Universidade Federal do Rio de Janeiro
Escola Politécnica

AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE REATIVAÇÃO DE UMA CENTRAL GERADORA HIDRELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO

Elizabeth Wiltgen Mancebo
Pedro da Cunha Brandão

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Produção da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Orientador: José Roberto Ribas

Rio de Janeiro
Agosto de 2013

AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE REATIVAÇÃO DE UMA CENTRAL GERADORA HIDRELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO

Elizabeth Wiltgen Mancebo
Pedro da Cunha Brandão

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DE PRODUÇÃO.

Examinada por:

_____

Prof. José Roberto Ribas, D.Sc. (Orientador)

_____

Prof. Régis da Rocha Motta, Ph. D.

_____

Prof. Thereza Cristina Nogueira de Aquino, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
Agosto de 2013

Mancebo, Elizabeth Wiltgen
Brandão, Pedro da Cunha

Avaliação da Viabilidade Econômica de Reativação de uma Central Geradora Hidrelétrica: um Estudo de Caso – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2013.

X, 99 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: José Roberto Ribas

Projeto Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia de Produção, 2013.

Referencias Bibliográficas: p.77-79.

1. Central Geradora Hidrelétrica 2. Viabilidade Econômica. 3. Energia Elétrica.

I. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia de Produção. II. Avaliação da Viabilidade Econômica de Reativação de Uma Central Geradora Hidrelétrica: Um Estudo de Caso.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, ao nosso orientador, professor José Roberto Ribas, um agradecimento especial pela oportunidade de desenvolver este trabalho e pelas diversas orientações. Sem o seu apoio, disponibilidade e paciência esse trabalho não seria possível.

Ao corpo docente do Departamento de Engenharia de Industrial, pela competência científica e profissional transmitida.

Ao Sebastião Fagundes e sua filha Prisicila Fagundes, pelo contato e pelo apoio ao ter disponibilizado as informações, bem como o local onde foi realizado o nosso estudo de caso.

Temos especial gratidão às nossas respectivas famílias, pois sem eles não teríamos percorrido com tanto afinco toda a trajetória até aqui, para nos tornarmos engenheiros e cidadãos, de caráter moldado com base nos valores e experiências repassados ao longo dessa trajetória.

Não podemos nos esquecer dos nossos queridos amigos e colegas de trabalho da Elogroup, que nos incentivaram e apoiaram na realização desse trabalho e nos inspiraram a valorizar as relações humanas dentro e fora do ambiente de trabalho, em especial Thiago Gonçalves, Marcus Melo, Bruno Cabral, Rafael Chagas.

MANCEBO, ELIZABETH WILTGEN
BRANDÃO, PEDRO DA CUNHA

AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE REATIVAÇÃO DE UMA CENTRAL GERADORA HIDRELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO

[Rio de Janeiro] 2013
(DEI-POLI/UFRJ, Engenharia de Produção, 2013)
p. 99, 29,7 cm
Projeto de Graduação – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Departamento de Engenharia Industrial, Curso de Engenharia de Produção
1 – Central Geradora Hidrelétrica, 2 – Viabilidade Econômica, 3 – Energia Elétrica

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro de Produção.

AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE REATIVAÇÃO DE UMA CENTRAL GERADORA HIDRELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO

Elizabeth Wiltgen Macebo
Pedro da Cunha Brandão

Agosto/2013

Orientador: José Roberto Ribas

Curso: Engenharia de Produção

Atualmente, a energia elétrica é fundamental para a humanidade e a evolução tecnológica está intrinsecamente ligada à sua disponibilidade. Dos diversos modos de geração dessa energia, a Central Geradora Hidrelétrica – CGH – representa uma alternativa limpa, de baixo impacto ambiental e de baixo custo de implantação. Nesse contexto, este trabalho pretende realizar um estudo da viabilidade econômica acerca da reativação de uma CGH localizada no interior do estado de Minas Gerais, mais precisamente na cidade de Lima Duarte.

Palavras-chave: Central Geradora Hidrelétrica, Viabilidade Econômica, Energia Elétrica.

Abstract of the Graduation Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Industrial Engineer.

EVALUATION OF THE ECONOMIC FEASIBILITY OF A HYDROELECTRIC GENERATING STATION REACTIVATION: A CASE STUDY

Elizabeth Wiltgen Macebo
Pedro da Cunha Brandão

August/2013

Advisor: José Roberto Ribas

Course: Industrial Engineering

Currently, electricity is fundamental to humanity and the technological evolution is intrinsically linked to its availability. For various methods of generating this energy, Hydroelectric Generating Station represents a clean alternative, low environmental impact and low cost deployment. In this context, this work will present an economic feasibility study of the reactivation of a hydroelectric generating station located in the state of Minas Gerais, more precisely in the city of Lima Duarte.

Keywords: Hydroelectric Generating Station, Economic Feasibility, Electric Energy.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO 12
1.1. Apresentação 12
1.2. Objetivos 12
1.3. Metodologia 12
1.4. Estrutura do Estudo 13
2. CONTEXTO HISTÓRICO E ATUAL DAS CGH'S E DO SETOR ENERGÉTICO NO BRASIL 14
2.1. Energia hidrelétrica – conceitos e histórico no Brasil 14
2.2. Perfil do setor de energético no Brasil 16
3. SOBRE AS CGH'S 21
3.1. Ambiente Regulatório 21
3.2. Tarifas 24
3.3. Aspectos técnicos de uma CGH 25
3.3.1. Sistema de captação 27
3.3.2. Sistema de adução 34
3.3.3. Turbinas hidráulicas 35
3.3.4. Geradores elétricos 39
3.3.5. Proteção e monitoramento 40
3.3.6. Transformador 42
3.3.7. Outros componentes 42
4. ESTUDO DE CASO 43
4.1. Cálculo das variáveis (Queda útil e Vazão) 43
4.2. Cálculo da Potência Instalada 46
4.3. Seleção dos componentes da CGH 47
4.3.1. Obras civis e sistema de controle e monitoramento 47
4.3.2. Seleção da Turbina Hidráulica 52
4.3.3. Gerador Elétrico e Transformador 54
5. ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA 55
5.1. Estimativa do Investimento Inicial (CAPEX) 55
5.2. Financiamento do investimento 57
5.3. Capital de Giro 60
5.4. Desenvolvimento da Demonstração do Resultado do Exercício (DRE) 60
5.4.1. Estimativa da Receita Bruta 61
5.4.2. Impostos e Taxas 63
5.4.3. Custos Operacionais (OPEX) 63

5.4.4. SG&A 65
5.4.5. Depreciação 65
5.4.6. Juros 66
5.5. DRE 66
5.6. Fluxo de Caixa e Fluxo de Caixa Descontado 68
5.7. Indicadores Econômicos 71
5.7.1. VPL 71
5.7.2. TIR 72
5.7.3. Payback e Payback Descontado 72
5.8. Análise de Sensibilidade do VPL 72
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS 75
6.1. Conclusões 75
6.2. Limitações Finais 76
6.3. Perspectivas de Encaminhamento Futuro 77
7. Referências Bibliográficas 78

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Usina de Marmelos-Zero em Juiz de Fora (1903) 14
Figura 2 – Potência fiscalizada dos empreendimentos em operação no Brasil 16
Figura 3 – Potência instalada por estado em 2008 19
Figura 4 – Evolução da capacidade instalada e quantidade de CGH's 21
Figura 5 – Processo de transformação da energia..... 25
Figura 6 – Perfil esquemático de uma usina hidrelétrica típica..... 26
Figura 7 – Energia elétrica desde a geração em uma usina hidrelétrica até chegar ao consumidor 26
Figura 8 – Tipos de barragens de terra..... 28
Figura 9 – Barragem de concreto, com bacia de dissipação no trecho do vertedouro..... 28
Figura 10 – Barragem Ambursen..... 30
Figura 11 – Barragem de enrocamento 30
Figura 12 – Barragem inflável de borracha 31
Figura 13 – Vertedouro..... 32
Figura 14 – Vertedouro em construção..... 33
Figura 15 – Turbina Pelton..... 36
Figura 16 – Turbina Francis..... 36
Figura 17 – Turbina Tubular S 37
Figura 18 – Turbina Bulbo 38
Figura 19 – Turbina Turgo 38
Figura 20 – Turbina de fluxo cruzado..... 38
Figura 21 – Turbina Axial..... 39
Figura 22 – Turbina Sifão 39
Figura 23 – Esquemático da usina com indicação dos sensores monitorados..... 42
Figura 24 – Localização da CGH a partir de imagem de satélite..... 43
Figura 25 – Fórmula para cálculo da vazão do rio 45
Figura 26 – Reservatório da CGH..... 48
Figura 27 – Situação atual da barragem da CGH, com a comporta aberta 49
Figura 28 – Destaque para a situação atual de corrosão do tubo de adução..... 50
Figura 29 – Situação atual da tomada d’água..... 50
Figura 30 – Visão Geral da situação atual 51
Figura 31 – Situação atual da casa de máquinas..... 52
Figura 32 – Escolha do tipo da turbina..... 53
Figura 33 – Gráfico do fluxo de caixa..... 71
Figura 34 – Gráfico da análise de sensibilidade do VPL 73

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Empreendimentos em operação no Brasil 17
Tabela 2 – Capacidade Instalada por Estado (Usinas de divisa computadas em ambos os Estados) 18
Tabela 3 – Capacidade instalada dos empreendimentos em operação em Minas Gerais.... 20
Tabela 4: Quantidade de CGH's em operação por estado e suas respectivas potências..... 20
Tabela 5 – Valores de Referência publicados pela ANEEL 23
Tabela 6 – Proteções mínimas em função da potência instalada 41
Tabela 7 – Medidas da profundidade do rio 44
Tabela 8 – Dados da medição da vazão do rio 46
Tabela 9 – Dados para o cálculo da potência 47
Tabela 10 – Quadro resumo das características das principais turbinas 52
Tabela 11 – Estimativa de Custos para Implantação de uma CGH 55
Tabela 12 – Estimativas de custo dos componentes necessários 57
Tabela 13 – Itens Financiáveis 58
Tabela 14 – Detalhamento do financiamento BNDES: Sistema de Amortização Constante. 59
Tabela 15 – Itens a serem considerados na DRE 60
Tabela 16 – Cálculo da Receita 62
Tabela 17 – Cálculo da depreciação 65
Tabela 18 – Fórmula de Cálculo da DRE 66
Tabela 19 – Previsão da Demonstração do Resultado do Exercício (DRE) 67
Tabela 20 – Fluxo de Caixa e Fluxo de Caixa Descontado 70
Tabela 21 – Análise de Sensibilidade do VPL pela variação da Inflação 73

1. INTRODUÇÃO

1.1. Apresentação

Desde o desenvolvimento das técnicas ligadas a energia elétrica, uma das maiores descobertas humanas, o mundo depende cada vez mais desse tipo de energia. Diversas grandes evoluções da humanidade derivaram dessas técnicas: armazenamento de comida em geladeira, meios de comunicação de massa como o rádio e a televisão, computadores, entre diversas outras, até chegarmos aos dias de hoje, em que a tecnologia é muito dependente da energia elétrica.

Diante desse cenário, há de se dar a devida importância para os cinco principais meios de geração de energia elétrica: hidráulica, térmica, nuclear, eólica e solar. No que tange à geração renovável e limpa de energia, o conjunto se reduz a três tipos de geração (hidráulica, eólica e solar). Ainda no aspecto ambiental, a geração de energia hidrelétrica possui desvantagens quando comparada às outras durante a sua fase de construção do reservatório, uma vez que se faz necessário o alagamento de uma extensa área. Porém, em se tratando do cenário brasileiro, as hidrelétricas ganham ainda mais relevância por causa das características do território nacional. A grande quantidade de rios e de precipitação pluviométrica em praticamente todo o país resulta em um grande potencial de geração de energia hidráulica para o Brasil.

Assim, as Centrais Geradoras Hidrelétricas se inserem nesse contexto como uma fonte de energia limpa e de baixíssimo impacto ambiental, uma vez que a área alagada é mínima (ou nula, em alguns casos). No nosso país, existem diversas oportunidades de implementação de CGH's e, como veremos nesse trabalho, outras muitas de reativação desses sistemas geradores de energia elétrica.

Portanto, veremos nesse projeto de fim de curso, um estudo de caso acerca da viabilidade econômica de uma dessas oportunidades: a reativação de uma CGH em Lima Duarte, Minas Gerais.

1.2. Objetivos

O objetivo desse trabalho consiste em projetar o fluxo de caixa do empreendimento de uma CGH, a partir de sua reativação, e avaliar os resultados obtidos, a fim de prover importantes informações para a tomada de decisão, por meio da análise do projeto de investimento.

1.3. Metodologia

O trabalho inicia-se com pesquisa bibliográfica sobre o tema e posterior estudo de caso. Para elaboração do estudo, foi realizada a identificação das principais variáveis acerca

do mercado de energia no Brasil. Além disso, houve o levantamento de dados sobre a CGH em Lima Duarte (MG), atualmente desativada, através de visitas ao local e pesquisa de dados e informações. Posteriormente, foram utilizadas as técnicas de avaliação de projetos de investimento, no que tange à sua viabilidade econômico-financeira.

