

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO DA VIABILIDADE DE UMA PCH E SUA
INSERÇÃO NA MATRIZ ENERGÉTICA
BRASILEIRA**

GUSTAVO GERMANI DOS SANTOS

São Carlos

2010

GUSTAVO GERMANI DOS SANTOS

ESTUDO DA VIABILIDADE DE UMA PCH E SUA INSERÇÃO NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Escola de Engenharia de São Carlos, da
Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase
em Sistemas de Energia e Automação

ORIENTADOR: Prof. Dr. Frederico Fábio Mauad

São Carlos

2010

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

S237e Santos, Gustavo Germani dos
Estudo de viabilidade de uma PCH e sua inserção na matriz energética brasileira / Gustavo Germani dos Santos ; orientador Frederico Fábio Mauad. -- São Carlos, 2010.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2010.

1. Fontes alternativas de energia. 2. Energia elétrica. 3. Pequena central hidrelétrica. 4. PCH - análise econômica. 5. Matriz energética. I. Título.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao professor Frederico Fábio Mauad, pela oportunidade de realizar este trabalho, pela amizade, pelo apoio e orientação, dispensados para a realização deste trabalho de conclusão de curso.

Aos Professores e funcionários da Escola de Engenharia de São Carlos, com quais tive contato ao longo do curso de Engenharia Elétrica, por terem a paciência de ensinar, ajudar e sempre agir com respeito e integridade para com os alunos.

Ao chefe do Serviço de Graduação, João Batista Betoni, pela ajuda crucial em momentos importantes, e por sempre estar receptivo e disposto a ajudar com os problemas dos alunos.

A minha família por me apoiar nessa longa caminhada, sempre me dando forças para continuar em frente.

A cirurgiã-dentista Ana Paula Albuquerque Guedes por me fazer uma pessoa mais feliz e por me incentivar na fase final e conclusão deste trabalho.

Aos meus amigos da Republica Cafundó, em especial o engenheiro Gustavo Henrique Paro Ricardo, por me proporcionarem os meus melhores momentos durante a faculdade.

A Escola de Engenharia de São Carlos pela oportunidade de cursar o curso de Engenharia Elétrica com Ênfase em Sistemas de Energia e Automação.

“A diferença entre um homem de sucesso e outro orientado para o fracasso é que um está aprendendo a errar, enquanto o outro está procurando aprender com os seus próprios erros.”

Confúcio

Dedico esse trabalho ao meu irmão Guilherme Germani dos Santos, aos meus avôs, e, especialmente, aos meus pais, Luis Carlos dos Santos e Vilma Tereza Germani dos Santos, pelos esforços, compreensão, e apoio incondicional em todos os momentos desta e de outras caminhadas. Por me mostrarem o caminho quando apareceram dificuldades e por nunca desistirem ou sempre me incentivarem a continuar em frente, me impulsionando a ser cada dia melhor.

Gustavo Germani dos Santos

Sumário

LISTA DE FIGURAS	I
LISTA DE TABELAS	II
RESUMO	III
ABSTRACT	III
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. OBJETIVOS	2
2. O QUE É UMA PCH	3
3. CLASSIFICAÇÃO DAS PCHS.....	4
3.1. QUANTO À CAPACIDADE DE REGULARIZAÇÃO:	4
3.1.1. PCH A FIO D'ÁGUA	4
3.1.2. PCH DE ACUMULAÇÃO, COM REGULARIZAÇÃO DIÁRIA DO RESERVATÓRIO	5
3.1.3. PCH DE ACUMULAÇÃO, COM REGULARIZAÇÃO MENSAL DO RESERVATÓRIO	5
3.2. QUANTO AO SISTEMA DE ADUÇÃO	5
3.3. QUANTO À POTÊNCIA INSTALADA E QUANTO À QUEDA DE PROJETO	5
4. COMPONENTES DE UMA PEQUENA CENTRAL.....	7
4.1. BARRAGEM	7
4.1.1. BARRAGEM DE TERRA	7
4.1.2. BARRAGEM DE ENROCAMENTO	9
4.1.3. BARRAGEM DE CONCRETO	11
4.2. VERTEDOURO.....	13
4.3. TOMADA D'ÁGUA.....	16
4.4. COMO CONDUZIR A ÁGUA.....	17
4.4.1. TÚNEL DE ADUÇÃO	17
4.4.2. CANAL DE ADUÇÃO.....	18
4.4.3. CÂMARA DE CARGA	21
4.4.4. TUBULAÇÃO DE ADUÇÃO EM BAIXA PRESSÃO	23
4.5. CHAMINÉ DE EQUILÍBRIO	24
4.6. CONDUTO FORÇADO	26
4.7. CANAL DE FUGA	28
4.8. CASA DE FORÇA.....	28
5. TURBINAS HIDRÁULICAS.....	29
5.1. TIPOS DE TURBINAS	31
5.1.1. TURBINA PELTON.....	32

5.1.2.	TURBINAS FRANCIS	33
5.1.3.	TURBINA MICHELL-BANKI	35
5.1.4.	TURBINAS KAPLAN.....	36
6.	FLUXOGRAMAS	38
7.	CRESCIMENTO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NO PAÍS.	41
8.	POR QUE CONSTRUIR PCHS?	42
8.1.	VANTAGENS PARA O INVESTIDOR	44
8.1.1.	INCENTIVOS PARA A INSTALAÇÃO DE PCHS NO BRASIL.....	45
8.1.2.	PROINFA.....	46
8.1.3.	FINANCIAMENTO PELO BNDES.....	47
8.2.	PROBLEMAS ENFRENTADOS PELO SETOR	51
9.	VIABILIDADE DOS EMPREENDIMENTOS DE PCHS	52
10.	CONCLUSÃO	56
11.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	57

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Visão geral do funcionamento de uma PCH	3
Figura 2 - Distribuição das PCHs no Brasil	6
Figura 3 - Evolução da Distribuição das plantas de PCH no Território Brasileiro	6
Figura 4 – Barragem Homogênea ($H < 10\text{m}$)	9
Figura 5 - Barragem Homogênea ($H > 10\text{m}$)	9
Figura 6 - Barragem de enrocamento convencional	10
Figura 7 - Barragem de enrocamento vertedoura tipo II ($3 < \text{altura} < 8$)	10
Figura 8 - Barragem de enrocamento vertedoura - tipo II	11
Figura 9 - Seção Típica de uma barragem de concreto	12
Figura 10 - Vertedouro com seção trapezoidal	14
Figura 11 - Visão lateral das estruturas de uma barragem e do vertedouro	15
Figura 12 - Visão superior das estruturas de uma barragem e do vertedouro	15
Figura 13 - Locais para a instalação da tomada d'água	16
Figura 14 - Arranjo típico de uma tomada d'água	17
Figura 15 - Exemplos de túneis de adução	18
Figura 16 - Canal sem revestimento	19
Figura 17 - Exemplo de Câmara de Carga e suas seções transversais	21
Figura 18 - Câmara de Carga	22
Figura 19 - Chaminé de Equilíbrio	25
Figura 20 - Esquema de uma usina com conduto forçado	27
Figura 21 - PCH da Garganta da jararaca	27
Figura 22 - Casa de Força da PCH Garganta da Jararaca	29
Figura 23 - Exemplos de turbinas hidráulicas	31
Figura 24 - Campo típico de aplicação dos tipos de turbinas	31
Figura 25 - Turbinas Pelton	32
Figura 26 - Desenho esquemático de uma turbina Pelton em funcionamento	33
Figura 27 - Turbina Francis	34
Figura 28 - Desenho esquemático de uma turbina Francis	35
Figura 29 - Esquema de uma turbina de fluxo cruzado com regulador manual	36
Figura 30 - Turbina Kaplan	37
Figura 31- Fluxograma de Atividades para Estudos e Projeto Básico de PCH	39
Figura 32 - Fluxograma de Implantação de uma PCH	40
Figura 33 - Gráfico referente ao consumo de energia no 1º semestre de 2010	41
Figura 34 - Fluxo de tramitação de projetos	49
Figura 35 - Custos da operação direta	49
Figura 36 - BNDES e o projeto de financiamento direta	50
Figura 37 - Custos da operação indireta	50
Figura 38 - Simulação de investimento para a construção de uma PCH	55
Figura 39 - Exemplo de um projeto economicamente atrativo	56

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Classificação das PCHs.....	5
Tabela 2 - Coeficiente de Rugosidade.....	19
Tabela 3 - Inclinação para diferentes tipos de terreno.....	20
Tabela 4 - Velocidade máxima de escoamento.....	20
Tabela 5 - Valores de Lvl, Bvl e Eca	22
Tabela 6 - Valores de Ka.....	23
Tabela 7 - Velocidade máxima admissível para cada tubulação.....	27
Tabela 8 - Empreendimentos em operação	43
Tabela 9 - Usinas outorgadas entre 1998 e 2010.....	43
Tabela 10 - Empreendimento em construção	43
Tabela 11 - Resultados da contratação.....	47
Tabela 12 - Leilões de Fontes Alternativas 2010 - Resultado Final.....	51

RESUMO

Com o desenvolvimento do país nos últimos anos e, por consequência, o aumento no consumo de energia elétrica, há uma busca por fontes alternativas de energia (eólica, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas). Fontes limpas e renováveis estão a cada dia se mostrando mais atrativas e viáveis, tanto pelo fato de serem ecologicamente viáveis, como por levarem um tempo menor para serem implantadas. Há incentivos para a construção dessas fontes de energia e órgãos estão sendo criados para incentivar a produção de energia limpa. Neste trabalho, iremos apresentar informações a respeito da construção das PCHs (barragem, vertedouro, casa de força), uma análise do crescimento do consumo de energia do país no último ano, fatores positivos e negativos para a instalação das pequenas centrais e, por fim, uma análise da viabilidade econômica de um investimento em uma Pequena Central Hidrelétrica.

Palavras chave: *fonte alternativa de energia, energia elétrica, pequena central hidrelétrica, análise econômica de uma PCH, matriz energética.*

ABSTRACT

With the country's development in the last years and, as a consequence, the increase on electrical power consumption, new alternative energy sources are being researched (eolic, biomass and small hydroelectric plants). Clean and renewable energy increasingly appears to be more viable and attractive due to the fact that they're ecologically viable, as well as for their short implementation time. There are incentives to construction of these clean energy sources, and bodies are being created to encourage clean energy production. In this coursework, we'll presents information about SHP construction (dam, spillway, powerhouse), an analysis about the growth of energy consumption in the country last year, positives and negatives factors for the SHP installation and, finally, an analysis about the economic viability of an investment in a power plant.

Keywords: alternative sources of energy, electric energy, small hydroelectric central, SHP's economic analysis, energetic matrix.

1. INTRODUÇÃO

O Brasil é um dos países que possuem a maior reserva mundial de hidroenergia. Dada à imensa quantidade de rios que cobre o país, este é o recurso mais utilizado para geração de eletricidade (cerca de 96%). O potencial brasileiro está estimado em 213.000 MW, equivalente a sete milhões de barris (petróleo)/dia. Outra característica é a presença de grandes extensões de linhas de transmissão.

Apesar deste enorme potencial é importante salientar que uma possível crise de energia não é uma crise de fontes, mas uma crise criada pelo problema econômico. Durante a década da “prosperidade”, década de setenta, o Brasil cresceu em hidroeletricidade a taxas de 12,2% ao ano. Durante este período criou-se a famosa dívida externa brasileira. Com o início dos anos oitenta, a crise econômica mundial levou o Brasil a uma grande recessão, os investimentos diminuíram e o crescimento desceu a taxas de 6% ao ano. Em 1987 observou-se um crescimento de 4% somente. Aliado à questão econômica, as tarifas cobradas por eletricidade não permitiram novos investimentos. Hoje o setor elétrico possui dívidas superiores a 20 bilhões de dólares (ANNEEL, 210).

Há de se registrar, também, que este setor era, até o início da década de noventa, predominantemente de propriedade do estado. Somente a partir de meados da década de noventa que se iniciou um processo de privatização no setor, principalmente, na parte de distribuição, sendo a geração ainda predominantemente estatal.

O setor energético tem passado por várias mudanças, além do processo de privatização dos anos noventa, em 1996 foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em 1998 foi criado o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), em 1999 começou a funcionar o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e em 2000 foi criado o Conselho Nacional de Política Energética. Ademais, mais recentemente (em 2004), foi criada a Empresa de Pesquisas Energética (EPE).

Visando suprir algumas deficiências do modelo adotado na década de noventa, como o nível de investimento que não estava atendendo ao setor, foi publicado em dezembro de 2003, um novo modelo institucional para o setor elétrico. Esse novo modelo coloca o Ministério de Minas e Energia como o poder centralizador das decisões do setor, ele tem a incumbência de escolher os dirigentes dos órgãos da operação do sistema elétrico, é também, responsável pelas licitações de compra de energia.

Assim, as empresas devem comprar energia por meio de licitação, pelo menor preço. O objetivo é oferecer ao consumidor menores tarifas. Outra determinação do novo modelo foi a criação da EPE, em que esta fica responsável pela prestação de serviços na área de estudos e pesquisas.

Com o crescimento do país, há também um aumento no consumo de energia elétrica. Atualmente, existem trabalhos que sugerem que a demanda por energia elétrica possa ser um gargalo para o crescimento econômico do país, e é preciso buscar maneiras de aumentar a capacidade instalada no setor elétrico brasileiro. Uma alternativa poderá ser a construção de uma sucessão de Pequenas Centrais Hidrelétricas, conhecidas pela sigla PCHs. Essas funcionam, em geral, com reservatórios mínimos ou derivações de cursos d'água permanentes. As pequenas centrais possuem tecnologia simples e permitem uma infinidade de arranjos, que, implementados, atendem todas as necessidades da propriedade no que tange à energia elétrica, tais como: irrigação, secagem e armazenamento de grãos, acionamento de moinhos, debulhadeiras e ferramentas em geral, mostrando-se altamente viáveis.

1.1. OBJETIVOS

Este trabalho buscar familiarizar o leitor com os aspectos construtivos de uma PCH, apresentar dados a respeito do consumo de energia no país e incentivos para a construção de fontes limpas de energia. O objetivo principal deste trabalho é apresentar dados suficientes para que possa ser feita uma análise da viabilidade dos investimentos econômicos que serão empregados na construção de uma Pequena Central Hidrelétrica.

2. O QUE É UMA PCH

O conceito de Pequena Central Hidrelétrica, segundo a Resolução da ANEEL 394, é:

“PCH é definida como toda usina hidrelétrica de pequeno porte cuja capacidade instalada seja superior a 1 MW e inferior a 30 MW de potência instalada e “área total do reservatório igual ou inferior a 3,0 km quadrados” (Resolução nº 394 de 04/12/1998- ANEEL).

As PCHs são empreendimentos energéticos que causam menores impactos ambientais e se prestam à geração descentralizada, visto que os reservatórios e área de alagamento são bem pequenos ou praticamente inexistentes, pois é comum PCHs operarem a Fio d'água.

Por operarem tipicamente a fio d'água, isto é, o reservatório não permite a regularização do fluxo de água, em ocasiões de estiagem, a vazão disponível pode ser menor que a capacidade das turbinas, causando ociosidade. Em outras situações, as vazões são maiores que a capacidade de “engolimento” das máquinas, permitindo a passagem da água pelo vertedouro. A figura 1 apresenta uma visão geral sobre o funcionamento de uma PCH.

Por esse motivo, o custo da energia elétrica produzida pelas PCHs é maior que o de uma usina hidrelétrica de grande porte (UHE - Usina Hidrelétrica de Energia), onde o reservatório pode ser operado de forma a diminuir a ociosidade ou os desperdícios de água.

Como benefícios e incentivos, as resoluções da ANEEL permitem que a energia gerada, nas Pequenas Centrais, entre no sistema, com descontos nas taxas pelo uso da rede de transmissão e distribuição. As PCHs são isentas do ônus pela utilização de um recurso da União e do pagamento da compensação financeira por área inundada e possuem o direito de usufruto dos recursos constantes na Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC - para financiar os empreendimentos, caso substituam as geradoras térmicas a óleo diesel nos sistemas isolados da Região Norte.

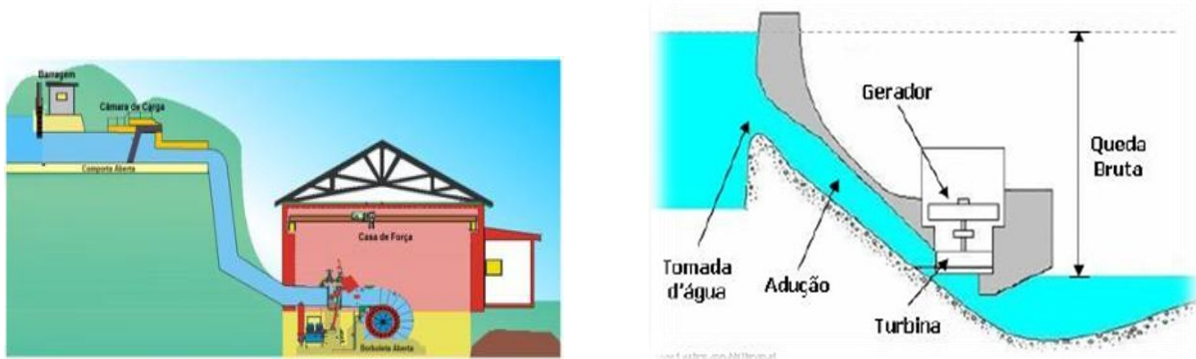


Figura 1 - Visão geral do funcionamento de uma PCH

3. CLASSIFICAÇÃO DAS PCHS

3.1. QUANTO À CAPACIDADE DE REGULARIZAÇÃO:

- A fio d'água
- De acumulação, com regularização diária do reservatório
- De acumulação, com regularização mensal do reservatório

3.1.1. PCH A FIO D'ÁGUA

Esse tipo de PCH é empregado quando as vazões de estiagem do rio são iguais ou maiores que a descarga necessária à potência a ser instalada para atender à demanda máxima prevista.

Nesse caso, despreza-se o volume do reservatório criado pela barragem. O sistema de adução deverá ser projetado para conduzir a descarga necessária para fornecer a potência que atenda à demanda máxima. O aproveitamento energético local será parcial e o vertedouro funcionará na quase totalidade do tempo, extravasando o excesso de água.

