR FONTE PARA O ANO DE 2012	11
FIGURA 2. ELEMENTOS CONSTRUTIVOS DE UMA PCH	16
FIGURA 3. TURBINA HIDRÁULICA DO TIPO PELTON	18
FIGURA 4. TURBINA HIDRÁULICA DO TIPO FRANCIS	19
FIGURA 5. TURBINA HIDRÁULICA DO TIPO KAPLAN	20
FIGURA 6. ESTATOR DE UM GERADOR SÍNCRONO	21
FIGURA 7. ROTOR COM PÓLOS SALIENTES	22
FIGURA 8. FORMA CARACTERÍSTICA DAS CURVAS COMPOSTAS DE UM GERADOR SÍNCRONO.....	25
FIGURA 9. CURVA DE PERMANÊNCIA DE VAZÕES NO TEMPO	28
FIGURA 10. CARACTERÍSTICAS IxV E PxV DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	30
FIGURA 11. PAINÉIS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES	32
FIGURA 12. VISTA A MONTANTE DA BARRAGEM.....	40
FIGURA 13. QUEDA NATURAL DO CURSO D'ÁGUA.....	41
FIGURA 14. VISTA A JUSANTE DA BARRAGEM.....	42
FIGURA 15. LOCALIZAÇÃO DOS PRINCIPAIS ELEMENTOS DA PCH GUARITA	43
FIGURA 16. TURBINA HIDRÁULICA E GERADOR.....	44
FIGURA 17. ESQUEMÁTICO DO SISTEMA HÍBRIDO.	47
FIGURA 18. PARÂMETROS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	48
FIGURA 19. RECURSO SOLAR	49
FIGURA 20. PARÂMETROS DA CENTRAL HIDRELÉTRICA.....	51
FIGURA 21. RECURSO HIDRÁULICO.....	52
FIGURA 22. SISTEMA ÓTIMO.....	54
FIGURA 23. CAPACIDADE DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	55
FIGURA 24. ENERGIA COMPRADA DO SIN	56
FIGURA 25. CUSTO MÉDIO DO kWh COM CUSTO DE CAPITA DO SISTEMA HIDRÁULICO FIXO EM 2.000 US\$/kW INSTALADO	57
FIGURA 26. CUSTO MÉDIO DO kWh COM CUSTO DE CAPITA DO SISTEMA HIDRÁULICO FIXO EM 1.000 US\$/kW INSTALADO	57
FIGURA 27. CUSTO DO SISTEMA COM PRODUÇÃO HIDRÁULICA NOTURNA EXTRA PARA 1.000 US\$/kW HIDRÁULICO INSTALADO E MULTIPLICADOR DE CUSTO FOTOVOLTAICO DE 0,5.....	58
FIGURA 28. CUSTO DO SISTEMA COM PRODUÇÃO HIDRÁULICA NOTURNA EXTRA PARA 1.000 US\$/kW HIDRÁULICO INSTALADO E MULTIPLICADOR DE CUSTO FOTOVOLTAICO DE 0,75.....	59
FIGURA 29. VAZÃO ADICIONAL A SER TURBINADA.....	60
FIGURA 30. ALTURA PARA PERMITIR A REGULAGEM DIÁRIA PARA A VAZÃO EXTRA.	60

LISTA DE SIGLAS E SIMBOLOS

ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEEE-GT	Companhia Estadual de Energia Elétrica - Geração e Transmissão
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
ELETOBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S/A
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
MLT	Média de Longo Prazo
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
O&M	Operação e Manutenção
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
RS	Rio Grande do Sul
SIN	Sistema Interligado Nacional
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UHE	Usina Hidrelétrica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	10
1.1	TEMA DO TRABALHO	10
1.2	DELIMITAÇÃO DO TEMA	10
1.3	OBJETIVOS	10
1.4	JUSTIFICATIVA.....	10
1.5	A PROPOSTA	12
2	REVISÃO DA LITERATURA	13
2.1	APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS E CLASSIFICAÇÃO	13
2.1.1.	<i>CAPACIDADE DE REGULARIZAÇÃO DA PCH</i>	<i>14</i>
2.1.2.	<i>SISTEMA DE ADUÇÃO DA PCH</i>	<i>14</i>
2.1.3.	<i>POTÊNCIA INSTALADA E A QUEDA DE PROJETO DA PCH</i>	<i>15</i>
2.2	ESTRUTURAS BÁSICAS DE UM APROVEITAMENTO HIDRELÉTRICO	15
2.3	TURBINAS HIDRÁULICAS	17
2.4	COMPONENTES ELETROMECCÂNICOS DE UMA CENTRAL HIDRELÉTRICA.....	20
2.4.1.	<i>GERADORES ELÉTRICOS</i>	<i>21</i>
2.4.2.	<i>SISTEMA DE CONTROLE</i>	<i>25</i>
2.4.3.	<i>SISTEMA DE PROTEÇÃO</i>	<i>26</i>
2.4.4.	<i>TRANSFORMADOR ELEVADOR</i>	<i>27</i>
2.5	ESTUDO FLUVIOMÉTRICO.....	27
2.6	ESTUDO TOPOGRÁFICO	29
2.7	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	29
2.8	LEGISLAÇÃO	32
2.8.1.	<i>LEGISLAÇÃO PARA APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS</i>	<i>32</i>
2.8.2.	<i>LEGISLAÇÃO PARA APROVEITAMENTO FOTOVOLTAICO.....</i>	<i>37</i>
2.9	PCH GUARITA	38
2.10	<i>SOFTWARE</i>	<i>44</i>
3	SIMULAÇÕES COM O SOFTWARE HOMER.....	46
4	APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS ALCANÇADOS.....	54
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	61
6	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	63
7	REFERÊNCIAS	64

1 INTRODUÇÃO

1.1 TEMA DO TRABALHO

O tema do trabalho é o aproveitamento do potencial hidrelétrico e fotovoltaico.

1.2 DELIMITAÇÃO DO TEMA

Estudo sobre a viabilidade do aproveitamento do potencial hidrelétrico remanescente da atual vazão ecológica da PCH Guarita, localizada no rio Guarita, no município de Erval Seco no RS e que pertence a CEEE-GT, além de estudar a viabilidade da instalação de painéis solares flutuantes sobre o espelho d'água.

1.3 OBJETIVOS

Analisar a viabilidade do aproveitamento da vazão ecológica da PCH Guarita e do potencial fotovoltaico através de simulações dos custos envolvidos no projeto. Apontar condições de projeto e características básicas a serem seguidas em um projeto futuro de implantação, assim garantindo o retorno do investimento da empresa que possui a concessão da PCH.

1.4 JUSTIFICATIVA

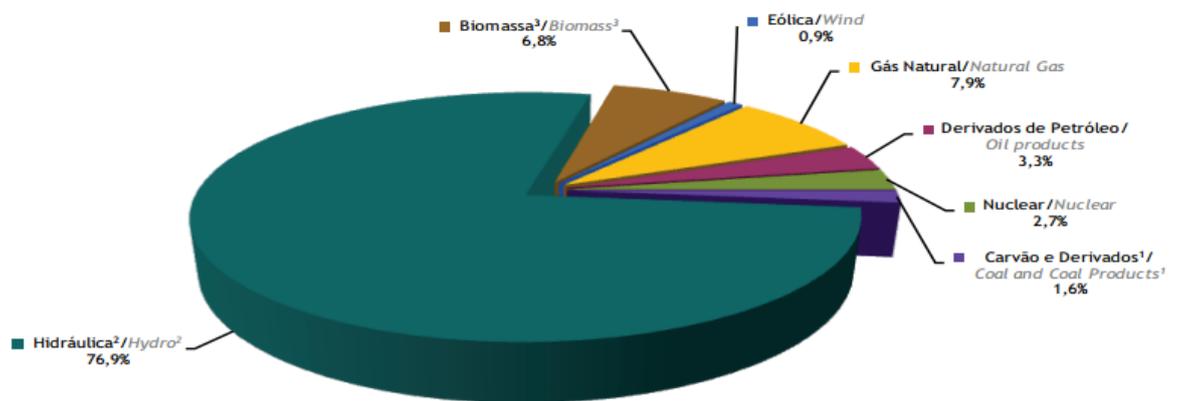
O aumento do consumo de energia elétrica é algo esperado. Isso se deve a diversos fatores, entre eles o crescimento vegetativo da população, o acesso de novas pessoas ao serviço pela expansão da rede e o aumento do poder aquisitivo da população que leva a um maior acesso a dispositivos elétricos como eletrodomésticos e eletroeletrônicos.

O início da geração de energia hidrelétrica no Brasil foi através das centrais de pequeno porte. A partir da década de 60, os investimentos para a geração de energia no Brasil passou a ser nas grandes usinas hidrelétricas fazendo as PCHs e CGHs saírem do foco. Nos últimos anos a potência instalada, seguindo este modelo, não acompanhou mais a demanda, causando a retomada dos incentivos e publicações para as PCHs, enquanto que as CGHs

ficaram fora do foco (TIAGO FILHO, 2008). As centrais de pequeno porte se tornaram uma boa opção neste momento de não acompanhamento da demanda, pois o tempo entre o projeto e a sua entrada em operação é consideravelmente menor que das grandes centrais hidrelétricas, ou seja, a disponibilidade da geração de energia é de curto prazo.

A Figura 1 ilustra a oferta interna de energia elétrica por fonte para o ano de 2012. A geração de energia elétrica no Brasil é proveniente principalmente das centrais hidrelétricas com uma participação de 76,9% (EPE, 2013). O Banco de Informações da Geração (BIG) indica que em Setembro de 2014 existem em operação 470 CGHs, 470 PCHs e 197 UHEs em todo o território nacional (ANEEL, 2014a).

Figura 1. Oferta interna de energia elétrica por fonte para o ano de 2012



Notas/ Notes:

¹ Inclui gás de coqueria/ Includes coke oven gas

² Inclui importação de eletricidade/ Includes electricity imports

³ Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações/ Includes firewood, sugarcane bagasse, black-liquor and other primary sources

Fonte: EPE (2013).

Apesar da grande quantidade de potencial hidrelétrico já explorado no Brasil, ainda existem muitas oportunidades de exploração. O potencial hidrelétrico Brasileiro é estimado em 260.000 MW segundo o Plano 2015 (ELETROBRÁS, 1994). Em 2008 o potencial já aproveitado com usinas em operação, em construção e em processo de licenciamento condiria com apenas pouco mais de 30% do potencial total, ou seja, ainda existe um potencial a aproveitar no entorno de 126.000 MW, quando do potencial total restante é desconsiderado os potenciais levantados apenas teoricamente, em outras palavras, sem o levantamento mesmo que impreciso das características dos possíveis potenciais (MME, 2007).

Os potenciais ainda a explorar podem ser tanto de locais ainda inexplorados, quanto também de locais em que todo o potencial não era aproveitado por motivos diversos, que é o caso do presente trabalho. A grande quantidade ainda a aproveitar apontada anteriormente mostra que a área de geração de energia elétrica através de centrais hidrelétricas merece ser estudada, pois ainda tem muito a ser explorada no futuro. Atualmente quando se trata dos pequenos potenciais hidrelétricos, o quesito financeiro ainda é visto como um entrave para o crescimento do setor, pois o preço-teto do MWh de PCHs é considerado baixo pelos investidores. O leilão de energia A-5 de 28 de Novembro de 2014 tem o valor-teto para o MWh produzido por PCHs estipulado como sendo de 164,00 R\$/MWh (CERPCH, 2014). Uma das soluções para inserir pequenos potenciais de maneira competitiva é aproveitando locais que já apresentam alguma estrutura que possa reduzir custos, por exemplo.

1.5 A PROPOSTA

A vazão ecológica atualmente não é utilizada para gerar energia, tem-se a possibilidade de aproveitá-la através da instalação de uma casa de força no pé da barragem. A altura da queda aproveitável corresponde a diferença entre o nível da soleira do vertedouro e o nível da água a jusante após uma sequência de quedas naturais. Para esta topologia pode ser feita um estudo de pré-viabilidade do aproveitamento do potencial hidráulico, além de estimar alguns parâmetros de projeto para uma futura aplicação levando em conta os custos envolvidos no projeto.

Em conjunto com a proposta do aproveitamento hidrelétrico, é levada em consideração a possibilidade da instalação de painéis fotovoltaicos sobre parte do espelho d'água para aumentar a energia produzida e diversificar a fonte de geração.

2 REVISÃO DA LITERATURA

2.1 APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS E CLASSIFICAÇÃO

Centrais hidrelétricas tem a função de gerar energia elétrica através da conversão da energia hidráulica presente em cursos d'água ou de um reservatório. Esta conversão é feita com turbinas hidráulicas conectadas a geradores. A potência que pode ser obtida na conversão é apresentada na equação (1).

$$P = \gamma Q H \eta \quad (1)$$

Onde P é a potência em kW, γ é o peso específico que é igual a $9,81 \text{ kN/m}^3$, Q é a vazão em m^3/s , H é a altura bruta em m e η é a eficiência da conversão.

As centrais hidrelétricas podem assumir as mais variadas dimensões, sendo que a ANEEL adota três classificações para as centrais hidrelétricas quanto levando em consideração o tamanho, sendo elas as categorias CGH, PCH e UHE.

A categoria UHE é utilizada para representar as centrais hidrelétricas com potência nominal acima de 30 MW ou menor que 30 MW mas que não tenha características de PCH. A categoria UHE não é analisada detalhadamente neste trabalho, pois ela não se enquadra como uma das possibilidades em virtude da não existência de um potencial acima de 30 MW no local a ser estudado.

A categoria CGH representa as centrais hidrelétricas de pequeno potencial, ou seja, aquelas que tenham uma potência instalada de até 1MW. Enquanto que para se enquadrar na categoria PCH a central hidrelétrica tem que atender a uma serie de restrições e apresentar determinadas características. A definição das características para o aproveitamento de um potencial hidrelétrico ser classificado como uma PCH foram estabelecidas para os moldes atuais na resolução da ANEEL N° 652, de 9 de dezembro de 2003. A resolução define as seguintes condições (2003, p. 2):

Art. 3° Será considerado com características de PCH o aproveitamento hidrelétrico com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado a produção independente, autoprodução ou produção independente autônoma, com área do reservatório inferior a $3,0 \text{ km}^2$.

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

I - atendimento à inequação:

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

Sendo:

P = potência elétrica instalada em (MW);

A = área do reservatório em (km²);

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

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

O foco da implantação de novos aproveitamentos hidráulicos de menor porte definitivamente foi nas PCHs. Isso pode ser visto através de publicação de legislações, estudos e conhecimento técnicos sobre as PCHs, mas não abrangendo as CGHs.

As PCHs costumam ser classificadas de três maneiras distintas quando considerando aspectos construtivos (ELETROBRÁS, 2000). A primeira é relacionada a capacidade de regularização do reservatório, a segunda é em relação ao sistema de adução e a terceira pela relação potência instalada e a queda de projeto.

2.1.1. CAPACIDADE DE REGULARIZAÇÃO DA PCH

As PCHs são classificadas como a Fio d'Água, de Acumulação com Regularização Diária do Reservatório e de Acumulação com Regularização Mensal do Reservatório quando a capacidade de regularização é analisada (ELETROBRÁS, 2000).

2.1.2. SISTEMA DE ADUÇÃO DA PCH

As PCHs são classificadas como de adução em baixa pressão com escoamento livre em canal / alta pressão em conduto forçado ou como de adução em baixa pressão por meio de tubulação / alta pressão em conduto forçado quando o sistema de adução é analisado (ELETROBRÁS, 2000).

2.1.3. POTÊNCIA INSTALADA E A QUEDA DE PROJETO DA PCH

A classificação quanto a potência instalada e a queda de projeto é apresentado no Quadro 1 (ELETROBRÁS, 2000). Esta classificação pode ser importante quando se deseja fazer suposições construtivas sobre a PCH. Estas suposições são possíveis, pois determinadas características normalmente são compartilhadas pelas PCHs integrantes do mesmo grupo de classificação. Um exemplo de característica é o tipo de turbina hidráulica comumente empregada para determinada característica de potência e queda de projeto.

Quadro 1. Classificação das PCHs quanto a potência instalada e a 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	$1.000 < P < 30.000$	$H_d < 25$	$25 < H_d < 130$	$H_d > 130$

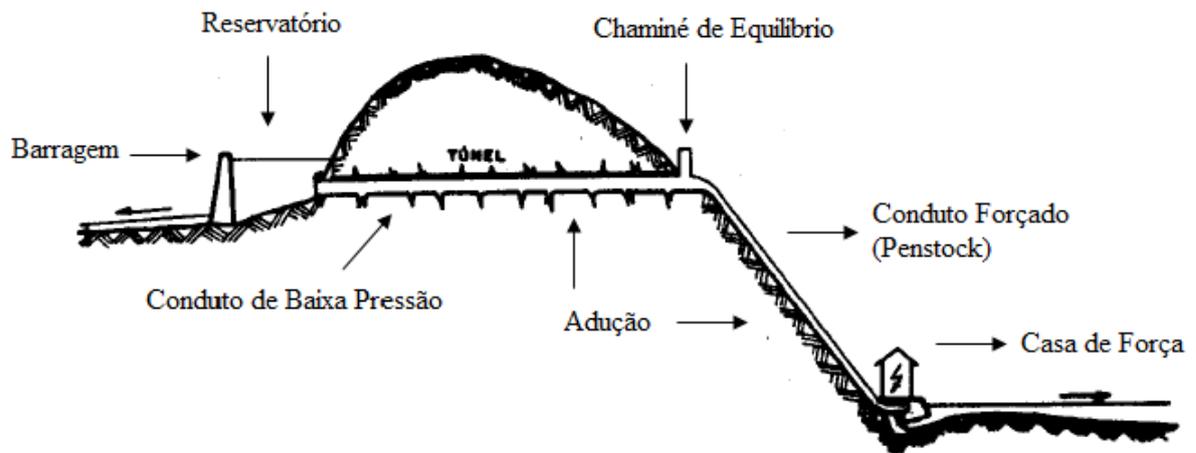
Fonte: ELETROBRÁS (2000).

2.2 ESTRUTURAS BÁSICAS DE UM APROVEITAMENTO HIDRELÉTRICO

Existe uma infinidade de arranjos gerais para centrais hidrelétricas, mas elas apresentam alguns elementos estruturais que estão presentes na maioria dos aproveitamentos hidrelétricos. Estes elementos são a barragem, a casa de força e os dispositivos de condução do fluxo hidráulico entre a barragem e a casa de força (MASON, 1988). Esta condução do fluxo é conhecida como adução.

A barragem que é representada na Figura 2 desempenha a função de elevar o nível da lâmina de água, assim permitindo a alimentação da tomada de água e adução, além de também aumentar o desnível da queda para permitir uma maior produção de energia (ELETROBRÁS, 2000). Quando desejado a barragem pode ter a função de acumular a água nos momentos em que a vazão esta acima da vazão média utilizada para gerar energia, permitindo a sua utilização em momentos de pouca disponibilidade do recurso, ou seja, baixa vazão (MASON, 1988).