1.4. Estrutura do Estudo

Nos tópicos anteriores foi apresentada a introdução, dando uma ideia quanto ao escopo do estudo e os objetivos do mesmo.

No Capítulo 2, será apresentada parte do arcabouço teórico para este trabalho, no que diz respeito ao contexto histórico e atual do setor energético no Brasil, focando na energia hidrelétrica e, posteriormente, em breves conceitos sobre CGH's e o cenário brasileiro de atuação das mesmas.

O Capítulo 3 expõe as características e especificações de uma CGH, bem como a legislação em torno desse tipo de empreendimento no setor energético brasileiro.

Já no Capítulo 4 será introduzido o estudo de caso que é o tema central desse trabalho. Serão apresentados os dados técnicos da CGH em questão, bem como o desenvolvimento dos aspectos físicos acerca da futura geração de energia elétrica. Com os dados estabelecidos, serão realizados os cálculos necessários para obter o valor da potência e da energia estimadas, que serão fornecidas pela central hidrelétrica ao sistema elétrico.

Em seguida, no Capítulo 5 será desenvolvido o cálculo do fluxo de caixa esperado do investimento de reativação da CGH estudada a fim de chegar aos valores necessários para a tomada de decisão sobre a viabilidade de aplicação de capital de acordo com o retorno esperado.

Por fim, no Capítulo 6, serão expostas as considerações finais, bem como as lições aprendidas ao longo do desenvolvimento do presente estudo.

2. CONTEXTO HISTÓRICO E ATUAL DAS CGH'S E DO SETOR ENERGÉTICO NO BRASIL

2.1. Energia hidrelétrica – conceitos e histórico no Brasil

A energia hidrelétrica consiste na obtenção de energia elétrica através do aproveitamento do potencial hidráulico de um rio. Para que seja possível produzir essa energia, faz-se necessária a integração de diversas variáveis: vazão do rio, altura da queda d'água, variações da disponibilidade de água de acordo com o período de tempo, capacidade ou potência instalada na usina, tipo de turbina empregada, tipo de barragem reservatório e localização.

A primeira hidrelétrica do mundo foi construída no final do século XIX, junto às quedas d'água das Cataratas do Niágara. Em 1883, entrou em operação a primeira hidrelétrica brasileira, no município mineiro de Diamantina, situada no rio Ribeirão do Inferno, afluente do rio Jequitinhonha. A usina, do tipo fio d'água, foi instalada em uma queda bruta de cinco metros, gerando uma potência de 0,5 MW (megawatt) que eram destinados ao abastecimento de uma mineradora de diamantes. A primeira usina no país destinada a fins públicos (iluminação de cidades próximas) também foi construída no estado de Minas Gerais (mais precisamente em Juiz de Fora), entrou em operação em 1889 e é conhecida como usina Marmelos-Zero, localizada nas águas do rio Paraibuna e com capacidade de 4 MW de potência.

Figura 1 – Usina de Marmelos-Zero em Juiz de Fora (1903)

Fonte: Centro de Ciências, Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF)

Depois disso, o estado de Minas Gerais recebeu investimentos em outras pequenas hidrelétricas, que iniciaram uma mudança no cenário da economia no país. O início da construção de hidrelétricas no Brasil está estreitamente ligado aos pequenos produtores e distribuidores, fazendas e indústrias que buscavam autossuficiência em energia. Além disso, sob o ponto de vista do abastecimento público, a única forma de levar energia elétrica para as pequenas cidades do interior do Brasil era através da construção de usinas de pequeno porte em uma localização próxima. Assim, até meados do século XX, diversas pequenas usinas hidrelétricas foram instaladas no interior do país. Foi nesse contexto histórico que a usina selecionada para o estudo de caso desse trabalho entrou em operação e abasteceu por décadas o distrito de São José dos Lopes, em Lima Duarte (MG), com energia elétrica.

Já na década de 1950, as empresas brasileiras passaram a participar da construção dos grandes empreendimentos hidrelétricos no país. Os grandes centros urbanos, cada vez mais industrializados, necessitavam de um abastecimento energético mais eficiente com o passar dos anos.

Mais tarde, o país recebeu grandes investimentos no setor energético. Dois claros exemplos são a construção das usinas de Tucuruí (entre 1974 e 1984) e Itaipu (entre 1975 e 1982) com capacidades instaladas de 8.340 MW e 14.000 MW, respectivamente, que são até hoje as maiores usinas brasileiras em operação. Além desses investimentos na geração de energia, houve um grande aporte de capital no setor de transmissão de energia. Tal fato era demasiadamente necessário em virtude das condições geográficas do país, caracterizado por um vasto território e diferentes condições climáticas favoráveis ou não à geração de energia hidrelétrica.

Na década de 1990, houve uma reestruturação institucional do setor elétrico promovida pelo governo federal, no intuito de estimular a participação do segmento privado na exploração do potencial hidrelétrico, democratizando as oportunidades de investimento. O regime de licitação das concessões foi regulamentado por lei, fazendo com que não ficassem restritas às concessionárias estaduais ou federais. Além disso, os grandes consumidores ganharam permissão para a livre aquisição de energia, diminuindo o monopólio comercial das concessionárias.

O marco que caracterizou a interligação do sistema elétrico brasileiro foi a criação do Operador Nacional do Sistema elétrico (ONS) em 1998, que teria a responsabilidade de operar o Sistema elétrico Interligado Nacional (SIN). Esse sistema, construído ao longo das décadas de meados do século XX em diante, tem por objetivo a melhor distribuição de energia e aumentar a confiabilidade do sistema.

Nesse contexto, as CGHs cumpriram – e cumprem – um importante papel ao longo dessa evolução do setor energético brasileiro, pois conseguem suprir a demanda por energia em áreas isoladas na zona rural ou em outras comunidades afastadas, onde a

distribuição de energia por parte das empresas concessionárias não é suficiente, ou ainda, inexistente. Por suas características – usinas com potência inferior a 1MW - configuram um tipo de empreendimento que permite um melhor atendimento às necessidades de carga de pequenos centros urbanos e regiões rurais, como pequenos produtores, fazendas e indústrias de pequeno porte, uma vez que, na maioria dos casos, complementam o fornecimento já realizado pelo sistema.

Por isso, por intermédio da ANEEL, foram concedidos benefícios e os procedimentos foram simplificados, no intuito de aumentar a atratividade econômico-financeira e a permitir que o acesso de mais investidores a esse tipo de empreendimento.

2.2. Perfil do setor de energético no Brasil

O Brasil possui uma rede hidrográfica bastante favorável à geração hidrelétrica, que conta com rios de planalto com grande extensão, largura e profundidade, alimentados por chuvas tropicais que mantêm uma das maiores reservas de água doce do mundo. Além disso, o contexto histórico e político vivido pelo país desde o início da geração de energia, também contribuíram para um cenário muito conveniente à instalação de hidrelétricas de todos os portes e em diversas localidades do território nacional.

Todas essas características fazem com que o Brasil tenha presença marcante da energia hidráulica em sua matriz energética, como pode ser observado no gráfico 1 em conjunto com a tabela 1 abaixo.

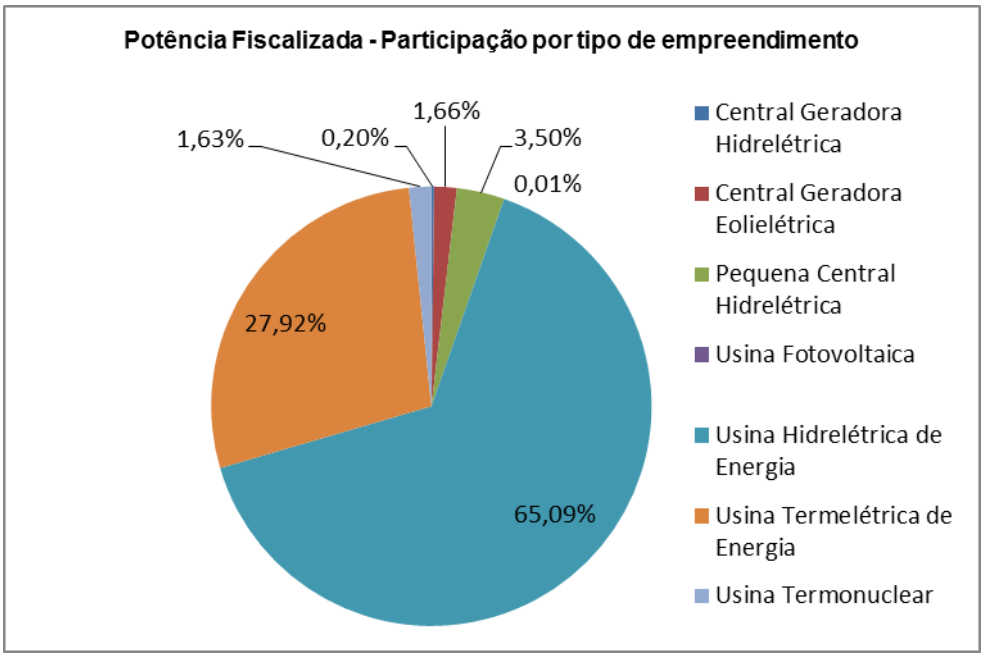


Figura 2 – Potência fiscalizada dos empreendimentos em operação no Brasil

Fonte: BIG - Banco de Informações de Geração – ANEEL.

Tabela 1 – Empreendimentos em operação no Brasil

Empreendimentos em Operação no Brasil					
Tipo	**Legenda**	**Quantidade**	**Potência Outorgada (kW)**	**Potência Fiscalizada (kW)**	**Participação na geração de energia**
CGH	Central Geradora Hidrelétrica	420	254.449	255.655	0,2%
EOL	Central Geradora Eolielétrica	96	2.106.937	2.109.341	1,7%
PCH	Pequena Central Hidrelétrica	461	4.611.868	4.550.648	3,7%
UFV	Usina Fotovoltaica	21	6.662	2.662	0,0%
UHE	Usina Hidrelétrica de Energia	192	82.771.355	80.593.224	64,8%
UTE	Usina Termelétrica de Energia	1.744	36.831.328	34.942.148	28,1%
UTN	Usina Termonuclear	2	1.990.000	1.990.000	1,6%
	Total	**2.936**	**128.572.599**	**124.443.678**	**100,0%**

Fonte: BIG - Banco de Informações de Geração – ANEEL. - Acessado em 20/08/2013.

A Potência Outorgada, observada apenas na tabela 1, é igual à potência considerada no Ato de Outorga. Já a Potência Fiscalizada é aquela considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora. Assim, os percentuais finais da tabela e do gráfico em pizza são referentes à Potência Fiscalizada.

A hidroeletricidade total (somando as produções de CGH, PCH e UHE) conta com quase 85 GW de potência fiscalizada no país e é a principal fonte de energia elétrica correspondendo com aproximadamente 69% do total de energia gerada, de acordo com os dados da ANEEL.

Atualmente, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) adota três classificações para a geração hidrelétrica no Brasil:

- Central Geradora Hidrelétrica (CGH): com até 1 MW de potência instalada;
- Pequena Central Hidrelétrica (PCH): entre 1,1 MW e 30 MW de potência instalada;
- Usina Hidrelétrica de Energia (UHE): com mais de 30 MW.

As dimensões da rede de transmissão também são determinadas pelo porte da usina, que deverão transportar a energia até o centro de consumo. Quanto maior a usina, maior a capacidade de atender a grandes centros e, consequentemente, requer a construção de grandes linhas de transmissões. No caso das CGH's e PCH's, instaladas junto a pequenas quedas d'águas, e que, geralmente abastecem pontos próximos à usina de geração, não necessitam de instalações tão sofisticadas para o transporte da energia.

No Brasil, de acordo com o Banco de Informações da Geração (BIG) da Aneel, até agosto de 2013, existiam em operação 420 CGH's, com potência fiscalizada total de 256

MW, aproximadamente. Além disso, até esse período, havia uma CGH em construção, com potência outorgada de 848 kW e mais 53 empreendimentos desse tipo outorgados (não iniciaram sua construção), que somam mais de 34 MW, de acordo com os dados da ANEEL mostrados na tabela a seguir.

Focando no estado onde se encontra a usina estudada nesse trabalho, Minas Gerais, que é considerada uma das áreas mais promissoras do setor elétrico no país, devido às suas peculiaridades topográficas e hidrológicas. Atualmente, segundo a Aneel, há 458 empreendimentos hidrelétricos, eólicos, fotovoltaicos e térmicos em operação nesse estado, que somam 2.0017.394 kW de potência, o que representa 12,5% da capacidade instalada no Brasil. Este dado coloca Minas como o segundo estado com maior capacidade instalada no país, atrás apenas do estado de São Paulo, como podemos ver na tabela 2.