Esse tipo de PCH apresenta, dentre outras, as seguintes simplificações:

- dispensa estudos de regularização de vazões;
- dispensa estudos de sazonalidade da carga elétrica do consumidor;
- facilita os estudos e a concepção da tomada d'água;

No projeto:

- não havendo flutuações significativas do nível d'água (NA) do reservatório, não é necessário que a tomada d'água seja projetada para atender suas depleções;

- do mesmo modo, quando a adução primária é projetada através de canal aberto, a profundidade do mesmo deverá ser a menor possível, pois não haverá a necessidade de atender às depleções;

- pelo mesmo motivo, no caso de haver necessidade de instalação de chaminé de equilíbrio, a sua altura será mínima, pois o valor da depleção do reservatório, o qual entra no cálculo dessa altura, é desprezível;

- as barragens serão, normalmente, baixas, pois têm a função apenas de desviar a água para o circuito de adução;

Obs: Como as áreas inundadas são pequenas, os valores despendidos com indenizações serão reduzidos.

3.1.2. PCH DE ACUMULAÇÃO, COM REGULARIZAÇÃO DIÁRIA DO RESERVATÓRIO

Esse tipo de PCH é empregado quando as vazões de estiagem do rio são inferiores à necessária para fornecer a potência para suprir a demanda máxima do mercado consumidor e ocorrem com risco superior ao adotado no projeto.

Nesse caso, o reservatório fornecerá o adicional necessário de vazão regularizada.

3.1.3. PCH DE ACUMULAÇÃO, COM REGULARIZAÇÃO MENSAL DO RESERVATÓRIO

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

3.2. QUANTO AO SISTEMA DE ADUÇÃO

– Adução em baixa pressão com escoamento livre em canal / alta pressão em conduto forçado

– Adução em baixa pressão por meio de tubulação / alta pressão em conduto forçado

A escolha de um ou outro tipo dependerá das condições topográficas e geológicas que apresente o local do aproveitamento, bem como de estudo econômico comparativo.

3.3. QUANTO À POTÊNCIA INSTALADA E QUANTO À QUEDA DE PROJETO

Classificação das PCHs quanto à potência instalada e queda de projeto.

Tabela 1 - Classificação das PCHs

Classificação das centrais	Potência – P (kW)	Queda de projeto - Hd (m)		
		Baixa	Média	Alta
Micro	$P < 100$	$Hd < 15$	$15 < Hd < 50$	$Hd > 50$
Mini	$100 < P < 1.000$	$Hd < 20$	$20 < Hd < 100$	$Hd > 100$
Pequenas	$1.000 < P < 30.000$	$Hd < 25$	$25 < Hd < 130$	$Hd > 130$

Fonte: Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas - Eletrobrás.

As figura 2 e 3 ilustram a distribuição das PCHs no Brasil atualmente e a evolução dessa distribuição em todo o território brasileiro, respectivamente.

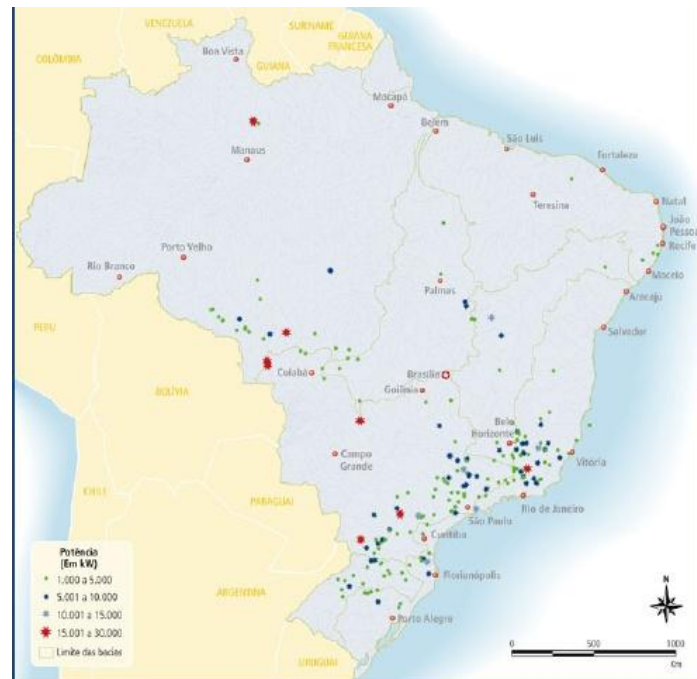


Figura 2 - Distribuição das PCHs no Brasil

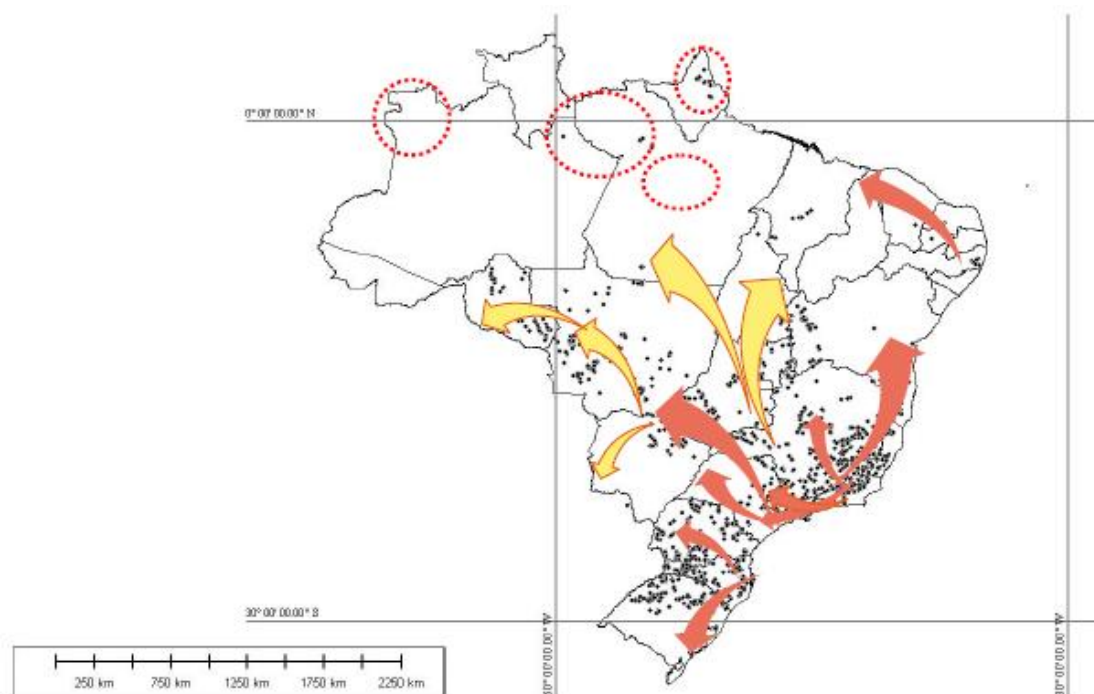


Figura 3 - Evolução da Distribuição das plantas de PCH no Território Brasileiro

4. COMPONENTES DE UMA PEQUENA CENTRAL

Uma Pequena Central Hidroelétrica é constituída por componentes básicos, que envolvem desde o represamento até o canal de saída da água. Alguns destes componentes são: *barragem, vertedouro, tomada d'água, túnel de adução, canal de adução, câmara de carga, tubulação de adução, chaminé de equilíbrio, conduto forçado, canal de fuga, casa de força e turbinas.*

4.1. BARRAGEM

A barragem tem como função, em uma pequena central hidrelétrica, represar a água, visando à elevação do nível d'água do rio, que irá permitir a instalação da tomada d'água. No caso de locais de baixa queda, a barragem tem, também, a função de criar o desnível necessário à produção da energia desejada.

A barragem poderá ser feita de diversos tipos de material, como, sacos de terra, aterro de qualquer material que estiver disponível no momento, madeira, concreto, entre outros. A escolha de barragem depende, dentre outros fatores, das características topográficas e geológicas do local, clima, e da disponibilidade de material para construção. Levando em conta a prática atual em projetos de aproveitamentos hidrelétricos, iremos falar sobre os seguintes tipos de barragem:

- Barragem de terra
- Barragem de enrocamento
- Barragem de concreto

4.1.1. BARRAGEM DE TERRA

As pequenas barragens de terra são relativamente simples de serem construídas. Esse tipo de barragem é apropriado para locais onde a topografia se apresente suavemente ondulada, nos vales pouco encaixados, e onde existam áreas de empréstimo de materiais argilosos/arenosos suficientes para a construção do maciço compactado. Podem ser classificadas em zonadas e homogêneas:

Zonadas – tem núcleo impermeável e duas zonas externas mais permeáveis, formadas por materiais grosseiros que evitam deslizamento.

Homogêneas – constituídas de solo argiloso e pouco impermeável.

Um local adequado, para esse tipo de barragem, deve apresentar as seguintes características:

- áreas de empréstimo e pedreiras localizadas em cotas superiores às da barragem
- as fundações devem ter resistência e estanqueidade suficientes
- o eixo deve ser posicionado no local mais estreito do rio, visando-se reduzir o volume da barragem
- as margens do reservatório devem ser estáveis.

O regime hidrológico da região, períodos chuvosos e secos, a intensidade das chuvas, etc, devem ser bem caracterizados, pois dificultam a compactação do solo, e, conseqüentemente, encarecem o processo.

Caso exista volume de rocha excedente, a seção da barragem deve ser mista (terra-enrocamento), de modo a economizar no processo.

4.1.1.1. DIMENSIONAMENTO:

4.1.1.1.1. LARGURA DA CRISTA

Para todos os tipos de barragem de terra, a largura mínima da crista deverá ser de 3,0 m. Caso a barragem seja utilizada como estrada (2 vias), a largura mínima será de 6,0 m.

4.1.1.1.2. INCLINAÇÃO DOS TALUDES

A inclinação dos taludes da barragem é caracterizada pelo coeficiente de inclinação “m”, que indica quantas vezes a projeção horizontal é maior que a projeção vertical. Esse coeficiente depende do tipo de barragem, do material empregado, da altura da barragem e do material da fundação.

4.1.1.1.3. LARGURA DA BASE DA BARRAGEM (B)

A largura da base (b) é calculada em função da geometria da barragem, utilizando-se a fórmula:

$$b = a + (m_1 + m_2)H \quad (1)$$

a = largura da crista da barragem (m);
 m_1 = inclinação do talude de montante;
 m_2 = inclinação do talude de jusante;
 H = altura da barragem (m).

As figuras abaixo (4 e 5) apresentam detalhes das barragens, conforme a sua altura.

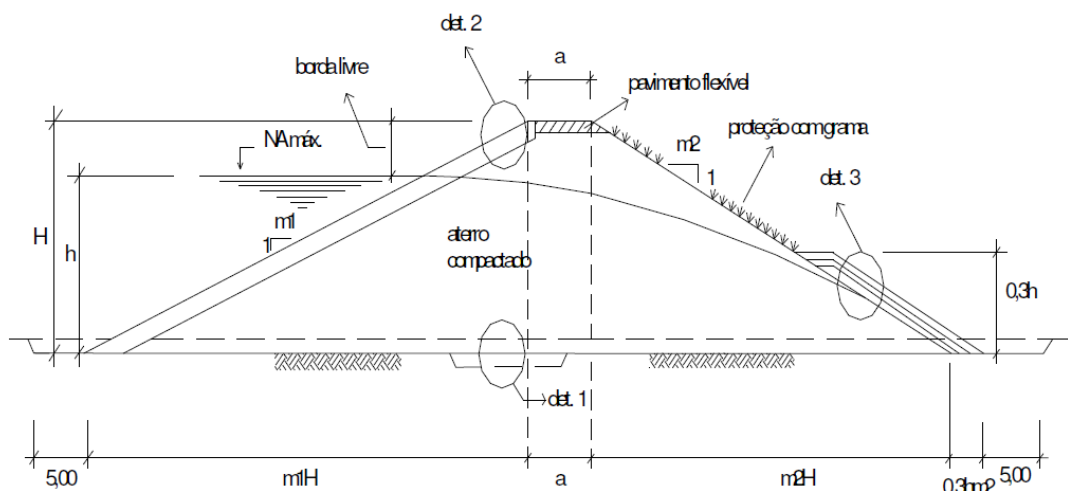


Figura 4 – Barragem Homogênea ($H < 10\text{m}$) (fonte: ELETROBRAS, 1997)

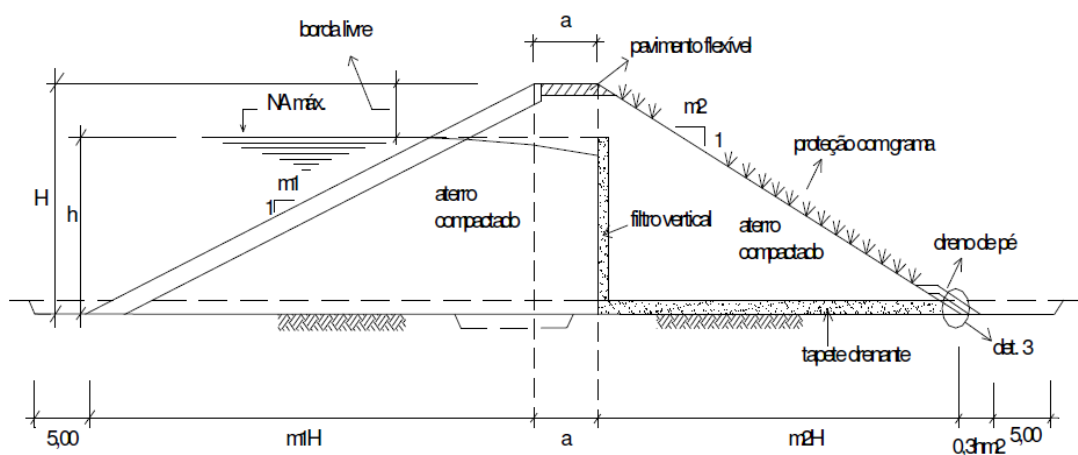


Figura 5 - Barragem Homogênea ($H > 10\text{m}$) (fonte: ELETROBRAS, 1997)

4.1.2. BARRAGEM DE ENROCAMENTO

Esse tipo de barragem, com espaldares de rocha e núcleo impermeável, é apropriado para os vales medianamente encaixados em regiões rochosas, nas quais o capeamento de solo muitas vezes não existe ou é pouco espesso, onde existam condições adequadas de fundações e

pedreiras facilmente exploráveis a custo competitivo e/ou excesso de escavações obrigatórias em rocha. A inexistência de áreas de empréstimo de solos argilosos torna antieconômica a adoção de barragem de terra nesses locais.

Um local adequado, para esse tipo de barragem, deve apresentar as seguintes características:

- disponibilidade de material rochoso em quantidade suficiente, e possibilidade de utilização direta do material
- a largura do vale, na cota da crista da barragem, deve ser a mais estreita no trecho aproveitável do rio
- as fundações e as ombreiras devem ser resistentes e estanques
- facilidade de construção e de acessos

As barragens de enrocamento podem ser de dois tipos: Barragem de enrocamento convencional e Barragem de enrocamento vertedoura. As figuras 6, 7 e 8 ilustram esses tipos de barragem.

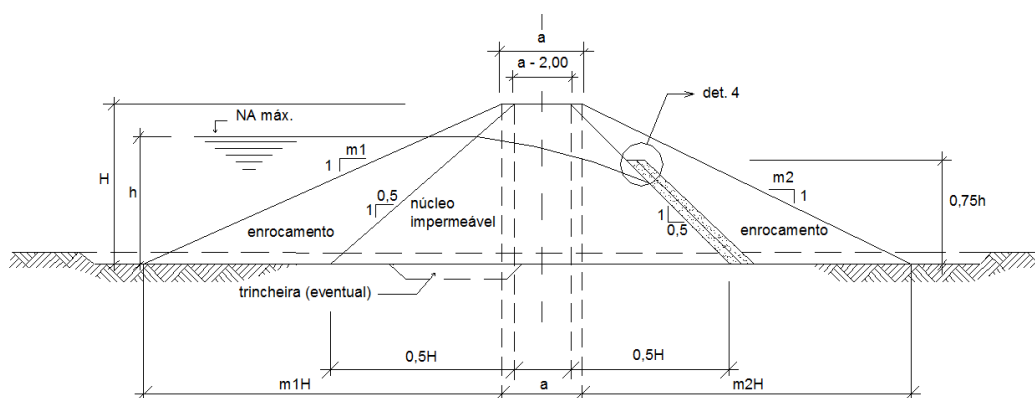


Figura 6 - Barragem de enrocamento convencional (fonte: ELETROBRAS, 1997)

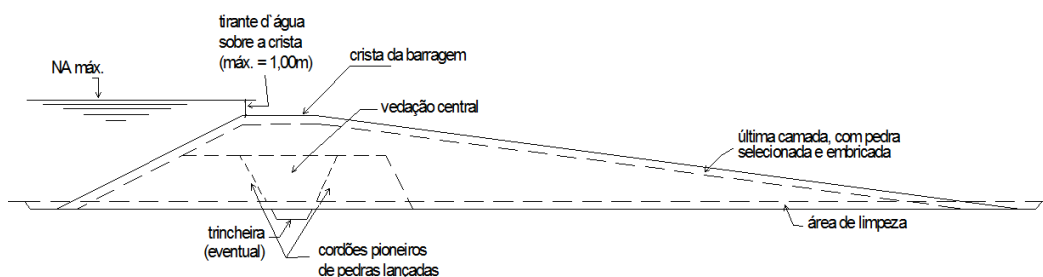


Figura 7- Barragem de enrocamento vertedoura tipo II (3 < altura < 8) (fonte: ELETROBRAS, 1997)

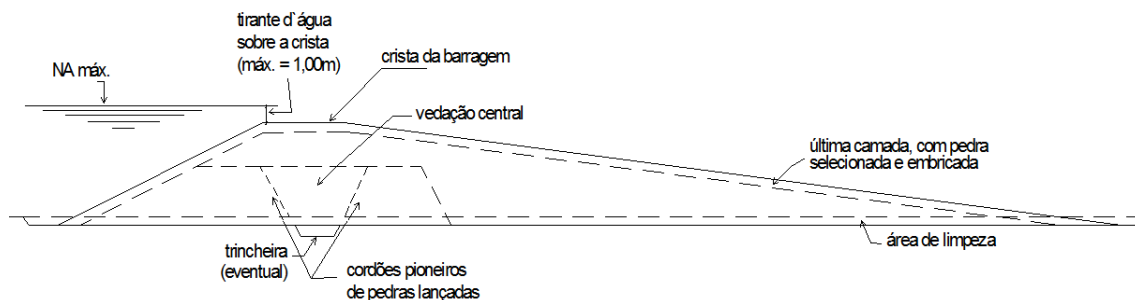


Figura 8 - Barragem de enrocamento vertedoura - tipo II (fonte: ELETROBRAS, 1997)

4.1.2.1. DIMENSIONAMENTO

4.1.2.1.1. LARGURA DA CRISTA

Mesmos padrões que a barragem de terra.