Figura 2. Elementos construtivos de uma PCH



Fonte: Adaptado de Schreiber (1977, p. 10)

Os dispositivos de condução de fluxo são classificados em condutos de baixa pressão e condutores de alta pressão ou forçados. A utilização de um ou mais categorias de condutos no sistema de adução de um aproveitamento hidrelétrico depende do arranjo adotado. Nas situações em que a casa de força não está conjugada com a barragem, condutos de baixa pressão (túneis, galerias, tubulações ou canais) que apresentam baixa declividade são utilizados para conduzir a água até o condutor fechado. Grande declividade é a característica dos condutos fechados (túneis ou tubulações), eles são responsáveis por conduzir a água até as turbinas hidráulicas (BELUCO, 1994).

A casa de força é o local onde estão instaladas as turbinas, os geradores e outros dispositivos auxiliares quando necessários (ELETROBRÁS, 2000). O seu dimensionamento é dependente do tipo das máquinas empregadas e da necessidade de espaço para a montagem e desmontagem das máquinas durante a instalação e o período de manutenção. Se a casa de força foi construída afastada do leito do rio, então é necessário a construção de condutos de restituição para levar a água ao leito do curso d'água (BELUCO, 1994). Este elemento é considerado um elemento acessório.

Alguns outros elementos acessórios podem ser necessários para os diferentes arranjos de aproveitamentos hidrelétricos. Uma lista destes elementos acessórios, elaborada por Mason (1988, p. 3), segue abaixo:

- descarga de fundo, vertedouros, comportas, *stoplogs*, etc. nas barragens;

- descarregador de cheias, canais de desvio combinados com vertedouros, tomadas d'água, etc. nos reservatórios;
- câmaras de válvulas, válvulas de segurança de diversos tipos, nos aproveitamentos com condutos forçados ou *penstocks*;
- chaminés de equilíbrio, isoladas ou em conjunto, nos aproveitamentos com longos *penstocks* ou túneis forçados.

O termo *penstocks* é uma outra maneira de se referir a condutos forçados que leva a água a entrada da turbina hidráulica (BELUCO, 1994).

Os arranjos em que a casa de força não esta conjugada com o barramento, existe a necessidade de manter uma vazão mínima no leito original entre o barramento e o canal de restituição. Quando o valor da vazão mínima do trecho de vazão reduzida é determinada considerando as condições ambientais do local, essa é denominada como vazão ecológica. Segundo o Ministério de Meio Ambiente (2010, p. 9) a definição de vazão ecológica é a "vazão que assegura a qualidade e quantidade de água, no tempo e no espaço, necessárias para manter os componentes, as funções e os processos dos ecossistemas aquáticos".

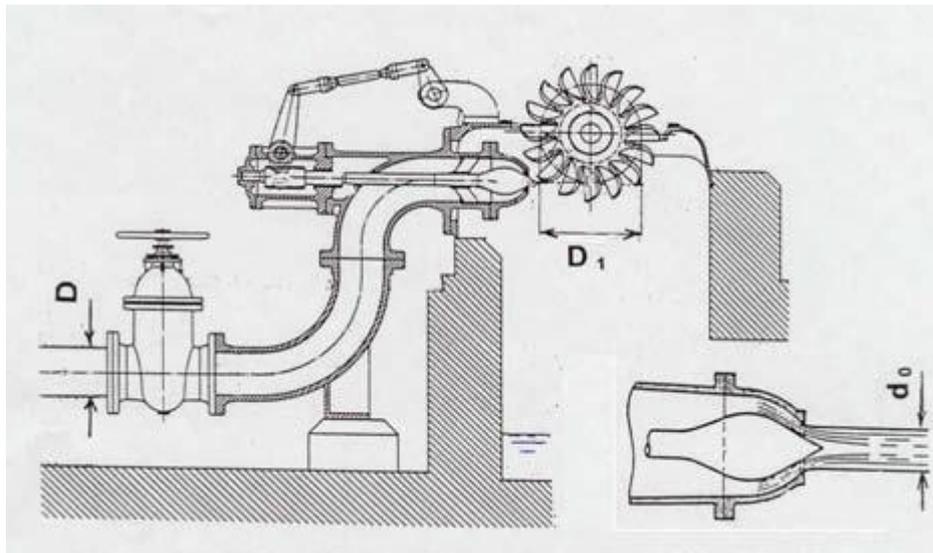
2.3 TURBINAS HIDRÁULICAS

As turbinas hidráulicas são responsáveis por converter a energia potencial da queda d'água em energia mecânica que pode ser entregue ao eixo do gerador. Existem duas categorias de turbinas quando considerando a forma de atuação da água sobre o rotor (BELUCO, 1994). A primeira é a de ação. Nesta categoria de turbina a energia hidráulica é transformada em energia cinética através de um jato que está a pressão atmosférica. O jato colide contra as pás do rotor, assim convertendo a energia cinética em energia mecânica. A segunda categoria é a de reação. Ela se caracteriza pelo rotor estar totalmente submerso na água. Nesta máquina a energia cinética e de pressão da água são convertidas em energia mecânica.

Entre as turbinas de ação a mais empregada é a turbina conhecida como Pelton. Esta turbina é aconselhada para utilização quando a quedas de projeto é consideradas alta (ELETROBRÁS, 2000). Uma vantagem da sua aplicação é que ela opera suavemente e sem cavitação até em torno de 20% da carga nominal. Em relação a parte construtiva, ela se caracteriza por uma tubulação de adução que termina em um ou mais injetores. Estes bicos injetores direcionam um jato em direção as pás ou conchas que estão na periferia do rotor

conforme visto na Figura 3. O controle da potencia na turbina é feita através de agulhas localizadas no centro do bico. A utilização de um defletor de água na frente do jato é aconselhado para a turbina apresentar uma resposta mais rápida caso necessário. Esta turbina não deve ser instalada de forma que fique perto do espelho d'água, pois o contato pode frear o rotor.

Figura 3. Turbina hidráulica do tipo Pelton



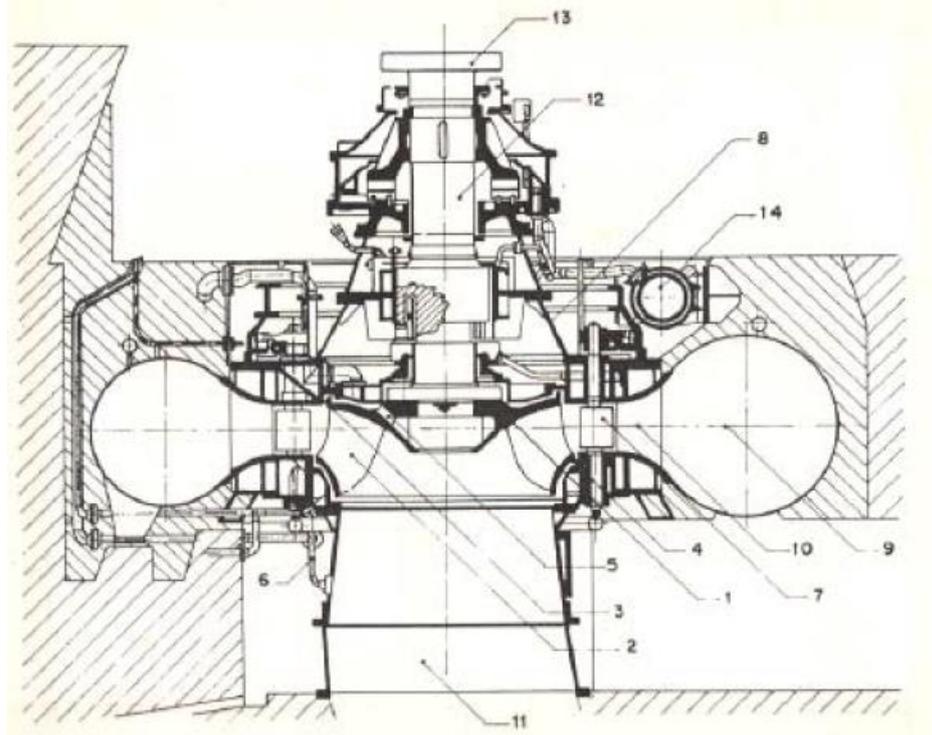
Fonte: ELETROBRÁS (2000)

Entre as turbinas de reação, as turbinas mais comumente empregadas são a Francis, a Hélice e a Kaplan (MASON, 1988). As turbinas de reação podem ter um tubo conectado a sua saída para conduzir a água novamente ao curso d'água. Isso é feito em virtude do aproveitarem da energia de pressão. Este tubo é conhecido como tubo de sucção. Esta escolha se justifica, pois com a desaceleração do fluxo de água logo na saída da turbina, reconverte-se a energia de pressão do fluxo que então pode ser utilizada efetivamente pela turbina hidráulica.

A Turbina Francis é aconselhada quando a queda de projeto é média ou alta. O rotor é a parte girante e é composto por canais tubulares fixos. Uma caixa espiral é utilizada para conduzir o fluxo. O distribuidor é uma estrutura presa a carcaça da turbina e é composta por uma série de pás diretrizes que podem ser reguladas para orientar o fluxo até o rotor, além de limitar o fluxo (MASON, 1988). Pás diretrizes fixas podem estar presentes para já auxiliar em uma pré-regulagem do fluxo. Um exemplo deste tipo de turbina é apresentado na Figura 4, com a identificação dos principais itens.

Figura 4. Turbina hidráulica do tipo Francis

(1) rotor, (2) pá do rotor, (3) labirinto interno, (4) labirinto externo, (5) orifícios para equilíbrio de pressão, (6) tubo de equilíbrio de pressão, (7) pá diretriz móvel, (8) tampa, (9) caixa espiral, (10) pá diretriz fixa, (11) tubo de sucção, (12) eixo, (13) flange de acoplamento e (14) servomotor para acionamento das pás diretrizes

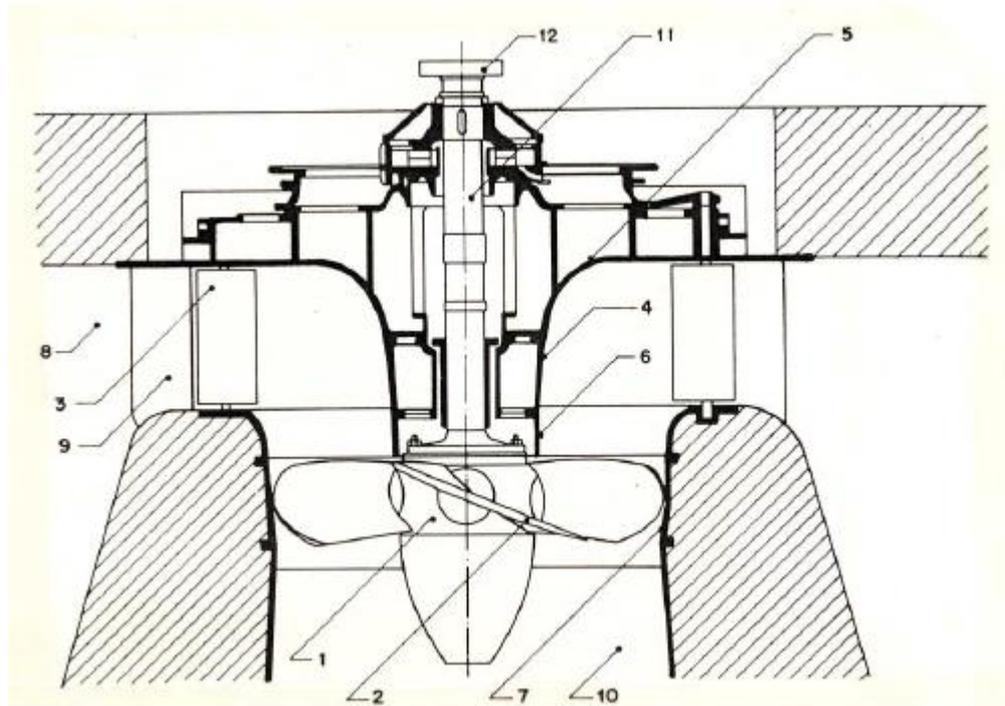


Fonte: Souza (1983, p. 134)

As turbinas das categorias Hélice e Kaplan são aconselhadas quando a queda de projeto é baixa e a vazão apresenta valores consideráveis. A estrutura construtiva de ambas as turbinas é muito semelhante a da turbina Francis, mas a principal diferença reside no rotor, que tem a forma de uma hélice (BELUCO, 1994). O distribuidor segue o padrão utilizado nas turbinas Francis, mas tem as distâncias aumentadas em relação às pás do rotor. A principal diferença entre as turbinas do tipo Hélice e Kaplan é que na primeira a orientação das hélices é fixa, já na segunda a orientação das pás pode ser regulada por um sistema de controle, garantindo assim um melhor rendimento em determinadas condições de operação. Um exemplo para a turbina da categoria Kaplan é apresentada na Figura 5, com a identificação dos seus principais itens.

Figura 5. Turbina hidráulica do tipo Kaplan

(1) rotor, (2) pá do rotor, (3) pá diretriz móvel, (4) tampa intermediária, (5) tampa externa, (6) tampa interna, (7) anel periférico, (8) caixa, (9) pá diretriz fixa, (10) tubo de sucção, (11) eixo e (12) flange de acoplamento.



Fonte: Souza (1983, p. 135)

Uma ideia que surgiu a algumas décadas atrás é o uso de bombas como turbinas, sendo essa ideia considerada quando se deseja um sistemas de eletrificação com baixo custo, pouca manutenção e um bom desempenho. As bombas são competitivas quando considerando baixas potências, pois elas são de fácil obtenção e precisam de pouca adaptação, além de ter um custo reduzido se comparado com turbinas hidráulicas (BELUCO, 1994).

2.4 COMPONENTES ELETROMECÂNICOS DE UMA CENTRAL HIDRELÉTRICA

Diferentes componentes eletromecânicos fazem parte de um aproveitamento hidrelétrico. Os mais importantes dizem a respeito de gerar a energia elétrica, transformar o nível da tensão, regular a tensão e frequência, além de proteger os componentes contra falhas, defeitos e sobrecargas. Os componentes eletromecânicos que desempenham estas funções são apresentados nas subseções a seguir.

2.4.1. GERADORES ELÉTRICOS

O gerador elétrico é responsável por converter em energia elétrica a energia mecânica fornecida pela turbina hidráulica. Os geradores que podem ser encontrados facilmente hoje podem ser classificados em duas categorias: síncronos ou assíncronos. Apesar da existência destes dois tipos, a grande maioria da energia elétrica no Brasil e no mundo é gerada por geradores síncronos (TIAGO FILHO, 2008). Em virtude disso, os geradores síncronos são o enfoque neste trabalho para a aplicação em uma PCH.

O gerador síncrono com um determinado número de polos magnéticos, apresenta uma corrente alternada na saída que apresenta uma frequência estritamente proporcional a velocidade do rotor, ou seja, a frequência elétrica e a velocidade mecânica estão sincronizadas (BELUCO, 1994).

Os geradores síncronos apresentam dois enrolamentos. O primeiro é o enrolamento de armadura e que faz parte do estator. O estator tem uma forma circular e nele estão fixos dentro de ranhuras (canais na superfície interna) os enrolamentos da armadura como pode ser visto na Figura 6. Os enrolamentos da armadura estão dispostos de maneira simétrica. O estator é formado por lâminas de ferro com isolamento entre si para reduzir as perdas que ocorrem por causa do fluxo magnético variável a que o estator está submetido (BELUCO, 1994).

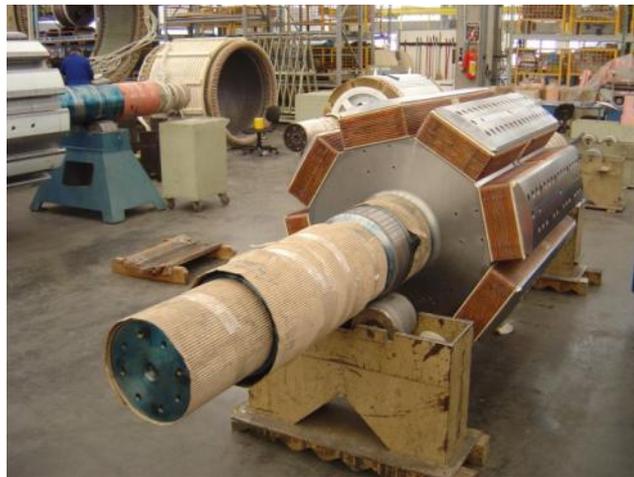
Figura 6. Estator de um gerador síncrono



Fonte: Equacional (2014)

O segundo enrolamento é o enrolamento de campo de excitação e faz parte do rotor. As bobinas de campo estão presas ao rotor de forma simétrica. O rotor é formado por um cilindro que pode ser maciço, pois não existe a preocupação com as perdas por indução já que a excitação dos polos é feita por corrente contínua (BELUCO, 1994). Os pólos podem ser do tipo lisos ou salientes, a Figura 7 apresenta um rotor com pólos salientes. O rotor por estar em movimento necessita de uma maneira de se autoexcitar ou receber a corrente contínua da parte estacionária do gerador. Quando a excitação é externa, o gerador é classificado como gerador síncrono com escovas, este nome se deve a corrente contínua ser transferida ao rotor através de escovas de carvão que encostam em anéis coletores presos ao rotor. Quando a excitação é fornecida diretamente ao enrolamento de campo sem o uso de anéis coletores, o gerador é classificado como gerador síncrono sem escovas. Isso é possível já que o alternador que gera a excitação e o sistema de retificação estão localizados no rotor (FITZGERALD, 2006).

Figura 7. Rotor com pólos salientes



Fonte: WEG (2008)

O princípio de funcionamento do gerador síncrono é que existe um movimento relativo entre os enrolamentos do estator e a onda de fluxo magnético gerado pela excitação dos enrolamentos do rotor, ou seja, varia o fluxo magnético concatenado, surgindo assim uma tensão induzida no estator. A corrente no estator em virtude da conexão de uma carga, por sua vez cria uma segunda onda de fluxo magnético. Estas duas ondas de fluxo magnético reagem resultando em um conjugado eletromecânico por causa da tendência dos dois alinharem entre si. A turbina deve fornecer conjugado mecânico para manter a rotação em virtude do

conjugado elétrico proveniente da interação dos dois fluxos magnéticos se opor ao movimento (FITZGERALD, 2006).

A frequência elétrica na saída do gerador segue a equação (2).

$$f = \frac{pn}{120} \quad (2)$$

Onde:

f é a frequência elétrica em Hertz;

p é o número de polos;

n é o número de rotações por minuto do eixo do gerador.

O Quadro 2 apresenta alguns valores de rotação esperada para geradores síncronos.