Tabela 2 – Capacidade Instalada por Estado (Usinas de divisa computadas em ambos os Estados)

UF	Capacidade Instalada (kW)	%
SP	25.010.397,52	15,64%
MG	20.017.394,21	12,52%
PR	18.181.791,46	11,37%
GO	10.576.299,20	6,61%
BA	9.883.307,30	6,18%
PA	9.058.286,00	5,66%
RS	9.123.060,70	5,70%
RJ	8.821.847,40	5,52%
MS	8.548.914,54	5,35%
AL	7.748.086,50	4,84%
SC	7.232.297,80	4,52%
SE	3.283.199,40	2,05%
PE	3.191.197,70	2,00%
TO	2.908.080,00	1,82%
MT	2.804.908,82	1,75%
MA	2.802.708,27	1,75%
AM	2.262.845,00	1,41%
ES	1.872.815,00	1,17%
CE	2.186.828,00	1,37%
RO	1.930.748,48	1,21%
RN	902.251,00	0,56%
PB	641.470,00	0,40%
PI	317.136,00	0,20%
AP	297.949,00	0,19%
AC	191.052,50	0,12%
RR	122.610,40	0,08%
DF	16.178,00	0,01%

*Capacidade Instalada no País 124.443.678,20 (Usinas localizadas em divisa consideradas em um cada um dos estados)

Fonte: BIG - Banco de Informações de Geração – ANEEL. - Acessado em 20/08/2013.

No mapa a seguir, representado na figura 2, é possível observar a distribuição geográfica da potência instalada. Pode-se observar uma maior concentração nas regiões Sul e Sudeste, o que vai de encontro com os dados apresentados também na tabela 2.

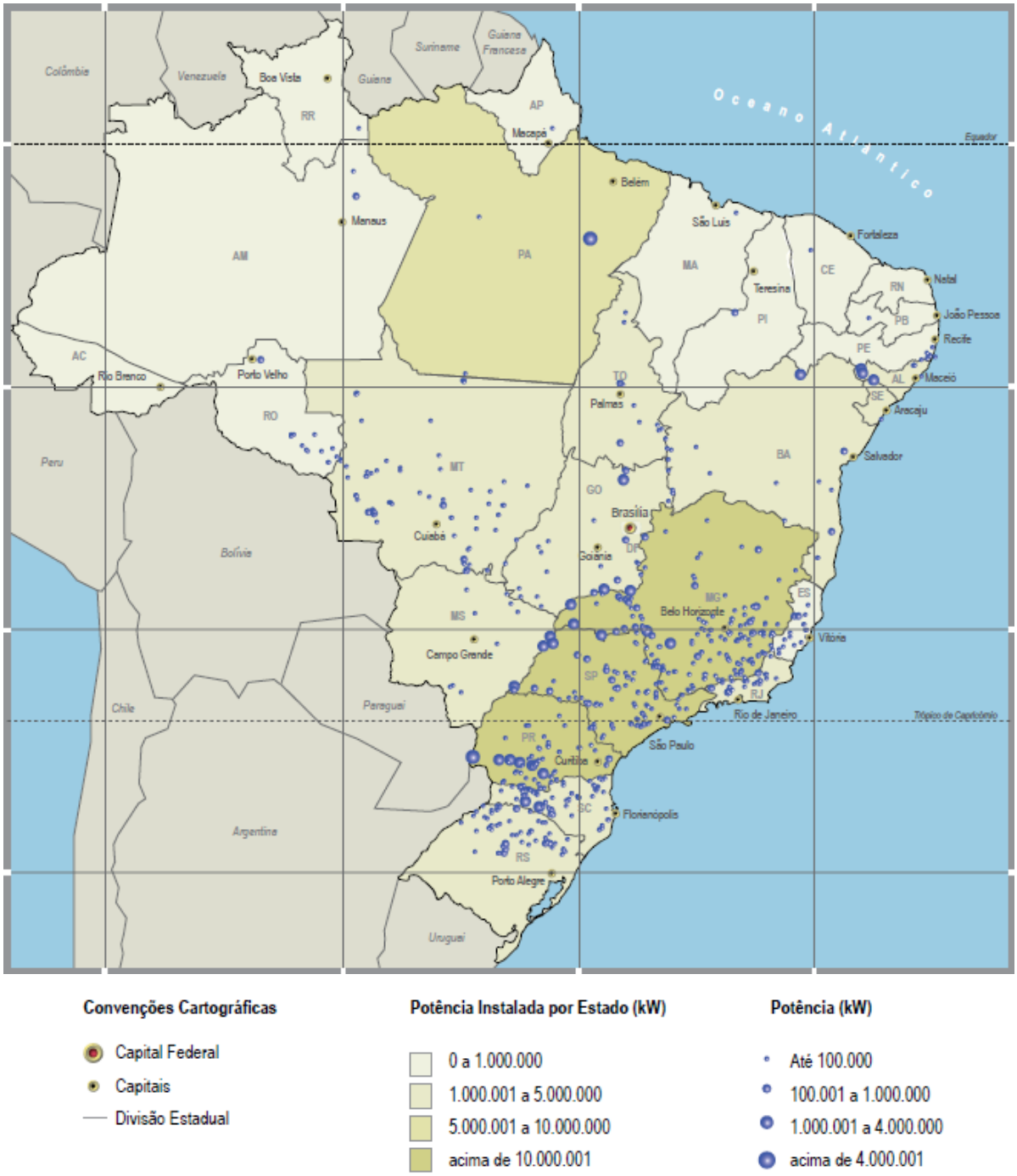


Figura 3 – Potência instalada por estado em 2008

Fonte: Aneel, 2008 (Atlas De Energia Elétrica Do Brasil - 3ª Edição).

Ainda de acordo com dados da ANEEL, é possível observar que em Minas Gerais a geração de energia por meio de fontes hidrelétricas é predominante. Os empreendimentos

do tipo UHE, PCH e CGH somam 90,2% da potência instalada no estado. Tal fato pode ser explicado pelas características climáticas e topográficas da região.

Tabela 3 – Capacidade instalada dos empreendimentos em operação em Minas Gerais

Empreendimentos em Operação em MG			
Tipo	**Quantidade**	**Potência (kW)**	**%**
CGH	102	62.193	0,31%
EOL	1	156	0,00%
PCH	100	814.466	4,07%
UFV	2	29	0,00%
UHE	50	17.190.152	85,88%
UTE	203	1.950.398	9,74%
Total	**458**	**20.017.394**	**100,00%**

Fonte: BIG - Banco de Informações de Geração – ANEEL. - Acessado em 20/08/2013.

Segundo a ANEEL, atualmente, Minas Gerais é o estado com maior número de CGH em operação (102 empreendimentos), seguido de Santa Catarina (com 97) e Rio Grande do Sul (43). No estado de Minas Gerais, ainda há uma CGH em construção e outras 17 CGH's outorgadas (que não iniciaram sua construção).

Tabela 4: Quantidade de CGH's em operação por estado e suas respectivas potências

Estado	Nº de Usinas	Potência Fiscalizada (kW)	Porcentagem
MG	102	62.193	24,1%
SC	97	62.598	24,3%
RS	43	28.967	11,2%
MT	40	21.278	8,2%
PR	33	23.286	9,0%
SP	26	17.125	6,6%
MS	15	5.959	2,3%
BA	13	6.493	2,5%
PE	9	5.266	2,0%
RJ	9	5.248	2,0%
GO	9	4.945	1,9%
TO	7	4.326	1,7%
RO	5	3.104	1,2%
ES	5	2.064	0,8%
AL	5	1.826	0,7%
PA	3	790	0,3%
CE	2	1.263	0,5%
PB	1	1.000	0,4%
SE	1	364	0,1%

Capacidade Fiscalizada total das CGH: 255.655 kW (Usinas localizadas em divisa consideradas em um estado)

Fonte: BIG - Banco de Informações de Geração – ANEEL. - Acessado em 20/08/2013.

3. SOBRE AS CGH'S

Atualmente, há uma crescente demanda por centrais hidrelétricas com potenciais inferiores a mil kW, que são, segundo a Aneel, classificadas como Centrais Geradoras de Energia (CGH). Vários fatores podem ser identificados como geradores dessa demanda, dentre eles o atual incentivo governamental, o baixo investimento financeiro necessário para iniciar esse tipo de negócio, baixo impacto ambiental, entre outros. Dessa forma, como pode ser observado no gráfico a seguir, houve crescimento na quantidade de CGH instaladas no Brasil.

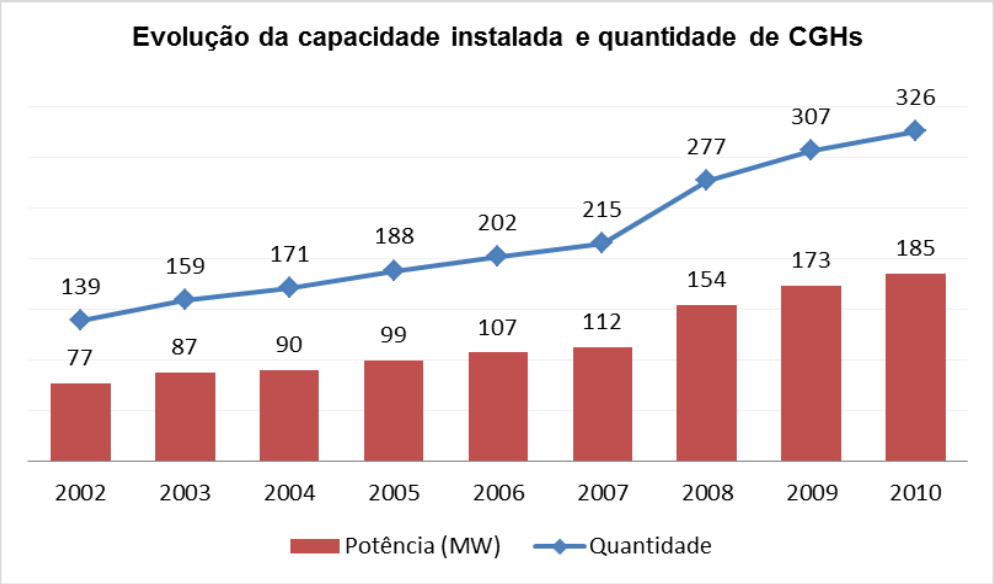


Figura 4 – Evolução da capacidade instalada e quantidade de CGH's

Fonte: BIG - Banco de Informações de Geração – ANEEL - Acessado em 14/04/2013.

Até agosto de 2013, a matriz energética nacional contava com 420 Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) em operação. Essas pequenas usinas, com potência total de 256 Megawatts (MW), representam 0,2% da matriz energética brasileira.

3.1. Ambiente Regulatório

Para entrar em operação, as Centrais Geradoras Hidrelétricas precisam ser registradas na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). De acordo com o Decreto nº. 2003/1996, presente no Anexo 1 do presente trabalho, os aproveitamentos de potenciais hidráulicos de até 1 MW independem de concessão ou autorização, porém devem ser comunicados ao órgão regulador e fiscalizador do poder concedente para fins de registro.

Esse processo de registro das CGH é gratuito. Os empreendedores interessados podem escolher entre dois registros: um com destinação da energia para fins de uso

exclusivo e outro para fins de comercialização de energia elétrica. Para os dois casos, devem ser apresentados os seguintes documentos:

- Formulário de registro de aproveitamento hidrelétrico com potência instalada igual ou inferior a 1 MW, devidamente preenchido e assinado pelo responsável técnico. Cópia do Registro no CREA do responsável técnico.
- Prova de propriedade da área ou do direito de dispor livremente do terreno onde está implantada a central geradora e dos bens existentes na referida CGH.
- Planta de localização do empreendimento em carta planialtimétrica publicada por entidade oficial, em sua versão mais recente, contendo sistema de coordenadas geográficas, escala, legendas, datas da publicação e do trecho objeto do estudo pretendido.
- Planta em detalhe do empreendimento com indicação do reservatório, arranjo das estruturas, demarcação dos terrenos e pontos característicos de interesse.

O registro da CGH não isenta o empreendedor das responsabilidades ambientais e de recursos hídricos. O formulário de registro pode ser acessado pela página eletrônica da ANEEL e encontra-se no Anexo 2 desse trabalho. A resolução da ANEEL que trata do registro dessas centrais é a 395/2008, mostrada no Anexo 3.

O ambiente regulatório no qual se insere o empreendimento do tipo CGH envolve instrumentos legais e regulatórios que tratam dos incentivos existentes, das condições para contratação da energia produzida e dos requisitos mínimos para a conexão de geração distribuída nas redes pertencentes às distribuidoras. Podemos destacar a seguir:

- O art. 26, §1º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pela Lei 11.488, de 15 de junho de 2007, estabeleceu a competência da ANEEL para definir o percentual de desconto nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão – TUST e TUSD – não inferior a 50%, para os empreendimentos classificados com pequena central hidrelétrica – PCH (potência instalada maior que 1 MW e menor ou igual a 30 MW) e aqueles de fonte hídrica com potência igual ou inferior a 1 MW, assim como para as centrais geradoras com base em fontes solar, eólica, biomassa e co-geração qualificada, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30 MW, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos.
- Segundo o § 5º do art. 26 da referida Lei, com redação dada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, os empreendimentos citados no parágrafo

anterior poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, observada a regulamentação da ANEEL.