4.1.2.1.2. INCLINAÇÃO DOS TALUDES

No caso da barragem ser construída a seco, a inclinação do talude de montante deve ser igual a 1:2 (vertical : horizontal).

No caso da barragem do tipo II ser construída em água corrente, a inclinação do talude de montante, incluindo a camada de vedação, pode alcançar 1:3 (vertical : horizontal).

O talude de jusante deve possuir uma inclinação mínima igual a 1:8 (vertical : horizontal), tanto para o tipo I como para o tipo II.

4.1.2.1.3. LARGURA DA BASE DA BARRAGEM (b)

Calculada com base na geometria da barragem, assim como foi mostrado para a barragem de terra.

4.1.3. BARRAGEM DE CONCRETO

Iremos considerar a barragem do tipo muro-gravidade, capaz de resistir, com seu peso próprio, à pressão da água do reservatório e à subpressão das águas que se infiltram pelas fundações.

Um local adequado, para esse tipo de barragem, deve apresentar as seguintes características:

- a largura do vale na crista da barragem deve ser a mais estreita do trecho aproveitável do rio
- disponibilidade de pedreiras para obtenção da brita e jazidas de areia facilmente exploráveis próximos
- facilidade em conseguir cimento
- as fundações e as ombreiras devem ser resistentes. O maciço rochoso deve ser pouco fraturado (1 a 3 fraturas/metro) e a camada aluvionar, na região das fundações, não deve ser muito espessa ($\leq 2,0$ m)
- facilidade de construção e de acessos

A figura 9 mostra a seção de uma barragem de concreto.

Legenda:

- 1 – Altura da lâmina d'água vertente
- 2 – Mureta de proteção
- 3 – Crista da barragem
- 4 – Crista do vertedouro
- 5 – Parâmetro de jusante
- 6 – Muro lateral da bacia de dissipação
- 7 – Alvenaria de pedra argamassa
- 8 – Muro final da bacia de dissipação
- 9 – Enrocamento de proteção
- 10 – Concreto massa
- 11 – Superfície natural do terreno
- 12 – Área de limpeza

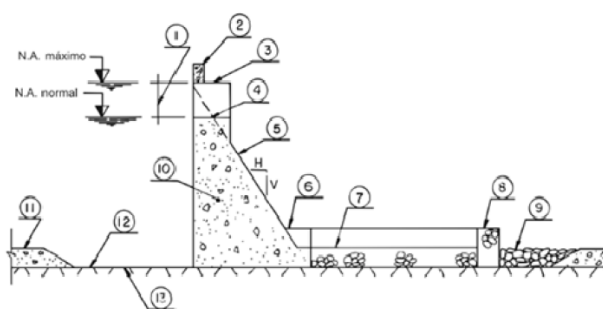


Figura 9 - Seção típica de uma barragem de concreto (fonte: ELETROBRAS, 1997)

4.1.3.1. DIMENSIONAMENTO

4.1.3.1.1. LARGURA DA CRISTA

Para barragem com altura menor que 10 m, a crista deverá estar 1,0 m acima da elevação do NA normal do reservatório e a mureta de proteção contra ondas dever ter, no mínimo, 30 cm e largura de 20 cm.

Para barragem com altura maior que 10 m, deve-se estimar a borda-livre utilizando-se os critérios do USBR - SAVILLE T., McCLENDON E. W. e COCHRAN A. L. Freeboard Allowances for Waves in Inland Reservoirs. Journal of Hydraulic Engineering - ASCE, Vol. 88, No 2, May, 1962.

4.1.3.1.2. DIMENSÕES DA BARRAGEM

Para barragens com altura menor a 10 m, as dimensões da base são calculadas com base na geometria.

Para barragens com altura maior que 10 m, a estabilidade da estrutura deverá ser verificada de acordo com os critérios apresentados na publicação United States Department of Interior, Bureau of Reclamation – USBR. Design Criteria for Concrete Arch and Gravity Dams. Engineering Monograph no 19, Denver, 1970.

4.1.3.1.3. DISTÂNCIAS ENTRE AS JUNTAS

As juntas entre os blocos da barragem devem estar espaçadas entre si de, no máximo, 15 m, para evitar fissuras no corpo da estrutura.

4.2. VERTEDOURO

Sempre que a descarga afluyente à represa é maior que a descarga turbinada, a represa se enche até sua cota máxima. Daí em diante, a diferença ou excesso deve extravasar. Esse extravasamento é feito através do vertedor, impedindo que o nível da água no reservatório suba acima da cota máxima prevista.

Ele permite que a chuva passe de montante para jusante de forma controlada, e é responsável pela integridade da barragem, servindo de dispositivo de segurança para esta.

O vertedouro pode ser definido por três tipos básicos para o extravasamento do excesso de água:

- Por um canal lateral, em cota elevada em relação ao leito natural do rio
- Por sobre o próprio corpo da barragem, ao longo de toda a extensão da crista ou parte dela
- Por uma combinação dos dois anteriormente citados

A melhor solução dependerá das condições topográficas e geológico-geotécnicas de cada local. As quais, condicionam a definição do arranjo geral das obras e da vazão de projeto do vertedouro.

A figura 10 ilustra um vertedouro com seção trapezoidal.

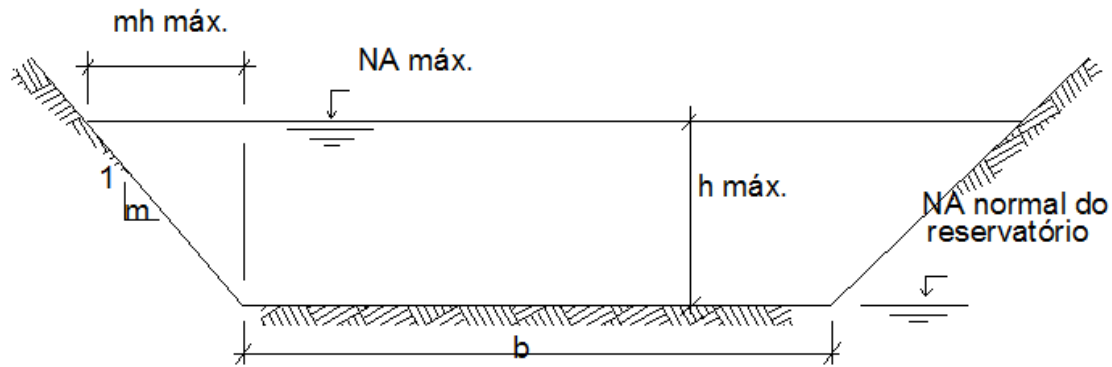


Figura 10 - Vertedouro com seção trapezoidal (fonte: ELETROBRAS, 1997)

A largura do canal (b) pode ser determinada a partir da vazão do projeto, da velocidade máxima admissível e da lamina de água, com base na Equação de Continuidade, como mostrado abaixo:

$$Q_{\max} = V_{\max} A = V_{\max} (bh_{\max} + mh_{\max}^2) \quad (2)$$

$$b = \frac{Q_{\max} - V_{\max} mh_{\max}^2}{V_{\max} h_{\max}} \quad (3)$$

É necessário verificar a viabilidade do canal, caso a largura calculada seja excessiva, ou se as condições do local não foram favoráveis, deve-se pensar em soluções alternativas.

Devem ser analisadas as formas para a dissipação da energia da água que é “devolvida” ao rio, para que não haja problemas junto à jusante.

Se nessa região for identificada a presença de maciço rochoso fraturado, será suficiente verificar se o mesmo conseguirá dissipar a energia do escoamento. Caso a região seja composta por solo, deverá ser projetada uma proteção com material rochoso.

A altura da soleira pode ser calculada pela expressão a seguir:

$$p = h_{\max} - h_{sol} \quad (4)$$

Onde,

p = altura da soleira, em (m)

h_{\max} = tirante da água do canal, em (m)

$$h_{sol} = \left(\frac{Q_{\max}}{1,7b} \right)^{2/3}, \text{ em (m)} \quad (5)$$

$$Q_{\max} = Cbh_{sol}^{3/2}, \text{ em (m}^3/\text{s)} \quad (6)$$

Onde;

H_{sol} = tirante de água sobre a soleira, em (m)

Q_{\max} = vazão máxima, em (m³/s)

C = coeficiente de vazão

Abaixo (figuras 11 e 12) estão algumas ilustrações de vertedouro e suas estruturas vizinhas:

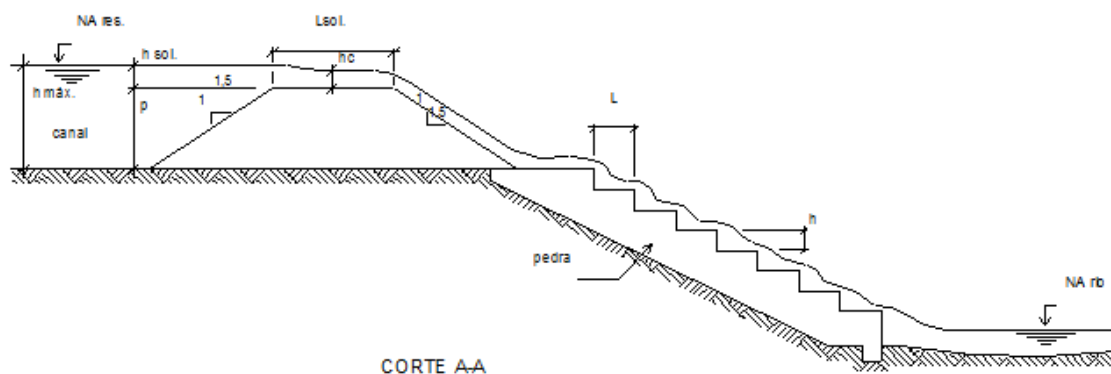


Figura 11 - Visão lateral das estruturas de uma barragem e do vertedouro (fonte: ELETROBRAS,1997)

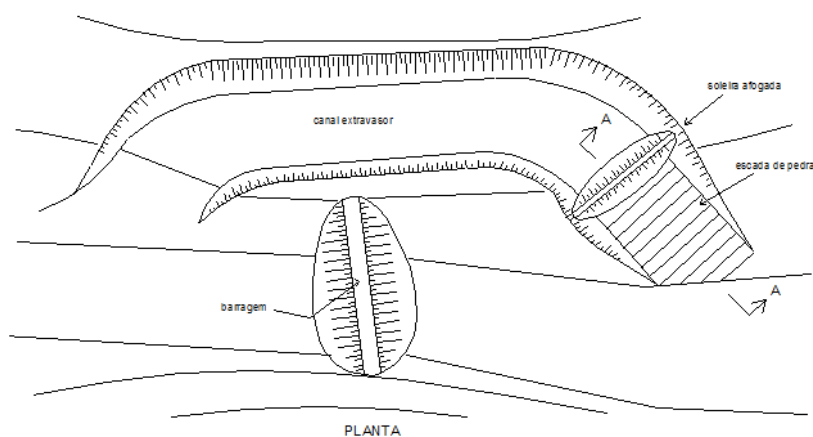


Figura 12 - Visão superior das estruturas de uma barragem e do vertedouro (fonte: ELETROBRAS,1997)

Maiores informações sobre os cálculos apresentados acima podem ser obtidos através do livro ELETROBRAS CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. *Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequena Centrais Hidrelétricas*. Rio de Janeiro, 2000.

4.3. TOMADA D'ÁGUA

Definem-se como "Tomada d'água" as conexões que se destinam a representar os pontos de captação de água, ou seja, as extremidades da tubulação ligadas ao reservatório superior. Tem a função de captar e conduzir a água aos órgãos adutores e impedir, através de sua grade e seu desarenador, que órgãos flutuantes danifiquem as turbinas e associados.

A maneira de se conduzir a água da barragem até a turbina dependerá das condições topográficas e geológicas do local. Para se conseguir a condução adequada da água, utilizam-se sistemas de canais e tubulações, que serão dimensionados de acordo com a vazão desejada.

Os arranjos típicos para disposição das estruturas componentes da tomada d'água serão variados, em função dos aspectos topográficos e geológico-geotécnicos de cada local.

O posicionamento da tomada de água deve ser bem estudado, afim de, evitar o acúmulo de sedimentos e danos que podem ser infligidos às suas estruturas.

A figura 13 mostra, esquematicamente, os locais recomendáveis para implantação da estrutura de captação.

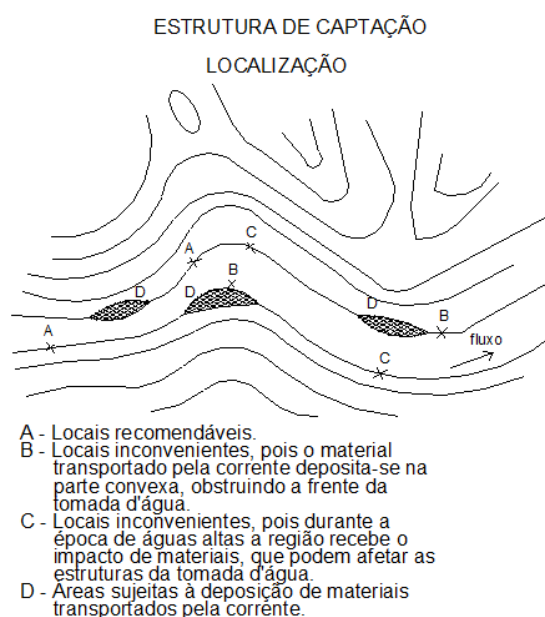


Figura 13 - Locais para a instalação da tomada d'água
(fonte: ELETROBRAS, 1997)

favoráveis (rocha de boa qualidade e baixa permeabilidade), quando houver cobertura de rocha ao longo do túnel e economia para a implantação de uma chaminé de equilíbrio.

A figura 15 mostra alguns exemplos de túneis de adução.

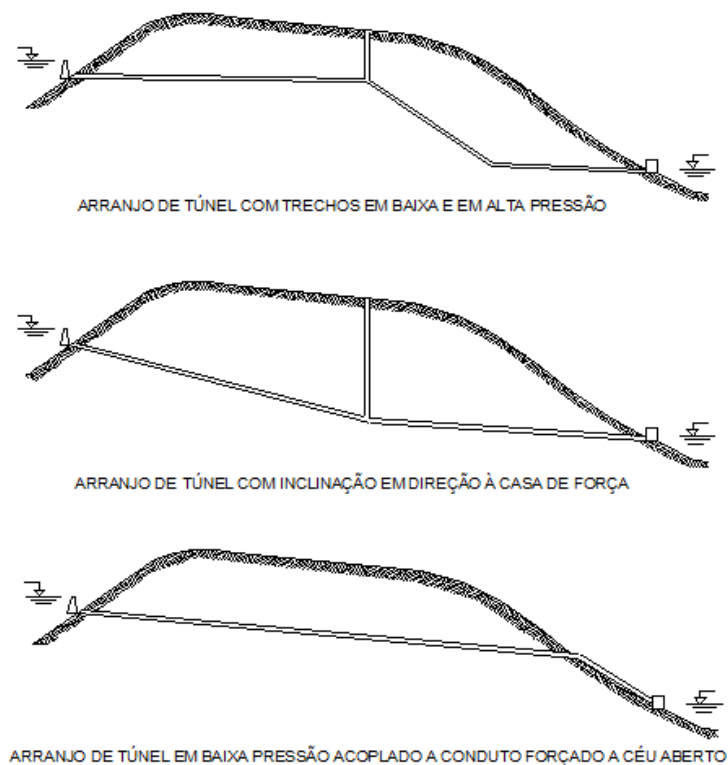


Figura 15 - Exemplos de túneis de adução (fonte: ELETROBRAS, 1997)

4.4.2. CANAL DE ADUÇÃO

Tanto a escolha, quanto o dimensionamento, da seção típica do canal de adução, depende dos fatores naturais onde este será instalado. Podem ser adotados canais retangulares, em rochas ou trapezoidais, em solo, com ou sem revestimento. Além do que, o projeto do canal deverá ser realizado em sintonia com os parâmetros adotados para o projeto da tomada de água.

A largura necessária do canal (b) deve ser calculada com base na Equação da Continuidade, equação 2. Já a capacidade de vazão do canal, fator importante no projeto, deverá ser verificada utilizando-se a fórmula de Manning, como mostrado abaixo:

$$Q = \frac{AS^{1/2}R^{2/3}}{n} \quad (\text{m}^3/\text{s}) \quad (7)$$

Onde:

S = declividade do canal;

R = raio hidráulico (m)

n = coeficiente de rugosidade do canal

A declividade do canal deve ser mínima e Constant, já o valor da rugosidade, varia em função do material do revestimento.

Tabela 2 - Coeficiente de Rugosidade

COEFICIENTES DE RUGOSIDADE

Natureza das Paredes	n
Cimento liso	0,010
Argamassa de cimento	0,011
Pedras e tijolos rejuntados	0,013
Tijolos rugosos	0,015
Alvenaria ordinária	0,017
Canais com pedregulhos finos	0,020
Canais com pedras e vegetação	0,030
Canais em mau estado de conservação	0,035

Uma vez feito o estudo para se determinar o tipo de solo por onde irá passar o canal, define-se a inclinação “m” do talude de maneira que o mesmo não venha a desmoronar.