Quadro 2. Velocidade de rotação em função do número de pares de pólos

Frequência [Hz]	Número de pólos	Rotações do gerador [RPM]
60	2	3600
	4	1800
	6	1200
	8	900
	10	720
	12	600

Fonte: TIAGO FILHO (2008)

Os geradores síncronos podem ser de dois tipos quando considerando a sua velocidade de operação (TIAGO FILHO, 2008):

- Baixa velocidade, são geradores que apresentam polos salientes, um grande diâmetro e pequeno comprimento axial;
- Alta velocidade, conhecidos como turbo geradores, apresentam polos lisos e são comumente utilizados em termoelétricas.

A frequência elétrica e a frequência mecânica estão relacionadas pelo numero de pólos. A compatibilização entre a velocidade da turbina e do gerador deve ser realizada.

Quando as velocidades são diferentes, um sistema de acoplamento utilizando multiplicadores de velocidade de engrenagens deve ser usado. A decisão sobre a utilização de multiplicadores e a velocidade da turbina são de extrema importância no projeto, pois o custo dos geradores aumenta muito com o aumento do número de pólos (TIAGO FILHO, 2008). Assim sendo, é importante analisar o custo benefício das diferentes possibilidades para o sistema turbina hidráulica e gerador síncrono.

A especificação de um gerador é formada por uma série de parâmetros. A potência nominal do gerador é um destes parâmetros. A potência nominal é determinada em função da potência disponível no eixo da turbina e segue a equação (3).

$$P_G = \frac{P_T \eta_G \eta_M}{\cos(\varphi)} \quad (3)$$

Onde P_G é a potência do gerador (kVA), P_T é a potência no eixo da turbina (kW), η_G é o rendimento do gerador, η_M é o rendimento do acoplamento mecânico e $\cos(\varphi)$ é o fator de potência do gerador.

Outro parâmetro importante é o número de fases do gerador. Quando o gerador é de baixa potência e a carga a ser atendida for monofásica, geradores monofásicos podem ser uma opção, pois pode haver economia nos cabos e transformadores quando utilizados. Já para valores de potência acima de 5 kVA sistema trifásicos devem ser utilizados (TIAGO FILHO, 2008).

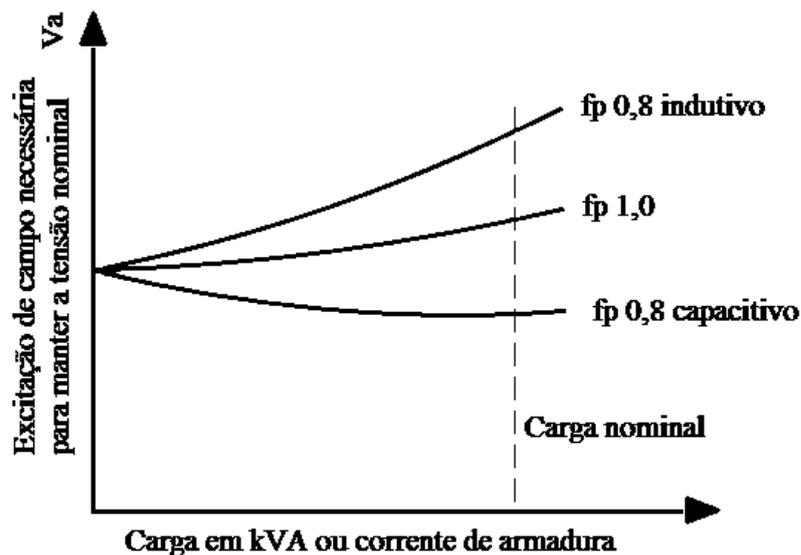
A forma de conexão deve ser determinada no projeto. Os geradores trifásicos podem ser conectados na configuração delta ou estrela. Desta forma a conexão em estrela apresenta um neutro, mas a em delta não apresenta esta opção. O neutro no caso da conexão estrela deve ser aterrado.

O parâmetro tensão nominal deve ser especificado. Recomenda-se o uso de tensões padrões para facilitar a compra no mercado. A escolha do uso de um transformador elevador interfere na escolha da tensão nominal do gerador. Escolher valores maiores de tensão pode ser interessante pela pequeno aumento no custo do gerador, mas pode haver uma economia nos painéis e instalações elétricas já que a corrente elétrica é tanto menor quanto maior o valor da tensão quando o valor da potência elétrica gerada é mantido (ELETROBRÁS, 2000).

2.4.2. SISTEMA DE CONTROLE

A tensão e a frequência elétrica são dois dos parâmetros que devem ser controlados com atenção seguindo as normas de valores máximos e mínimos. Em geradores síncronos o controle da tensão depende da corrente de excitação que circula no rotor. Essa corrente é quem gera o campo magnético que permite a interação entre o estator e o rotor. O conhecimento da curva composta do gerador é utilizada para a regulação. A curva composta é obtida quando o gerador está gerando a tensão nominal constante com uma frequência e fator de potência também constantes, mas variando a carga e ajustando a corrente de excitação para obter a tensão nominal (FITZGERALD, 2006). Um exemplo de curvas compostas é apresentado na Figura 8, em que a corrente de excitação está relacionada com a carga ou a corrente na armadura para três valores distintos de fator de potência.

Figura 8. Forma característica das curvas compostas de um gerador síncrono



Fonte: Adaptado de Fitzgerald (2006, p. 267)

Com base nas curvas compostas, um sistema que regula a corrente de excitação com base no monitoramento da tensão gerada pode ser utilizado para efetuar o controle da tensão.

A frequência elétrica deve ser regulada através do ajuste da velocidade do eixo do gerador, pois a frequência elétrica e a velocidade mecânicas são proporcionais. Para fazer esta regulação, reguladores automáticos de velocidade são utilizados. O princípio de funcionamento é aumentar a vazão ou mudar a direção do fluxo hidráulico na turbina quando a carga elétrica aumenta, pois desta forma existe mais energia mecânica sendo fornecida ao

gerador para compensar o aumento da potência elétrica requisitada. No caso inverso a potência mecânica fornecida ao eixo é reduzida quando a carga elétrica diminui evitando assim o disparo do gerador.

Tradicionalmente o regulador de velocidade tem um atuador do tipo óleo-hidráulico e o fabricante da turbina fornece o sistema em conjunto com a turbina (TIAGO FILHO, 2008). O regulador de velocidade é constituído de duas partes distintas, sendo a hidráulica e a eletroeletrônica. A parte hidráulica tem a função de levar óleo sobre pressão para o servomotor ligado ao distribuidor (Francis ou Kaplan) ou ao injetor (Pelton) da turbina. A parte hidráulica é formada de bomba, filtro, acumulador de pressão, válvulas distribuidoras e outros acessórios (ELETROBRÁS, 2000). A parte eletroeletrônica costuma ser constituída de um elemento que monitora a frequência elétrica da energia gerada e que envia o comando a válvula proporcional para fazer o servomotor ou o injetor atuar quando necessário.

Um elemento que pode ser importante no controle, especialmente em PCH, é o volante de inércia. Quando as massas girantes que constituem o sistema não são o suficiente para gerar um movimento de inércia que evite movimentos bruscos, o sistema de controle pode não ter a capacidade de controlar as variações bruscas da carga, tornando o sistema instável. O volante de inércia pode ser constituído por exemplo de discos de aço ou ferro fundido presos diretamente ao eixo do gerador (ELETROBRÁS, 2000).

2.4.3. SISTEMA DE PROTEÇÃO

O sistema de proteção é composto por elementos que monitoram parâmetros da central hidrelétrica e que tem a função de proteger o sistema no caso de algum problema, falha ou defeito. Este sistema é importante, pois permite evitar ou diminuir os riscos sobre os elementos constituintes da central hidrelétrica, mas também é quesito de segurança física e pessoal de pessoas próximas ao aproveitamento hidrelétrico. O sistema de proteção deve ser independente do sistema de controle para permitir a parada e o desligamento dos equipamentos quando necessário.

A forma como a usina é operada pode influenciar na configuração do sistema de proteção, pois quando a central hidrelétrica é assistida por operador, em algumas situações um alarme pode ser acionado e o operador decide em desligar ou não a máquina. Na situação em que a central hidrelétrica é automatizada a máquina deve ser desligada automaticamente pelo sistema de proteção para a grande maioria das condições anormais (ELETROBRÁS, 2000).

O sistema de proteção deve ser composto de proteção para os componentes elétricos e outro para as partes mecânicas. O proteção dos componentes elétricos pode ser feita por relés auxiliares ou disjuntores que desarmam a máquina, alguns tipos de defeitos elétricos são os curto circuitos entre fases ou fase terra, além de perda de campo ou sobrecarga, por exemplo. No caso em que o gerador desarma, a turbina tende a acelerar a sua rotação, pois não existe a força eletromecânica proveniente do gerador que se opõem a rotação da turbina. Esta situação é perigosa já que pode atingir velocidades muito altas danificando o sistema. Neste caso, o sistema de proteção para os componentes mecânicos deve atuar através do fechamento da água que passa pela turbina (TIAGO FILHO, 2008).

2.4.4. TRANSFORMADOR ELEVADOR

O uso do transformador elevador pode ser útil, pois aumenta as possibilidades de escolha para a tensão do gerador, mas também diminui as perdas e custos com os cabos de transmissão da energia. Os geradores e o transformador elevador devem ser conectados o mais próximo possível para diminuir as perdas de energia nos cabos de interligação, mas também diminuir o custo de aquisição e instalação dos respectivos cabos. A potência nominal do transformador deve ser igual ou superior a potência nominal do gerador (ELETROBRÁS, 2000).

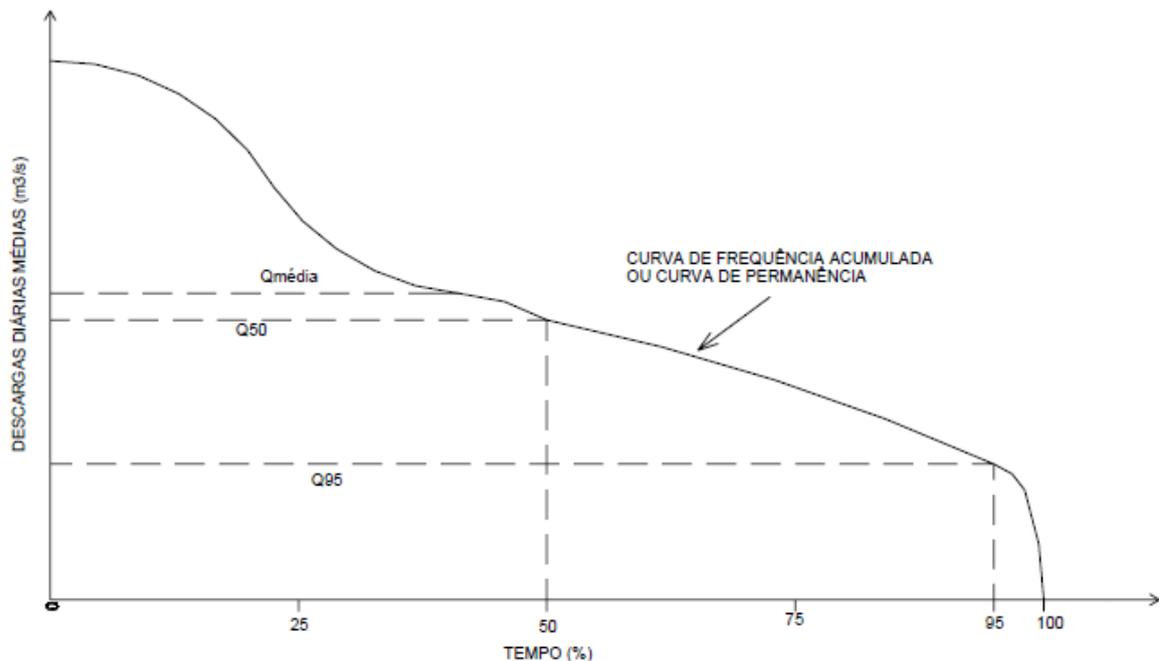
2.5 ESTUDO FLUVIOMÉTRICO

Uma das informações mais importantes para a instalação de uma central hidrelétrica é o estudo fluviométrico, pois permite o conhecimento das características ao longo do tempo da vazão do curso d'água de interesse. A vazão dos curso d'água é dependente do regime de chuvas na área de abrangência da bacia hidrográfica a qual o curso esta contido, da topografia, do tipo de solo, entre outros. Esta dependência leva a comportamentos sazonais e aleatórios na vazão. As séries históricas utilizadas para os cálculos devem ter no mínimo um registro de 25 anos (ELETROBRÁS, 2000), caso isso não seja possível, é sugerido utilizar as séries de vazão médias mensais disponíveis no Hidro Web Sistema de Informação hidrológicas da ANA e que pode ser acessado online.

Com base no estudo fluviométrico é possível realizar os devidos cálculos técnicos, econômicos e ambientais necessários para a instalação de uma central hidrelétrica

(OLIVEIRA, 2010). A curva de permanência é uma importante informação hidrológica, pois permite estimar a potencialidade natural do curso d'água e estimar os limites a que o aproveitamento hidrelétrico estará submetida. A curva de permanência relaciona a vazão de um curso d'água com a sua probabilidade de acontecerem valores iguais ou superiores de vazão (ELETROBRÁS, 2000). Um exemplo de uma curva de permanência é apresentado na Figura 9.

Figura 9. Curva de permanência de vazões no tempo



Fonte: ELETROBRÁS (2000)

Um estudo detalhado da vazão é importante não só para garantir a viabilidade econômica, mas para aumentar a vida útil e nível de segurança da central hidrelétrica, pois estão contemplados os casos em que existem vazões muito acima da média, ou seja, ela resiste aos momentos de maior esforço mecânico nas estruturas.

Uma dificuldade que pode ser encontrada é a não existência de um estudo fluviométrico para o curso d'água de interesse. Nestes casos a utilização de técnicas de aproximação para regionalizar os dados para a bacia de interesse (ELETROBRÁS, 2000). As técnicas são baseadas em dados de postos de medição situados no mesmo curso d'água ou em bacias circunvizinhas com as mesmas propriedades que a bacia de interesse no estudo.

2.6 ESTUDO TOPOGRÁFICO

O estudo de inventário (partição de queda) de toda a bacia hidrográfica de interesse deve ser analisada para permitir a seleção do melhor local de instalação da central hidrelétrica (ELETROBRÁS, 2000). Este estudo é importante para identificar os pontos de possível instalação de aproveitamentos hidrelétricos, pois o potencial de geração depende também da queda a que a água está submetida. Além da topografia do local influenciar diretamente no arranjo dos elementos constituintes da central hidrelétrica. Após a escolha do local, é necessário um levantamento topográfico de precisão do local de implantação. Este levantamento visa identificar entre outras características a queda natural, os locais de instalação dos elementos construtivos e a área que será atingida pelo reservatório.

2.7 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

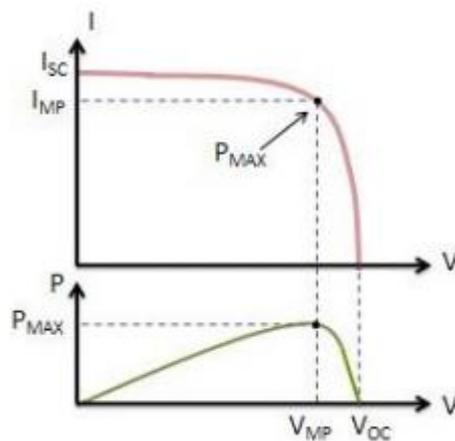
A energia elétrica de origem fotovoltaica provém da conversão direta da energia solar. A conversão da energia solar acontece através da excitação dos elétrons do material que compõem a célula fotovoltaica quando o mesmo está exposto à luz solar. O material mais utilizado para a fabricação de células fotovoltaicas é o silício. As células fotovoltaicas mais simples são compostas de duas camadas de semicondutores, sendo uma carregada positivamente e a outra negativamente, formando assim uma junção eletrônica. Quando a luz incide sobre a junção, um fluxo elétrico na forma de corrente contínua surge. A energia gerada é proporcional à energia solar incidente e não necessita do brilho do sol para operar, ou seja, em dias nublados também pode gerar energia (ANEEL, 2008a).

Esta fonte de energia é variável em relação ao período de um dia, o que leva esta fonte a ser ideal para alimentar cargas durante o período em que há a incidência do sol no local. Já no período de pouca incidência ou à noite a carga deve ser alimentada de outra forma para evitar a interrupção do fornecimento de energia. Essa característica leva a um aumento da complexidade do sistema.

Uma única célula solar gera em média um potencial elétrico entre 0,5 e 0,6 Volts, além de uma potência normalmente entre 1 e 1,5 Watts. As curvas típicas da célula fotovoltaica para o comportamento corrente (I) x tensão (V), potência (P) x tensão (V) e o ponto de operação de máxima geração de potência são apresentados na Figura 10. Esta célula solar isoladamente não costuma apresentar uma aplicação viável, mas para evitar este

problema as células são conectadas em configurações série e/ou paralelo na forma de painéis para aumentar o potencial elétrico e a potência gerada, possibilitando assim aplicações viáveis (EPE, 2012).

Figura 10. Características IxV e PxV das células fotovoltaicas



Fonte: EPE (2012, p. 4)

Atualmente um dos problemas ainda encontrados nestas células é a baixa eficiência, ou seja a baixa quantidade de energia elétrica que consegue ser gerada para um determinado valor de energia solar incidente. Por exemplo, o eficiência de módulos comerciais de silício cristalino é de 11% a 19% (EPE, 2012).

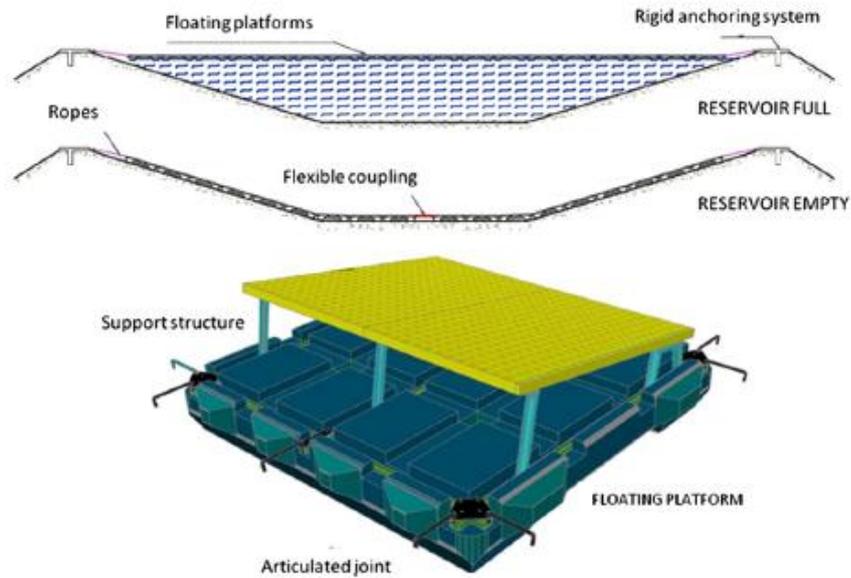
A geração de energia elétrica com base a energia solar ainda é considerada cara em relação as outras fontes. Mas ela pode ser viável em locais isolados da rede elétrica. O crescente aumento do uso de painéis fotovoltaicos em todo o mundo esta diminuindo os custos por causa da economia de escala (ANEEL, 2008a).