- O art. 3º da Lei nº 10.438, de 2002, com redação alterada pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa, com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa.
- A Lei no 10.848, de 15 de março de 2004, determinou que as distribuidoras pertencentes ao Sistema Interligado Nacional – SIN deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado. Para tanto, a energia deve ser adquirida, dentre outras hipóteses, por meio de leilões promovidos pela ANEEL, proveniente de usinas novas e existentes, assim como de fontes alternativas.
- Adicionalmente, o art. 2º, §8º, permite que a distribuidora adquira parte da energia de empreendimentos caracterizados como geração distribuída, observados os limites de contratação e repasse às tarifas dos consumidores, e também das usinas inseridas no Proinfa.
- O art. 34 do Decreto regulamentou o Valor Anual de Referência – VR, que é limite de repasse para as tarifas dos consumidores finais da energia adquirida pela distribuidora nas chamadas públicas. A ANEEL publica os valores anuais do VR, calculados com base nos resultados dos leilões de energia A-3 e A-5 realizados, ponderando os preços obtidos e os montantes contratados em cada leilão. A Tabela 5 apresenta os valores publicados para os anos 2008 a 2012.

Tabela 5 – Valores de Referência publicados pela ANEEL

	2008	2009	2010	2011	2012
Valor de Referência (R$/MWh)	129,42	129,72	128,94	135,38	141,72

Fonte: Nota Técnica n° 0043/2010–SRD/ANEEL, de 08/09/2010

- A Resolução Normativa nº 167, de 10 de outubro de 2005, estabelece as condições para as distribuidoras contratarem energia proveniente de geração distribuída no sistema interligado nacional – SIN via chamada pública e a forma de cálculo do limite de contratação anual, que é 10% da carga da

distribuidora verificado no momento da contratação e com base na carga dos 12 meses anteriores.

- A Resolução Normativa nº 390, de 15 de dezembro de 2009, dispõe sobre os requisitos necessários à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de usinas termelétricas e de outras fontes alternativas de energia, os procedimentos para registro de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida.

3.2. Tarifas

A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST-RB, aplicável a todos os usuários do sistema de transmissão, destina-se a remunerar as instalações pertencentes à Rede Básica, ou seja, apenas aquelas dispostas no inciso I, art. 3° da Resolução Normativa n° 067/2004.

De acordo com a Resolução Homologatória Nº 1.244, de 13 de dezembro de 2011, o valor unitário do PROINFA é de R$ 5,82/MWh, que, acrescido dos tributos Programa de Integração Social – PIS e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS, resulta na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - TUST, no valor de R$ 6,42/MWh, para as transmissoras optantes pelo regime não-cumulativo e, de R$ 6,04/MWh, para as transmissoras optantes pelo regime tributário cumulativo.

As informações publicadas nos anexos da Resolução Homologatória Nº 1.244 da ANEEL contém as tarifas de uso das instalações de transmissão componentes da rede básica do sistema interligado nacional e das demais instalações de transmissão em caráter compartilhado aplicáveis às concessionárias de distribuição. Segundo essa resolução o valor médio da TUST-RB aplicado pela CEMIG, concessionária que atua na região em que se encontra a CGH que é objeto de estudo desse trabalho é de R$ 4,20 por kW.mês para ponta e 2,09 por kW.mês para fora de ponta, já considerando os descontos previstos pela Resolução Normativa nº 77, citada no item 3.1, que prevê desconto de no mínimo 50% nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão – TUST e TUSD para empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1 MW.

Para o cálculo do valor de venda de energia gerada pela CGH em estudo, será usado o Valor de Referência de R$ 141,72 por MWh, referente ao ano de 2012, publicado pela ANEEL.

De acordo com Nota Técnica n° 0043/2010-SRD/ANEEL, as PCH’s e CGH’s estão dispensadas de pagar compensação financeira aos municípios atingidos pelo reservatório da usina. Além disso, possuem isenção de pagamento anual de 1% da sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico;

3.3. Aspectos técnicos de uma CGH

Esse subitem do trabalho pretende apresentar os mais relevantes aspectos técnicos de uma CGH. As informações aqui apresentadas foram baseadas no documento “Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas”, emitido pela Eletrobrás, e no Guia do Empreendedor de Pequenas Centrais Hidrelétricas, elaborado pela ANEEL.

O arranjo de uma CGH é caracterizado pela associação de alguns componentes. O princípio básico de funcionamento de uma central geradora hidrelétrica é bem parecido com o de qualquer outro tipo de usina de geração de hidroeletricidade. Dessa forma, o processo de transformação pode ser dividido da seguinte forma:

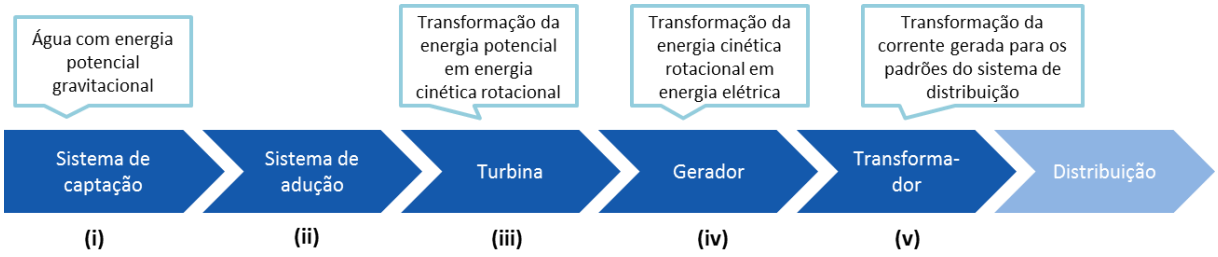


Figura 5 – Processo de transformação da energia

Fonte: os autores

(i) Captação e armazenagem da água através da construção de uma barragem que compõe o **sistema de captação** da usina. A barragem também garante um maior potencial energético pelo aumento da altura e pressão da água;

(ii) Condução da água com energia potencial do local de armazenamento até a entrada da casa de máquinas através do **sistema de adução**;

(iii) A entrada da água em velocidade e pressão faz a **turbina** girar, transformando o potencial hidráulico em energia cinética rotacional;

(iv) No **gerador** elétrico, a energia cinética rotacional é transformada em energia elétrica;

(v) Por fim, o transformador é responsável por estabelecer na corrente gerada os padrões (de corrente, voltagem e fase) aceitáveis pelo sistema de distribuição de energia. Aqui os transformadores irão elevar a tensão, para que a energia possa ser transportada a grandes distâncias com menos perdas.

A seleção da estrutura de cada um desses componentes varia de acordo com as características da topografia, da hidrologia, do solo e dos materiais disponíveis. É importante buscar alternativas que irão possibilitar a redução dos custos, porém deve ser garantida a segurança e a eficiência do sistema.

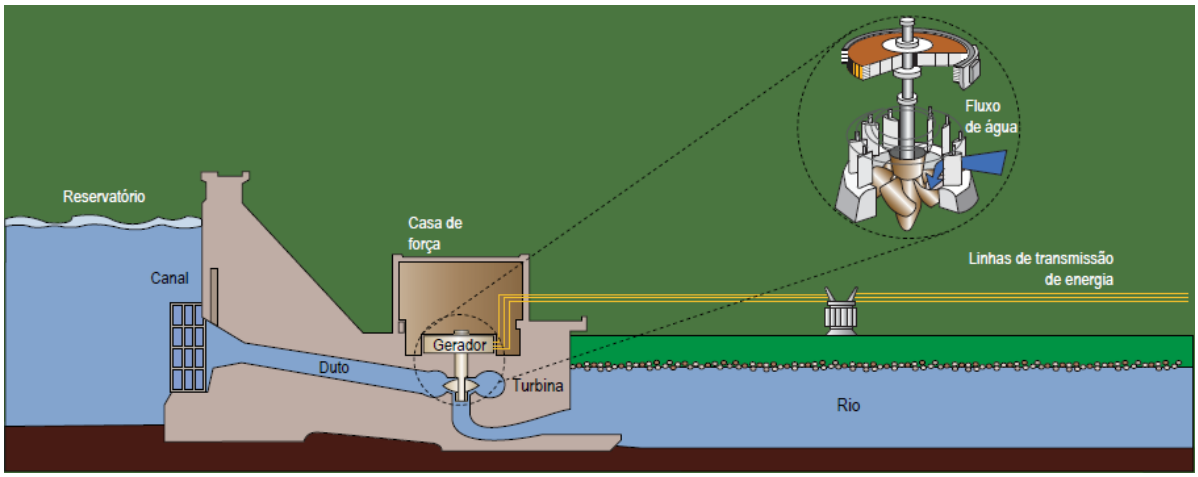


Figura 6 – Perfil esquemático de uma usina hidrelétrica típica
Fonte: Atlas da Energia Elétrica do Brasil – 3ª Edição

A figura a seguir ilustra o esquema da geração de energia em uma usina hidrelétrica, passando, em seguida, pela transformação e transmissão, até chegar ao consumidor final.

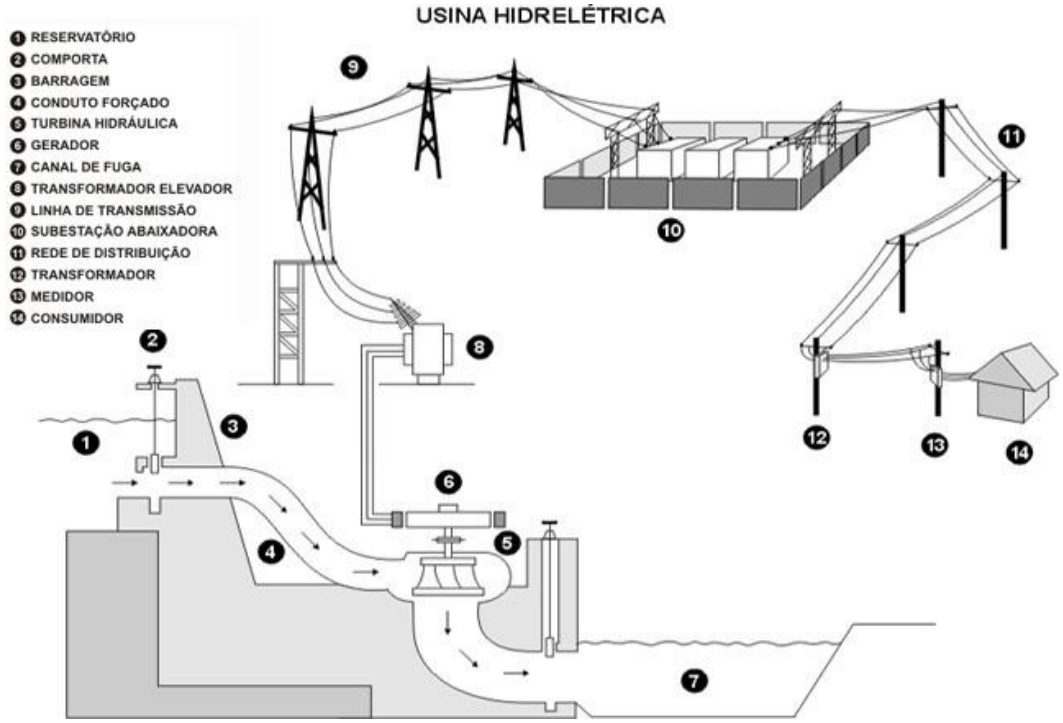


Figura 7 – Energia elétrica desde a geração em uma usina hidrelétrica até chegar ao consumidor

Fonte: Furnas

No presente trabalho, iremos abordar os aspectos técnicos de uma CGH, incluindo os processos que envolvem a geração e a transformação da energia, para que a mesma possa ser distribuída.

3.3.1. Sistema de captação

A CGH estudada nesse trabalho é do tipo “a fio d’água”, ou seja, possui uma baixa capacidade de armazenamento de água, utilizando todo o volume que chega ao reservatório para gerar energia, mantendo uma reserva mínima que garante a operacionalidade da central geradora hidrelétrica.

Nesses casos, a função da barragem consiste em interromper o curso normal do rio e permitir a formação do reservatório, no intuito de garantir a tomada de água. Além disso, esses reservatórios têm outras funções: permitir a formação do desnível necessário para a configuração da energia hidráulica, a captação da água em volume adequado e a regularização da vazão dos rios em períodos de chuva ou estiagem.

O processo de escolha do tipo de barragem mais adequado deve considerar as condições da fundação, a disponibilidade de material, a disponibilidade de equipamentos e a disponibilidade de mão de obra. Preferencialmente, a barragem deve ser construída em um local estreito do rio para possibilitar a economia de material.

Os tipos de barragens mais utilizados para essa aplicação são:

a) Barragem de terra: a estrutura é fundamentalmente constituída por solo. É apropriada para locais onde haja a disponibilidade de solo argiloso e a possibilidade de posicionar o vertedouro em uma das margens. Os outros tipos de barragens possibilitam que o vertedouro seja posicionado no corpo da barragem, mas exigem que as encostas sejam resistentes em rocha pouco fraturada. Se a fundação for coberta por uma camada espessa de matéria orgânica e inorgânica deixada pela água é preferível construir uma barragem de terra, caso contrário essa camada dever ser removida. A barragem de terra divide-se em dois tipos: homogênea, quando há predominância de um único material, e zonadas, nas quais são feitos zoneamentos de materiais terrosos em função das características de permeabilidade (barragem de terra com núcleo impermeável, com material misto ou com cobertura impermeabilizante).