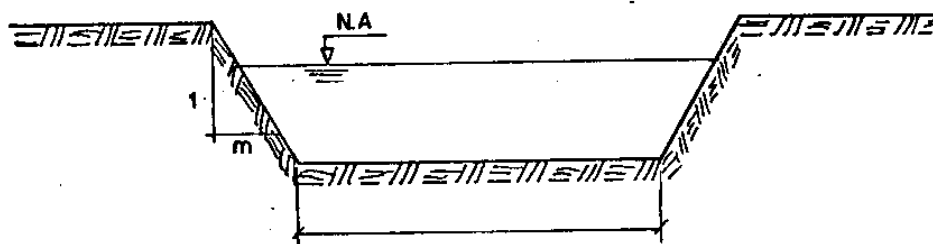


Figura 16 - Canal sem revestimento (fonte: MAUAD,2004)

A tabela abaixo mostra a inclinação “m” para os diversos tipos de terrenos.

Tabela 3 - Inclinação para diferentes tipos de terreno (fonte: MAUAD, 2004)

NATUREZA DO SOLO	INCLINAÇÃO “m”
Argila dura	0,75
Aluvião compacto	1,00
Cascalho grosso	1,50
Enroncamento, terra, areia grossa	2,00
Terra mexida	3,00

Determinadas as dimensões do canal, deve-se verificar se a velocidade de escoamento da água está compatível com a máxima admitida.

Tabela 4 - Velocidade máxima de escoamento (fonte: MAUAD, 2004)

NATUREZA DO SOLO	VELOCIDADE MÁXIMA ADMISSÍVEL (m/s)
Argila dura	1,70
Aluvião compacto	1,20
Cascalho grosso	1,80
Enroncamento, terra, areia grossa	0,65
Terra mexida	0,30

A velocidade média é calculada pela expressão:

$$V = \frac{Q}{h \cdot (b + m \cdot h)} \quad (8)$$

onde:

V - velocidade d'água no canal, m/s

Q - vazão no canal, m^3/s

h - altura da lâmina do canal, m

b - base do canal, m

m - inclinação “m” do talude do canal

4.4.3. CÂMARA DE CARGA

A câmara de carga é a estrutura posicionada entre o canal de adução e a tomada d'água. Tem como funções: promover a transição entre o escoamento a superfície livre no canal de adução e o escoamento sob pressão no conduto forçado, absorver a onda de pressão oriunda do efeito conhecido como Golpe de Aríete (quando ocorre um fechamento brusco da válvula de entrada da turbina, ou do seu sistema de controle), e fornecer água ao conduto forçado quando ocorre uma abertura brusca desse mesmo dispositivo, até que se estabeleça, no canal de adução, o regime permanente de escoamento. A figura 17 mostra um exemplo de uma câmara de adução.

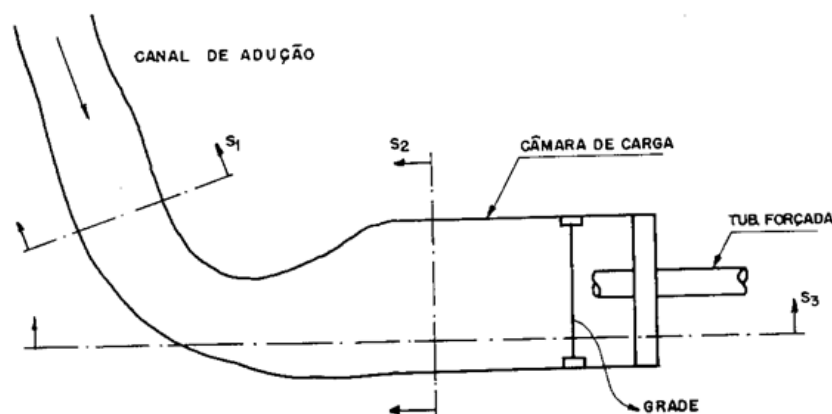


Figura 17 - Exemplo de Câmara de Carga e suas seções transversais (fonte: MAUAD. 2004)

No projeto da câmara de carga, devem-se evitar mudanças bruscas de direção na transição canal de adução - câmara de carga e câmara de carga - tomada d'água e evitar, ou minimizar, as “zonas mortas” e zonas de turbulência.

Para o dimensionamento do volume da câmara de carga, leva-se em consideração a altura da queda. Para alturas até 10 m, a câmara de carga não precisa ter volume significativo, já para altura entre 10 e 25 m, é necessária a construção de um sangradouro lateral, para que as variações bruscas do volume não danifiquem as estruturas.

Para alturas superiores a 25 m, a câmara deverá ter um volume de água suficiente para atender ao funcionamento pleno de uma turbina durante 60 segundos (período considerado necessário para que a inércia da massa d'água no interior do canal volte a escoar normalmente).

Os valores de L_{vl} , B_{vl} e E_{ca} deverão ser adotados em função da flutuação de nível esperada (Δh), conforme tabela 5.

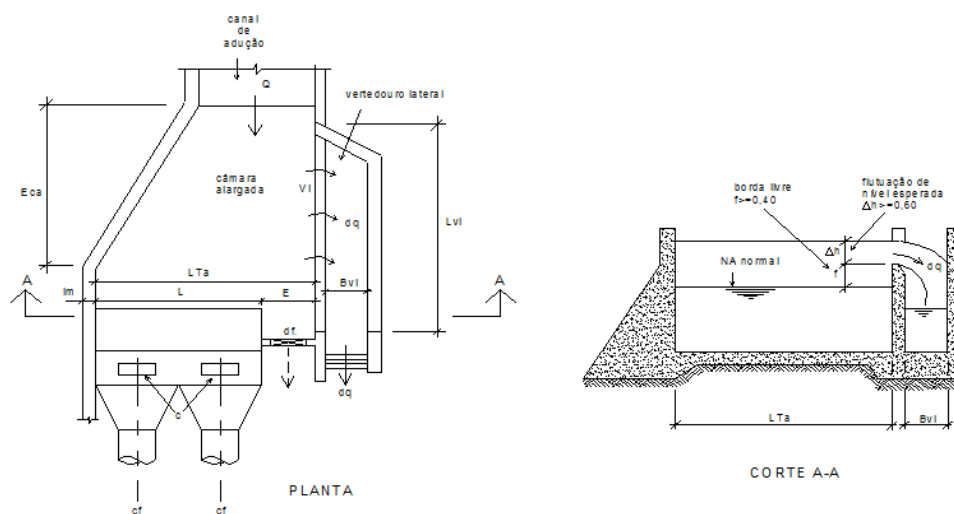


Figura 18 - Câmara de Carga (fonte: ELETROBRAS, 1997)

Legenda:

L_{Ta}	Largura máxima da câmara alargada
dq	Descarga pelo vertedouro lateral
Vl	Vertedouro lateral
df	Descarga de fundo
c	Comportas
cf	Tubulação forçada
E_{ca}	Extensão da câmara alargada
L_{vl}	Comprimento da crista do vertedouro lateral de soleira fixa
B_{vl}	Largura do vertedouro lateral de soleira fixa

Tabela 5 - Valores de L_{vl} , B_{vl} e E_{ca} (fonte: ELETROBRAS, 1997)

FLUTUAÇÃO DE NÍVEL	DIMENSÕES EM METRO		
Δh (m)	L_{vl}	B_{vl}	E_{ca}
0,6	20	1,2	30
0,8	14	1,6	21
1,0	10	2	15

4.4.4. TUBULAÇÃO DE ADUÇÃO EM BAIXA PRESSÃO

Quando o terreno não favorecer o uso do canal, e for impossível, ou muito complicada, a instalação deste, utiliza-se a tubulação de adução em baixa pressão (também chamada tubulação de baixa pressão).

A tubulação tem a função de conduzir a água, com o mínimo de perdas possíveis (no máximo 1% da queda total), até a chaminé de equilíbrio.

Para dimensionar a tubulação de adução, que pode ser construída de aço, cimento amianto ou concreto armado, é indicado o uso da fórmula de Scobey.

$$J = 410K_a \frac{V^{1,9}}{D_i^{1,1}} \quad (9)$$

Onde,

$$J = \frac{H_b}{100L_{cf}} \quad \text{perda de carga unitária (m/km)}$$

H_b queda bruta (m)

L_{cf} comprimento do conduto (m)

K_a coeficiente que varia com o tipo de tubulação (ver quadro a seguir)

V velocidade do escoamento (m/s)

D_i diâmetro interno do conduto (cm)

Tabela 6 - Valores de K_a

TUBULAÇÃO	k_a
Aço novo, com juntas soldadas ou sem costura	0,32
Cimento-amianto	0,34
Concreto armado	0,38

Já a velocidade do escoamento, será calculada utilizando-se a Equação da Continuidade.

$$V = \frac{Q}{A} = \frac{4Q}{\pi D^2} = 1,2732 \frac{Q}{D^2} \quad (10)$$

Para o calculo do diâmetro interno da tubulação é necessário substituir os valores de J e V na fórmula de Scobey, assim, é obtida a expressão abaixo:

$$D = 341,278Q^{0,388} \left(k_a \frac{L}{H_b} \right)^{0,204} \quad (11)$$

Onde,

D diâmetro interno da tubulação (m)

L comprimento (m)

H_b altura bruta (m)

Outro fator de grande importância é o dimensionamento da espessura da tubulação de adução. Devem ser levadas em consideração as pressões internas, externas, espessuras mínimas de parede, características do material da tubulação e defeitos que podem ser apresentados pelos condutores.

Recomenda-se utilizar uma espessura mínima de parede na tubulação, evitando que qualquer defeito de laminação ou efeitos de corrosão afete o valor da espessura percentualmente.

O conduto pode ser submetido á pressões externas (por exemplo, quando é esvaziado sem os cuidados necessários), a ocorrência de uma depressão parcial pode causar deformações na chapa e o colapso da parede da tubulação. Se a espessura da chapa é maior que 0,6% do diâmetro interno do conduto, a rigidez da chapa é suficiente para sustentar o vácuo interno.

É preciso verificar, também, se o tubo utilizado irá suportar a pressão correspondente a altura de queda da pequena central adicionada de 20%, correspondente a sobrepressão oriunda de golpes de aríete.

Como método de prevenção a danos a tubulação, podem ser adotados os tubos de aeração, que permitem a entrada de ar e a manutenção do equilíbrio das pressões internas e externas, evitando o colapso da tubulação.

4.5. CHAMINÉ DE EQUILÍBRIO

As chaminés de equilíbrio são dispositivos utilizados na proteção contra depressões e sobrepressões, pois facilitam a oscilação da massa de água entre o trecho de adução de baixa declividade (constituído por uma tubulação em baixa pressão) e o trecho de adução de grande declividade (constituído por uma tubulação forçada). Tem como função amortecer os efeitos dos aumentos de pressão e velocidade da água no interior da tubulação forçada causados pelo golpe de aríete. Quando instalada, deve ficar próxima da casa de máquina, para diminuir os efeitos do golpe de aríete.

Abaixo esta um esquemático de uma chaminé de equilíbrio.

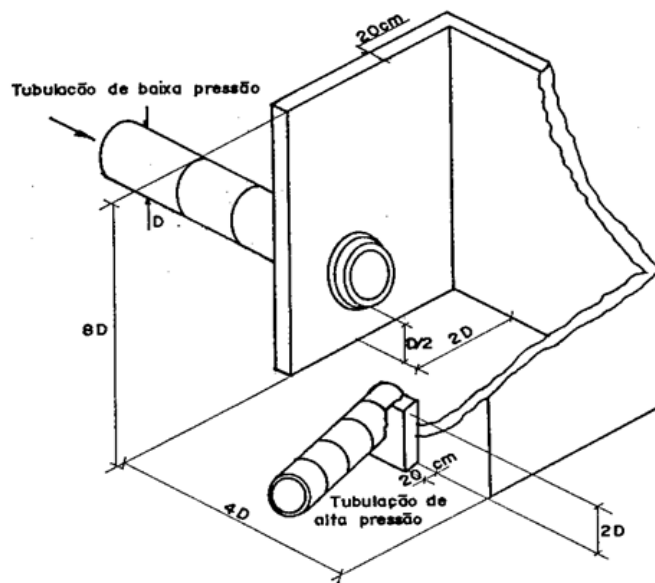


Figura 19 - Chaminé de Equilíbrio (fonte: MAUAD, 2004)

Para verificar a necessidade da chaminé de equilíbrio, utilizamos a seguinte fórmula:

$$\frac{L_a}{H} \leq 5 \quad (12)$$

Onde,

L_a - comprimento total do sistema de adução

H - queda bruta

Verificação pela constante de aceleração de água.

$$t_h = \frac{v \cdot L_a}{g \cdot H} \quad (13)$$

onde:

t_h - tempo de aceleração da água na tubulação, em segundos

v - velocidade da água no interior da tubulação forçada, em m/s

g - aceleração da gravidade, $9,81 \text{ m/s}^2$

Se t_h for inferior a 3 segundos, não há necessidade da chaminé de equilíbrio. Caso esse número seja maior do que 6 segundos, é necessária a instalação da chaminé. Assim como, se, o comprimento da tubulação forçada ultrapassar cinco vezes a queda bruta

4.6. CONDUTO FORÇADO

Assim como o canal de adução, tem a função de levar água á casa de máquinas. Para a instalação do conduto, deve ser levado em consideração o chamado diâmetro econômico. É o diâmetro limite para o qual um aumento de sua dimensão, o que significa redução das perdas hidráulicas e, conseqüentemente, maior potência instalada. Esse cálculo deve ser feito através da fórmula de Bondshu.

$$D_e = 123,7 \sqrt[3]{\frac{Q^3}{H_t}} \quad (14)$$

Onde:

D_e – diâmetro econômico (cm);

Q – descarga de projeto (m^3/s);

H_t – altura total

Após o calculo do diâmetro econômico, devem ser calculadas a velocidade máxima admissível em cada tubulação e a perda de carga. Elas podem ser obtidas através das equações 15 e 16, respectivamente:

$$V = \frac{4Q}{\pi D_e^2} \quad (15)$$

e

$$J = 410 K_a \frac{V^{1,9}}{D_i^{1,1}} \quad (16)$$

Onde,

J - perda de carga unitária (m/km)

L_{cf} - comprimento do conduto (m)

K_a - coeficiente que varia com o tipo de tubulação (ver Tabela 6)

D_i - diâmetro interno do conduto (cm)

Tabela 7 - Velocidade máxima admissível para cada tubulação

MATERIAL	$V_{\text{máx}}$ admissível (m/s)
Aço	5,0
Concreto	3,0

A figura 20 mostra como se comporta um conduto forçado em uma usina.

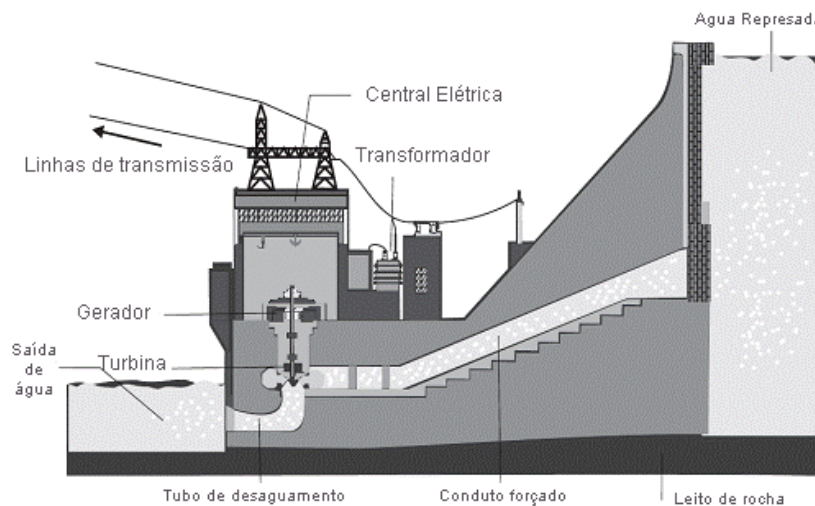


Figura 20 - Esquema de uma usina com conduto forçado (fonte: <http://www.quantageracao.com.br/imagens/imgpf.gif>> acesso em: 23/08/2010)

A figura 21 mostra o conduto forçado da PCH Garganta da Jararaca, situada no rio do Sangue, na divisa dos municípios de Campo Novo do Parecis e Nova Maringá.



Figura 21 - PCH da Garganta da jararaca (fonte: www.atiaiaenergia.com.br/pchs/gargantaDaJararaca.php - Acesso em 05/10/2010)

4.7. CANAL DE FUGA

O canal de fuga direciona a água que passou pela turbina para retornar ao caminho natural no leito do rio. Para o dimensionamento do canal, é preciso considerar o tipo e dimensão da casa de força e a distância entre esta e o rio.

O escoamento ao longo do canal deve ser sempre laminar (para descarga máxima turbinada), e ter velocidade menor do que 2m/s.

Para os casos em que a curva chave não é bem conhecida, é preciso introduzir uma soleira afogadora, a jusante do tubo de sucção, para garantir o nível mínimo de água. Já nos casos em que o maciço rochoso é fraturado, devem-se tomar cuidados especiais com o tratamento das paredes laterais e do fundo, minimizando, assim, os riscos de erosões.

O canal de fuga pode ser observado na figura 20, com o nome de tubo de desaguoamento.

4.8. CASA DE FORÇA

A casa de força abriga as turbinas, geradores e demais equipamentos de controle, responsáveis pela geração de energia. O tamanho da casa de força é condicionado pelo tipo de turbina e o gerador.

Devem ser dimensionadas dependências para equipamentos elétricos e mecânicos auxiliares, dependendo da potência, quantidade, tipo e dimensões das máquinas. Deverá ser analisada a área necessária para a montagem dos equipamentos, além de, uma ponte rolante para os trabalhos de montagem e desmontagem e uma sala para o centro de operações.

As elevações principais da casa de força são definidas levando em consideração os níveis de água de jusante e submergência da turbina, sendo a curva-chave de suma importância para a fixação dessas elevações. Um exemplo disso é a cota do piso dos transformadores, que devem ficar a salvo de inundações.

A cota da fundação da casa de força deve depender da posição do tubo de sucção da turbina e, em seguida, definem-se as cotas e a disposição das galerias de drenagem. Em alguns casos, deve ser considerado o apoio da estrutura de saída da linha de transmissão, para o dimensionamento da parede de jusante da casa de força.