Os principais elementos de uma usina fotovoltaica conectada a rede são os módulos, conversores, cabos e conectores. E o custo de investimento em sistemas fotovoltaicos pode ser dividido em três itens que são relacionados aos elementos mencionados acima. Os módulos em 2011 correspondiam a 60% do custo do sistema, mas era o componente que apresentava um decréscimo mais acentuado entre os elementos do conjunto. O inversor corresponde a cerca de 10% do custo. Os 30% restantes correspondem a custos com cabos, fixação, instalação e projeto do sistema (EPE, 2012). Entre os elementos do sistema fotovoltaico, os painéis são os que normalmente apresentam uma maior vida útil, tanto que comumente os fabricantes oferecerem garantia de que os painéis funcionarão entre 20 e 25 anos e ainda produzirão 80% da capacidade inicial do painel no fim deste intervalo.

O potencial brasileiro para a geração de energia fotovoltaica é privilegiado, pois apresenta relativamente altos valores de média anual do total diário de radiação solar global. A média anual de radiação global apresenta um valor relativamente uniforme em todo o território Brasileiro. A região Brasileira com a maior média ocorre no norte do estado da Bahia, próximo a fronteira com o Piauí, sendo o valor de $6,5 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$. A região com a menor média ocorre no litoral norte de Santa Catarina, sendo o valor de $4,25 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$. A radiação média anual de qualquer região do Brasil está compreendida entre 1.500 e 2.500 $\text{kWh/m}^2/\text{ano}$. Estes valores são superiores aos valores da maioria dos países da Europa que é o local onde a energia fotovoltaica mais está disseminada (PEREIRA, LIMA, 2008).

O uso de painéis fotovoltaicos sobre telhados ou sobre o solo já é uma prática difundida em alguns países, mas algo que começou a ser empregado recentemente é o uso de painéis fotovoltaicos flutuantes. Esta pode ser considerada uma boa ideia, pois permite aproveitar melhor os corpos d'água, pois eles passam a gerar energia não apenas do seu potencial hidráulico. Mas para o uso de painéis flutuantes uma série de adaptações são necessárias, como, por exemplo, garantir a estabilidade do sistema mesmo com o efeito de intempéries e se adaptar aos diferentes níveis do espelho d'água. Uma vantagem extra com o sistema fotovoltaico flutuante é que a superfície da água fica sombreada, causando assim uma menor evaporação que, por exemplo, no caso de reservatórios para irrigação faz com que mais água esteja disponível para ser utilizada (FERRER-GISBERT, 2013). Uma estrutura flutuante com os painéis fotovoltaicos é apresentado na Figura 11.

Figura 11. Painéis Fotovoltaicos Flutuantes



Fonte: Santafé (2014, p.569)

Uma série de estudos foram realizados, por exemplo em reservatórios de sistemas de irrigação na Espanha dois estudos foram feitos e o resultado encontrado é que em ambos os sistemas foram tecnicamente e economicamente viáveis (FERRER-GISBERT, 2013)(SANTAFÉ, 2014). O custo do sistema fotovoltaico flutuante é em torno de 30% maior que o custo de um sistema fotovoltaico convencional (FERRER-GISBERT, 2013).

2.8 LEGISLAÇÃO

2.8.1. LEGISLAÇÃO PARA APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS

A primeira legislação no Brasil que permitiu ao poder público disciplinar o uso dos recursos hídricos, entre eles o aproveitamento dos potenciais de energia hidráulica foi o Código das Águas através do Decreto 24.643 de 10 de Julho de 1934 (TIAGO FILHO, 2008). Desde então muitas outras resoluções, emendas, decretos, códigos e leis foram instituídos sobre o assunto para regular a utilização dos recursos hídricos e quem seria o responsável por fiscalizar e autorizar o seu uso.

A atual Constituição da República do Brasil, e que foi promulgada em 5 de outubro de 1988 manteve ao poder público a responsabilidade de continuar disciplinando o uso dos potenciais de energia hidráulica. No Artigo 20 da Constituição de 1988, o inciso VIII

estabelece como bem da União os potenciais de energia hidráulica. No Artigo 21 da Constituição Federal (1988), no seu inciso XII, alínea b, define-se como sendo da competência da União “explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão, os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos.” Mas os aproveitamentos hidrelétricos de pequeno porte apresentam uma vantagem em relação aos aproveitamentos de maior porte, segundo a Constituição Federal (1988) no Artigo 176º Parágrafo 4º "Não dependerá de autorização ou concessão o aproveitamento do potencial de energia renovável de capacidade reduzida."

Na época da promulgação da constituição o órgão responsável por disciplinar o uso dos recursos hídricos e os serviços de energia elétrica na esfera Federal era o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, que havia sido criado pelo Decreto nº 63.951, de 31 de dezembro de 1968. A sua finalidade era descrita no artigo 1º do regimento interno do referido departamento e que foi estabelecido na Portaria nº 234, de 17 de fevereiro de 1977, do Ministério de Minas e Energia. Segundo ANEEL (2014b) o referido Artigo é:

Art.1º - O Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, instituído pela Lei nº 4.904, de 17 de dezembro de 1965, com autonomia financeira assegurada pelo art. 18 do Decreto nº 75.468 de 11 de março de 1975, é o Órgão Central de Direção Superior responsável pelo planejamento, coordenação e execução dos estudos hidrológicos em todo o território nacional; pela supervisão, fiscalização e controle dos aproveitamentos das águas que alteram o seu regime; bem como pela supervisão, fiscalização e controle dos serviços de eletricidade.

A Lei Nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 instituiu um novo órgão com a função de substituir o DNAEE. Este novo órgão é a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Os Artigos 1º e 2º da Lei Nº 9.427 (1996) descrevem a atribuição e organização da ANEEL de forma resumida.

Art. 1º É instituída a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com sede e foro no Distrito Federal e prazo de duração indeterminado.

Art. 2º A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

A estrutura regimental da ANEEL foi aprovada pelo decreto Nº 2.335, de 6 de outubro de 1997. O Artigo 4º do Anexo I do decreto Nº 2.335 (1997) é responsável por entregar a ANEEL a competência de "implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração de energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais de energia hidráulica".

A instituição deste órgão se deve em parte a necessidade de uma reforma no setor elétrico em advento do aumento das exigências do consumidor e a necessidade de uma melhora na competitividade do setor. A instituição do Código de Defesa do Consumidor - Lei 8078, em vigor desde 11 de março de 1991, fez mudar a relação entre as empresas e o consumidor (ANEEL, 2014c). O setor elétrico não foi diferente, tendo que se adaptar ao novo panorama.

Com a extinção do DNAEE, foi criada uma nova lei para disciplinar o uso das águas brasileiras. Esta Lei é a Lei Federal Nº 9.433, de 08 de janeiro de 1997. A lei institui na esfera federal uma nova política que ficou conhecida por Política Nacional de Recursos Hídricos, além de criar o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos. Uma série de aperfeiçoamentos foram adicionados por esta nova lei em relação ao Código de Águas de 1934 (ANA, 2013).

Posteriormente a Lei Nº 9.984, de 17 de julho de 2000 criou a Agência Nacional de Águas - ANA. Esta agência tem a responsabilidade de por em prática a Política Nacional de Recursos Hídricos em conjunto com os demais integrantes do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos. Segundo ANA (2013, p. 1), a agência "possui, dentre as suas competências, aquela relativa à emissão de outorga de direito de uso de recursos hídricos em corpos de água de domínio da União".

A ANA (2011) através da sua resolução Nº 833, de 05 de dezembro de 2011, define no seu Artigo Nº 22, os usos que de recursos hídricos que estão sujeitos à outorga por parte da agência. Entre os usos mencionados está o de "aproveitamentos de potenciais hidrelétricos". Quando o aproveitamento de potenciais hidrelétrico está na área de domínio dos Estados ou do Distrito Federal, a entidade com jurisdição sobre a respectiva área deve ser acionada para a obtenção da outorga.

A partir destas informações fica evidente que a ANEEL e a ANA ou a entidade gestora com jurisdição sobre o recurso hídrico, devem ser procuradas para obter a outorga da utilização do potencial de energia hidráulica. Estes dois órgãos devem ser consultados, pois dois bens públicos estão sendo utilizados em aproveitamentos hidrelétricos: o potencial de energia hidráulica e a água (ANA, 2013).

A mesma Lei que cria a ANA, também institui o procedimento e a entidade gestora a ser consultada para obter a outorga do direito de uso de recurso hídrico. A Lei Nº 9.984, de 17 de julho de 2000, no Artigo 7º, Parágrafos 1º e 2º dispõe (2000):

Art. 7º Para licitar a concessão ou autorizar o uso de potencial de energia hidráulica em corpo de água de domínio da União, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL deverá promover, junto à ANA, a prévia obtenção de declaração de reserva de disponibilidade hídrica.

§ 1º Quando o potencial hidráulico localizar-se em corpo de água de domínio dos Estados ou do Distrito Federal, a declaração de reserva de disponibilidade hídrica será obtida em articulação com a respectiva entidade gestora de recursos hídricos.

§ 2º A declaração de reserva de disponibilidade hídrica será transformada automaticamente, pelo respectivo poder outorgante, em outorga de direito de uso de recursos hídricos à instituição ou empresa que receber da ANEEL a concessão ou a autorização de uso do potencial de energia hidráulica.

A ANEEL deve dialogar com a agência responsável pela gestão do recurso hídrico para assim obter a declaração de reserva de disponibilidade hídrica, que pode ser considerada uma outorga preventiva, ou seja, reservar a quantidade de água necessária à viabilidade do empreendimento hidrelétrico (ANA, 2013). Esta obtenção de declaração cumpri com a Lei Federal Nº 9.433, de 08 de janeiro de 1997, que institui a Política Nacional de Recursos Hídricos. Mas a ANEEL solicita ao empreendedor fazer uma consulta aos órgãos ambientais e de gestão de recursos hídricos antes do início da elaboração dos estudos que serão entregues a ANEEL, assim permitindo estudos hidroenergéticos e uma avaliação dos seus impactos de maneira mais adequada (ANEEL, 2014d).

A Lei Nº 9.074, de 7 de Julho de 1995 estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências (1995), no seu Artigo 8º versa:

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

Esta informação é importante, pois CGHs se enquadram nesta condição, o que acaba simplificando o processo burocrático envolvido para a entrada em operação destas centrais hidrelétricas, pois não é necessário elaborar o estudo de inventário para o curso d'água e

submeter o projeto básico da CGH a ANEEL. Mas um ponto a ser observado é que o procedimento para a obtenção da outorga do uso da água junto ao órgão gestor de recursos hídricos e o licenciamento ambiental junto ao órgão responsável é o mesmo para CGHs e PCHs.

Segundo a Lei Nº 9.074, de 7 de Julho de 1995, nos seus Parágrafos 2º e 3º do Artigo 5º, versa que o aproveitamento hidrelétrico deve ter o seu "aproveitamento ótimo" definido pela ANEEL para permitir a sua outorga e que é considerado como "aproveitamento ótimo" todo o potencial definido do emprego das melhores técnicas que visam a plena utilização do potencial hidrelétrico em benefício da sociedade (Brasil, 1995). A ANEEL laçou a Resolução 393, de 4 de dezembro de 1998 para estabelecer o "aproveitamento ótimo" a partir do estudo técnico conhecido como estudo de inventário hidrelétrico (ANEEL, 1998).

A ANEEL através da resolução normativa Nº 343, de 9 de dezembro de 2008 e a resolução Nº 404, de 10 de Agosto de 2010, atualizaram alguns procedimentos relacionados a registro, elaboração, aceite, análise, seleção e aprovação de projeto básico e para autorização de aproveitamento de potencial de energia hidráulica com características de PCHs. O projeto básico só poderá ser aceito se existir um estudo de inventário do curso d'água. Estas resoluções são importantes para mostrar que PCHs não necessitam participar de concorrências ou leilões, mas caso haja mais de um projeto concorrendo para o aproveitamento do potencial as duas resoluções acima esclarecem os critérios de preferência utilizados para a escolha. Além de indicar que apenas são aceitos projetos elaborados que seguem a boa técnica mesmo que não haja outros concorrentes (ANEEL, 2008b).

A Lei Nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 que criou a ANEEL, estabelece no Parágrafo 1º do Artigo Nº 26 que para PCHs e CGHs a ANEEL deve determinar um percentual de redução para a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e de Distribuição (TUSD), o percentual de redução não pode ser inferior a 50% (BRASIL, 1996).

A definição das diretrizes gerais para a vazão mínima remanescente foi especificada na resolução Nº 129, de 29 de junho de 2011. Essa informação é importante por exemplo, nos casos em que o represamento do curso d'água afeta a vazão ou a casa de força não esta conjugada com a barragem assim causando a diminuição da vazão em um trecho do curso d'água. Parte do Artigo 2º define a vazão mínima remanescente e a definição do trecho que fica compreendido entre o canal de adução e a seção do curso natural onde a vazão é restituída (CNRH, 2011).

I - vazão mínima remanescente: a menor vazão a ser mantida no curso de água em seção de controle;

II – seção de controle: seção transversal perpendicular à direção principal de escoamento no curso de água utilizada para monitorar vazões;

...

V - trechos de vazão reduzida: trecho do curso de água compreendido entre a barragem ou o canal de adução e a seção do curso natural na qual as vazões são restituídas.

A determinação da vazão mínima remanescente é de responsabilidade da autoridade outorgante conforme é indicado no Artigo 4 da resolução N° 129, de 29 de junho de 2011: "Art. 4º Cabe à autoridade outorgante estabelecer critérios específicos para a determinação de vazões mínimas remanescentes, em articulação com os demais integrantes do sistema de gerenciamento de recursos hídricos, quando couber" (CNRH, 2011).

Outro ponto importante é abordado em parte do Artigo 6 da resolução N° 129, de 29 de junho de 2011(CNRH, 2011):

Art. 6º As autoridades outorgantes poderão adotar critérios diferenciados para determinação de vazão mínima remanescente:

I - em trechos de rios com vazão reduzida em decorrência de empreendimentos de geração hidrelétrica, mediante apresentação de estudos que avaliem a interferência nos usos múltiplos no trecho em estudo;

O trecho de vazão reduzida, ou seja, o curso d'água que tem a vazão diminuída por causa do desvio da vazão para a casa de força, que não esta localizada junto a barragem, pode ter uma vazão mínima remanescente diferenciada segundo o artigo, isso pode ser importante para permitir aumentar o valor da vazão que pode ser turbinada quando a casa de força não esta conjugada com a barragem.

2.8.2. LEGISLAÇÃO PARA APROVEITAMENTO FOTOVOLTAICO

A energia fotovoltaica não se trata de um bem da união, assim não sendo necessário a autorização para a sua exploração, mas sim a autorização para a venda da energia quando conectado ao sistema de distribuição e/ou transmissão. A contratação de energia elétrica gerada por usinas de geração fotovoltaica (geração centralizada) segue as mesmas regras que as demais fontes de energia nos leilões de energia. A ANEEL regulamentou a conexão de energia elétrica distribuída ao sistema de distribuição no que se refere a micro e mini geração na resolução normativa 482, de 17 de abril de 2012. A energia fotovoltaica esta inclusa como

uma das possibilidades de fonte de energia, mas esta resolução é voltada a geração distribuída (ANEEL, 2012).

Algumas tentativas estão sendo feitas para tentar tornar a energia fotovoltaica mais competitiva, como por exemplo os descontos na tarifa TUST e TUSD também são aplicáveis para a geração do tipo fotovoltaica segundo a Lei Nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no Parágrafo 1º do Artigo Nº 26. Além de conceder alguns descontos de impostos para os equipamentos que integram as usinas fotovoltaicas, um exemplo é o convenio ICMS 101/97 que concede a isenção de ICMS nas operações com equipamentos e componentes para o aproveitamento da energia solar (CONFAZ, 1997), sendo que esta isenção foi estendida até 31 de dezembro de 2021 pelo convenio ICMS 10/14.

Apesar destes esforços, a energia fotovoltaica ainda não conseguiu se firmar como uma fonte importante no Brasil, apesar do seu grande potencial em virtude da alta incidência de energia solar no território nacional. Isso pode ser visto no Banco de Informações de Geração da ANEEL em que a contribuição da energia fotovoltaica representa apenas 0,01% da capacidade total de geração do Brasil (ANEEL, 2014a). Mas atualmente existem projetos tramitando em órgãos do governo federal como na Câmara Federal com tendência para incentivar mais a geração de energia fotovoltaica (BANDEIRA, 2012).

2.9 PCH GUARITA

A PCH Guarita está localizada no rio Guarita (Sub-Bacia 74), que pertence a bacia do rio Uruguai (Bacia 07). A localização da PCH tem as coordenadas de 27° 36' 24,7" S de latitude e 53° 34' 26,6" W de longitude. A barragem se encontra na divisa entre os municípios de Erval Seco e Redentora no estado do Rio Grande do Sul. A casa de força esta localizada em Erval seco. A PCH Guarita pertence a CEEE-GT e entrou em operação no ano de 1953, o que corresponde a 61 anos de operação.

No que tange os dados hidrometeorológicos, a vazão MLT que é uma vazão média calculada para toda a série de dados apresenta o valor de 26,36 m^3/s . A vazão firme é de 6,15 m^3/s , sendo que essa é a vazão que é superada ou igualada em 95% do tempo. A vazão mínima média mensal é o valor mínimo obtido das médias mensais e tem valor de 3,03 m^3/s . O valor da vazão ecológica não está disponível diretamente na ficha técnica anexada ao trabalho, mas para fins das simulações é utilizada a diferença entre a vazão firme de 6,15 m^3/s e a vazão nominal unitária da turbina que corresponde a 5,78 m^3/s . Esta diferença é

considerada como sendo a vazão ecológica e que pode ser aproveitada no projeto. O resultado para a diferença é de $0,37 \text{ m}^3/\text{s}$. A área que contribui para o reservatório tem 829 km^2 e a série total de dados utilizados para a determinações das vazões é de 1964 até 2009. Entre as vazões extremas, a vazão com tempo de recorrência de 10.000 anos é a vazão utilizada para projeto da barragem, essa vazão tem valor de $675 \text{ m}^3/\text{s}$. A vazão máxima que pode ser desviada para a casa de máquinas não está disponível.

Entre os dados do reservatório para a montante, o nível de água ficará sempre entre o nível mínimo normal que corresponde a $408,548 \text{ m}$ e o nível máximo normal de $410,048 \text{ m}$, que correspondem aos níveis na maior parte do tempo. O nível máximo excepcional de $413,048 \text{ m}$ corresponde ao nível de água no qual se verifica a vazão para tempo de recorrência de 10.000 anos, portanto o limite de projeto da barragem. Os níveis apresentados para o reservatório são em relação ao nível do mar. A área inundada pela barragem quando no nível máximo normal é de $0,0287 \text{ km}^2$.