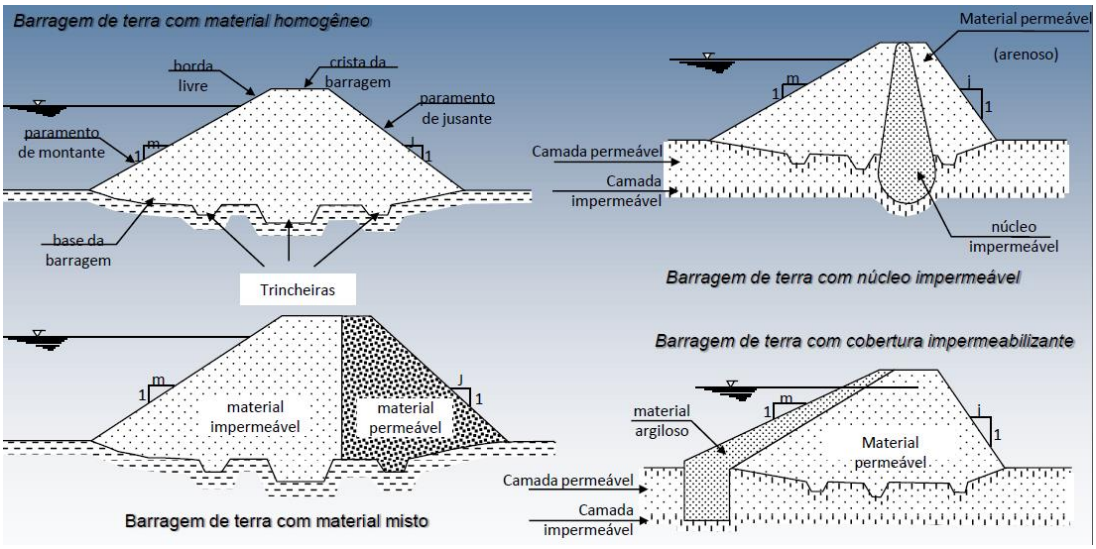


Figura 8 – Tipos de barragens de terra

Fonte: CERPCH – Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas

b) Barragem de concreto: construídas essencialmente com materiais granulares produzidos artificialmente aos quais se adicionam cimento e aditivos químicos. A estabilidade da barragem de concreto é garantida pelo seu próprio peso agindo sobre a fundação.

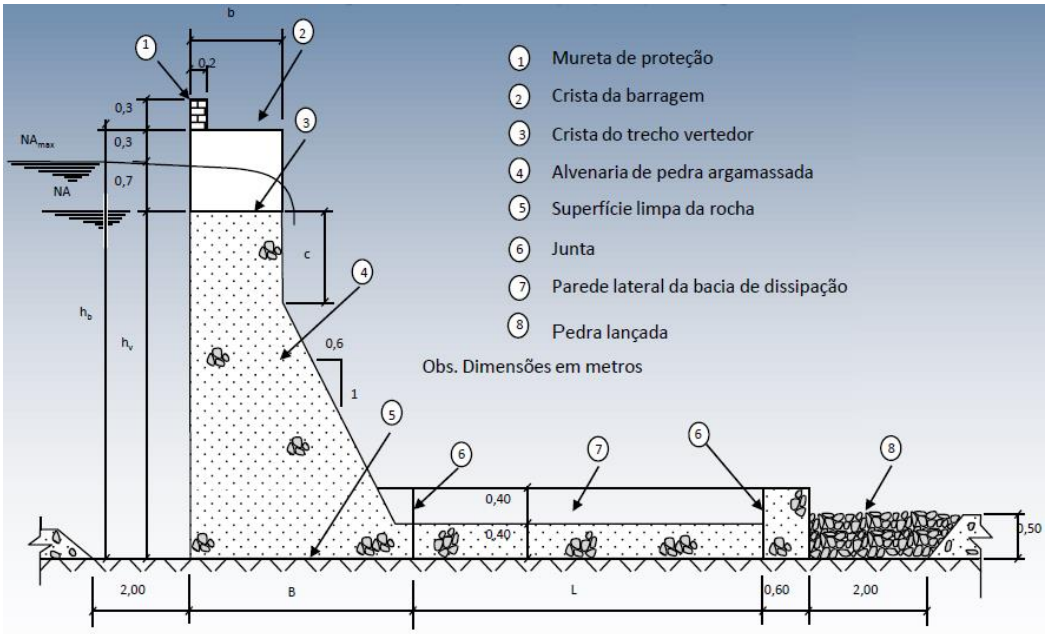


Figura 9 – Barragem de concreto, com bacia de dissipação no trecho do vertedouro

Fonte: CERPCH – Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas

c) Barragem de alvenaria de pedra e argamassa de cimento: é uma variação da barragem de gravidade, na qual o concreto é substituído pela alvenaria de pedra rejuntada manualmente com cimento.

A escolha entre a barragem de concreto ou de pedra com argamassa de cimento deve levar em consideração a velocidade de construção, a disponibilidade de material e o custo da obra. Pode ser utilizado concreto, a base cimento, brita e areia, ou o concreto ciclópico, que consiste na introdução de pedras de cerca de 25 mm de lado ou diâmetro. Em locais onde haja a disponibilidade de pedras de 15 a 30 cm de lado, pode-se optar pela construção da barragem de pedra e argamassa de cimento como alternativa para a redução da quantidade de concreto.

d) Barragem Ambursen: é constituída por contrafortes de concreto, ou alvenaria de pedra e argamassa de cimento com formato de esquadro e face inclinada voltada para montante e a vertical para jusante. O vão entre dois contrafortes consecutivos é vedado pela sobreposição de pranchões de madeira ou concreto armado, colocados apoiados sobre a face de montante ou engastados entre ranhuras nos contrafortes. Essa barragem é uma alternativa para a barragem de concreto e a barragem de alvenaria de pedra e argamassa de cimento. É ideal para locais onde tenha a disponibilidade de madeira. A escolha desse tipo de barragem possibilita a redução em até cinco vezes da quantidade de concreto e praticamente elimina a pressão proveniente da infiltração da água. Outra vantagem é a facilidade de desvio do manancial durante a construção da barragem. A principal desvantagem é a vida útil dos pranchões de madeira e os vazamentos entre as frestas dos encaixes.

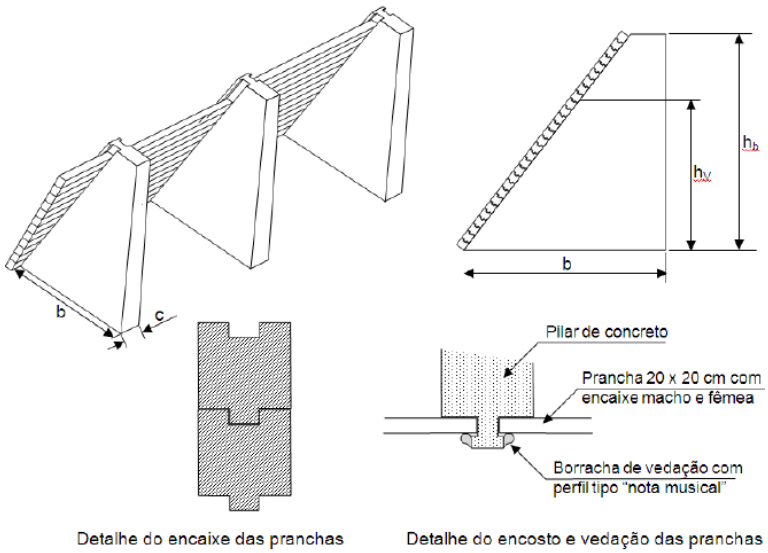


Figura 10 – Barragem Ambursen

Fonte: CERPCH – Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas

e) Barragem de enrocamento (formado por fragmentos de rocha compactados em camadas): consiste em um maciço formado por fragmentos de rocha compactados em camadas cujo peso e imbricação cria a estabilidade do corpo submetido ao impulso hidrostático. Podem ter o núcleo impermeável, feito com predominância de material rochoso e núcleo argiloso que veda a passagem de água, ou ter face impermeável, cuja vedação da água é garantida pela impermeabilização da face montante da barragem com uma camada de asfalto, chapa de aço ou outro material.

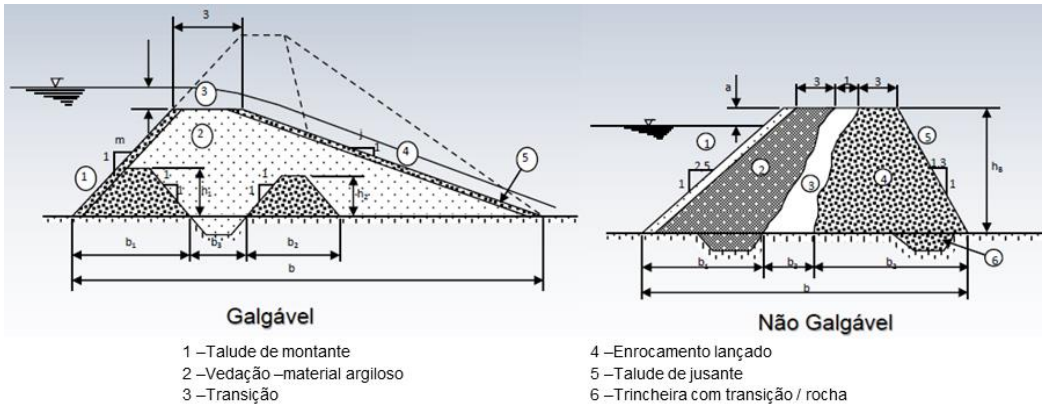


Figura 11 – Barragem de enrocamento

Fonte: CERPCH – Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas

f) Barragens infláveis de borracha: são feitas de borracha industrial, fibra sintética reforçada, de alta elasticidade e resistente à abrasão, ao atrito e à ruptura. A

principal vantagem desse tipo de sistema é que pode ser instalado rapidamente. A barragem é ancorada à fundação através de um sistema de fixação e pode ser preenchida com ar ou água. Quando preenchidas com ar, é possível obter um raio de circunferência muito maior, resultando em uma área menor de barragem para a mesma capacidade de armazenamento. Quando preenchidas com água podem ser construídas com alturas de 30 cm a mais de 3 m. O arranjo dessas barragens pode ser assimétrico, com configurações curvas horizontalmente ou verticalmente.

Figura 12 – Barragem inflável de borracha

Fonte: Ministério de Minas e Energia – Programa Luz Para Todos

Além da barragem, o sistema de captação de água deve contar também com um vertedouro, que consiste em um canal construído artificialmente, com a finalidade de conduzir a água de forma segura através de uma barreira, servindo como sistema de escape, impedindo a passagem da água por cima da barragem quando ocorrem chuvas ou aumento da vazão - característica que o torna quesito de segurança em barragens. Com isso, o vertedouro possibilita o controle do nível de água do reservatório, a partir da restituição do excedente de água, de modo a não comprometer a integridade das estruturas e do meio ambiente. Em períodos de chuva, o processo de abertura dos vertedouros busca evitar enchentes no entorno da usina.

Figura 13 – Vertedouro

Fonte: Atiaia Energia

O vertedouro pode ser localizado em um canal lateral ou no corpo da barragem. Pode ser previsto um canal lateral com a possibilidade de escoamento de água no corpo da barragem, exceto para as barragens de terra. Quando não for possível utilizar um canal lateral sem revestimento, pode-se estudar a utilização de um revestimento do canal. Como a queda da água pode ser muito alta e com uma vazão muito elevada também, no vertedouro devem existir estruturas em escada que ajudem a dissipar a energia cinética da água, afim de não causar danos à base da barragem.

Os vertedouros atuam também como auxiliares na medição da vazão do fluxo de água, pois são estruturas montadas de forma que permita quantificar o volume de água que passa por elas, servindo para conhecer ao longo do tempo, a variação de vazões em função de fatores climáticos, uso da água, uso do solo da bacia, entre outras coisas.

Figura 14 – Vertedouro em construção

Fonte: Atiaia Energia

A tomada de água deve ser construída, preferencialmente, em um local onde haja um desnível suficiente e que esteja localizada à menor distância possível em relação à casa de máquinas. Deve-se balancear o custo e a potência gerada pela usina, no intuito de atingir a melhor relação custo-benefício, considerando a variação máxima e mínima do nível d'água, a fim de garantir o atendimento das cargas necessárias.

Os arranjos típicos de uma estrutura para tomada d'água podem variar, em função dos aspectos topográficos e geológico-geotécnicos de cada local. Em geral, projetos dessa natureza têm adotados arranjos contendo, os seguintes elementos:

- um canal de aproximação/adução do escoamento, em superfície livre, à estrutura de tomada d'água;

- se no local do aproveitamento o rio transportar sedimentos, deverá ser previsto no canal de adução, a montante da estrutura de tomada d'água, uma câmara destinada à decantação do material em suspensão e/ou um desarenador. O desarenador é uma câmara posicionada a montante da estrutura da tomada d'água, destinada à decantação da totalidade ou parte do material sólido grosso, com granulometria compreendida entre 0,1 mm e 10 mm, transportado pelo escoamento. Na região mais baixa do desarenador, a montante da tomada d'água, normalmente posiciona-se um orifício lateral, com uma comporta de fundo, com o objetivo de possibilitar a limpeza do material sedimentado;

- a estrutura de tomada d'água propriamente dita, incluindo a grade para proteção contra corpos flutuantes e as comportas para controle do escoamento. A grade, no paramento de montante da tomada d'água, visa impedir a entrada de corpos flutuantes que possam danificar os equipamentos. A limpeza da grade pode ser feita manualmente, com o auxílio de "ancinho", ou mecanicamente através de máquina limpa-grade;

- nos arranjos nos quais a casa de força situa-se afastada da tomada d'água, a jusante da estrutura posiciona-se geralmente o canal de adução em superfície livre, ou tubulação de adução de baixa pressão, até a estrutura da câmara de carga; a jusante da câmara de carga situa(m)-se o(s) conduto(s) forçado(s), por onde o escoamento é conduzido à(s) turbina(s);

- nos arranjos nos quais a casa de força situa-se ao pé da barragem, a adução é feita desde a captação até as turbinas em conduto(s) forçado(s).