Figura 22 - Casa de Força da PCH Garganta da Jararaca (fonte: www.atiaiaenergia.com.br/pchs/gargantaDaJararaca.php - Acesso em 05/10/2010)

5. TURBINAS HIDRÁULICAS

As turbinas hidráulicas são projetadas para transformar a energia mecânica de um fluxo de água em potência de eixo. Em usinas hidrelétricas, são acopladas a um gerador elétrico e conectadas a rede de energia.

As turbinas hidráulicas dividem-se em dois tipos:

- as de ação, onde a energia hidráulica disponível é transformada em energia cinética para, depois de incidir nas pás do rotor, transformar-se em mecânica. Tudo ocorrendo à pressão atmosférica;
- as de reação, onde o rotor é completamente submerso na água, com o escoamento da água, ocorre uma diminuição de pressão e de velocidade entre a entrada e a saída do rotor;

Em ambos os casos, há um princípio comum de funcionamento. A água entra pela tomada de água, a montante da usina que está num nível mais elevado, e é levada para a turbina através do conduto forçado. Lá, a água, passa por um sistema de palhetas guias móveis que controla a vazão volumétrica fornecida à turbina. As palhetas se abrem para aumentar a potência e/ou se fecham, caso contrário.

Após passar por este mecanismo, a água chega ao rotor da turbina. Depois de passar pelo rotor, um duto chamado de tubo de sucção, conduz a água até a parte jusante do rio, no nível mais baixo.

Basicamente, uma turbina é composta de cinco partes: caixa espiral, pré-distribuidor, distribuidor, rotor e eixo, tubo de sucção.

Caixa espiral

Distribui a água igualmente na entrada da turbina. É uma tubulação de forma toroidal que envolve a região do rotor. Esta parte fica integrada à estrutura civil da usina, não sendo possível ser removida ou modificada.

Pré-distribuidor

Direcionar a água para a entrada do distribuidor. É composta de dois anéis superiores, entre os quais é montado um conjunto de 18 a 24 palhetas fixas, com perfil hidrodinâmico de baixo arrasto, para não gerar perda de carga e não provocar turbulência no escoamento.

Distribuidor

O distribuidor controla a potência da turbina, pois regula a vazão de água. É composto de uma série de 18 a 24 palhetas móveis, acionadas por um mecanismo hidráulico (um ou dois pistões hidráulicos) montado na tampa da turbina (sem contato com a água). Todas as palhetas têm o seu movimento conjugado, isto é, todas se movem ao mesmo tempo e de maneira igual.

Rotor e eixo

O rotor da turbina é onde ocorre a conversão de energia hídrica em potência de eixo.

Tubo de sucção

Duto de saída da água, geralmente com diâmetro final maior que o inicial, desacelera o fluxo da água após esta ter passado pela turbina, devolvendo-a ao rio.

As turbinas hidráulicas utilizadas nas PCHs devem ser selecionadas de modo a se obter facilidade de operação e de manutenção. Deve-se dar grande importância à sua robustez e confiabilidade, pois a tendência é de que a usina seja operada no modo não assistido. Dessa forma, na escolha de uma turbina devem-se analisar, além de seu preço, as garantias oferecidas pelo fabricante quanto à ausência de cavitação no rotor da turbina, ao imediato atendimento em caso de problemas na operação da máquina e à pronta troca de componentes danificados.

5.1. TIPOS DE TURBINAS

Tradicionalmente o uso de turbinas hidráulicas tem-se concentrado no tipo Pelton, com um ou mais jatos, no caso das máquinas de ação; e na Francis, Hélice e Kaplan, no caso do tipo de reação. A escolha do tipo adequado baseia-se nas condições de vazão, queda líquida, altitude do local, conformação da rotação da turbina com a do gerador e altura de sucção, no caso de máquinas de reação. A figura 23 mostra exemplos de turbinas hidráulicas e a figura 24 apresenta os campos típicos de aplicação para cada tipo de turbina.



Figura 23 - Exemplos de turbinas hidráulicas (fonte: <http://www.hacker.ind.br/produtos_turbinas_hidraulicas.php> acesso em: 15/10/2010)

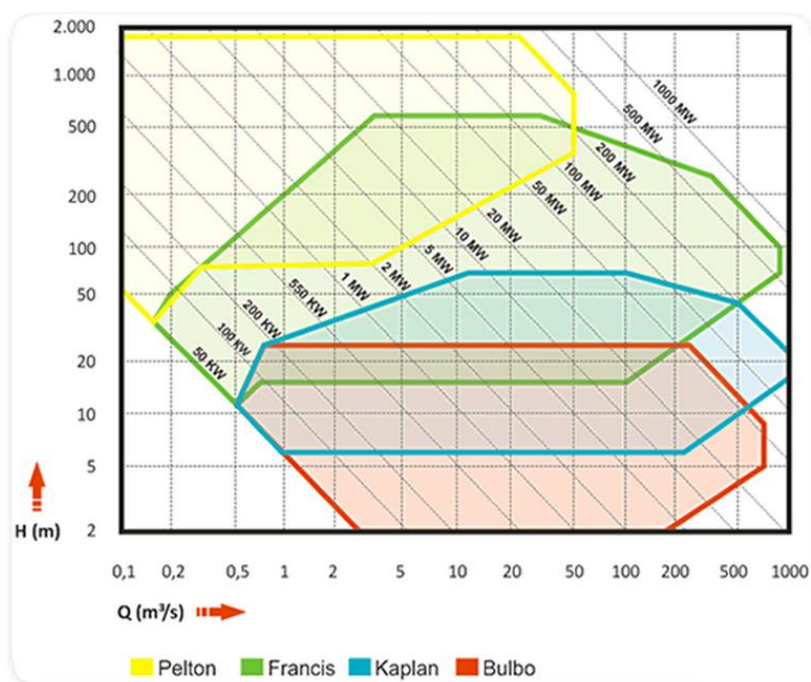


Figura 24 - Campo típico de aplicação dos tipos de turbinas (fonte: <http://www.hacker.ind.br/produtos_turbinas_hidraulicas.php> acesso em: 15/10/2010))

5.1.1. TURBINA PELTON

As turbinas PELTON são assim chamadas devido ao nome de seu idealizador, Allan Lester Pelton, que em 1880 pôs em funcionamento o primeiro rotor com a forma atual. Este modelo de turbina especial para quedas altas pode ser instalado entre 100 metros a 500 metros e potências de 500 a 12.500 KW. Em casos excepcionais, a queda pode ir até 1000 m.

São classificadas como turbinas de ação por possuírem a característica de transformar a energia potencial de queda em energia cinética no jato injetor (os jatos de água se chocam com as “conchas” do rotor e geram impulso). Posteriormente, esta energia cinética é convertida em energia mecânica no rotor da turbina

Um dos maiores problemas destas turbinas, devido à alta velocidade com que a água se choca com o rotor, é a erosão provocada pelo efeito abrasivo da areia misturada com a água, comum em rios de montanhas. As turbinas Pelton, devido a possibilidade de acionamento independente nos diferentes bocais, tem uma curva geral de eficiência plana, que lhe garante boa performance em diversas condições de operação.



Figura 25 - Turbinas Pelton (fonte: <http://www.hacker.ind.br/produtos_turbinas_pelton_turbinas.php> acesso em: 15/10/2010)

As dimensões finais da turbina deverão ser determinadas pelo Fabricante, de acordo com sua experiência, que deve garantir o bom funcionamento e a durabilidade da máquina.

A seguir, algumas equações para o dimensionamento de seus componentes:

$$Q_j = Q / Z_0 \quad (17)$$

$$Q_{ij} = Q_j / H_{liq}^{0,5} \quad (18)$$

$$d_0 = 0,54 Q_{ij}^{0,5} \quad (19)$$

$$D = 3 d_0 Z_0^{0,5} \quad (20)$$

$$D_1 = 12 d_0 \quad (21)$$

$$n = (37,3 H_{liq}^{0,5}) / D_1 \quad \text{ou} \quad n = 5,76 (H_{liq}^{0,75} Z_0^{0,5}) / Q \quad (22)$$

Onde:

- H_{liq} queda líquida (m)
 Q vazão da turbina (m^3/s)
 Z_0 número de injetores
 Q_j descarga por injetor
 Q_{ij} descarga unitária por injetor
 d_0 diâmetro do jato d'água (m)
 D diâmetro do tubo de adução (m)
 D_1 diâmetro de incidência do jato sobre o rotor (m)
 n rotação adequada para a turbina (rpm)

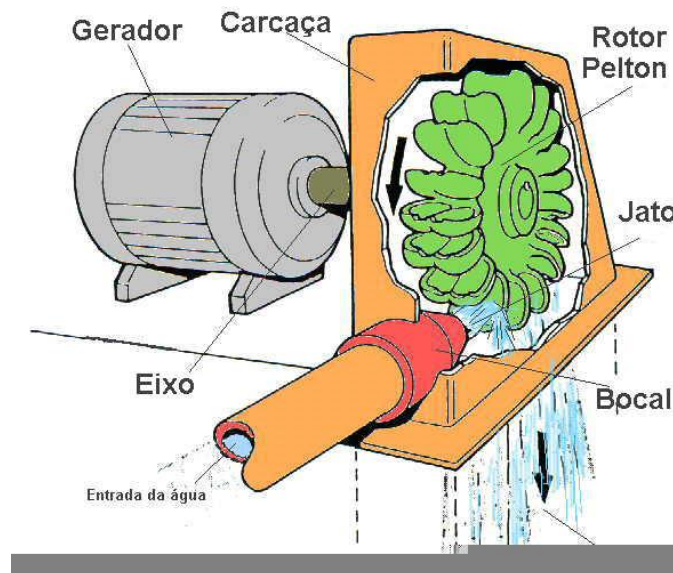


Figura 26 - Desenho esquemático de uma turbina Pelton em funcionamento (fonte: <http://meusite.mackenzie.com.br/mellojr>, acesso em 25/09/2010)

5.1.2. TURBINAS FRANCIS

Estas turbinas recebem seu nome do engenheiro inglês James Bicheno FRANCIS (1812-1892) que as idealizou em meados do século XIX em instalações hidrelétricas nos EUA. Desde sua primeira concepção muitos aperfeiçoamentos foram feitos, tanto em termos hidráulicos, mecânicos e de instalação. É a turbina de maior uso em quedas de vazões médias. Apresenta um alto rendimento, este rendimento é tão mais alto quanto maior for a potência, o

grau de fabricação e acabamento da turbina. Para baixas potências o rendimento deve ficar em torno de 77%. Grandes máquinas apresentam valores superiores a 90%.

Esta turbina pode ser instalada em caixa espiral ou em caixa aberta.

- Em caixa espiral, atinge seus melhores valores de rendimento para quedas de 15 a 250 m, e potências de 500 a 15000 kW, possuindo ótimas características de desempenho sob cargas parciais de até 70% da carga nominal, funcionando ainda adequadamente entre 70 e 50 % da carga.

- Em caixa aberta, é viável para baixas quedas, até 10 m, e potências de 500 a 1800 kW. No entanto, deve ser utilizada com reservas, em virtude do baixo rendimento alcançado

A Usina hidrelétrica de Itaipu assim como a Usina hidrelétrica de Tucuruí, Furnas e outras no Brasil, funcionam com turbinas tipo Francis, com cerca de 100 m de queda d' água.



Figura 27 - Turbina Francis (fonte: <http://www.hidroenergia.com.br/es/index.php?i=turbina-francis>. Acesso em: 12/10/2010)

Entre os fatores mais importantes para o dimensionamento dessas turbinas está a velocidade de rotação, que deve ser escolhida preliminarmente em função da queda e da potência da turbina. Para isto, utiliza-se a seguinte fórmula:

$$n = \frac{KH_{liq}^{0,75}}{P^{0,5}} \quad (23)$$

Onde:

K – coeficiente adimensional entre 1300 e 1900; para PCH utilizar o valor 1600

P – potência da turbina (KW)

Outra variante do tipo Francis é a turbina Francis Dupla, que tem por características o rotor duplo, ou seja, uma peça com uma única coroa, duas cintas e dois conjuntos de pás, dividindo a vazão afluente em duas partes. Consequentemente, são necessários dois tubos de sucção separados.

Para obtenção de dimensões preliminares básicas destinadas à implantação das obras civis, pode ser utilizada a Norma NBR 12591 – Dimensões Principais de Turbinas para Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH).

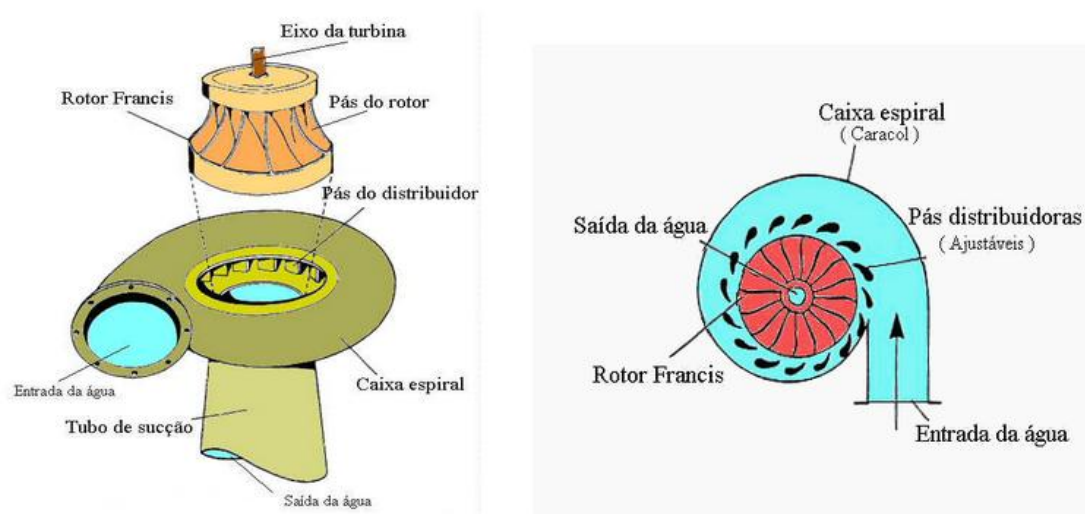


Figura 28 - Desenho esquemático de uma turbina Francis (fonte: <http://meusite.mackenzie.com.br/mellojr>, acesso em 25/09/2010)

5.1.3. TURBINA MICHELL-BANKI

Inicialmente patenteada na Inglaterra, em 1903, por A. G. Michell, engenheiro australiano, mais tarde (entre os anos de 1917 e 1919) pesquisada e divulgada pelo professor húngaro Banki. Esta turbina foi extensivamente comercializada pela empresa alemã Ossberger Turbinen Fabrik que associou-se a Michell por volta de 1923.

A turbina Michell-Banki, também chamada de fluxo transversal, fluxo cruzado, Michel-Ossberger, ou simplesmente Banki, tem o comportamento de uma turbina de ação, estando no mesmo nível de classificação das turbinas Pelton e Turgo.

O seu campo de aplicação atende quedas de 3 a 100 m, vazões de 0,02 a 2,0 (m³/s) e potências de 1 a 100 kW. Devido à sua facilidade de padronização, pode apresentar rotações específicas entre 40 a 200.

Devido à sua simplicidade construtiva e as peculiaridades quanto ao seu funcionamento, esta turbina mostra-se altamente indicada para ser usada em microcentrais hidroelétricas.

Destacam-se as seguintes vantagens:

- Construção simples, poucas peças móveis, facilitando a manutenção
- Fácil instalação, diminuindo os custos de obras civis
- Custos iniciais inferiores aos dos outros tipos de turbinas usadas em centrais de baixa queda
- Trabalha sob condições ideais de funcionamento, mesmo se funcionando a cargas parciais
- Pode trabalhar em várias situações de queda e vazão, permitindo a sua padronização e, conseqüentemente, diminuindo os custos de fabricação
- Componentes, como o disco do rotor, a tampa e as pás podem ser fabricados a partir de uma chapa de aço carbono
- Pás são apenas calandradas
- Adapta-se a tubos de sucção

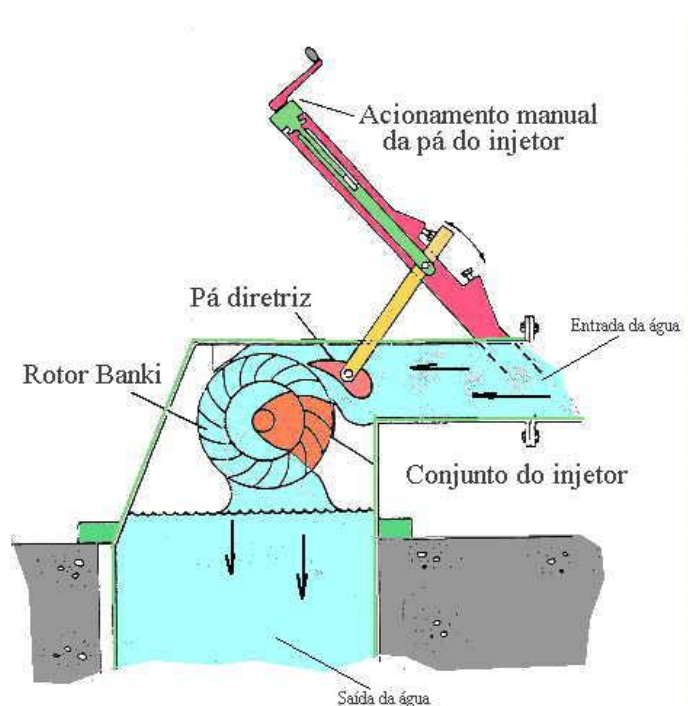


Figura 29 - Esquema de uma turbina de fluxo cruzado com regulador manual (fonte: <http://meusite.mackenzie.com.br/mellojr>, acesso em 25/09/2010)

5.1.4. TURBINAS KAPLAN

As turbinas Kaplan foram concebidas pelo engenheiro austríaco Victor Kaplan (1876-1934) que, por meio de estudos teóricos e experimentais, criou um novo tipo de turbina a partir

das turbinas hélice, com a possibilidade de variar o passo das pás. Surge então a turbina hélice de pás reguláveis.

A turbina consiste, basicamente, de um rotor, similar a hélice de navio, ajustada internamente na continuação de um conduto, com o eixo saindo do conjunto no ponto em que a tubulação muda de direção.