Entre os dados do reservatório para a jusante, que corresponde ao ponto logo após a casa de força, o nível mínimo normal não está disponível e o nível máximo normal é de $366,596 \text{ m}$. O nível máximo excepcional é de $368,688 \text{ m}$.

A barragem é construída em concreto ciclópico, com um comprimento de crista de 100 m . A Figura 12 apresenta a vista da barragem. O comprimento de crista corresponde aproximadamente ao comprimento total na direção perpendicular ao rio. A altura máxima da barragem sobre o nível do solo é de 7 m , mas a altura na região do vertedouro é de 4 m . O nível máximo da soleira da barragem coincide com o nível máximo excepcional da barragem para que a água verta sobre as estruturas laterais e não apenas pela parte da barragem projetada para receber o escoamento de água quando vazões extremas acontecem.

Figura 12. Vista a montante da barragem



Os dados para a altura das quedas naturais a jusante, logo após a barragem não foram fornecido, além de não terem sido realizadas medidas na visita realizada ao local da PCH Guarita em outubro de 2014. Para permitir a realização das simulações de viabilidade do projeto é utilizado estimativas da altura de queda, sendo isso aceitável, pois no momento o interesse é identificar se vale a pena realizar um estudo mais aprofundado sobre a utilização da vazão ecológica.

Entre as informações disponíveis sobre a queda é que a barragem na região do vertedouro tem 4 m de altura em relação ao fundo do rio. A Figura 13 mostra a queda natural que existe a poucas dezenas de metros após o barramento da barragem. A Figura 13 permite verificar que a altura da queda natural é significativa.

Figura 13. Queda natural do curso d'água



O *software Google Earth®* foi consultado para se tentar estimar a altura bruta da queda, mas antes é verificado se o *software* fornece valores plausíveis para a queda que se conhece, ou seja, a queda entre a barragem e a casa de força. No *Google Earth®* apresentou o nível de 420 *m* no lago da barragem e o nível 378 *m* pouco depois da casa de máquinas, confirmando os cerca de 40 *m* de queda da usina. Já para a medida do nível após as quedas naturais, o valor de 408 *m* é apresentado, representando uma diferença de 12 *m*. Sendo esta altura de 12 *m* um valor aceitável conforme visto na visita ao local.

A usina com a casa de máquinas ao pé da barragem, que correspondente à proposta do trabalho, visa utilizar a altura das quedas naturais que existem logo após o barragem mais a queda da barragem. A queda bruta de 12 *m* é utilizada para nas simulações.

A Figura 14 apresenta uma vista do vertedouro que é do tipo soleira livre, sendo a cota da soleira igual ao nível máximo normal a montante. Verterá pelo vertedouro toda a água que chegar ao reservatório e estiver acima desse nível. Essa vazão é vertida porque está adiante da capacidade máxima projetada. Mas ainda não é a capacidade limite da barragem. O vertedouro tem comprimento de 60 *m* e capacidade de vazão de 560 m^3/s .

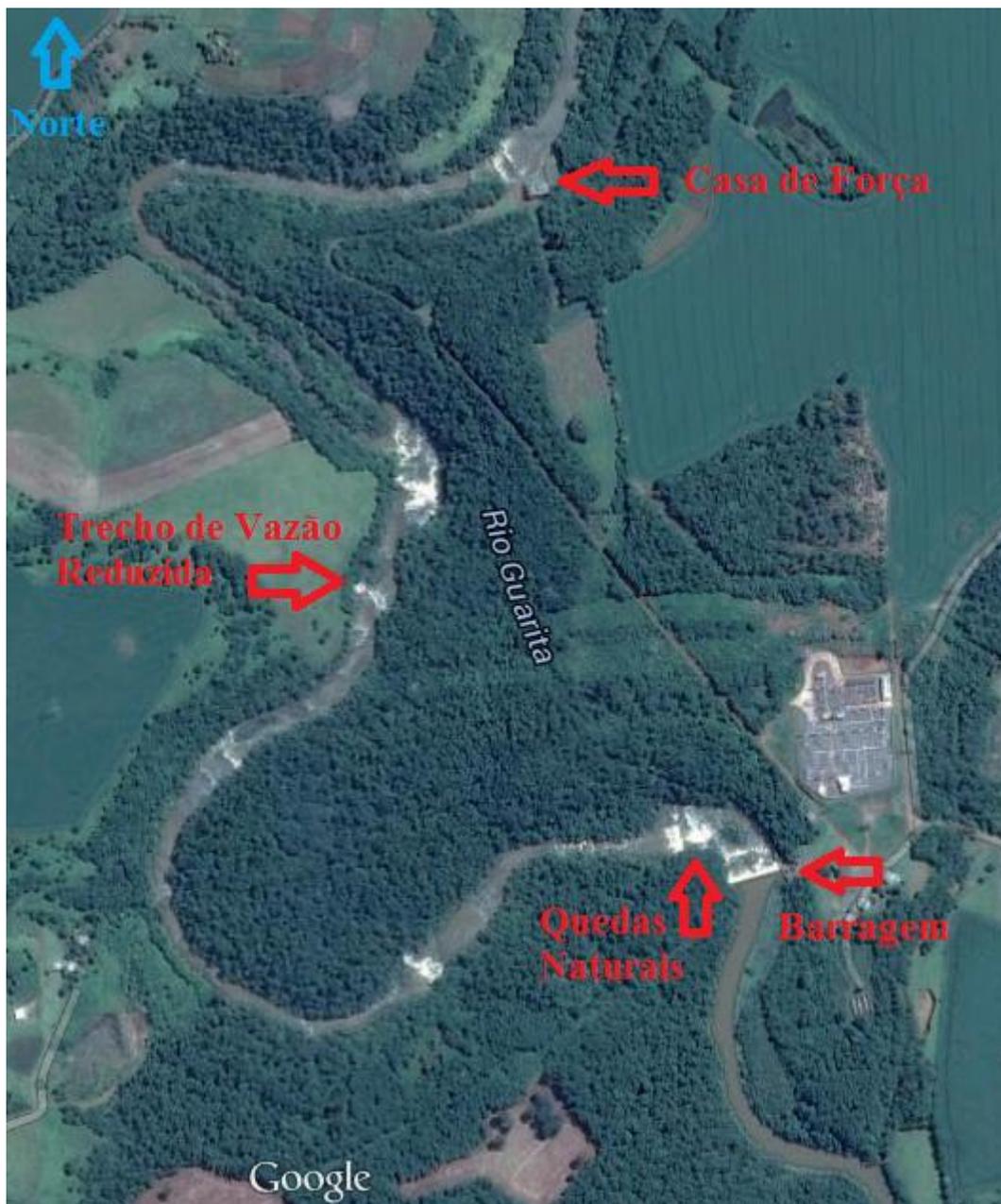
Figura 14. Vista a jusante da barragem



O túnel de adução tem comprimento de 960 m e seção de 2,55 m. O túnel conduz a água até o ponto mais próximo da casa de força. A chaminé de equilíbrio com diâmetro de 8 m e altura de 18,75 m, já o conduto forçado tem diâmetro de 1,7 m e comprimento de 76 m. O desnível atualmente aproveitado é medido entre o nível de água dentro da chaminé de equilíbrio, que é um pouco inferior que o nível de água na barragem, e o nível de água a jusante da casa de máquinas. Esse nível tem o valor de 43,45 m, já descontando as perdas de carga. Quando estiver chovendo muito, com muita afluência de água, esse desnível poderá chegar excepcionalmente ao valor bruto de 47,23 m, sem descontar as perdas de carga.

A Figura 15 apresenta uma visão do terreno onde se localiza a PCH Guarita em conjunto com os principais elementos da PCH. A barragem esta localizada na parte inferior da Figura 15, já a casa de força esta localizada na parte superior. O trecho de vazão reduzida se estende entre a barragem e a casa de força que é o local onde a água é restituída ao curso d'água.

Figura 15. Localização dos principais elementos da PCH Guarita



Fonte: Adaptado de (Google Maps, 2014)

A turbina utilizada é do tipo Francis. Uma única turbina é empregada e a sua potência nominal unitária é de 2 MW e a vazão nominal unitária é de $5,78 \text{ m}^3/\text{s}$. A rotação síncrona da turbina é de 450 rpm. O gerador tem potência nominal unitária de 2,2 MVA e a tensão nominal é de 8 kV com um fator de potência de 0,8. A rotação nominal do gerador é de 450 rpm. Na Figura 16 é apresentado a turbina hidráulica e o gerador síncrono utilizados na PCH Guarita. O sistema que liga a PCH ao SIN usa uma tensão de 23 kV.

Figura 16. Turbina Hidráulica e Gerador



Segundo o estudo energético, a potência nominal da PCH é de 1,76 MW, mas a energia firme é de 1,10 MW.

2.10 SOFTWARE

O *HOMER Energy* na versão Legacy é um programa que pertence ao *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), que é um laboratório que pertence ao Departamento de Energia dos Estados Unidos. A versão Legacy permite o uso gratuito do programa. O *HOMER Energy* é um modelo de otimização para centrais: hidrelétricas a fio d'água, eólicas, fotovoltaicas e movidas a combustível fóssil. O foco do programa é comparar o custo do sistema sugerido e o que é obtido de outras fontes como a rede elétrica, por exemplo. O programa depende do usuário para escolher as possíveis configurações do sistema, além do usuário preencher alguns parâmetros de entrada utilizados nas simulações. Estes parâmetros descrevem a tecnologia que será empregada, os custos dos componentes e a disponibilidade de recursos por exemplo. Os resultados das simulações é apresentado pelo programa em forma de gráfico ou tabela.

Dois modos básicos de simulação podem ser utilizados, o de otimização e o de sensibilidade. O modo de otimização se baseia em simular as diversas configurações e após ordenar os sistemas pelo valor do custo presente líquido. Já o modo de análise de

sensibilidade em que uma variável tem seu valor variado e os demais parâmetros tem o valor mantido, é possível ver como o sistema é dependente da variável que tem o seu valor variado. Essa análise pode ser importante para identificar os fatores de maior impacto no projeto.

O HOMER utiliza a base anual para fazer as suas decisões, sendo os cálculos de balanço de energia realizados em cada uma das 8.760 horas do ano e comparado com as demanda elétrica especificada pelo usuário, assim podendo identificar se a configuração é viável. O calculo de fluxo de energia é realizado para cada uma das horas do ano. Quando o sistema tem baterias e/ou geradores movidos a combustível, o programa também decide como operar os geradores ou carregar e descarregar as baterias. O HOMER contabiliza nos custos do sistema os custo de capital, de reposição, de operação e manutenção, de combustível, entre outros (SILVA, BELUCO, 2012).

3 SIMULAÇÕES COM O *SOFTWARE* HOMER

A metodologia seguida é a utilização de valores típicos para as variáveis e os dados técnicos conhecidos. A partir destes valores alimentar um software que compara as diversas opções de configuração. Os gráficos e tabelas que são gerados como resultados da comparações, são utilizados para decidir quais elementos devem fazer parte do sistema e a sua respectiva potência.

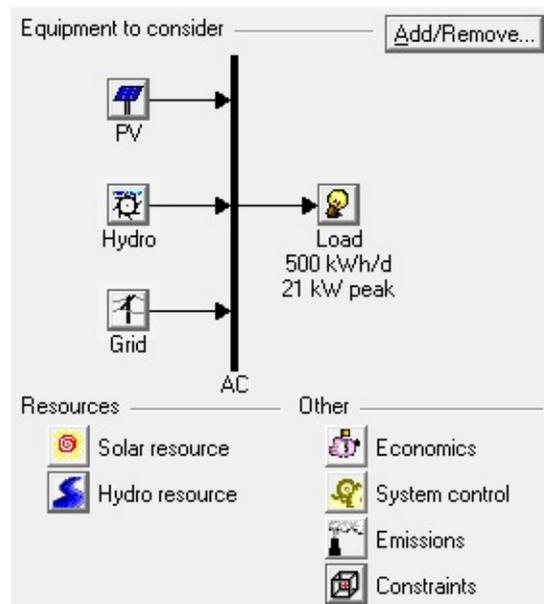
Para realizar as simulações para identificar as condições de viabilidade do projeto, é utilizado o software HOMER Energy na versão Legacy. O *software* é um modelo de otimização para micro centrais de energia e análise de sensibilidade. As perguntas a serem respondidas pelo HOMER são se vale a pena, em termos de custo-benefício, gerar energia utilizando o potencial da vazão ecológica? Quantos módulos de painéis solares devem ser adicionados ao sistema para o sistema fotovoltaico ser viável em conjunto com o aproveitamento hidrelétrico da vazão ecológica?

Os custos utilizados em todas as simulações estão em Dólares Americanos em virtude de uma boa disponibilidade de informações, além de permitir a comparação com a realidade brasileira através do uso de taxas de conversão.

Nas simulações, para responder as perguntas, são utilizadas duas opções de fontes de energia renovável, sendo estas a geração hidráulica e a geração fotovoltaica. O tempo de vida útil considerado para o projeto é de 25 anos, sendo este período levado em conta na simulação do projeto.

O esquemático do modelo montado no HOMER é apresentado na Figura 17. Todos os elementos do modelo estão conectados ao barramento de corrente alternada "AC". Os blocos "PV" e "Hydro" representam as fontes de energia renovável a serem implantadas na PCH Guarita. O bloco "Load" tem a função de representar qual a carga que a central geradora deve ser capaz de suprir. O bloco "Grid" é responsável por representar o SIN.

Figura 17. Esquemático do sistema híbrido.



O bloco "PV" é responsável por representar o sistema fotovoltaico. Uma série de parâmetros para custos e propriedades são definidos para permitir as simulações. O total de custo de projeto, compra dos componentes e instalação do sistema fotovoltaico como um todo é representado em relação a potência DC de pico, sendo que o valor adotado é de 4.380,00 $US\$/kW_{DC}$ para a faixa entre 30 e 100 kW_{DC} . Esta escolha segue o preço praticado nos Estados Unidos em 2013, sendo que esta estimativa de preço foi obtido considerando apenas valores que foram de fato pagos pelo sistema fotovoltaico, ou seja, desconsiderando valores estimados (FELDMAN, 2014), o que leva a valores mais reais.

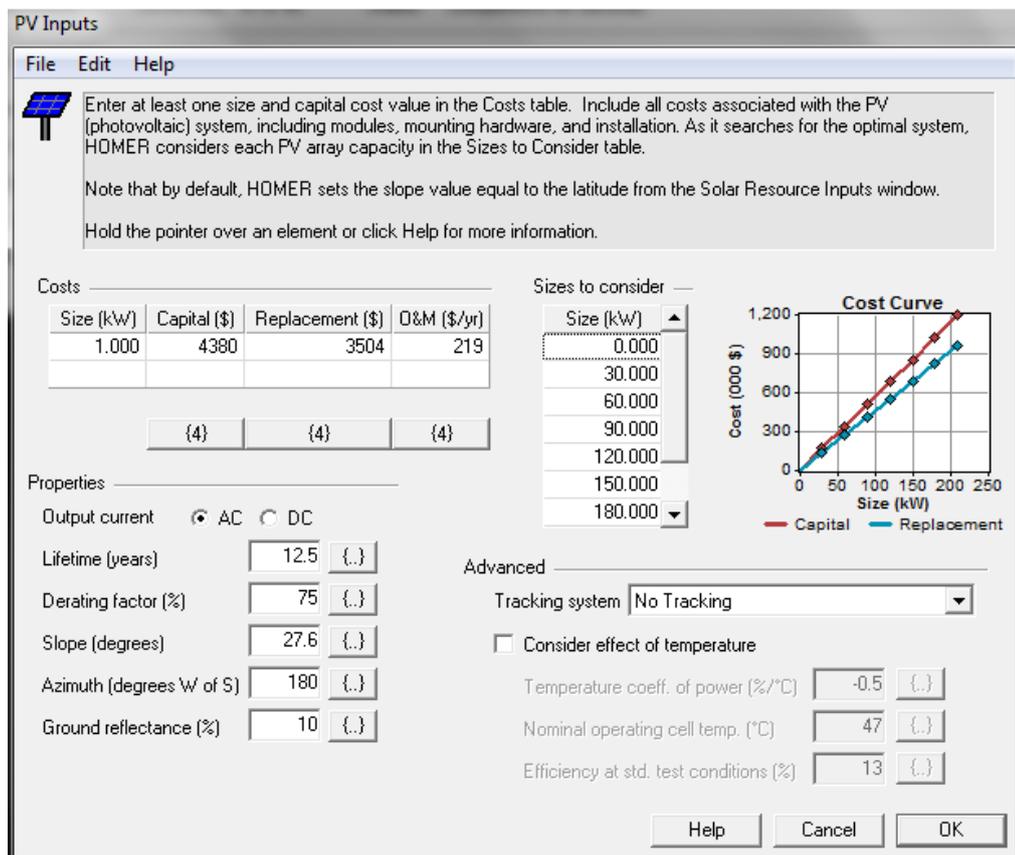
A vida útil do sistema fotovoltaico é considerada como sendo de 12,5 anos nas simulações para evitar perda considerável do desempenho até o fim de vida útil do projeto que é 25 anos. O custo de troca do sistema fotovoltaico no fim da vida útil de 12,5 anos é considerado como sendo 80% do custo inicial, ou seja, 3.504,00 $US\$/kW_{DC}$. Isso se deve a possibilidade de recuperar 20% do valor do sistema fotovoltaico com a venda do sistema que estava em operação no momento da troca pelo novo. O custo anual de operação e manutenção para o sistema fotovoltaico adotado é de 5% do custo de instalação, o que resulta em um valor de 219,00 $US\$/kW_{DC}.ano$. Valores de sensibilidade de 1,3; 1; 0,75 e 0,5 multiplicam os custos do sistema fotovoltaico, assim permitindo verificar a influência dos 30% de aumento de custo para o sistema flutuante e verificar o quanto a reduções de custo tornaria o projeto mais viável.

Os painéis são montados em uma estrutura que não permite seguir o movimento solar, mas para permitir um melhor aproveitamento da radiação solar os painéis são montados com um ângulo relativo a horizontal igual ao ângulo da latitude. No caso da PCH Guarita é de 27,6°, além dos painéis estarem inclinados em direção ao norte geográfico. A refletância do solo é considerada como sendo de 10% no local da instalação.

Um fator de redução é utilizado para prever perdas que afetem o sistema. Neste fator são contadas perdas como, por exemplo, em virtude de sujeira sobre os painéis, disponibilidade devido a manutenção, sombras, conexões elétricas, perdas de conversão no inversor e transformadores, além de temperatura quando uma estimativa simples é permitida. Para o estudo é considerado um valor de 75%.