3.3.2. Sistema de adução

O sistema de adução é formado por túneis, canais ou condutos metálicos que têm a função de levar a água até a casa de força.

Caso a alternativa de construção de um canal de adução em superfície livre não seja viável, deve-se utilizar uma tubulação em baixa pressão como meio de ligação entre a tomada d'água e a entrada do conduto forçado.

A adução em baixa pressão pode ser em escoamento livre ou por meio de tubulação de PVC, de concreto ou aço. No caso da adução em baixa pressão com utilização de tubulação é utilizada uma chaminé de equilíbrio entre a tubulação em baixa pressão e a adução em alta pressão. A chaminé de equilíbrio é um reservatório de eixo vertical, normalmente posicionado no final da tubulação de adução de baixa pressão e a montante do conduto forçado, com a finalidade de amortecer as variações de pressão, que se propagam pelo conduto forçado, decorrente do fechamento rápido da turbina e armazenar água para fornecer ao conduto forçado o fluxo inicial provocado pela nova abertura da turbina, até que se estabeleça o regime contínuo. Quando necessário, a chaminé de equilíbrio deve ser instalada o mais próximo possível da casa de força, para reduzir o comprimento do conduto forçado e diminuir os efeitos do golpe de aríete.

No caso da adução em baixa pressão com a utilização de um canal de escoamento livre, é utilizada uma câmara de carga entre o canal de escoamento livre a adução em alta pressão. A adução em alta pressão deve ser, preferencialmente, de tubulação de concreto ou de aço. A tubulação de PVC também pode ser utilizada, porém deve ser enterrada, o que dificulta a manutenção. A escolha de um ou outro tipo dependerá das condições topográficas e geológicas que apresente o local do aproveitamento.

Caso a tubulação seja de aço, esta deverá ser instalada sobre blocos de apoio. As tubulações de concreto armado poderão ser instaladas em valas, diretamente sobre o terreno. A tubulação em PVC ou de fibra deverá ser enterrada, no intuito de evitar impactos e contato com o sol. Nos trechos de curva da tubulação deverão ser instalados blocos de ancoragem para absorver os esforços longitudinais da tubulação. A jusante da comporta da tomada d'água há a necessidade de instalação de um tubo (poço) de aeração visando, com

a entrada de ar, manter o equilíbrio das pressões externa e interna e evitar o colapso da tubulação.

3.3.3. Turbinas hidráulicas

As turbinas e os próximos componentes normalmente ficam protegidos no interior de uma estrutura de alvenaria denominada casa de máquinas. Essa estrutura não precisa de um projeto especial, podendo ser simples. A única precaução que se deve ter é em relação ao local escolhido para a sua instalação: ela deve ficar em um local protegido contra alagamentos derivados da máxima vazão do manancial e ao mesmo tempo na menor altitude possível para maximizar a queda útil do projeto (diferença entre a cota da barragem e do grupo gerador).

A turbina hidráulica é o primeiro equipamento que compõe o sistema gerador de uma hidrelétrica. Esse sistema é o coração da usina, pois é através dele que todo o processo de transformação da energia ocorre.

A turbina é a evolução conceitual do termo roda d'água, iniciado no século XV. Ela é composta por pás presas a um eixo girante movido de acordo com o impulso da água que incide sobre as pás. Atualmente há diversos tipos distintos de turbinas no mercado e sua escolha depende, principalmente, da vazão e da queda útil do projeto. Outras variáveis como preço, manutenção, disponibilidade de peças, confiabilidade, entre outras, também são bastante importantes em projetos de pequenas usinas uma vez que elas podem trabalhar na maior parte do tempo em regime não assistido.

Iremos então descrever as principais turbinas disponíveis no mercado e mais utilizadas em pequenas, mini e micro centrais hidrelétricas:

- **Turbina Pelton**

A turbina Pelton é uma turbina de ação, ou seja, o escoamento através do rotor ocorre sem variação de pressão. Visualmente falando, ela é o mais próximo à antiga roda d'água comentada anteriormente. É composta por um eixo rotacional e com pás acopladas externamente, conforme mostrado na figura abaixo.

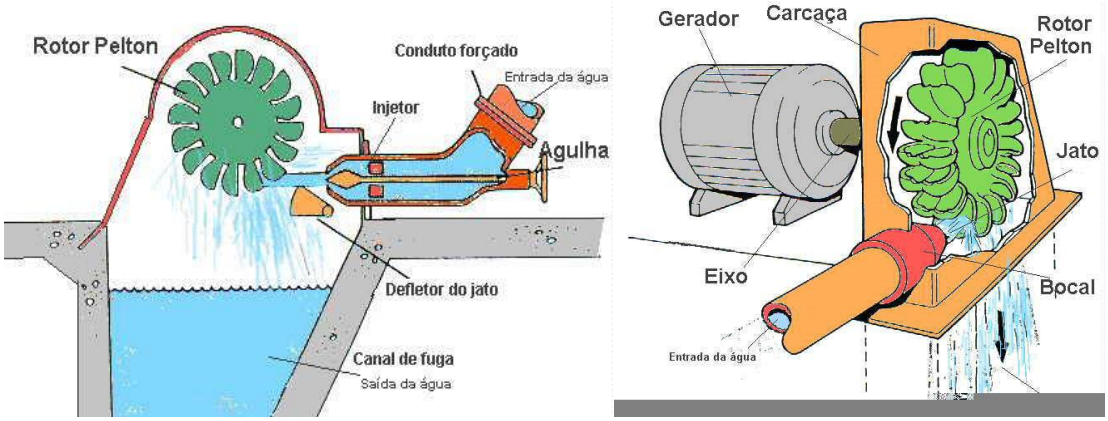


Figura 15 – Turbina Pelton

Fonte: MELLO, A. (2000)

A agulha controla o fluxo de água e o bocal, além de transformar a pressão em velocidade, direciona o jato para que o fluxo de água ocorra tangencialmente ao rotor. Ela é utilizada normalmente em quedas de 100 a 500 metros (mas podendo ser usada em quedas ainda maiores), associadas à geração de 500 a 12.500 kW de energia.

- **Turbina Francis**

A turbina Francis é considerada uma turbina de reação, ou seja, funciona de acordo com uma diferença de pressão entre os dois lados do rotor.

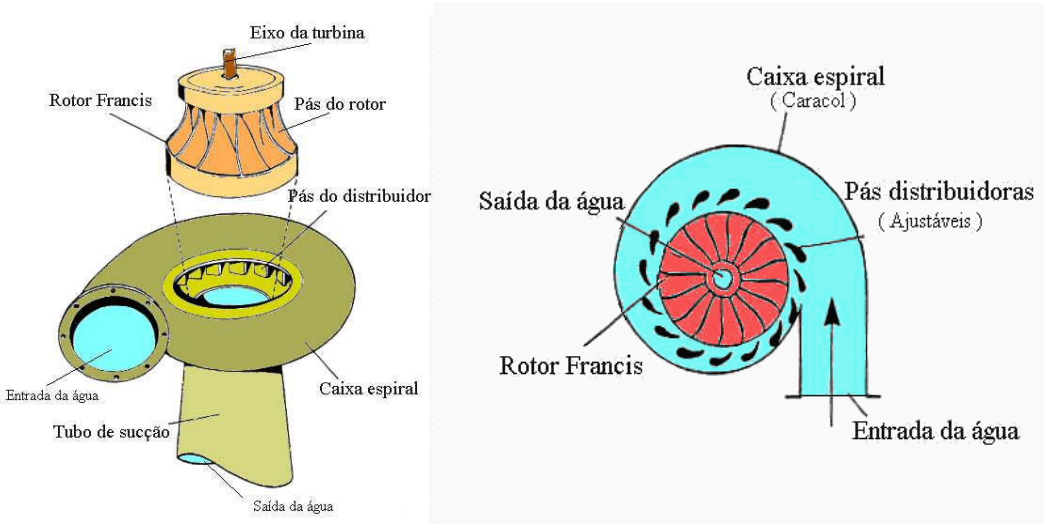


Figura 16 – Turbina Francis

Fonte: MELLO, A. (2000)

Nessa turbina, as pás são perfiladas de forma complexa e uma caixa espiral distribui a água ao redor do rotor. Após transferir a sua energia para as pás, a água sai pelo tubo de sucção.

A Francis é a turbina mais utilizada no Brasil por causa da sua grande abrangência de rotação específica, podendo ser aplicadas a quedas úteis de 15 a 250 metros e potências de 500 a 15.000 kW (podendo alcançar até mesmo 750 MW), com um rendimento de mais de 92% para grandes máquinas.

A turbina Francis mais disseminada é a descrita acima (com caixa espiral), porém também há turbinas Francis com caixa aberta, que tem um rendimento baixo em comparação a outros modelos (sendo normalmente substituída pela turbina tipo “S”), e a turbina dupla, que são variantes da com caixa espiral e a com caixa aberta, também pouco utilizada.

- **Turbina Tubular “S”**

A turbina Tubular “S”, chamada assim por causa do seu tubo de sucção em forma de “S”, é aplicada a queda útil de 4 a 25 metros e vazões de até 22,5 m³/s, gerando uma potência de 500 a 5.000 kW.

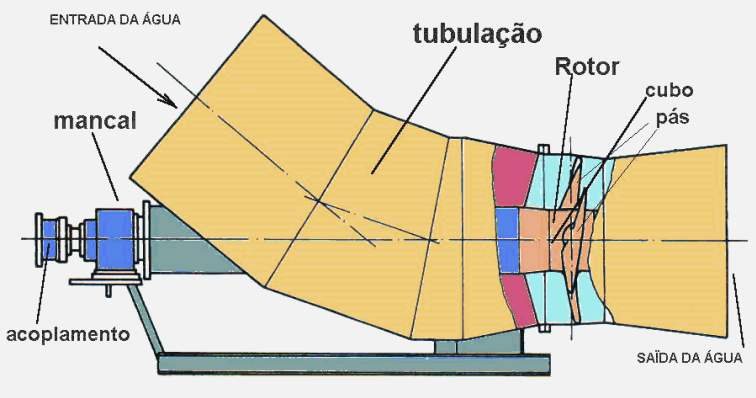


Figura 17 – Turbina Tubular S

Fonte: MELLO, A. (2000)

Esse tipo de turbina tem uma simples montagem, facilidade de acesso, simples manutenção e flexibilidade de operação (fácil regulagem através de distribuidor e rotor de pás móveis). A extensão do eixo de ligação entre o rotor e o gerador gera uma razoável perda de rendimento desse sistema.

- **Turbina Bulbo com multiplicador**

A turbina Bulbo com multiplicador, caracterizada por possuir o gerador na mesma linha da turbina envolto por uma espécie de casulo que o protege do fluxo de água, atende a queda útil de 4 a 12 metros, gerando uma potência de até 1.700 kW.

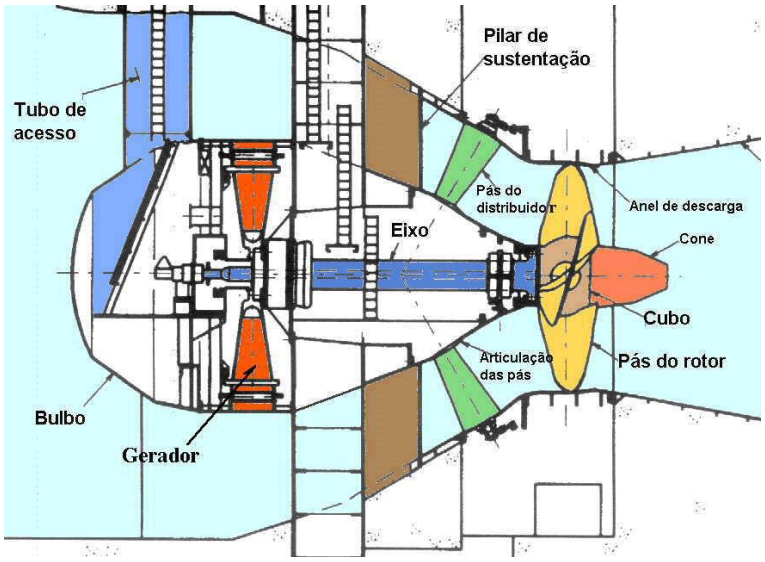


Figura 18 – Turbina Bulbo

Fonte: MELLO, A. (2000)

- **Outros tipos de turbina**

Além das turbinas acima citadas, há outros tipos que não têm sido utilizados em PCH's. Apenas para fins de registro, as mais importantes ainda não citadas são: (i) Turbina Francis e Kaplan de eixo vertical; (ii) Turbina de Michell-Banki; (iii) Turbina Straflo; (iv) Turbina Turgo; (v) Turbina de fluxo cruzado; (vi) Turbina Axial; e (vii) Turbina Sifão.