Normalmente três ou quatro pás são utilizadas quando a altura de queda é relativamente baixa, podendo ter até oito pás para maiores alturas. A entrada da água é regulada por palhetas diretrizes. O rendimento dessa turbina com vazões menores daquela do ponto normal de funcionamento tende a baixar de maneira considerável, até mais acentuada que na turbina Francis. Variando o passo das pás do rotor simultaneamente com as palhetas do distribuidor, pode-se conseguir bons rendimentos com vazões parciais.

Possuem menos eficiência, mas são mais fáceis de serem produzidas. Podem ser consideradas para aplicações em micro centrais, onde o baixo custo e a facilidade de fabricação são fatores prioritários.

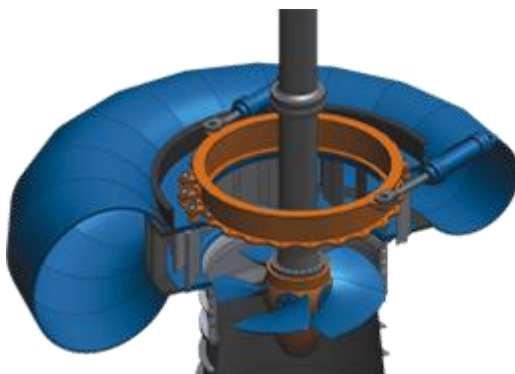


Figura 30 - Turbina Kaplan (fonte: <http://www.hidroenergia.com.br/es/index.php?i=turbina-kaplan>. Acesso em: 12/10/2010)

As Turbinas Kaplan são as mais indicadas para baixas quedas (3 a 35 metros) e grandes vazões.

- Turbina Kaplan "Vertical", com caixa espiral em aço ou semi-espiral em concreto
- Turbina Kaplan tubular "S" de montante, de jusante ou ainda inclinadas
- Turbina Kaplan em configuração "Bulbo Tubular"

Podem ser produzidas com potências individuais até 15 MW com simples regulação (pás do rotor fixa, em "hélice"), ou de dupla regulação (pás do distribuidor e do rotor reguláveis), o que lhes garante uma excelente curva de rendimento.

6. FLUXOGRAMAS

Os dois fluxogramas, apresentados a seguir, ilustram as etapas e atividades necessárias à consecução de um empreendimento como uma PCH.

O Fluxograma de Atividades para Estudos e Projeto Básico de PCH (figura 31), apresenta a seqüência de estudos para o projeto, conforme sugerido ao longo destas Diretrizes.

O Fluxograma de Implantação de uma PCH (figura 32) descreve as etapas percorridas durante a implantação de uma PCH e as devidas interações, principalmente no tocante aos estudos de engenharia, ambientais e providências institucionais.

As atividades previstas são típicas para estudos e projetos dessa natureza, independentemente do porte do aproveitamento.

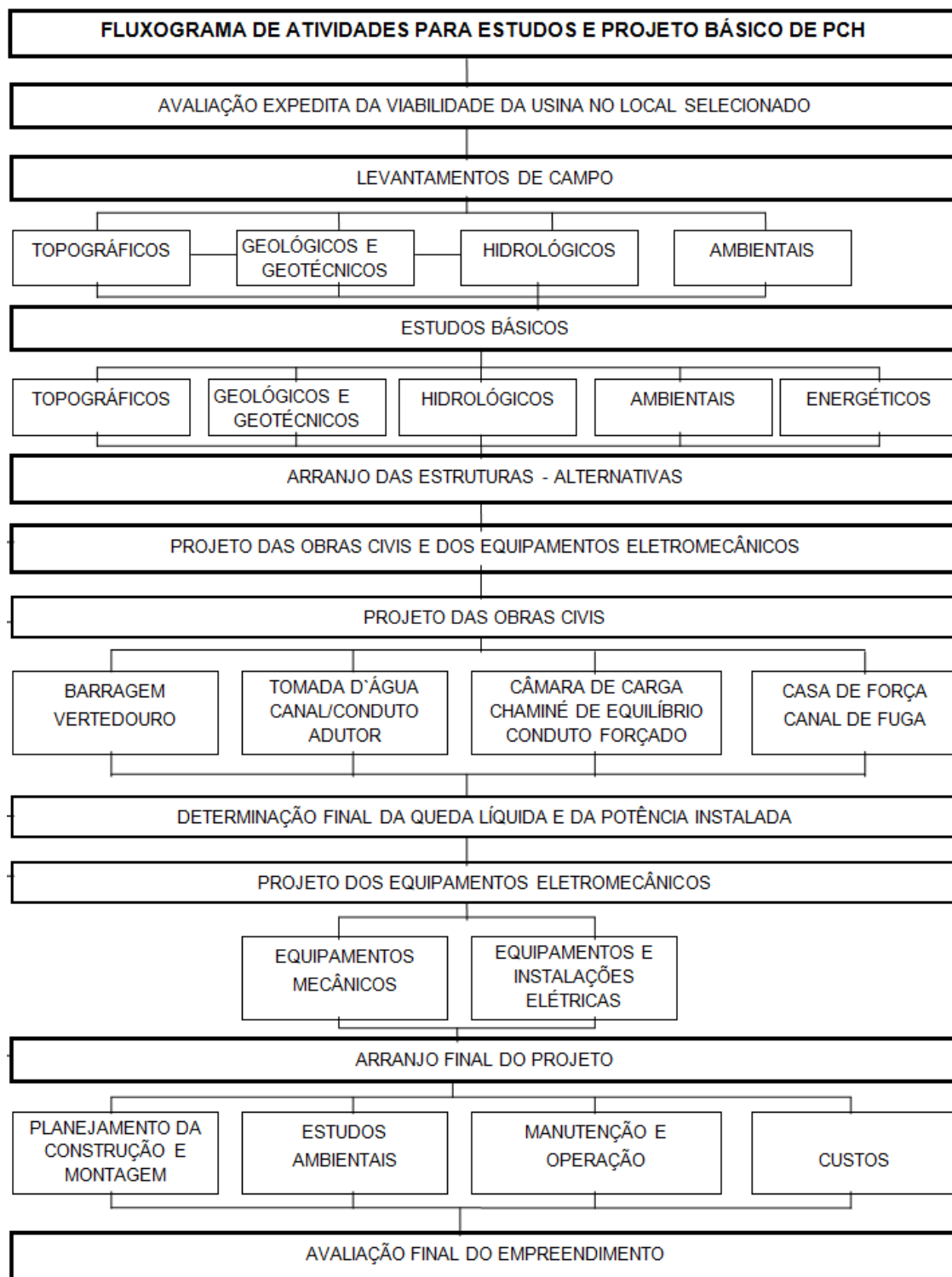


Figura 31- Fluxograma de Atividades para Estudos e Projeto Básico de PCH (fonte: ELETROBRAS, 1997)

FLUXOGRAMA DE IMPLANTAÇÃO DE UMA PCH

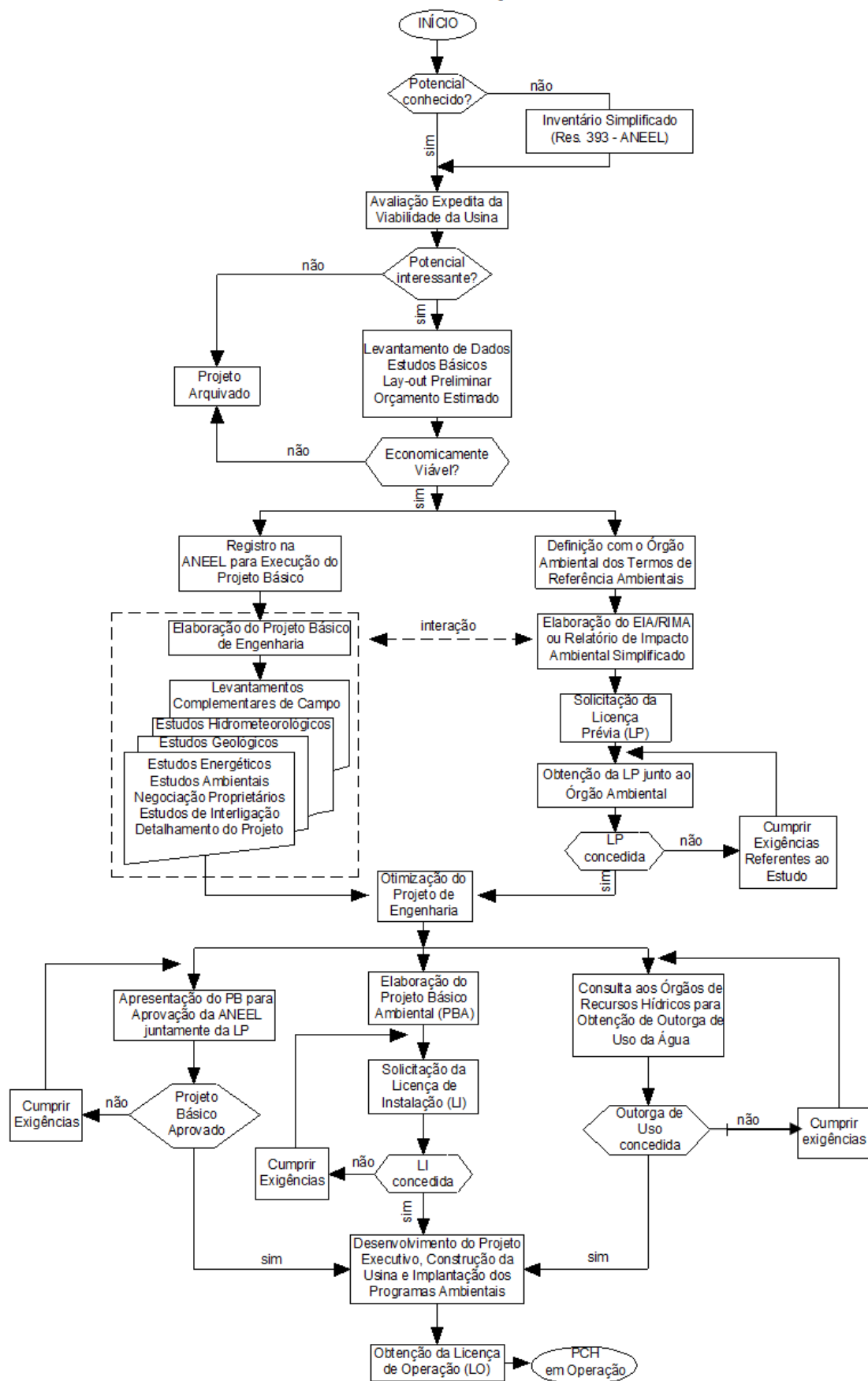


Figura 32 - Fluxograma de Implantação de uma PCH (fonte: ELETROBRAS, 1997)

7. CRESCIMENTO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NO PAÍS.

De acordo com dados obtidos da “Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica”, feito pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética) o consumo de energia elétrica teve um crescimento de 9,9% no primeiro semestre de 2010. O consumo por setor pode ser analisado abaixo:

Consumo industrial

Com crescimento de 15,1% frente a junho de 2009, o consumo industrial nacional totalizou 15.658 GWh, mantendo o patamar dos últimos meses e do período pré crise. O resultado semestral indica expansão de 13,8% frente a 2009, o que representa 10,8 mil GWh a mais de consumo (valor que equivale ao consumo industrial semestral dos estados da Bahia, Pará e Mato Grosso do Sul juntos) (EPE,2010a).

Consumo residencial

O consumo residencial segue em forte expansão. Totalizando 8.663 GWh em junho, apontou crescimento de 9,5% frente ao mesmo mês de 2009. O realizado do semestre foi de 53.831 GWh, com expansão de 8,1% (EPE,2010a).

Consumo comercial

Tal qual verificado no residencial, o consumo comercial também obteve uma trajetória ascendente de crescimento, mesmo no período mais agudo da crise financeira em 2009, e intensificou ainda mais as taxas de crescimento ao longo de 2010. O consumo no mês de junho totalizou 5.422 GWh, crescendo 7,8% no mês. No semestre a expansão verificada foi de 7,7% (EPE,2010a).

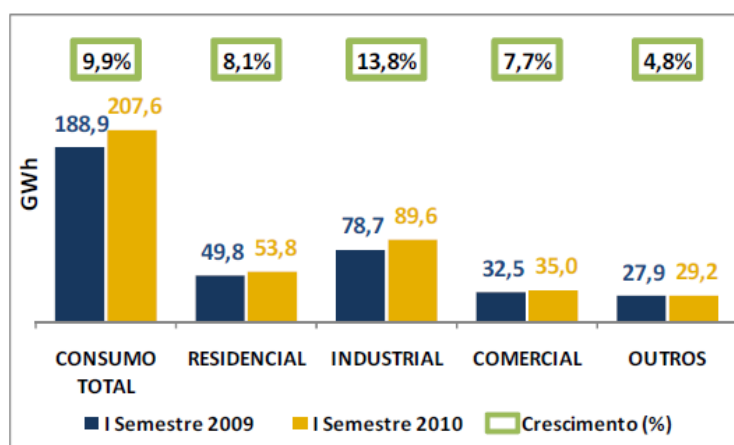


Figura 33 - Gráfico referente ao consumo de energia no 1º semestre de 2010 (fonte: EPE - Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica - Junho 2010)

8. POR QUE CONSTRUIR PCHS?

Embora, o custo da energia elétrica produzida pelas PCH's seja superior ao de uma usina hidrelétrica de grande porte, UHE – Usina Hidrelétrica de Energia (onde o reservatório pode ser manipulado para diminuir a ociosidade ou desperdício de energia, ao contrário da PCH), com o crescimento da demanda por energia nos próximos anos, especialmente de fontes renováveis, e o esgotamento do potencial dos rios para grandes hidrelétricas, estão sendo atraídos novos investidores para as usinas de pequeno porte. "A construção de PCHs tem se mostrado uma boa estratégia de diversificação de investimentos para grupos internacionais", diz Frederico Dieterich, sócio do escritório Azevedo Sette Advogados, que presta assessoria jurídica a projetos de PCHs (VIALLI, 2009).

O Brasil vive um “boom” de projetos de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), que são usinas com potência entre 1 e 30 megawatts (MW) e de baixo impacto ambiental. Atualmente existem mais de 1.000 projetos de pequenas usinas em análise pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Juntas, essas usinas terão capacidade de produzir 7,5 mil MW de energia. O custo, relativamente baixo, de se implementar PCHs, em torno de R\$ 5 milhões o MW/h, aliado ao menor tempo na expedição de licenças ambientais está atraindo a atenção de fundos de investimentos e grupos internacionais.

As pequenas usinas podem responder por até 8% da matriz energética do país nas próximas quatro décadas. "O potencial conhecido hoje das PCHs chega a 25 gigawatts (GW) e corresponde à potência de duas Itaipus", diz Geraldo Lúcio Tiago Filho, secretário executivo do Centro Nacional de Referência em PCHs (CERPCH), ligado à Universidade Federal de Itajubá (Unifei), em Minas Gerais (VIALLI, 2009).

Dados da Aneel apontam que há 368 PCHs em operação, que geram 3.171 MW de potência, e são responsáveis por 2,88% da matriz energética brasileira. Está prevista para os próximos anos um acréscimo de 877,3 MW na capacidade de geração do país, oriundos de 64 empreendimentos em construção. As usinas outorgadas entre 1998 e 2010 somam 148, que vão gerar 2.073 MW de potência. (ANEEL, 2010)

Segundo dados do relatório de fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica os empreendimentos que entraram em operação comercial ao longo do ano passado, geraram uma potência de 3.565,11 MW. Deste montante, 610,86 MW são hidrelétricas, 463,32 MW pequenas centrais hidrelétricas, 266,93 MW eólicas e 2.224 MW de térmicas. (ANEEL, 2010)

Tabela 8 - Empreendimentos em operação

Empreendimentos em operação				
Fonte	Qtde	Potência Outorgada (MW)	Potência Fiscalizada (MW)	%
CGH	315	181,30	179,70	0,17
EOL	45	797,90	794,33	0,73
PCH	368	3.171,46	3.128,88	2,88
SOL	1	0,02	0,02	0
UHE	168	75.675,38	75.861,80	69,72
UTE	1337	29.158,10	26.836,84	24,66
UTN	2	2.007,00	2.007,00	1,84
Total	2236	110.991,18	108.808,58	100

Fonte: Aneel (Mai/2010)

Tabela 9 - Usinas outorgadas entre 1998 e 2010

Usinas outorgadas entre 1998 e 2010*			
Fonte	Qtde	Potência Outorgada (MW)	%
CGH	71	47,63	0,24
CGU	1	0,05	0
EOL	35	1.906,28	9,5
PCH	148	2.073,37	10,33
SOL	1	5,00	0,02
UHE	11	2.190,00	10,91
UTE	166	13.843,77	68,99
Total	433	20.066,10	100

Fonte: Aneel (Mai/2010)

Tabela 10 - Empreendimento em construção

Empreendimentos em construção			
Fonte	Qtde	Potência Outorgada (MW)	%
CGH	1	0,85	0
EOL	2	70,05	0,4
PCH	64	877,39	4,98
SOL	0	0,00	0,00
UHE	16	10.128,50	57,45
UTE	52	5.204,27	29,52
UTN	1	1.350,00	7,66
Total	136	17.631,06	100

Fonte: Aneel (Mai/2010)

8.1. VANTAGENS PARA O INVESTIDOR

A geração de energia voltou a ser um grande negócio. No caso das PCHs, primeiramente, porque elas gozam de incentivos diversos do governo e da ANEEL. Os aspectos creditícios são os mais atraentes e numerosos. "As PCHs têm 15 anos de prazo para amortizar os empréstimos e três de carência. A participação dos agentes financeiros é de 80 a 90% no total do valor solicitado. Há disponibilidade de recursos no BNDES, na Caixa Econômica Federal, em Fundos Constitucionais, Fundos de Pensão, na forma de FIP-IE, bancos multilaterais BID/CORPORATE e BIRD/IFC e investidores internacionais", cita Edimar Borges de Freitas, engenheiro e presidente da ENERTEC Engenharia e Soluções Energéticas S.A., de Brasília (DF) (VERSATILLE, 2010).

Se a PCH ficar localizada em um município com Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) menor que 0.66, ela receberá outros incentivos fiscais. Além disso, legalmente, para a instalação é dispensada a licitação pública. A ANEEL autoriza a operação por 30 anos, renováveis por outros 30. Ambientalmente, o impacto das PCHs é muito menor se comparado as Usinas Hidrelétricas de Energia, UHE. - jargão que define as hidrelétricas médias e de grande porte - fato mais que relevante. Em países que levam a sério a questão ecológica, como a Alemanha, elas são muito populares na geração de energia.