A variável de otimização utilizada no caso dos painéis fotovoltaicos é o tamanho do sistema a ser montado. Os valores utilizados nas simulações são: 0 kW, 30 kW, 60 kW, 90 kW, 120 kW, 150 kW, 180 kW e 210 kW. A Figura 18 mostra a tela do bloco "PV" com os valores preenchidos.

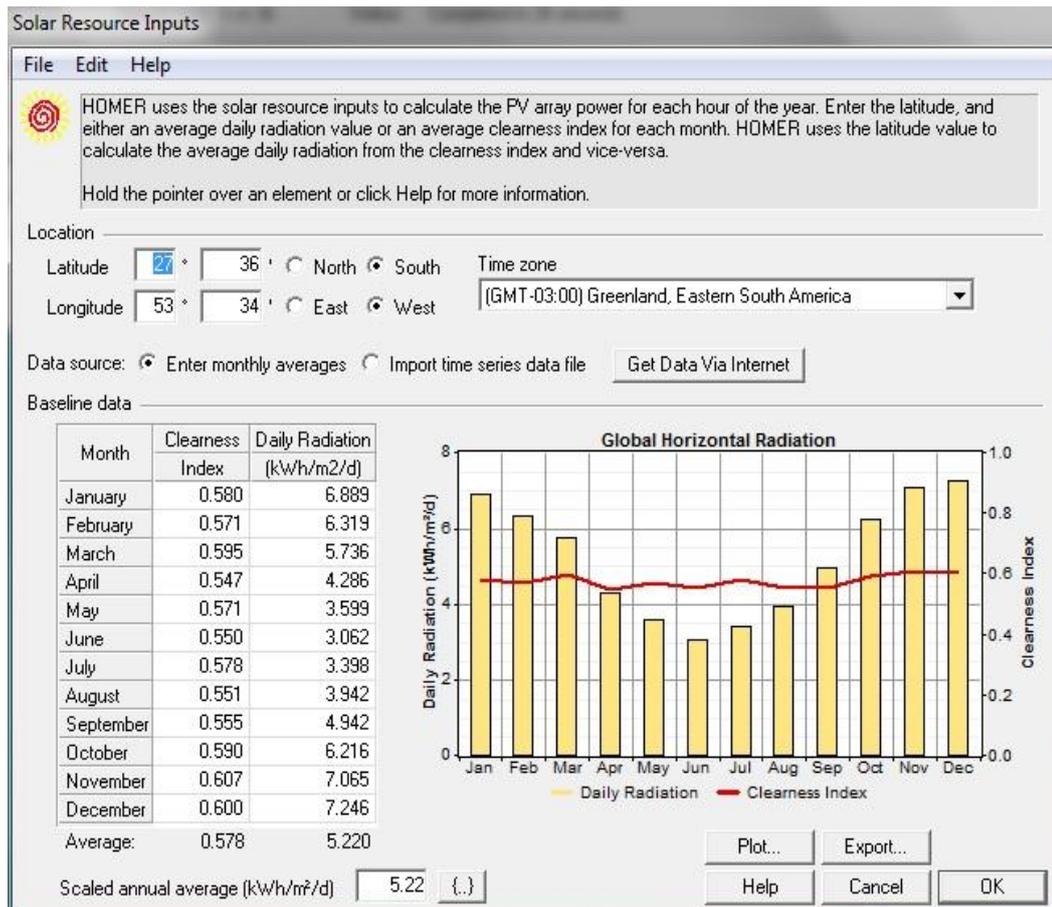
Figura 18. Parâmetros do sistema fotovoltaico



O HOMER necessita que a informação sobre o recurso solar disponível seja fornecido ao programa para permitir as simulações de quantidade de energia que pode ser gerada pelos painéis a cada hora do dia. As informações de localização usando Latitude e Longitude são preenchidos para permitir ao programa o calculo de ângulo de incidência dos raios solares sobre os painéis. O fuso horário é preenchido para permitir ao programa mostrar os resultados seguindo a base horária do local a ser simulado.

Os dados de irradiação horizontal global são obtidos pelo programa via acesso de banco de dados do NREL que apresenta dados que foram levantados pelo NREL ou pela NASA. O *software* utiliza duas informações distintas para os cálculos de radiação que chega aos painéis, sendo uma o índice de transparência da atmosfera que é que a razão entre a radiação que entra na atmosfera e a que atinge a superfície do planeta, sendo esta utilizada para calcular a radiação difusa. A segunda informação é a radiação horizontal global diária que chega a superfície do planeta. Ambas as informações são consideradas em valores médios mensais. Os valores obtidos pelo programa HOMER para serem usados nas simulações são apresentados na Figura 19 em conjunto com os demais parâmetros preenchidos.

Figura 19. Recurso Solar



O bloco "Hydro" é responsável por representar o central hidrelétrica. Uma série de parâmetros para custos e propriedades são definidos para permitir as simulações. O total de custo de projeto, compra dos componentes e instalação de centrais hidrelétricas foi estimado em 2010 como estando dentro da faixa de aproximadamente 1.200,00 a 2.500,00 US\$/kW instalado no Brasil (IRENA, 2012). Os custos da central hidrelétrica são considerados como sendo uma variável de sensibilidade para permitir a análise da sua influência sobre o projeto. O custo de capital como variável de sensibilidade é simulado com valores de 1.000,00 US\$/kW, 1.500,00 US\$/kW e 2.000,00 US\$/kW instalado.

A vida útil da central hidrelétrica é de 25 anos para efeito das simulações. O custo de troca dos equipamentos da central no fim da vida útil é considerado como sendo 80% do custo de capital, ou seja, 800,00 US\$/kW, 1.200,00 US\$/kW e 1.600,00 US\$/kW. Isso se deve a possibilidade de recuperar 20% do valor da central hidrelétrica com a venda do equipamento que estava em operação. O custo anual de operação e manutenção para a central hidrelétrica tem um valor típico de 4% do custo de instalação (IRENA, 2012), o que resulta em um valor de 40,00 US\$/kW/ano, 60,00 US\$/kW/ano e 80,00 US\$/kW/ano. Os custos de troca e O&M estão atrelados ao custo de capital para as simulações.

A queda do potencial hidrelétrico é de 12 metros e a vazão de projeto da turbina é de 370 litros por segundo. A partir destes dois parâmetros é calculada a potência nominal da central hidrelétrica que corresponde a 34,8 kW. O Quadro 3 apresenta os valores preenchidos para os custos proporcionais a potência nominal da central hidrelétrica.

Quadro 3. Custos Central Hidrelétrica

Custo base [US\$/kW]	Custo de Capital [US\$]	Custo de Troca [US\$]	O&M [US\$]
1000	34800	27840	1392
1500	52200	41760	2088
2000	69600	55680	2784

O percentual mínimo e máximo em relação a vazão nominal no qual a turbina pode operar são de 50% e 150% respectivamente. A eficiência com a qual o sistema turbina e gerador convertem a energia hidráulica em eletricidade é de 80%. Uma perda de aproximadamente 3% é estimada para sistema de admissão da central hidrelétrica. A Figura 20 mostra a tela do bloco "Hydro" com os valores preenchidos.

Figura 20. Parâmetros da central hidrelétrica

Hydro Inputs

File Edit Help

HOMER models run-of-river hydro installations. Enter the capital cost, available head, and turbine design flow rate. For Economics values, include the civil works and all costs associated with the hydro system. HOMER calculates the nominal power from the available head, design flow rate, and efficiency.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Economics

Capital cost (\$)	69600	{3}
Replacement cost (\$)	55680	{3}
O&M cost (\$/yr)	2784	{3}
Lifetime (years)	25	{.}

Turbine

Available head (m)	12	{.}	Nominal power: 34.8 kW Generator type <input checked="" type="radio"/> AC <input type="radio"/> DC
Design flow rate (L/s)	370	{.}	
Minimum flow ratio (%)	50	{.}	
Maximum flow ratio (%)	150	{.}	
Efficiency (%)	80	{.}	

Intake pipe

Pipe head loss (%)	2.98	{.}	Pipe Head Loss Calculator...
--------------------	------	-----	------------------------------

Systems to consider

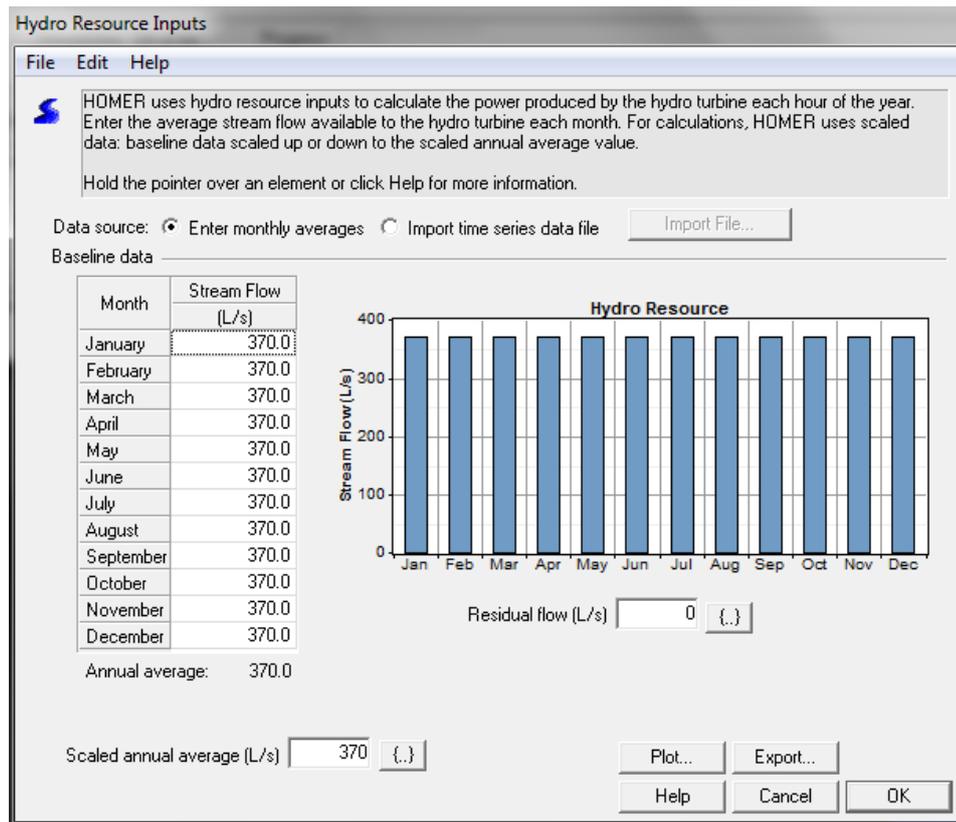
Simulate systems both with and without the hydro turbine
 Include the hydro turbine in all simulated systems

Help Cancel OK

O HOMER necessita que a informação sobre o recurso hidráulico disponível seja fornecido ao programa para permitir as simulações de quantidade de energia que pode ser gerada pela central hidrelétrica a cada hora. O HOMER se baseia que a PCH é do tipo fio d'água, ou seja, a vazão a ser turbinada depende do valor instantâneo da vazão do rio, assim não sendo possível armazenar potencial hidrelétrico para ser utilizado posteriormente. Além de não permitir simular que o operador da PCH tenha controle sobre a vazão instantânea que deve ser turbinada ao longo do tempo.

Os valores das vazões médias mensais em litros por segundo são fornecidos ao programa para cada um dos meses do ano. Para a simulação é assumido que a vazão ecológica sempre esta disponível no curso d'água e que o valor das vazões medias mensais equivale ao valor da vazão ecológica, ou seja, os doze meses apresentam o mesmo valor de vazão de 370 litros por segundo para simplificar a análise. A vazão residual, ou seja, a vazão que deve ser reservada para não ser turbinada no caso deste projeto é zero. A Figura 21 mostra a tela sobre o recurso hidráulico já com os valores preenchidos.

Figura 21. Recurso hidráulico



O bloco "Load" é responsável por representar a carga a ser alimentada pelo sistema. Para simplificar a análise é considerado que a carga a ser suprida é constante para todo o intervalo de tempo. Essa escolha é plausível quando se simula um contrato de venda que estabelece uma quantidade fixa de potência a ser fornecida durante o período de vigência. O HOMER necessita que o valor da carga seja preenchido para cada hora dentro do intervalo de um dia. O valor definido para as simulações é de 100 kW de carga a cada intervalo e sem variação entre os intervalos, sendo este valor apenas um valor de referência.

Valores de sensibilidade de 725, 750, 775, 800, 825, 850, 860, 870, 880, 890, 900, 910 e 925 kWh/dia são utilizados para modificar o valor do consumo de referência para então verificar o comportamento do sistema para diferentes cargas.

O bloco "Grid" é responsável por representar o SIN. A taxa de compra de energia do SIN é definida como 0,20 US\$/kWh que é um valor relativamente alto, mas esperado já que se esta recorrendo ao mercado spot de energia elétrica. A taxa de venda é definida como 0,00 US\$/kWh já que não é planejada a venda de energia excedente ao SIN. A taxa de compra de energia é importante já que quando a central hidrelétrica e os painéis fotovoltaicos não são o

suficientes para suprir a carga "Load" a energia necessária é buscada no SIN para não comprometer a estabilidade do sistema.

A variável de otimização utilizada no caso do SIN é a capacidade de potência que o sistema pode fornecer. Os valores utilizados nas simulações são: 0 kW, 50 kW, 100 kW e 150 kW. Já o valor de venda permitida para o SIN é considerado 0 kW.

A simulação leva em conta algumas características impostas ao sistema. A primeira é uma reserva de energia de 10% da carga alimentada para manter a estabilidade do sistema se existir variações rápidas de carga. A segunda característica é a reserva de 25% da potência do sistema fotovoltaico em virtude das possíveis rápidas variações na potência gerada por esta fonte.

Outra característica imposta é que o sistema sempre deve ser capaz de fornecer a potência requisitada pela carga e manter o nível mínimo de reserva, sendo isso feito através de definir o parâmetro de máxima capacidade anual de falha aceitável como sendo igual a zero. Além de forçar o sistema a ser capaz de produzir 95% da energia consumida pela carga "Load", ou seja, recorrer ao SIN para obter no máximo 5% da energia. Essa condição serve para permitir que o sistema fotovoltaico possa ser incluso nos sistemas validos da simulação, pois quando a carga alimentada é maior que a potência da central hidrelétrica, o sistema fotovoltaico pode suprir parte da diferença durante o período do dia e o restante da energia provem do SIN.

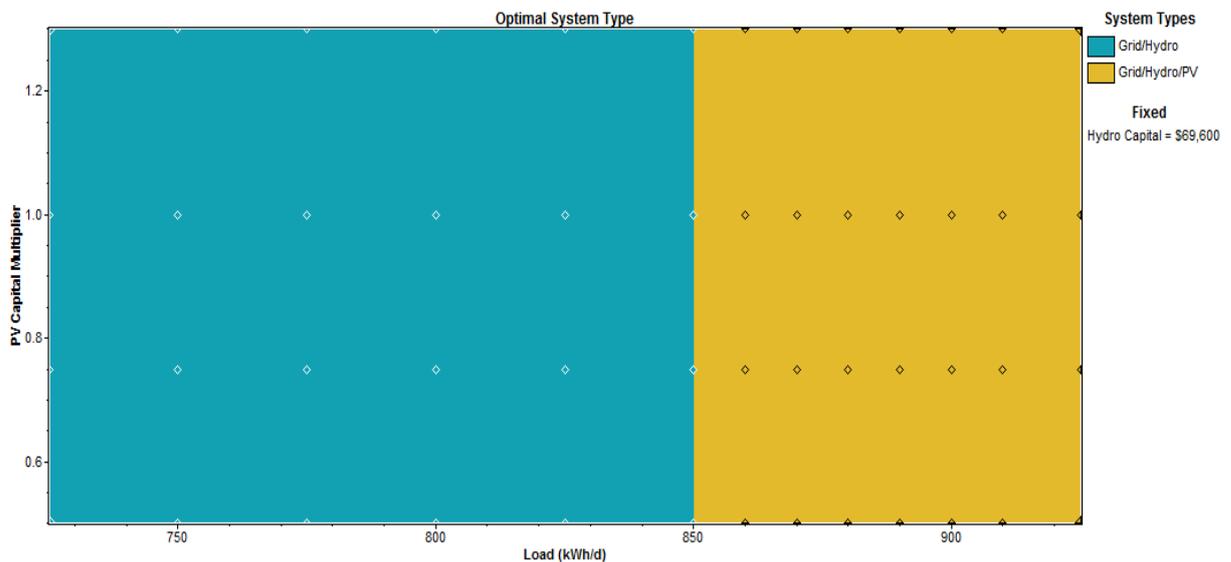
Turbinar a noite uma vazão maior que a vazão ecológica é uma opção para diminuir a dependência do SIN. O período noturno é o foco já que é neste momento que o SIN é exigido em virtude da não produção de energia pelo sistema fotovoltaico. O *software* HOMER não é utilizado para esta análise por não permitir ao usuário simular diferentes níveis de vazões turbinadas ao longo do dia. Para facilitar a análise é considerado que durante as 12 horas que compreendem a parte da noite uma vazão extra é turbinada e durante as 12 horas restantes apenas a vazão ecológica é turbinada. Essa condição pode requisitar que uma barragem com capacidade de regulação diária seja construída no local para aproveitar a vazão que existe quando a condição de vazão firme é abrandada de 95% do tempo para uma percentagem menor do tempo.

4 APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS ALCANÇADOS

O software HOMER oferece uma série de opções de gráficos que podem ser desenhados para representar os resultados calculados. A Figura 22 mostra o resultado do sistema ótimo quando o multiplicador de custo do sistema fotovoltaico está em função do consumo da carga para o sistema da Figura 17 quando o custo de capital do sistema hidráulico esta fixo em 69.600,00 US\$.

A participação da rede é limitada para ser de no máximo 5% em ambas as opções. A geração apenas pela central hidrelétrica é a melhor opção para uma carga com consumo de até aproximadamente 850 kWh/dia, enquanto que o sistema híbrido é melhor para cargas com consumo acima de 850 kWh/dia. O multiplicador de custo do sistema fotovoltaico aparentemente não influencia no sistema ótimo na faixa simulada. Os gráficos gerados para as três opções de custo de capital do sistema hidráulico são idênticos ao gráfico da Figura 22.