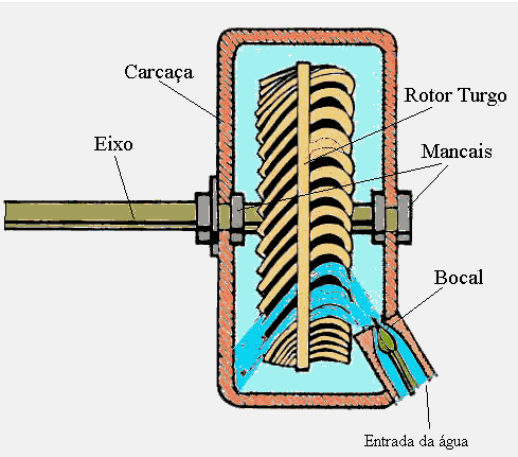


Figura 19 – Turbina Turgo

Fonte: MELLO, A. (2000)

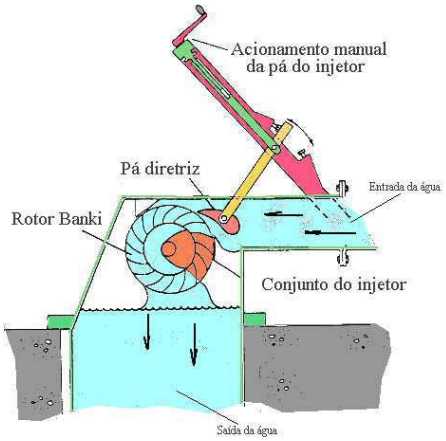


Figura 20 – Turbina de fluxo cruzado

Fonte: MELLO, A. (2000)

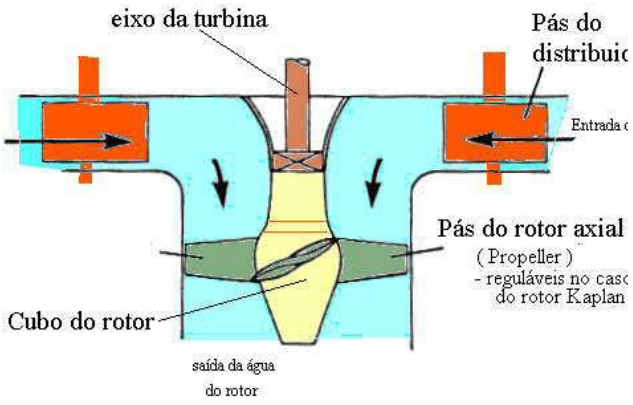


Figura 21 – Turbina Axial

Fonte: MELLO, A. (2000)

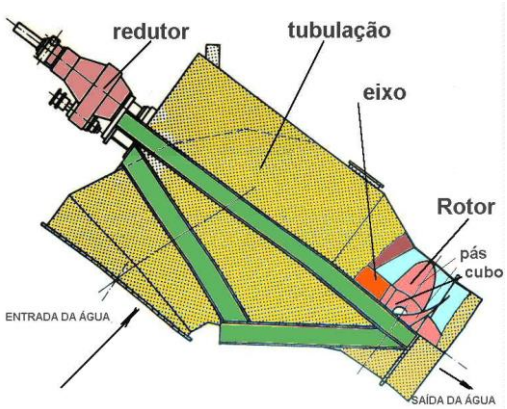


Figura 22 – Turbina Sifão

Fonte: MELLO, A. (2000)

3.3.4. Geradores elétricos

Em uma central geradora hidrelétrica, os geradores utilizados são os síncronos e os de indução. O primeiro é o mais comum, empregado em diversas usinas. Já o segundo, possui como vantagens o menor custo de aquisição, instalação e manutenção, inexistência da excitatriz, regulação de tensão, regulador de velocidade, equipamento de sincronização, e um sistema de controle e proteção relativamente simples. Porém, suas desvantagens em relação ao primeiro são: impossibilidade de controle da tensão (não podendo ser utilizado em um sistema isolado), necessidade de utilização de capacitores para fornecer reativo, diminuição do fator de potência por causa do consumo de reativo e uma velocidade de disparo de cerca de 300%. Essas características do gerador indutivo implica em uma limitação a sua utilização para máquinas com potência de até 1 MW.

A potência do gerador é determinada de acordo com a potência disponível no eixo da turbina, através da seguinte fórmula:

$$P_G = P_T\left(\frac{\eta_G}{\cos\phi}\right)$$

Onde:

P_G = potência do gerador (kVA);

P_T = potência no eixo da turbina (kW);

η_G = rendimento do gerador;

cos ϕ = fator de potência do gerador.

O fator de potência é definido em função do sistema elétrico ao qual o gerador se encontra ligado e que, normalmente, o valor adequado varia de 0,90 a 0,95. Já o rendimento do gerador deve ser obtido junto ao fabricante.

Em alguns casos, como com a utilização da turbina bulbo, a escolha do gerador é restrita. Além disso, normalmente, as empresas que fabricam e vendem turbinas já oferecem o sistema gerador completo com o gerador e a ligação turbina-gerador incluídos e específicos para capacidade instalada.

Outros componentes secundários devem acompanhar a maioria dos geradores, não iremos nos aprofundar nesses itens, mas são eles: sistema de resfriamento, sistema de proteção contra sobretensões, sistema de excitação, entre outros.

3.3.5. Proteção e monitoramento

A proteção de um sistema deve ser capaz de detectar e isolar faltas para prover a operação normalizada do sistema, deve ter condições de prevenir falhas e limitar os efeitos resultantes dessas falhas. Deve atender características como sensibilidade, confiabilidade, velocidade e seletividade. E, além disso, deve ser economicamente viável, equilibrando recursos técnicos e econômicos. O monitoramento e proteção de uma CGH devem ser capazes de retirar de operação o grupo gerador, quando o sistema estiver em condições anormais de operação. Basicamente os sistemas automáticos de falhas têm a função de informar a ocorrência de falhas, quando ainda estão em seu início de formação.

Na presença de gerador distribuído, as condições de operação do sistema de proteção já existente devem sofrer alteração. Um pequeno gerador distribuído não afeta de forma significativa os níveis de falta. Porém, várias unidades de pequeno porte de GD ou poucas unidades de grande porte podem provocar alterações significantes nos níveis de curto-circuito, de modo a causar a perda da coordenação dos fusíveis, afetando assim a confiabilidade e a segurança do sistema de distribuição. Desta forma, são necessários reajustes nos sistemas de proteção, considerando as mudanças que a implantação dos geradores na distribuição pode trazer, principalmente em relação às variações no fluxo de potência (GONÇALVES, 2004; LORA; HADDAD, 2006; OCHOA-PIZZALI, 2006; SENNE; et al., 2006).

Os requisitos técnicos de proteção devem garantir a integridade dos sistemas elétricos e equipamentos tanto da concessionária, como do gerador distribuído na ocorrência de defeitos. A proteção do gerador contra falta é um procedimento comum, existem diversas técnicas conhecidas que visam proteger máquinas elétricas. A detecção de falta é feita através da corrente de falta proveniente da rede de distribuição. Um problema comum, neste caso, é assegurar que haverá correntes de falta adequadas para uma rápida atuação dos dispositivos de proteção, como relés e fusíveis.

A proteção da rede de distribuição com geradores instalados já é mais complexa. A detecção de falta é proveniente da corrente de falta dos geradores, que nem sempre têm condições de fornecê-la. Pequenos geradores síncronos, no caso, necessitam de circuitos

robustos para conseguirem fornecer correntes de falta maiores em relação à corrente de demanda máxima. E geradores de indução não podem fornecer correntes de falta para faltas trifásicas. Nessas situações, a segurança fica somente a cargo dos dispositivos de proteção da rede de distribuição, para eliminar as faltas do circuito (OCHOAPIZZALI, 2006).

Quando se conecta centrais geradoras na distribuição também se faz necessário a instalação de um sistema de proteção de seus equipamentos contra condições anormais de operação, como:

- Curtos-circuitos;
- Superexcitação;
- Sobretensão;
- Correntes desbalanceadas.

A tabela a seguir aponta as proteções mínimas necessárias no ponto de conexão, de acordo com o nível de tensão das unidades, de acordo com os procedimentos de distribuição publicados pela ANEEL em 2010.

Tabela 6 – Proteções mínimas em função da potência instalada

Equipamento	Potência Instalada		
	< 10 kW	**10 kW a 500 kW**	**> 500 kW**
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefreqüência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
(1) Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema. **(2) Elemento de desconexão e interrupção automático acionado por comando e/ou proteção.** **(3) Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletro-eletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de desconexão.** **(4) Nas conexões acima de 300 kW, se o lado da acessada do transformador de acoplamento não for aterrado, deve-se usar uma proteção de sub e de sobretensão nos secundários de um conjunto de transformador de potência em delta aberto.**			

Fonte: ANEEL, 2010

Sistemas mais avançados já existentes no mercado são capazes de monitorar, em tempo real, outras variáveis de uma usina, como mostrado na figura a seguir. Com isso, é possível operar a central geradora de forma remota.

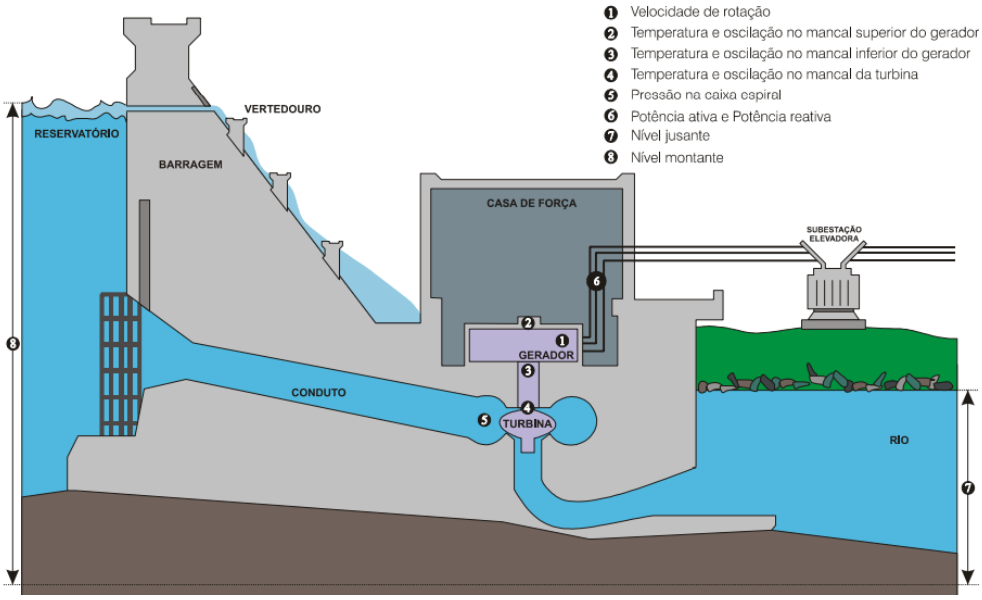


Figura 23 – Esquemático da usina com indicação dos sensores monitorados

Fonte: CERPCH – Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas

3.3.6. Transformador

O transformador é o equipamento responsável pela elevação da tensão antes da corrente ser disponibilizada na rede de distribuição. Ele tem uma grande importância para que a energia gerada na usina possa ser transportada pelos cabos de alta tensão com uma menor quantidade de perdas.

A única restrição quanto à escolha do transformador se dá pelo fato da sua potência nominal (também conhecida como potência aparente) ter que ser igual ou, de preferência, superior à potência máxima do gerador.

3.3.7. Outros componentes

Além dos componentes citados acima, há também outros itens secundários, mas não menos importantes, para o funcionamento de uma CGH. São eles: volante de inércia, sistema de regulação, sistema de supervisão e controle por telemetria, sistemas e cabos elétricos, carregadores de bateria, interligação gerador-transformador e aterramento.

Esses componentes não serão detalhados exaustivamente no presente trabalho, no entanto, seus custos serão considerados para o estudo de viabilidade econômica, objetivo principal deste documento.

4. ESTUDO DE CASO

Nesse capítulo, será introduzido o estudo de caso, cujo objeto é uma central geradora hidrelétrica, localizada a margem de uma pequena cidade na zona da mata mineira, chamada Lima Duarte (cerca de 20 minutos de distância do seu centro através de uma estrada de terra batida). Por se tratar de um estudo real, o trabalho considerará alguns pressupostos e que, para manter a sua simplicidade, não serão estudadas mudanças, como, por exemplo, o layout do local, ampliação do alagamento ou da barragem, mudança do local da barragem à jusante ou à montante do rio, etc.

Figura 24 – Localização da CGH a partir de imagem de satélite

Fonte: Google Earth

Dessa forma, vamos averiguar, para cada item enunciado no capítulo anterior, o que melhor atenderá à demanda do caso sempre levando em consideração a viabilidade técnica e o menor custo estimado para o projeto.

4.1. Cálculo das variáveis (Queda útil e Vazão)

Durante as visitas ao local do aproveitamento hidrelétrico em estudo, foram feitas medições que permitem o cálculo da vazão do rio em questão e, posteriormente, o cálculo da potência da CGH. De acordo com a fórmula desse cálculo, precisamos encontrar o valor de duas variáveis: (i) a altura útil de queda, que é a distância vertical entre o topo da barragem e o local que ficará a turbina (logo abaixo do chão da casa de máquinas); e (ii) a vazão do rio em período de estiagem de chuva.