Hoje, existem três opções para a compra de energia elétrica no mercado livre. São elas:

- energia convencional;
- energia proveniente do biogás;
- energia gerada em PCH's (pequenas centrais hidrelétricas) e as coogeradas - do bagaço da cana-de-açúcar.

A energia convencional tem menor preço por MW/h (megawatt hora), mas o seu transporte é mais caro, resultando em custo maior.

No caso da proveniente do biogás, existe incentivo de 50% de desconto na tarifa de distribuição, acarretando valor geral do serviço menor. O processo de geração se dá pela captação, entubação e queima do gás que vem dos lixões. Isso evita a disseminação do gás na atmosfera.

Já a produzida por PCH's e queima do bagaço da cana possui 100% de desconto no "frete da mercadoria", diz Amorim. Ele explica que neste tipo de energia, um terço do custo corresponde ao transporte e dois terços à energia.

O investimento em PCHs é recente e, no Brasil, começa-se a entender seu potencial econômico. No entanto, Cristiano Tessaro, Engenheiro Eletricista e especialista no assunto, afirma que as PCHs valorizam o investimento. "Após gerar o primeiro MW (megawatt) de

energia, a PCH passará a estar avaliada em um 20% a mais em relação ao valor investido inicialmente, sem contar o próprio reajuste anual” (ROBLEÑO.2010).

A instalação de uma PCH, porém, segue alguns protocolos: estudos hidrológicos, licenças ambientais, entre outros, o que leva em torno de 6 anos para que a pequena central hidrelétrica, depois de adquiridas as licenças, esteja em pleno funcionamento. Tessaro, que já atuou na área de comercialização de energia da Celesc, diz que o processo é lento, mas necessário. “Uma PCH pode ser construída em 18 meses, mas o que consome mais tempo para que seja ativada é a obtenção de licenças e documentos exigidos. Porém, este processo é necessário, pois garante que uma PCH seja segura, de qualidade e sustentável” (ROBLEÑO, 2010).

Além disso, há a “invasão estrangeira”. Um aumento na participação estrangeira no mercado de energia brasileiro. Um bom exemplo disso, é a Boving Fouress Limited (BFL), que está no Brasil desde 2008, e acredita que o momento é propício para acelerar os investimentos.

“Com o preço que está à energia nos leilões, os empreendedores terão que reduzir custos - eles não têm outra opção. Esse custo pode ser reduzido ou nos equipamentos ou nas obras civis. E, em equipamentos, os indianos tendem a ser muito mais baratos que os nacionais”, explica Bernardo Bicalho, diretor de negócios da Rian Energia, parceira comercial da BFL no País. (PORTAL PCH,2010b)

A idéia da companhia é aumentar sua participação no mercado brasileiro, onde, desde sua entrada, fechou o fornecimento de 50MW para pequenas usinas.

Em suma, as centrais de pequeno porte apresentam várias vantagens, como menor valor de investimento, prazo menor para implantação e menores interferências ambientais. Outra vantagem é que as PCHs são dispensadas do processo de licitação e há disponibilidade de linhas de financiamento no mercado. Ainda há benefícios na transmissão e distribuição. Estes fatores reduzem os custos, mas não os prazos para se obter o licenciamento ambiental, que continuam extensos.

8.1.1. INCENTIVOS PARA A INSTALAÇÃO DE PCHS NO BRASIL

- Descontos superiores a 50% na TUSD/TUSD - Resolução 281, de 10 de outubro de 1999;
- Livre comercialização com consumidores > 500kW - Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, e Lei 9.427, de 26 de dezembro de 2006;
- Isenção da CFURH (Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos) - Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996;

- Participação na CCC (quando substituir geração térmica a óleo diesel em sistemas isolados) - Resolução 245, de 11 de agosto de 1999;
- Comercialização com agentes de distribuição, com limite tarifário definido pela Aneel Resolução 167 de 10 de outubro de 2005;
- Obtenção da “concessão” sem licitação. Outorga de autorização não onerosa, evitando riscos na participação em leilões - Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- Possibilidade de RAS (Relatórios Ambientais Simplificados) na solicitação do licenciamento ambiental - Resolução CONAMA 279, de 27 de junho de 2001;
- Isenção de pagamento de UBP (Uso de Bem Público) - Lei 9.648, de 27 de maio de 1998;
- Isenção da obrigação de aplicarem P&D (1% aa) - Lei 9.991, de 24 de julho de 2000;
- Garantia física calculada com base na média da série de vazões (no mínimo, dos últimos 30 anos) - Portaria 463, de 03 de dezembro de 2009, e Resolução 169, de 03 de maio de 2001;
- Regulamentação da participação das PCHs no MRE e definição da metodologia de cálculo da Energia Assegurada (Resolução ANEEL nº 169, 2001);
- Possibilidade de se optar pelo regime de tributação pelo lucro presumido;
- Necessidade de simplificação do licenciamento ambiental de PCHs (diminuição de entraves na esfera ambiental incluindo recursos hídricos);
- Melhoria na qualidade dos projetos;
- Conscientização de que “UMA PCH NÃO É UMA USINA PEQUENA”;

8.1.2. PROINFA

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica é um programa instituído em 2002 para diversificar a matriz energética brasileira e buscar soluções de cunho regional, com a utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis.

O PROINFA prevê o aumento da participação da energia elétrica produzida com base em fontes renováveis no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN). O programa prevê a contratação de 3.300MW de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), produzidos por fonte eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).

De acordo com a diretoria do Departamento de Desenvolvimento Energético do MME, além da geração de 150 mil novos postos de trabalho diretos e indiretos na construção de novos empreendimentos do setor, a emissão de CO² evitada será de 2,8 milhões de toneladas ao término do projeto. Sem contar o investimento em tecnologia, estimado em R\$ 4 bilhões, que

será injetado no país com a aquisição de equipamentos e materiais para a construção de tais usinas.

Para mensurar o valor do programa do Ministério, a Associação Brasileira dos Pequenos e Médios Produtores de Energia Elétrica - APMPE, fundada em julho de 2000, tem seu foco no PROINFA, no desconto nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição e na competitividade das fontes alternativas no mercado de consumidores livres. Os cerca de 50 associados, espalhados pelo país, buscam ter seus interesses atendidos por meio da união dos pequenos e médios produtores de energia.

Objetivos:

- Diversificação da matriz energética brasileira, aumentando a segurança no abastecimento
- Valorização das características e potencialidades regionais e locais, com criação de emprego, capacitação e formação de mão-de-obra
- Redução das emissões de gases de efeito estufa

Valor Econômico da PCH (corrigido pelo IGP-M até jul/10): R\$ 167,53/MWh

Tabela 11 - Resultados da contratação (fonte: ANEEL, 2010)

FONTE	EMPREENDIMENTOS	POTÊNCIA (MW)
Biomassa	27	685
Eólica	54	1.423
PCH	63	1.192
TOTAL	144	3.300

8.1.3. FINANCIAMENTO PELO BNDES

Do ponto de vista empresarial, a decisão de financiar com recursos de terceiros a implantação de um empreendimento depende do resultado da comparação entre a rentabilidade do projeto (medido pela Taxa Interna de Retorno sem Financiamento) com a Taxa Interna de Retorno com Financiamento. Se a TIR com financiamento for superior a TIR sem financiamento, diz-se que o financiamento alavanca a rentabilidade do projeto. Em caso contrário, o financiamento é oneroso ao empreendimento, pois reduz a rentabilidade dos capitais próprios investidos.

Para garantir a compra da energia gerada pela usina (pela ELETROBRAS) e o financiamento para a construção (pelo BNDES), foi criado o Programa de Desenvolvimento e Comercialização de Energia Elétrica de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH-COM). As fases de funcionamento são as seguintes:

- A ELETROBRAS promoverá uma CHAMADA PÚBLICA, para que os investidores apresentem seus pedidos de habilitação de projetos;
- Com base nos pedidos apresentados, o BNDES fará a análise do conceito cadastral dos sócios de cada SPE - Sociedade de Propósito Específico e definição do spread de risco, enviando à ELETROBRAS seu parecer;
- Com a recomendação do conceito cadastral dos empreendimentos, a ELETROBRAS inicia a fase de análises técnico-orçamentárias dos projetos, verificando se os mesmos atendem aos critérios de qualidade de projeto constante do Manual "Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas" da ELETROBRAS;
- Aprovada a viabilidade técnico-orçamentária de um projeto, pela ELETROBRAS, o BNDES inicia a fase de estudo de sua viabilidade econômico-financeira. Nesta etapa será definido o valor do financiamento e analisada a capacidade de aporte de recursos próprios requeridos pelo projeto, bem como a capacidade de pagamento, além do esquema proposto de garantias para o financiamento pleiteado;
- A decisão final para apoio ao projeto será tomada em conjunto entre o BNDES e a ELETROBRAS. Tendo sido aprovado, serão assinados os contratos de compra de energia com a ELETROBRAS e de financiamento com o BNDES;
- Na hipótese de aprovação conjunta do projeto, a ELETROBRAS fará o acompanhamento da obra e fiscalização através de Auditoria do Controle de Qualidade da Obra, encaminhando ao BNDES Relatórios Trimestrais de Acompanhamento do Projeto, com base nos quais o banco promoverá as liberações trimestrais, conforme o Quadro de Usos e Fontes do Projeto;
- Após a entrada em operação e durante o período de vigência do contrato de compra de energia, a ELETROBRAS fará o acompanhamento da qualidade da operação e manutenção das usinas participantes do PCH-COM.

O BNDES apresenta duas Políticas Operacionais distintas, são elas:

Operações Diretas - Contratadas diretamente com o BNDES

Operações indiretas - Contratadas com as instituições financeiras credenciadas como repassadoras de recursos do BNDES

Os fluxogramas a seguir mostram como funcionam as tramitações de projeto e os custos envolvidos.

Operação Direta

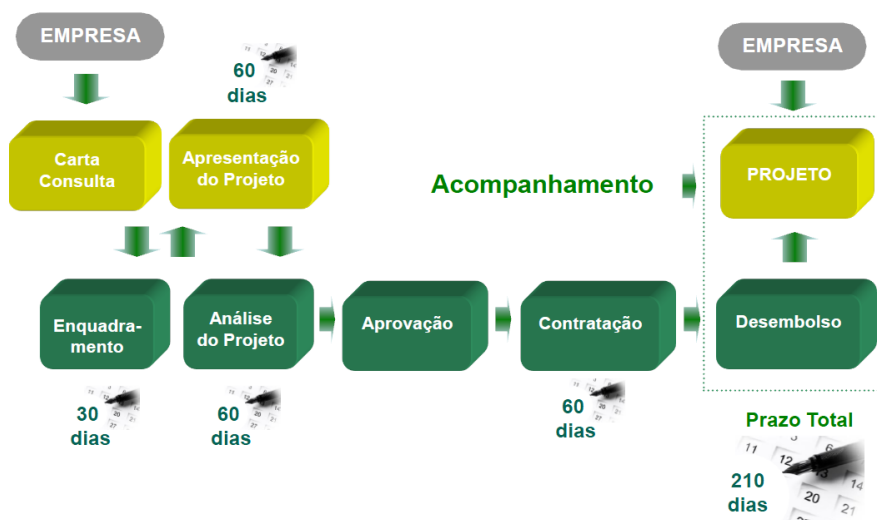


Figura 34 - Fluxo de tramitação de projetos (fonte: http://www.metodoenergia.com.br/vipch/palestras/pch_02_09_sala_principal/felipe_cerqueira_guth.pdf. Acesso em: 13/09/2010)

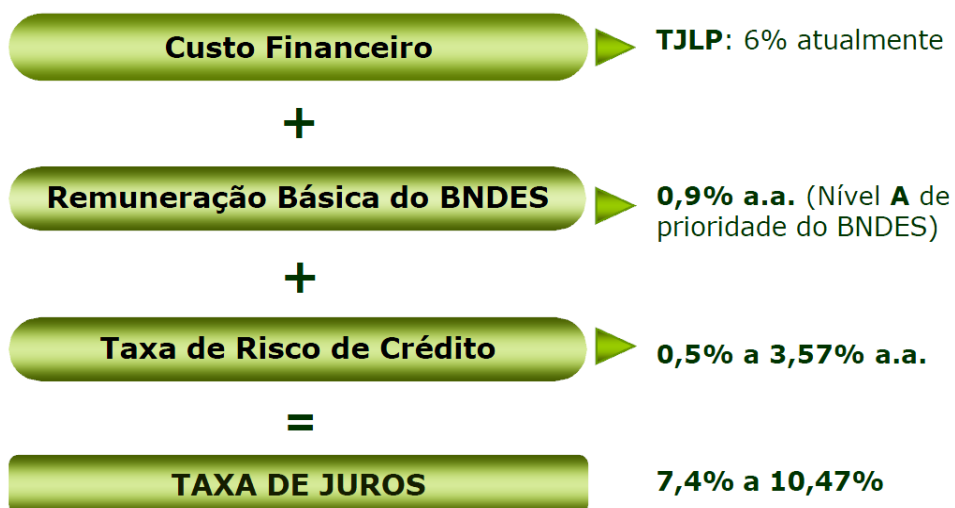


Figura 35 - Custos da operação direta (fonte: http://www.metodoenergia.com.br/vipch/palestras/pch_02_09_sala_principal/felipe_cerqueira_guth.pdf. Acesso em: 13/09/2010)

Operação Indireta

Análise do Projeto

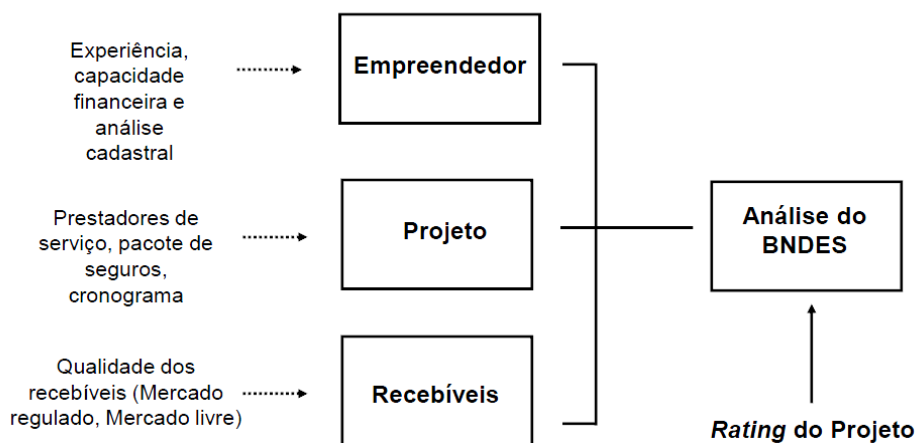


Figura 36 - BNDES e o projeto de financiamento indireto (fonte http://www.metodoenergia.com.br/vipch/palestras/pch_02_09_sala_principal/felipe_cerqueira_guth.pdf. Acesso em: 13/09/2010)

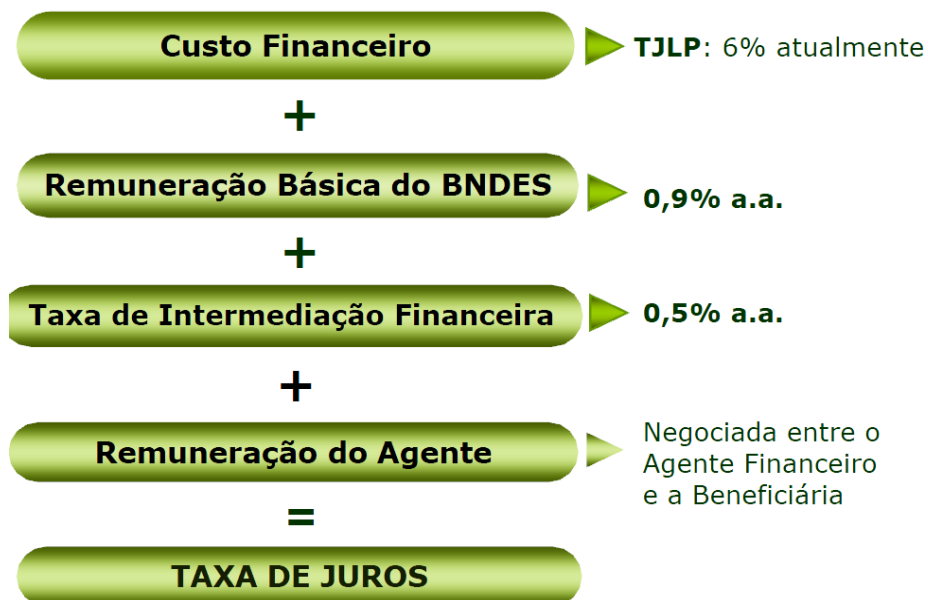


Figura 37 - Custos da operação indireta (fonte http://www.metodoenergia.com.br/vipch/palestras/pch_02_09_sala_principal/felipe_cerqueira_guth.pdf. Acesso em: 13/09/2010)

8.2. PROBLEMAS ENFRENTADOS PELO SETOR

As PCHs têm perdido a competitividade em relação a outras fontes de energia. Devido a isso, temos um baixo número de pequenas hidrelétricas cadastradas no certame. Para alguns especialistas, a resolução 343, de 2008, impactou no desenvolvimento das usinas em 2009 e 2010. Exigências da Agência Nacional de Energia Elétrica relacionadas ao projeto básico das usinas também são apontadas como dificuldades para viabilizar os empreendimentos.

Custos desalinhados entre construção e energia também são alguns dos obstáculos para a implantação de novas usinas.

Dificuldades enfrentadas:

No leilão de Reserva e de Fontes Alternativas, que ocorreu nos dias 25 e 26 de agosto de 2010, contratou-se 1.206,6 MW de potência instalada. Um total de 33 empreendimentos vendeu energia, a um preço médio de venda de R\$ 125,07/MWh. A energia negociada no leilão totaliza 445,1 MW médios, sendo 255,1 MW médios de eólica, 168,3 MW médios de biomassa (bagaço de cana) e 21,7 MW médios em pequenas hidrelétricas (EPE, 2010b).