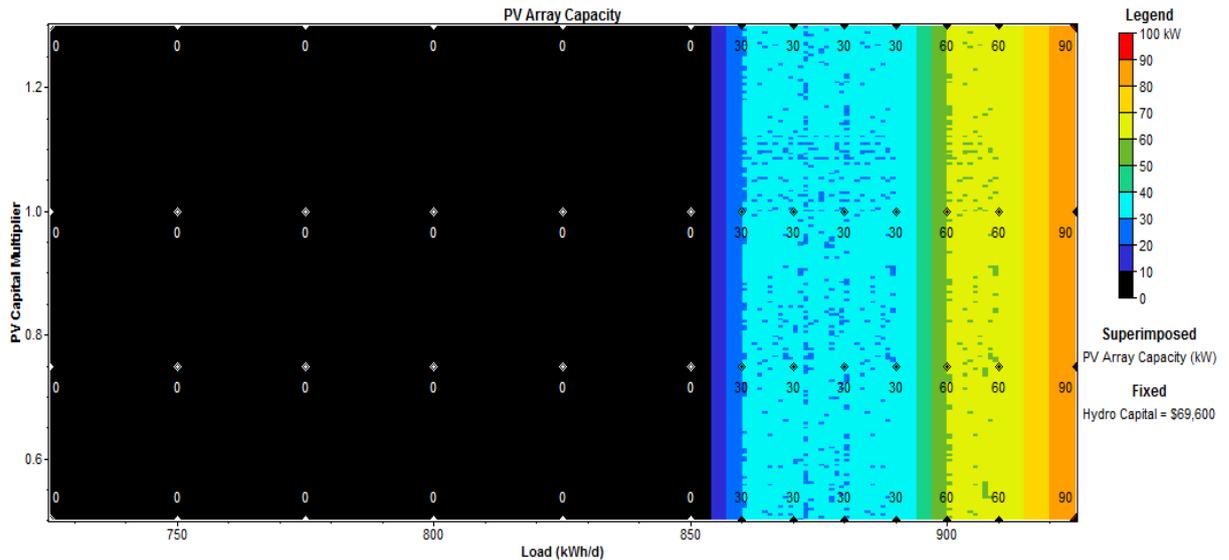
Figura 22. Sistema ótimo



A capacidade instalada para o sistema fotovoltaico é apresentado na Figura 23 em que o multiplicador de custo do sistema fotovoltaico está em função do consumo da carga quando o custo de capital do sistema hidráulico esta fixo em 69.600,00 US\$. Para cargas com consumo inferior a aproximadamente 850 kWh/dia a instalação de painéis fotovoltaicos não é recomendada. Já para valores acima deste consumo, a potência dos painéis aumenta gradativamente até atingir 90 kW quando o consumo da carga é próximo a 925 kWh/dia. O multiplicador de custo do sistema fotovoltaico aparentemente não influencia a capacidade

instalada na faixa simulada. Os gráficos gerados para as três opções de custo de capital do sistema hidráulico são idênticos ao gráfico da Figura 23.

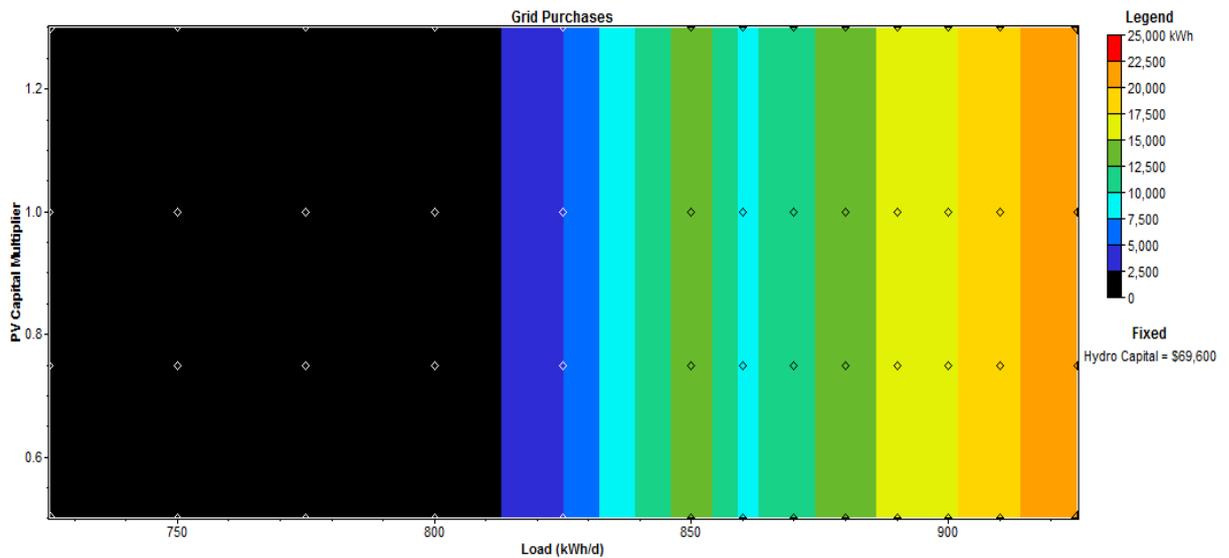
Figura 23. Capacidade do sistema fotovoltaico



A quantidade de energia comprada do SIN é apresentada na Figura 24 em que o multiplicador de custo do sistema fotovoltaico está em função do consumo da carga quando o custo de capital do sistema hidráulico está fixo em 69.600,00 US\$. Energia elétrica só passa a ser comprada do SIN a partir do ponto em que o consumo da carga ultrapassa o valor aproximado de 810 kWh/dia. Isso acontece para consumos menores já que a central hidrelétrica por si só é o suficiente para suprir a carga.

No intervalo entre os 810 kWh/dia e 850 kWh/dia de consumo o SIN é responsável por alimentar a carga que não é suprida pela central hidrelétrica. Para valores maiores que 850 kWh/dia de consumo, o sistema fotovoltaico é responsável por gerar parte da energia necessária durante o intervalo em que existe luz solar, mas a noite o SIN complementa a energia que falta. O multiplicador de custo do sistema fotovoltaico aparentemente não influencia a quantidade de energia adquirida do SIN na faixa simulada. Os gráficos gerados para as três opções de custo de capital do sistema hidráulico são idênticos ao gráfico da Figura 24.

Figura 24. Energia comprada do SIN



O custo médio do kWh para o investimento é apresentado nas Figura 25 e Figura 26 em que o multiplicador de custo do sistema fotovoltaico está em função do consumo da carga quando o custo de capital do sistema hidráulico esta fixo em 69.600,00 US\$ e 34.800,00 US\$, respectivamente. Na região em que o consumo é menor que aproximadamente 855 kWh/dia tem-se um custo menor que 0,06 US\$/kWh em ambas as figuras. O custo médio do kWh se mantém menor que 0,06 US\$/kWh para a Figura 26 quando o consumo é maior que aproximadamente 855 kWh/dia e menor que 890 kWh/dia para o multiplicador de custo do sistema fotovoltaico próximo a 0,5. Nos demais pontos dos gráficos o custo aumenta de forma considerável, podendo ultrapassar valores de 0,25 US\$/kWh quando o consumo diário é em torno de 925 kWh/dia e o multiplicador de custos do sistema fotovoltaico é de 1,3. Um multiplicador de custo do sistema fotovoltaico com um valor menor leva a um custo menor para o kWh.

Entre as Figura 25 e Figura 26 o custo do kWh é menor na opção com um custo de capital da central hidrelétrica de 1.000 US\$/kW instalado. Esta diferença fica entre 0,012 e 0,015 US\$/kWh dentro da faixa simulada de consumo de energia.

Figura 25. Custo médio do kWh com custo de capita do sistema hidráulico fixo em 2.000 US\$/kW instalado

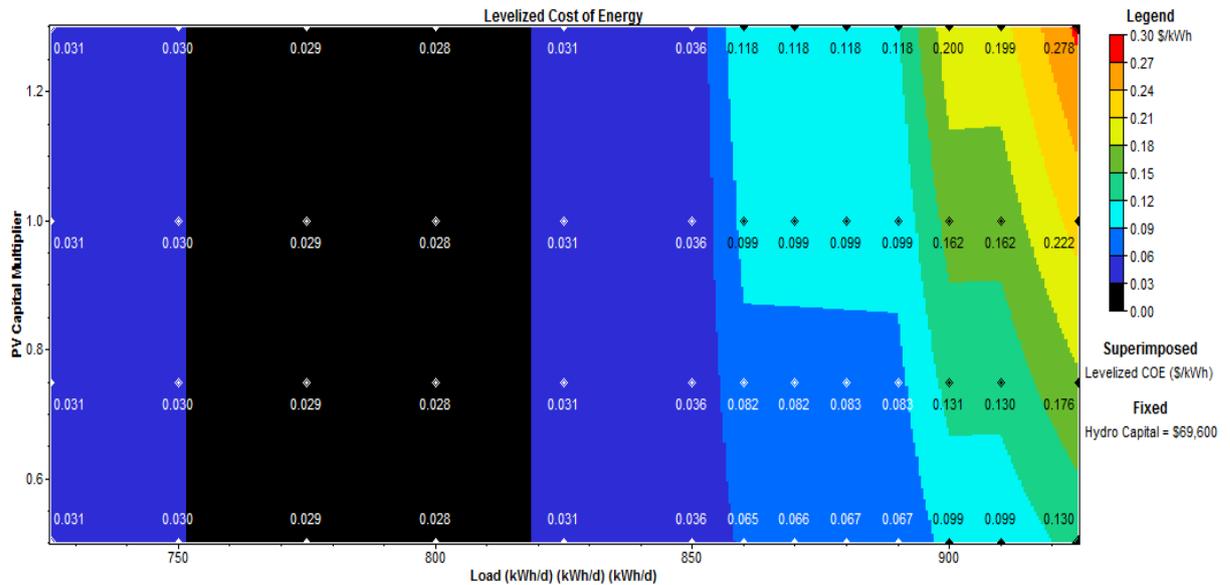
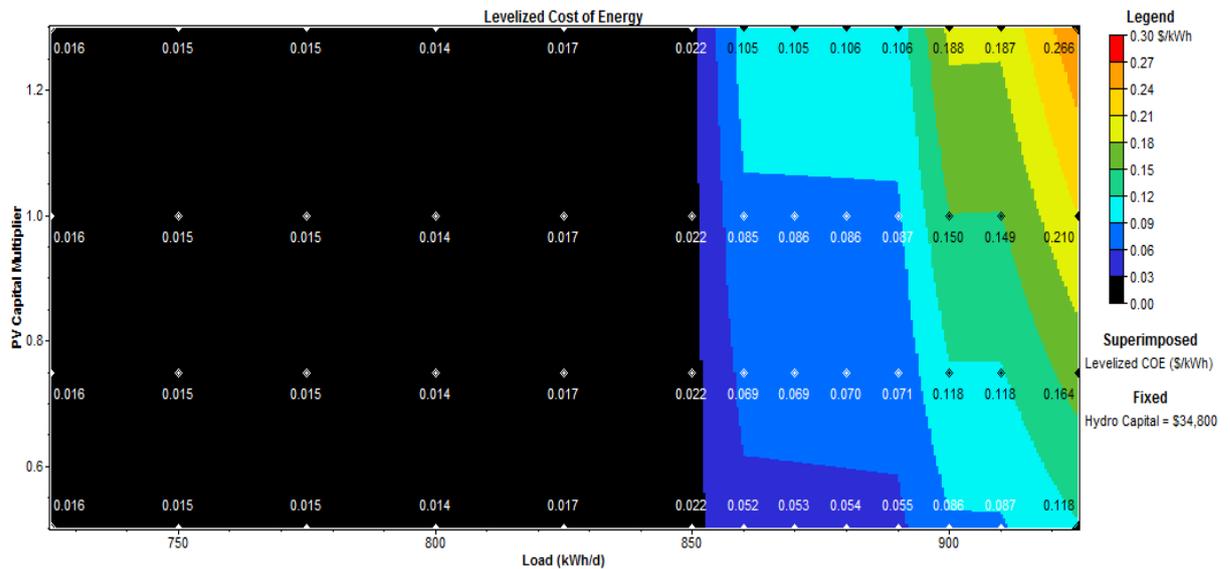


Figura 26. Custo médio do kWh com custo de capita do sistema hidráulico fixo em 1.000 US\$/kW instalado



A região em que o uso do sistema fotovoltaico está mais favorável economicamente é analisada para ver a influência da geração de energia a partir do uso de uma vazão maior que a vazão ecológica no período da noite. Esta região compreende o caso de um custo de 1.000 US\$/kW instalado de potência hidráulica e um multiplicador de custo para o sistema fotovoltaico de 0,5 para a Figura 27 e 0,75 para a Figura 28. Em ambas as figuras é observado que o preço diminuiu com o aumento da carga, muito em virtude da substituição da energia cara fornecida pelo SIN por uma energia mais barata gerada pela central hidrelétrica. O salto

no preço em ambas as figuras na região de consumo diário de aproximadamente 895 e 920 kWh/dia acontece pelo aumento do tamanho do sistema fotovoltaico a ser instalado. A diferença de custo também se acentua a medida que uma carga maior é alimentada.

Figura 27. Custo do Sistema com Produção Hidráulica Noturna Extra para 1.000 US\$/kW Hidráulico Instalado e Multiplicador de Custo Fotovoltaico de 0,5

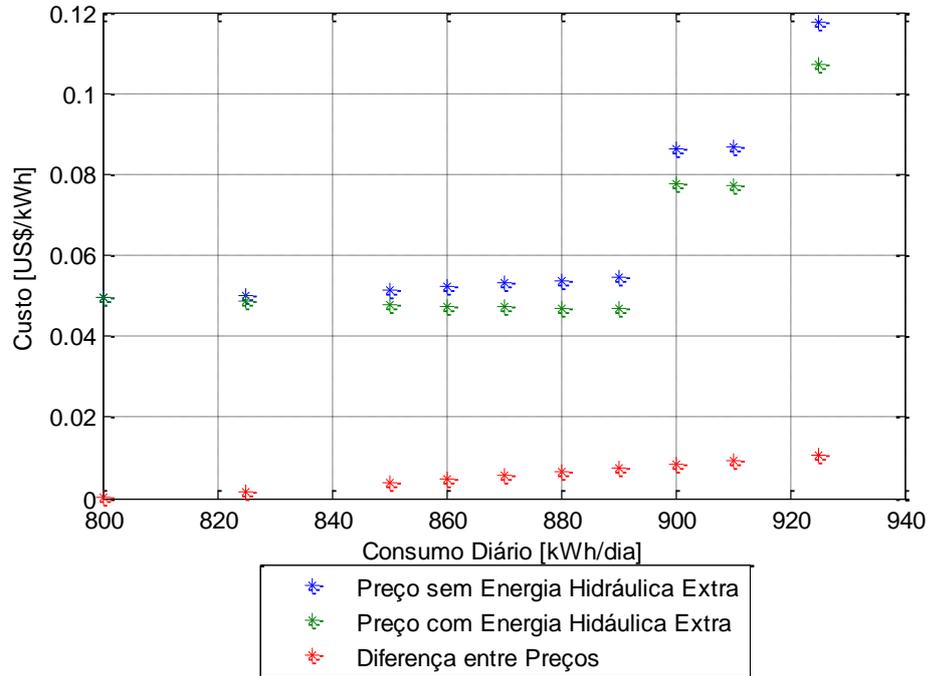
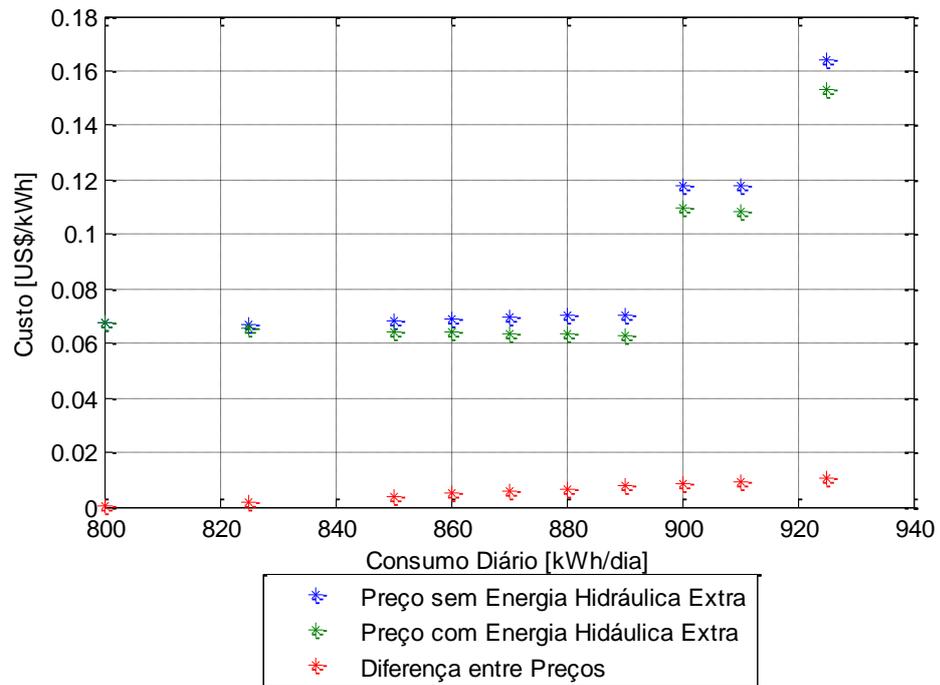
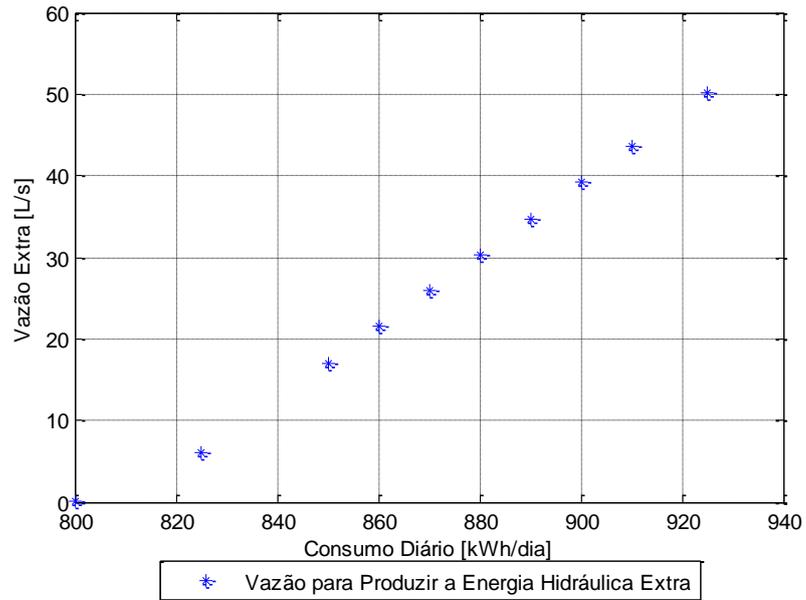


Figura 28. Custo do Sistema com Produção Hidráulica Noturna Extra para 1.000 US\$/kW Hidráulico Instalado e Multiplicador de Custo Fotovoltaico de 0,75



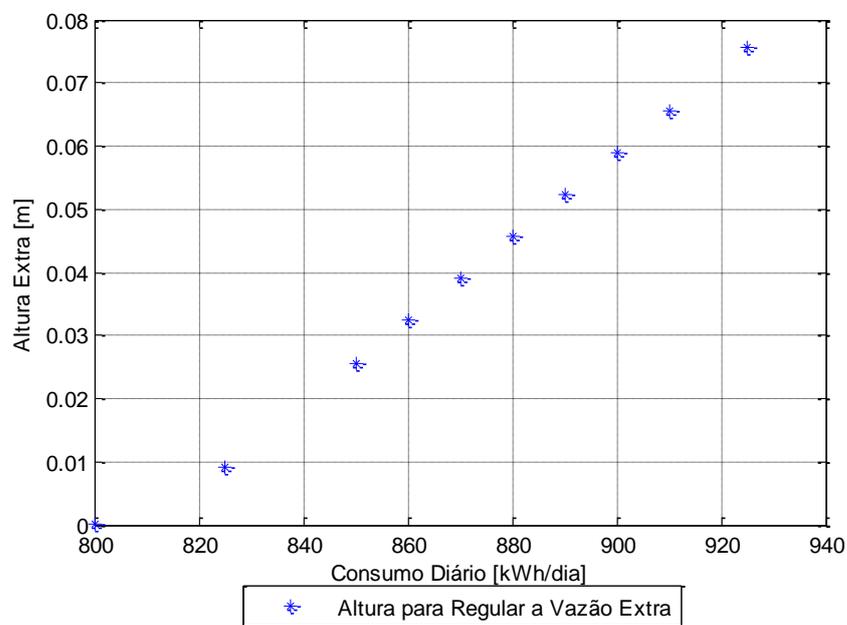
A Figura 29 apresenta o valor da vazão extra turbinada que permite suprir a carga quando é considerado que a eficiência de conversão da energia hidráulica em elétrica é de 80% e a altura da queda de 12 m. Já que a vazão ecológica é de 370 l/s, por exemplo para um consumo de 890 kWh/dia a vazão extra é de aproximadamente 10% da vazão ecológica.