Já no A-3, 56 empreendimentos comercializaram energia e, do total, foram 50 usinas eólicas, cinco Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e uma usina de biomassa. Para eólicas e biomassa, cujo preço-teto era de 167 reais por MWh, o valor médio foi de 134,23 reais por MWh, deságio de 19,6%. A energia contratada totalizou 662,2 megawatts (MW) médios. Para PCHs, o preço médio foi de 146,99 reais por MWh, deságio de 5,17% em comparação ao teto de 155 reais por MWh. Foram vendidos 48,1 MW médios de energia (EPE, 2010b).

Tabela 12 - Leilões de Fontes Alternativas 2010 - Resultado Final (fonte: EPE - Leilões de Fontes Alternativas, 2010)

Fonte	Projetos contratados	Potência instalada (MW)	Energia negociada (MW médios)	Preço médio (R\$/MWh)
Eólica	70	2.047,8	899	130,86
Biomassa	12	712,9	190,6	144,20
PCH	7	131,5	69,8	141,93
TOTAL	89	2.892,2	1.159,4	133,56

Com esse patamar, é meramente impossível para uma PCH competir com um parque eólico. O que mais preocupa para as PCHs é essa atratividade que demonstram as eólicas, porque a competição é entre as fontes, e definitivamente, é um mercado que as PCHs não irão conseguir competir. Então, só resta voltarem para o mercado livre.

Outro vilão que desafia as pequenas centrais é a carga tributária. O governo exige modicidade tarifária, e uma PCH tem 34,5% de imposto em sua fase de construção, o que

destrói a competitividade que as PCHs poderiam apresentar. Além de não haver isenção ou redução tributária, não houve evolução tecnológica para estas, impactando os preços finais. (NOVO AMBIENTE, 2010)

Além disso, é preciso simplificar e agilizar o processo de emissão de licenças necessárias (o que gera redução das despesas iniciais de projeto) e facilitar a obtenção de financiamento para a construção.

Nas condições atuais de mercado, os empreendedores de PCHs precisariam de um fator de pelo menos R\$ 200 MWh, dependendo do fator de capacidade da usina e da participação do financiamento no valor da obra. O presidente da Associação Brasileira dos Pequenos e Médios Produtores de Energia Elétrica (APMPE), Ricardo Pigatto, avalia que a falta de força ante as demais fontes de geração é consequência direta da falta de isonomia nas condições de mercado para os empreendedores disputarem contratos no mercado regulado no Brasil. (PORTAL PCH, 2010a).

Os empreendedores do setor têm 14 anos para pagar o financiamento ao Banco de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), enquanto grandes obras, como a Usina Belo Monte, podem pagar a dívida em 30 anos. Além disso, as taxas do banco de fomento são mais altas para PCHs (7%, ante 4% de outras fontes), não há isenção de ICMS para aquisição de equipamentos, como para as eólicas, ou desconto no Imposto de Renda (PORTAL PCH, 2010a).

De acordo com Pigatto, se as condições isonômicas fossem aplicadas, as PCHs seriam mais competitivas no mercado, conseguiriam vender energia a um preço de R\$ 140 MWh, já que hoje, os tributos respondem por 34% do custo da obra (PORTAL PCH, 2010a).

9. VIABILIDADE DOS EMPREENDIMENTOS DE PCHS

A viabilidade econômica de uma PCH depende, principalmente, do preço de venda da energia e dos investimentos realizados por MWh gerado. Outras variáveis também afetam a rentabilidade, como o tempo de instalação da usina, o nível de utilização da capacidade instalada, os custos administrativos e operacionais e os encargos financeiros dos financiamentos contratados.

Em relação à Análise de Investimentos, temos basicamente 2 grupos de métodos de análise: Métodos Práticos e Métodos Analíticos. Os primeiros são imprecisos e podem conduzir a decisões erradas, embora sejam muito utilizados por pequenas e médias empresas. Já os analíticos são mais precisos, pois, são baseados no valor do dinheiro no tempo, o que os tornam consistentes. A precisão está ligada a metodologia utilizada para analisar os dados do projeto.

Dentre os métodos analíticos para análise de investimento, destacam-se: o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR).

A TIR é o percentual de retorno obtido sobre o saldo investido e ainda não recuperado em um projeto de investimento. Matematicamente, a TIR é a taxa de juros que torna o valor presente das entradas de caixa igual ao valor presente das saídas de caixa do projeto de investimento.

Já a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) expressa o valor do dinheiro no tempo para a empresa. Essa taxa é específica para cada empresa e representa a menor taxa de retorno que ela está disposta a aceitar em um investimento de risco, para abrir mão de um retorno certo, num investimento praticamente sem risco.

Neste trabalho, afim de, analisarmos a viabilidade do investimento, iremos comparar a TIR com a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) do projeto para a empresa.

Podemos ter 3 relações entre as taxas, são elas:

- TIR maior do que a TMA: significa que o investimento é economicamente atrativo para a empresa
- TIR igual à TMA: o investimento está economicamente numa situação de indiferença
- TIR menor do que a TMA: o investimento não é economicamente atrativo, pois seu retorno é superado pelo retorno de um investimento de menor risco

Para uma análise econômico-financeira da instalação de uma PCH, devem ser levados em consideração vários fatores, são alguns deles:

Potência instalada:

Capacidade total de produção de uma usina.

Para a PCH em estudo, foi considerado o valor de 20MW instalados.

Garantia física:

A garantia física é o montante de energia que poderá ser comercializado com os agentes de distribuição nos Leilões de energia.

No estudo de caso admitiu-se uma garantia física de 11,0 MW médios, o que corresponde a um fator de capacidade de 0,55.

Preço de venda da energia:

Valor da energia a ser vendida em leilões ou no mercado aberto.

Foi considerado o valor de R\$141,93, referente aos leilões de fontes alternativas de 2010.

Prazo total de construção:

O prazo foi considerado de 24 meses após início das obras.

Custo de implantação:

O orçamento total para a implantação pode ser dividido, simplificada, em três partes: EPC; custos ambientais e administração; engenharia do proprietário e outros.

Foi considerado um custo de R\$5.500,00 por KW instalado.

Fluxo de desembolso do investimento:

Fluxo de investimentos injetados no projeto (“dinheiro gasto”). Quanto mais tarde for o desembolso, melhor fica o resultado da análise econômico-financeira.

Foi considerado um desembolso de 50% no primeiro ano.

Vida útil econômica;

A vida útil da PCH foi estabelecida como sendo de, pelo menos, 30 anos.

Taxa de juros do financiamento:

Foi estabelecida uma taxa de juros de 8,5% (considerando o valor para operações diretas com o BNDES).

Capital próprio (*equity*):

Capital não financiado, injetado pelo dono do empreendimento.

Foi considerado o valor de 20% do total da obra.

Existem, também, outros fatores que influem no estudo econômico de uma PCH, como: Prazo de amortização, Impostos, taxas, contribuições e encargos conforme legislação vigente para o regime tributação pelo lucro presumido, Perdas no Sistema de Transmissão e Spread.

Porém, alguns dados foram deixados de lado, afim de, facilitar o estudo e os cálculos apresentados.

Para analisarmos a viabilidade econômica de uma PCH, utilizaremos um software de simulação de investimento em PCH, oferecido pela PERFORMANCE CENTRAIS HIDRELETRICAS, que pode ser obtido através do endereço abaixo:

http://www.pch.com.br/investir/frame_simulacao.htm

Para a simulação de investimento na construção de uma PCH, foram utilizados os seguintes dados:

- Potência instalada: 20,0 MW;

- Garantia física: 11,0 MW médios;
- Prazo total de construção: 24 meses
- Fluxo de desembolso do investimento: 50% no primeiro ano
- Preço de venda da energia: R\$141,93
- Custo de implantação: R\$5.500,00 por KW instalado
- Vida útil econômica: 30 anos;
- Taxa de juros do financiamento: 8,5% aa
- Capital próprio (*equity*): 20%
- Taxa Mínima de Atratividade (TMA): 15%

Abaixo temos os resultados obtidos, após a simulação, utilizando o software de simulação fornecido pela PERFORMANCE CENTRAIS HIDRELETRICAS:

TIR calculada para o fluxo de caixa do empreendedor – 11,66%

VPL do projeto tomado a taxa de juros de 10% aa fixo – R\$14.935.774,00

Valor a ser investido pelo empreendedor sem juros (EQUITY) – R\$28.380.000,00

PAY BACK SIMPLES (s/ juros) – N° de anos para o retorno do EQUITY - 13

A figura 38 mostra a interface do programa utilizado e os dados obtidos.

DADOS PARA A SIMULAÇÃO DE INVESTIMENTO EM PCH'S			
I N F O R M A Ç Õ E S	CAPACIDADE INSTALADA DA PCH	20,00 [MW]	EXEMPLO LIMPAR SIMULAR
	ENERGIA A SER COMERCIALIZADA PELA PCH	11,00 [MWh]	
	PREÇO DE VENDA DA ENERGIA	141,93 [R\$ / MWh]	
	CUSTO DO KW INSTALADO CONSIDERANDO SÓ O EPC	5.500,00 [R\$]	
	% DE RECURSOS OBTIDA JUNTO AO FINANCIADOR	80,00 [%]	
	TAXA DE JUROS COBRADA PELO FINANCIADOR	8,50 [%]	
	DESEMBOLSO DE CAPITAL NO 1o. ANO	50,00 [%]	
RESULTADOS E ÍNDICES ECONÔMICOS DA SIMULAÇÃO			
TIR CALCULADA PARA O FLUXO DE CAIXA DO EMPREENDEDOR		11,66% [%]	SAIR
VPL DO PROJETO TOMADO À TAXA DE JUROS DE 10% AA FIXO		14.935.774 [R\$]	
VALOR A SER INVESTIDO PELO EMPREENDEDOR SEM JUROS ('EQUITY')		28.380.000 [R\$]	
PAY BACK SIMPLES (S/JUROS) - N° DE ANOS PARA RETORNO DO EQUITY		13 ANOS	
  <p>Protegido por Leis de Copyright com direitos reservados. Esta simulação tem caráter meramente didático e ilustrativo. Para maiores detalhes de simulações entre em contato conosco Telefone: (11) 3123 3030 e-mail: contato@pch.com.br</p>			

Figura 38 - Simulação de investimento para a construção de uma PCH

Como a TMA foi estabelecida como 15%, e obtivemos uma TIR de 11,66%, temos que o investimento não é viável, com as condições que foram propostas no exemplo.

A figura abaixo mostra um exemplo de projeto que seria interessante para o investidor:

DADOS PARA A SIMULAÇÃO DE INVESTIMENTO EM PCH'S

I N F O R M A Ç Õ E S	CAPACIDADE INSTALADA DA PCH	20,00	[MW]	EXEMPLO LIMPAR SIMULAR
	ENERGIA A SER COMERCIALIZADA PELA PCH	15,00	[MWh]	
	PREÇO DE VENDA DA ENERGIA	150,00	[R\$ / MWh]	
	CUSTO DO kW INSTALADO CONSIDERANDO SÓ O EPC	5.500,00	[R\$]	
	% DE RECURSOS OBTIDA JUNTO AO FINANCIADOR	70,00	[%]	
	TAXA DE JUROS COBRADA PELO FINANCIADOR	8,50	[%]	
	DESEMBOLSO DE CAPITAL NO 1o. ANO	35,00	[%]	

RESULTADOS E ÍNDICES ECONÔMICOS DA SIMULAÇÃO

TIR CALCULADA PARA O FLUXO DE CAIXA DO EMPREENDEDOR	16,56%	[%]	SAIR
VPL DO PROJETO TOMADO À TAXA DE JUROS DE 10% AA FIXO	66.124.109	[R\$]	
VALOR A SER INVESTIDO PELO EMPREENDEDOR SEM JUROS ("EQUITY")	40.920.000	[R\$]	
PAY BACK SIMPLES (S/JUROS) - Nº DE ANOS PARA RETORNO DO EQUITY	10	ANOS	





PERFORMANCE CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

Protegido por Leis de Copyright com direitos reservados.
 Esta simulação tem caráter meramente didático e ilustrativo.
 Para maiores detalhes de simulações entre em contato conosco
 Telefone: (11) 3123 3030 e-mail: contato@pch.com.br

Figura 39 - Exemplo de um projeto economicamente atrativo

10. CONCLUSÃO

Um dos problemas enfrentados pelas PCHs é que o governo exige modicidade tarifária muito alta, para uma PCH na fase de construção há 34,5% de impostos. Se não houvesse tantos impostos haveria uma maior competitividade no mercado energético. Além disso, a concorrência “desleal” (incentivos maiores para a energia eólica, por exemplo) com outras fontes de energia, dificulta a disputa por contratos no mercado regulado no Brasil, pela energia gerada pelas PCHs.

É necessário, também, simplificar e agilizar o processo de emissão das licenças necessárias. Isto gera grande redução das despesas iniciais do projeto. Outro fator que influi no preço de venda da energia são as tecnologias aplicadas para a geração de energia. Não houve grande desenvolvimento da tecnologia aplicada na geração de energia pelas PCHs, o que poderia baratear o custo de geração e fortalecer a pequena central no mercado.

Este trabalho contribui com os investidores em infra-estrutura, apresentando informações a respeito da construção de pequenas centrais e a comercialização da energia gerada. Alguns pontos da análise econômico-financeira nos moldes dos mais recentes Leilões de energia merecem destaque e devem ser previamente considerados na análise para a participação nos certames com novos empreendimentos.

É evidente e crucial estabelecer o patamar em que é fixada a TMA pela empresa. O completo domínio sobre os pontos acima descritos, particularmente a otimização do projeto e o custo necessário para sua implantação, podem permitir a fixação de uma TMA em nível mais baixo pela mitigação dos riscos.

Em suma, é fato que a isenção de alguns encargos setoriais e ainda o desconto de até 50% dos encargos de uso e conexão dos sistemas de distribuição e transmissão de energia para a geração de fontes alternativas e renováveis estimula o mercado e o interesse de consumidores especiais e livres por essa fonte de energia. Porém, o baixo preço teto oferecido pela energia gerada por PCHs e a tecnologia defasada, torna alguns investimentos inviáveis.

Cabe ao investidor ponderar a viabilidade do investimento, o que pode ser feito analisando a TIR e a TMA. Dependendo dos patamares fixados pela empresa o projeto pode ser viabilizado ou não.

11. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1- AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. Brasília, 2008
- 2- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2007, (online, <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em 07/2010).
- 3- ELETROBRAS CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS S.A. *Critérios de projeto civil de usinas hidrelétricas*. Rio de Janeiro, 2003.
- 4- EMPRESA DE PESQUISA ENERGETICA (EPE). *Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica*. 2010a.
- 5- EMPRESA DE PESQUISA ENERGETICA (EPE). *Informe a Imprensa – Leilões de Fontes Alternativas 2010*. São Paulo, 2010b.
- 6- MACHADO, Fernando Giacomini; SANTOS JUNIOR, Milton Francisco dos; SUGAI, Helio Mitsuo. *Análise Econômico-financeira de novas PCHs em leilões do novo modelo do setor elétrico*. Belo Horizonte, 2008.
- 7- MAUAD, F.F. *Aproveitamentos hidrelétricos*. São Carlos, 2004.

- 8- MINISTERIO DAS MINAS E ENERGIA, ELETROBRAS, DNAEE, *Manual de Mini Centrais Hidrelétricas*. Rio de Janeiro, 1985.

- 9- NOVO AMBIENTE – Desenvolvimento com Equilíbrio. Pequenas Notáveis, 2010. Disponível em:
<http://www.revistanovoambiente.com.br/revista/materias.php?id=64&edicao=3>
 Acesso em: 23/09/2010

- 10- PORTAL PCH. *Pequenas centrais querem isonomia para ter competitividade*, 2010a. Disponível em:
http://www.portalpch.com.br/index.php?option=com_content&view=article&id=3896:09082010-pequenas-centrais-querem-isonomia-para-ter-competitividade-&catid=1:ultimas-noticias&Itemid=98 Acesso em: 12/09/2010

- 11- PORTAL PCH. *Dificuldades no setor de PCHs atraem investidores indianos*, 2010b. Disponível em:
http://www.portalpch.com.br/index.php?option=com_content&view=article&id=3897:09082010-dificuldades-no-setor-de-pchs-atraem-investidores-indianos&catid=1:ultimas-noticias&Itemid=98 Acesso em: 12/09/2010

- 12- REVISTA VERSATILLE, *Pequenas Grandes Hidreletricas*, 2010. Disponível em:
http://www.revistaversatille.com.br/?pagina=p_postagem.php&pagina_=&c_cod_edicao=59&op=coluna&cod_postagem=261&cod_postagemcoluna=undefined&cod_postagemcategoria=&cod_evento=&cod_clipping=&cod_colunista=&cor_categoria=%23006699&cad_eventocategoria=&mes=&ano=&sql_p_=&sql_pp_=&campo_busca=&news_nome=nome&news_email=e-mail# Acesso em: 12/09/2010

- 13- ROBLEÑO, Fernando, *PCHs um bom negocio através de energias alternativas*. Premier Bussines, 2010. Disponível em:
<http://www.revistapremierbusiness.com.br/site/Post/Post.aspx?id=829> Acesso em: 25/10/2010.

- 14- VIALLI, Andrea. SOS Rios do Brasil. *Pequenas Usinas Hidrelétricas podem responder por até 8% de nossa Matriz Energética*, 2009. Disponível em:
<http://sosriosdobrasil.blogspot.com/2009/08/pequenas-usinas-hidreletricas-podem.html> Acesso em: 25/08/2010.

Consulta aos sites:

- **<http://www.portalpch.com.br>** - Portal PCH – Portal Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs
- **<http://www.cerpch.unifei.edu.br>** – Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas
- **<http://www.cndpch.com.br>** – Centro Nacional de Desenvolvimento de PCH
- **<http://www.ambienteenergia.com.br>** – Ambiente Energia – Meio Ambiente, Sustentabilidade e Inovação
- **<http://www.conferenciadepch.com.br>** – VI Conferência de PCH Mercado e Meio Ambiente
- **<http://www.apmpe.com.br>** – Associação Brasileira de Pequenos e Médios Produtores de Energia Elétrica
- **<http://www.pch.com.br>** – Performance Centrais Hidrelétricas