Figura 29. Vazão adicional a ser turbinada



A Figura 30 apresenta o aumento da cota necessário para armazenar o volume que garante a regulação diária quando a área normal de $0,0287 \text{ km}^2$ do reservatório é considerada. Para o consumo de 890 kWh/dia , o reservatório que permite a regulação diária tem a altura da sua cota aumentada em aproximadamente $0,05 \text{ m}$.

Figura 30. Altura para permitir a regulação diária para a vazão extra.



5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Um parâmetro que é utilizado para balizar a entrada em operação ou não de uma fonte de energia elétrica é o seu custo por MWh gerado. O governo busca a contratação por leilão dos menores preços e fixa o preço-teto para os diferentes tipos de fontes de energia elétrica para assim garantir a competitividade e diversificar a matriz energética, além de incentivar um custo médio baixo para o sistema. Esta atitude vem em direção de oferecer um insumo de necessidade básica da vida das pessoas por um preço baixo. Com base nisso, o preço-teto é a variável seguida para a decisão de valer a pena ou não o investimento no sistema híbrido proposto.

O preço-teto do MWh produzido por PCHs para o leilão de energia A-5 de 28 de Novembro de 2014 é de 164,00 R\$/MWh. Uma taxa de câmbio de 1,00 US\$ igual a 2,50 R\$ faz com que o preço-teto do kWh passa a ser de aproximadamente 0,066 US\$/kWh. Nas Figura 25 e Figura 26 a faixa que permite gerar energia a um custo menor que o preço-teto é toda a faixa preta e a região da faixa azul com o tom mais escuro.

Alimentar uma carga com um consumo menor que 850 kWh/dia é viável dentro da faixa do custo de capital do sistema hidráulico, sendo a faixa simulada de 1.000 a 2.000 US\$/kW instalado. Uma observação importante é que para a carga com consumo menor que 810 kWh/dia o sistema não depende do SIN em condições normais de operação, pois a central hidráulica tem capacidade de produzir energia o suficiente. A faixa de consumo de 810 kWh/dia a 850 kWh/dia, a carga consome energia fornecida pelo SIN, pois é necessário suprir a parcela que o central hidrelétrica não consegue suprir. O custo nesta região depender dos preços praticados no SIN para compras spot.

Quando o limite máximo de compra de energia do SIN atinge valor próximo de 5% da energia consumida, múltiplos de 30 kW de potência instalada para o sistema fotovoltaico passam a ser opções viáveis para suprir a carga. Com o consumo da carga a ser alimentada sendo maior que 850 kWh/dia e menor que 890 kWh/dia, um sistema de 30 kW de potência fotovoltaica fica com um preço do kWh muito próximo ao preço-teto quando o custo de capital do sistema hidráulico é de 2.000,00 US\$/kW instalado e o multiplicador de custo do sistema fotovoltaico é próximo a 0,5. Já valores menores do custo de capital do sistema hidráulico fazem o custo cair ainda mais e o sistema fotovoltaico passa a ser viável caso se consiga realizar a implantação com o multiplicador de custo do sistema fotovoltaico próximo a 0,5. Para as demais condições, a opção simulada não é mais competitiva para alimentar a

carga, pois os custos aumentam muito com a adição de mais capacidade de geração fotovoltaica e menores descontos sobre o preço base para o sistema fotovoltaico.

A utilização da geração hidráulica extra durante o período noturno mostra que existe uma queda no preço pago pelo kWh e se reduz a dependência do SIN. Esta opção pode ser utilizada em conjunto com o sistema fotovoltaico quando o multiplicador de custo do sistema fotovoltaico for próximo a 0,5 e 0,75 e o consumo diário entre aproximadamente 850 e 890 kWh/dia.

O uso do potencial hidráulico da vazão ecológica é a opção mais viável por apresentar um baixo investimento inicial e baixo custo de operação. Por se tratar de uma energia renovável o custo final é o mais competitivo entre as opções do sistema híbrido. Já, o sistema fotovoltaico ainda tem como grande barreira de implantação o seu alto custo, tanto que ele se mostrou como uma opção economicamente inviável dentro da sugestão do sistema híbrido. Mas esta situação pode ser revertida se o governo e fabricantes de componentes criarem condições que levem a um custo aproximadamente 50% menor que o praticado atualmente para sistemas fotovoltaicos.

6 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Caso estudos futuros sejam realizados, algumas sugestões de melhoria são apresentadas na seguinte lista:

- Obter o valor da queda entre a barragem e após as quedas naturais a serem aproveitadas;
- Analise detalhada do comportamento da vazão do Rio Guarita;
- Adaptar o *software* HOMER para permitir simular diferentes níveis de vazão a ser turbinada em horários diferentes do mesmo dia, ou seja, um comportamento de barragem com capacidade de regulação diário.

7 REFERÊNCIAS

ANA. **Resolução Nº 833, de 05 de dezembro de 2011.** Estabelece as condições gerais para os atos de outorga preventiva e de direito de uso de domínio da União emitidos pela ANA e dar outras providências. Brasília, DF: ANA, 2011. Disponível em: <<http://arquivos.ana.gov.br/resolucoes/2011/833-2011.pdf>>. Acesso em: 20 set. 2014.

ANA. **Manual de procedimentos técnicos e administrativos de outorga de direito de uso de recursos hídricos da Agência Nacional de Águas.** Brasília, DF: Agência Nacional de Águas, 2013.

ANEEL. **Resolução Aneel nº 393, de 4 de dezembro de 1998.** Estabelece os procedimentos gerais para registro e aprovação dos estudos de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas. Brasília, 1998. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bres1998393.pdf>>. Acesso em: 26 out. 2014.

ANEEL. **Resolução Aneel nº 652, de 10 de dezembro de 2003.** Estabelece os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central Hidrelétrica (PCH). Brasília, 2003. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003652.pdf>>. Acesso em: 9 set. 2014.

ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil.** Brasília: 2008a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 5 out. 2014.

ANEEL. **Resolução Aneel nº 343, de 9 de dezembro de 2008.** Estabelece procedimentos para registro, elaboração, aceite, análise, seleção e aprovação de projeto básico e para autorização de aproveitamento de potencial de energia hidráulica com características de Pequena Central Hidrelétrica – PCH. Brasília, 2008b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2008343.pdf>>. Acesso em: 25 out. 2014

ANEEL. **Resolução Aneel nº 482, de 17 de abril de 2012.** Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de

energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, 2012. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 5 out. 2014

ANEEL. **BIG - Banco de Informações de Geração**. Brasília, 2014a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 7 set. 2014.

ANEEL. **Histórico**. Brasília, 2014b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=8>>. Acesso em: 20 set. 2014.

ANEEL. **História da Ouvidoria**. Brasília, 2014c. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=210>>. Acesso em: 20 set. 2014.

ANEEL. **Orientações Gerais de Projeto Básico de PCH**. Brasília, 2014d. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1585>. Acesso em: 20 set. 2014.

BANDEIRA, F. P. M. **O aproveitamento da energia solar no Brasil - situação e perspectivas**. Brasília, 2012. Disponível em: < bd.camara.gov.br>. Acesso em: 5 out. 2014.

BELUCO, A. **Viabilidade de microcentrais hidrelétricas baseadas no emprego de equipamentos de mercado**. 1994. 170 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre. 1994.

BRASIL. **Constituição (1988)**. Constituição da República Federativa do Brasil. Brasília, DF: Senado, 1988. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicaocompilado.htm>. Acesso em: 20 set. 2014.

BRASIL. **Lei Nº 9.074, de 7 de Julho de 1995**. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Brasília, DF: Casa Civil, 1995. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19074cons.htm>. Acesso em: 25 out. 2014.

BRASIL. **Lei Nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.** Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Brasília, DF: Casa Civil, 1996. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19427cons.htm>. Acesso em: 20 set. 2014.

BRASIL. **Decreto Nº 2.335, de 6 de outubro de 1997.** Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências. Brasília, DF: Casa Civil, 1997. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2335.htm>. Acesso em: 20 set. 2014.

BRASIL. **Lei Nº 9.984, de 17 de julho de 2000.** Dispõe sobre a criação da Agência Nacional de Águas - ANA, entidade federal de implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e de coordenação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, e dá outras providências. Brasília, DF: Casa Civil, 2000. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19984.htm>. Acesso em: 20 set. 2014.

CERPCH. **Aneel decide alterar edital do leilão de energia A-5.** 2014. Disponível em: <<http://www.cerpch.unifei.edu.br/noticias/aneel-decide-alterar-edital-do-leilao-de-energia-a-5.html>>. Acesso em: 4 nov. 2014.

CNRH. **Resolução Nº 129, de 29 de junho de 2011.** Estabelece diretrizes gerais para a definição de vazões mínimas remanescentes. Brasília, DF: Ministério do Meio Ambiente, 2011. Disponível em: <http://www.cnrh.gov.br/index.php?option=com_content&view=article&id=14>. Acesso em: 26 set. 2014.

CONFAZ. **Convênio ICMS 101/97.** Concede isenção do ICMS nas operações com equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica que especifica. Rio de Janeiro, RJ: Ministério da Fazenda, 1997. Disponível em: <http://www1.fazenda.gov.br/confaz/confaz/convenios/icms/1997/CV101_97.htm>. Acesso em: 26 out. 2014.

ELETROBRÁS. **Plano nacional de energia elétrica 1993 - 2015: Plano 2015: Estudos Básicos.** Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1994. Vol. II

ELETROBRÁS. **Diretrizes para estudo e projeto de Pequenas Centrais Hidrelétricas.** Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2000.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Balço Energético Nacional 2013: Ano base 2012.** Rio de Janeiro: EPE, 2013.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS - EPE. **Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira.** Rio de Janeiro: EPE, 2012.

EQUACIONAL. **Geradores trifásicos para PCHs.** 2014. Disponível em: <<http://www.equacional.com.br/?cont=geracao-de-energia>>. Acesso em: 21 set. 2014.

FELDMAN, D. et al. **Photovoltaic System Pricing Trends: Historical, Recent, and Near-Term Projections.** 2014 Edition (Presentation). 2014. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/62558.pdf>>. Acesso em: 01 nov. 2014.

FERRER-GISBERT, C. et al. A new photovoltaic floating cover system for water reservoirs. **Renewable Energy**, n. 60, p. 63-70, 2013. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148113002231>>. Acesso em: 26 out. 2014.

FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY, C. J.; UMANS, S. D. **Máquinas elétricas.** 6. ed. Porto Alegre: Bookman, 2006. 648 p.

GOOGLE. **Maps.** Google, 2014. Disponível em: <<https://www.google.com.br/maps/place/Ervat+Seco,+Rio+Grande+do+Sul/@-27.6112208,-53.5739499,1745m/data=!3m1!1e3!4m2!3m1!1s0x94fb85290563b8f3:0x8e86f284ddae3bc7?hl=en>>. Acesso em: 28 set. 2014.

IRENA. Renewable energy technologies: cost analysis series - Hydropower. IRENA, 2012. Disponível em: <http://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-hydropower.pdf>. Acesso em: 2 nov. 2014.

MASON, J. **Estruturas de aproveitamento hidrelétrico**. 1. ed. Rio de Janeiro: Campus, 1988.

MINISTÉRIO DE MEIO AMBIENTE - MMA. **Enfoque Ecosistêmico Aplicado à gestão dos recursos hídricos: Vazão Ecológica e Vazão Ambiental**. Brasília: Ministério de Meio Ambiente, 2010. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/port/conama/reuniao/dir1306/Apresentacao_Vazao+ecologica+vazao+ambiental.pdf>. Acesso em: 10 dez. 2014.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. **Plano nacional de energia 2030**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2007.

OLIVEIRA, K. P. C.; SILVA, P. A.; SIGNORINI, R. **Estudos Gerais para Projeto de Pequenas Centrais Hidrelétricas com Enfoque nas Avaliações Hidrológicas**. 2010. 95 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Civil) – Universidade Anhembí Morumbi, São Paulo. 2010.

PEREIRA, E. B.; LIMA, J. H. G. **Solar and wind energy resource assessment in Brazil**. São José dos Campos: INPE, 2008. Disponível em: <http://sonda.ccst.inpe.br/publicacoes/livros/brazil_solar_wind_assessment.pdf>. Acesso em: 12 out. 2014

SANTAFÉ, M. R. et al. Implementation of a photovoltaic floating cover for irrigation reservoirs. **Journal of Cleaner Production**, n. 66, p. 568-570, 2014. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652613007683>>. Acesso em: 26 out. 2014.

SCHREIBER, G. P. **Usinas Hidrelétricas**. São Paulo: Edgard Blücher; Rio de Janeiro: Engevix, 1977. 242 p.

SILVA, J. S.; BELUCO, A. **Guia de introdução para o HOMER Legacy (Versão 2.68)**. Porto Alegre: IPH-UFRGS, 2012.

SOUZA, Z.; FUCKS, R. D.; SANTOS, A. H. M. **Centrais hidro e termelétricas**. São Paulo: Edgard Blücher; Itajubá, MG: Escola Federal de Engenharia, 1983. 244 p.

TIAGO FILHO, G. L. (Coord.). **Pequenos Aproveitamentos Hidroelétricos: soluções energéticas para a Amazônia**. 1. ed. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2008. 216 p.

WEG. **Tecnologia WEG a serviço da USIMINAS**. 2008. Disponível em: <<http://www.weg.net/br/Media-Center/Noticias/Produtos-e-Solucoes/Tecnologia-WEG-a-servico-da-USIMINAS>>. Acesso em: 21 set. 2014.

ANEXO

		FICHA TÉCNICA UHE / PCH			
		Revisão 1.0			
FICHA TÉCNICA					
IDENTIFICAÇÃO					
Nome da Usina:		Usina Hidrelétrica Guarita		Empresa: CEEE-GT	
Situação:		Operação		Potência Instalada (MW): 1,76	
LOCALIZAÇÃO					
Município:		Erval Seco		Estado: RS	
Curso d'água:		Rio Guarita		Latitude: 27° 36' 24.7" S	
Sub-Bacia / Código:		74		Longitude: 53° 34' 26.6" W	
Bacia / Código:		Uruguai / 7			
DADOS HIDROMETEOROLÓGICOS					
VAZÕES CARACTERÍSTICAS					
Vazão MLT (m³/s):		26,36		Vazão Sanitária (m³/s): N/D	
Vazão Firme 95% (m³/s):		6,15		Período Histórico Completo: 1964-2009	
Vazão Mínima Média Mensal (m³/s):		3,03		Área de Drenagem do Barramento (km²): 829	
VAZÕES EXTREMAS					
Vazão Máxima (m³/s) (Tr 10000 anos)		675			
Vazão Máxima de Desvio (m³/s) (25/50 anos):		N/A			
RESERVATÓRIO					
NAS DE MONTANTE			ÁREAS INUNDADAS		
NA Máximo Excepcional (m):		413,048		No NA Máximo Excepcional (km²): 0,0473	
NA Máximo Normal (m):		410,048		No NA Máximo Normal (km²): 0,0287	
NA Mínimo Normal (m):		408,548		No NA Mínimo Normal (km²): 0,0186	
NAS DE JUSANTE			VOLUMES		
NA Máximo Excepcional (m):		368,688		No N.A. Máximo Normal (hm³): 0,058	
NA Máximo Normal (m):		366,596		No N.A. Mínimo Normal (hm³): 0,021	
NA Mínimo Normal (m):		N/I		Útil (hm³):	
				Abaixo da Soleira Livre do Vertedouro (hm³): 0,037	
BARRAGEM					
CARACTERÍSTICAS					
Tipo:		Concreto Ciclópico			
Comprimento Total da Crista (m):		100			
Altura Máxima (m):		7			
Cota da Crista (m):		413,048			
VERTEDOURO					
CARACTERÍSTICAS			TOMADA D' ÁGUA		
Comprimento (m):		960		CARACTERÍSTICAS	
Seção (m):		2,55		Diâmetro Interno (m): 1,7	
Base (m):				Número de Unidades: 1	
Arco (m):				Comprimento (m): 76	
Tipo de Desarenador:		COMPORTAS			
CHAMINÉ DE EQUILÍBRIO					
CASA DE FORÇA					
CARACTERÍSTICAS					
Diâmetro (m):		8			
Altura (m):		18,75			
Tipo:		Alvenaria			
Unidades Geradoras:		1			
Largura (m):		10,4			
Comprimento (m):		22,6			
TURBINAS					
GERADOR					
Tipo:		Francis		Potência Nominal Unitária (MVA): 2,2	
Quantidade:		1		Tensão Nominal (kV): 8	
Potência Nominal Unitária (MW):		2		Rotação Nominal (rpm): 450	
Vazão Nominal Unitária (m³/s):		5,78		Fator de Potência: 0,8	
Rotação Síncrona (rpm):		450		Rendimento Máximo (%):	
Rendimento Máximo (%):					
ESTUDOS ENERGÉTICOS					
SISTEMA DE TRANSMISSÃO					
Potência da Usina (MW):		1,76		Tensão (kV): 23	
Energia Firme (MW):		1,10		Extensão (km):	
Queda Bruta Máxima (m):		47,23		Local de Conexão: LT UGRT XSE GUARITA	
Queda Líquida de Referência (m):		43,45			
RESONSÁVEL TÉCNICO					
NOME:		Everton Serafim Vieira		N.º DE REGISTRO NO CREA: 141845	
ASSINATURA:					
LOCAL:		Canela/RS		DATA: 9/29/2014	