O primeiro item foi calculado com o auxílio de uma trena e utilizando o nível da água abaixo entre a barragem e a casa de máquinas como referência. A barragem media 19,5 m de comprimento por 4 m de altura. Porém, como ela está construída acima de um conjunto de pedras, o nível da água ainda fica a uns 1,5m abaixo do pé da barragem. Por fim, como

atualmente a água está inundando a casa de máquinas, como poderemos ver em imagens mais a frente, não pudemos entrar para fazer a medida exata. Porém, conversando com o antigo operador da usina, a turbina deve ficar aproximadamente uns 3 m abaixo do nível da água.

Dessa forma, somando todas as alturas (4 m + 1,5 m + 3 m) chegamos ao valor de 8,5 metros de altura útil de queda. Vale destacar que, como visto na metodologia utilizada, há um erro envolvido nessa distância, não só pelo erro da medição em si, mas também aquele vinculado à suposição da altura da casa de máquinas.

O cálculo da vazão do rio (item ii) já não é tão trivial. Primeiramente é necessário estimar a velocidade que o fluido corre (em m/s) e multiplicar esse valor pela área transversal que a água passa (em m²). Todas as medições ocorreram em um local do rio a jusante da usina, pois era o local mais fácil devido a existência de uma ponte. Antes dos cálculos, vale lembrar que o período em que foram recolhidos os dados compreende o mês de agosto, época em que o local está em período de estiagem. De acordo com entrevistas feitas durante as visitas ao local, pode-se comprovar que a região estava sem chuvas por um longo período, compreendido do mês de junho de 2013 até agosto do mesmo ano (quase 2 meses sem precipitações na região).

A área transversal do rio foi estimada da seguinte maneira: a largura foi medida de forma direta através de uma trena e deu 3,5 m, aproximadamente; já a profundidade teve que ser estimada (uma vez que o fundo do rio não é uma seção reta). Com auxílio de um graveto com mais 2,40 m de comprimento, foi se tirando diversas medidas (a cada 25 cm) desde a margem do rio até o centro do rio (a 1,75 m da margem), afundando o graveto até o limite e observando o tamanho do seu comprimento que se molhava a cada medida. As medidas se encontram na tabela 7 abaixo.

Tabela 7 – Medidas da profundidade do rio

Medida	Distância da margem (m)	Profundidade (m)
0	0	0
1	0,25	0,38
2	0,5	0,84
3	0,75	1,35
4	1	1,83
5	1,25	2,29
6	1,5	Não foi possível
7	1,75 (meio)	Não foi possível
Média	**-**	**1,8**

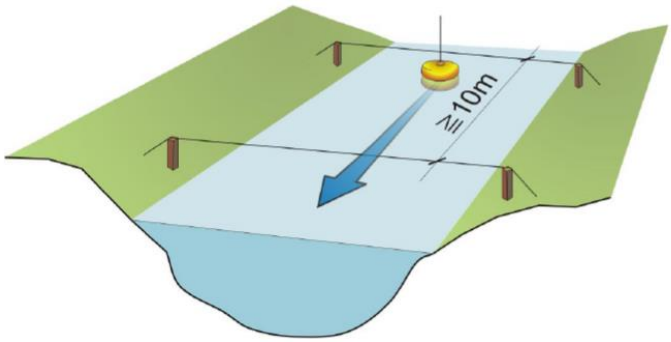
Fonte: os autores

As duas últimas medidas não foram possíveis de calcular porque, de cima da ponte com o braço esticado para baixo (mas não afundado), não foi possível encostar com o graveto no fundo do leito do rio. Seguindo a mesma proporção de crescimento, estima-se algo em torno de 2,7 m e 3,1 m, para a penúltima e a última medição.

Aqui, mais uma vez, podemos observar um erro ocasionado não só pelo instrumento de medição, mas pela suposição da profundidade do rio em alguns pontos e a média dessas medidas.

Com a área seção transversal do rio calculada, faltaria o cálculo da velocidade média do fluxo de água que passaria por essa seção transversal. A metodologia utilizada nesse caso foi a mesma enunciada pelo núcleo de geologia da Universidade Federal de Sergipe, com o diferencial que foi utilizada a própria ponte como referência, ao invés dos “piquetes”. Segundo a Universidade, para auxiliar as medições, seriam necessários:

- Dois piquetes, paralelos à margem (como mostrado na imagem a seguir) que serviriam como referência para o ponto de contagem do tempo e da chegada do flutuador, respectivamente;
- Cronômetro, que deve ser acionado quando o flutuador passar pelo primeiro piquete e parar quando o flutuador chegar na direção do último piquete;
- Flutuador, que consiste num objeto que flutue e possa ser acompanhado visualmente da margem e, de preferência que não seja muito leve para não sofrer a influência do vento. No caso, foi utilizada uma garrafa contendo um pouco de líquido para deixar à mostra o seu gargalo;
- Trena, para medir a distância entre os piquetes.



$$Q = \frac{0,8\,L \times \bar{A}}{t}$$

Q vazão (m³/s)
L comprimento (m)
A área média da seção (m²)
t tempo de percurso do flutuador (s)

Figura 25 – Fórmula para cálculo da vazão do rio

Fonte: Núcleo de Geologia – Universidade Federal do Sergipe

A velocidade (V) do flutuador é o espaço por ele percorrido (distância entre piquetes), dividido pelo tempo cronometrado nesse trecho. Admite-se que essa velocidade seja a mesma da correnteza à superfície do rio. Nesse caso, distância foi de 6,5 metros e o tempo médio foi de 4,5 segundos. Portanto, teremos:

$$V = 6{,}5 / 4{,}5 = 1{,}44 \text{ m/s.}$$

A vazão ou descarga (Q) é o produto da área da seção transversal (A) pela velocidade média do escoamento (V). O coeficiente redutor de 0,8 significa que a velocidade média do fluxo é, em média, 20% inferior do que a apresentada na superfície do espelho d´água. Nesse caso, a área da seção mediu 6,3 metros quadrados e, a vazão, portanto, será:

$$Q = 0{,}80 \times 6{,}30 \times 1{,}44 = 7{,}28 \text{ m}^3\text{/s.}$$

As medições para obtenção do tempo de atravessamento do flutuador foram feitas diversas vezes e, portanto, os dados aqui expostos representam valores médios. A margem de erro para as medidas encontradas também foi considerada, mas representa uma proporção irrisória no que tange ao cálculo final da vazão.

De acordo com a fórmula apresentada na figura acima, chega-se a um valor aproximado de 7,3 m/s³ para a vazão do rio. A tabela 8 a seguir mostra o resumo das medições e dos valores calculados.

Tabela 8 – Dados da medição da vazão do rio

Descrição	Medição
Comprimento do trecho de medição (metros)	6,50
Tempo de atravessamento do trecho (segundos)	4,50
Velocidade (m/s)	**1,44**
Largura do rio (metros)	3,50
Profundidade média aprox. do rio (metros)	1,80
Área total (m²)	**6,30**
Vazão (m³/s)	**7,28**

Fonte: os autores

4.2. Cálculo da Potência Instalada

Com os valores da queda útil e da vazão do rio, temos os insumos necessários para realizar o cálculo da potência instalada do estudo de caso. A escolha de boa parte dos componentes da CGH está diretamente ligada à estimativa da potência no aproveitamento. De acordo com a Eletrobrás, o cálculo da potência instalada de uma Central Hidrelétrica consiste na seguinte fórmula:

$$P = g \cdot Q \cdot H_u \cdot \eta_t$$

Onde:

P = Potência instalada (W);

Q = vazão (m^3/s);

H_u = altura útil (m);

g = peso específico da água (N/m^3);

η_t = rendimento turbina-gerador

Dessa forma, utilizando as medições realizadas no local do aproveitamento hidrelétrico em questão, foram obtidos os seguintes valores:

Tabela 9 – Dados para o cálculo da potência

Cálculo da Potência	
Vazão total (m^3/s)	7,28
Altura (metros)	8,50
Rendimento turbina-gerador	0,85
Peso específico da água (N/m^3)	9790,40
Potência (em kW)	**514,96**

Fonte: os autores

O rendimento do conjunto turbina-gerador usado, baseia-se em uma estimativa recomendada pela Eletrobrás para o cálculo da potência esperada da CGH. Futuramente, quando os equipamentos forem selecionados, os cálculos poderão ser refeitos a fim de se ter um valor mais preciso.

De acordo com a fórmula apresentada, chega-se a um valor aproximado de 515 kW para a potência estimada da CGH. Vale ressaltar, que como a vazão calculada é provavelmente uma das menores ao longo do ano, por ter sido calculada em período de estiagem, a energia gerada ao longo dos outros meses do ano poderão ter valor superior. Mas, para fins de cálculo de viabilidade econômica, é pertinente a utilização do pior cenário encontrado.

4.3. Seleção dos componentes da CGH

4.3.1. Obras civis e sistema de controle e monitoramento

Para o aproveitamento em questão, a barragem já foi construída e encontra-se em bom estado de conservação. Isso permite eliminar a necessidade de investimento nesse componente. Além disso, nesse caso, não há necessidade de construção de um vertedouro, pois a água irá verter por cima da barragem sem causar danos à usina, à população ou ao

meio ambiente. Já existe também um sistema de comporta para eliminar excessos de água em períodos de grande índice pluviométrico, ela inclusive estava aberta no momento da visita que pode ser observada na figura abaixo.

Portanto, todo o sistema de captação se encontra instalado e não necessita de investimentos para a realização da reativação da CGH. Caso o proprietário queira realizar uma limpeza no reservatório, ele conseguirá aumentar o volume de água represado e reduzirá a quantidade de sedimentos que acumulará na grade de proteção do conduto forçado. Isso não é extremamente necessário e nem aumentará a potência da usina, mas reduzirá um pouco o custo operacional em virtude da redução da quantidade de limpezas realizadas na grade de proteção.

Figura 26 – Reservatório da CGH

Fonte: os autores

Figura 27 – Situação atual da barragem da CGH, com a comporta aberta

Fonte: os autores

Já o sistema de adução atual deverá ser parcialmente reformado. A tubulação responsável pela condução da água do reservatório até a turbina (conduto forçado), na casa de máquinas, está totalmente corroída e desgastada pelo tempo. Deverá ser refeita em toda a sua extensão, em aço.

Figura 28 – Destaque para a situação atual de corrosão do tubo de adução

Fonte: os autores

Outros itens desse componente como a tomada d'água não estão precisando de reforma, como pode ser visto na imagem abaixo. Há também um desarenador para a decantação de pequenas partículas que está em bom estado.

Figura 29 – Situação atual da tomada d'água

Fonte: os autores

Figura 30 – Visão Geral da situação atual

Fonte: os autores

Não existe atualmente um sistema de controle e monitoramento e este deverá ser instalado para permitir o acesso e parte da operação remotamente, evitando a necessidade de alocação de um funcionário para exercer essas funções. Por mais que acarrete em um maior custo de implantação, este sistema gera uma redução de custos operacionais e outras vantagens como a maior qualidade do processo, agilidade e maior produtividade.

Demais obras civis de suporte, incluindo a construção de uma nova casa de máquinas, também deverão estar previstas no cálculo do investimento inicial. A atual está praticamente submersa em água (atualmente só se consegue ver o topo do que era a antiga porta) por causa do avanço do mato sobre o rio, que criou uma “barragem” natural à jusante da usina conforme podemos observar na figura abaixo. Assim, há a necessidade de reabrir o caminho antigo do rio para que o nível da água possa voltar ao normal e a casa de máquinas seja desalagada por completo. Por se tratar de uma cidade pequena do interior, o apoio da prefeitura local para a realização desse tipo de serviço é algo que pode ser considerado como certo e oferecido pelo poder público.

Figura 31 – Situação atual da casa de máquinas

Fonte: os autores

A seguir, será exposto o detalhamento do processo de escolha dos equipamentos eletromecânicos que possuem maior participação no investimento inicial total do processo de reativação da CGH: turbina, gerador e transformador.

4.3.2. Seleção da Turbina Hidráulica

O primeiro grande equipamento a ser escolhido é a turbina hidráulica, pois a escolha deste influenciará na seleção do gerador e, posteriormente, do transformador. A escolha do modelo de turbina deve ser feita levando em consideração a altura útil de queda e a vazão do rio. Conforme calculado anteriormente, o estudo de caso apresenta uma queda de 8,5 metros e uma vazão 7,3 m³/s. Dessa forma, vamos confrontar esses valores com o gráfico apresentado pela Eletrobrás no seu texto intitulado “Diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas” do ano de 2000, mostrado na figura 32.

Como vimos no capítulo anterior, podemos resumir os principais tipos de turbinas, bem como suas características, na tabela 10 a seguir.

Tabela 10 – Quadro resumo das características das principais turbinas

Tipo de Turbina	Queda útil mínima (m)	Queda útil máxima (m)	Potência mínima (kW)	Potência máxima (kW)
Pelton	100	500	500	12500

Francis	15	250	500	15000
“S”	4	25	500	5000
Bulbo	4	12	-	1500

Fonte: os autores

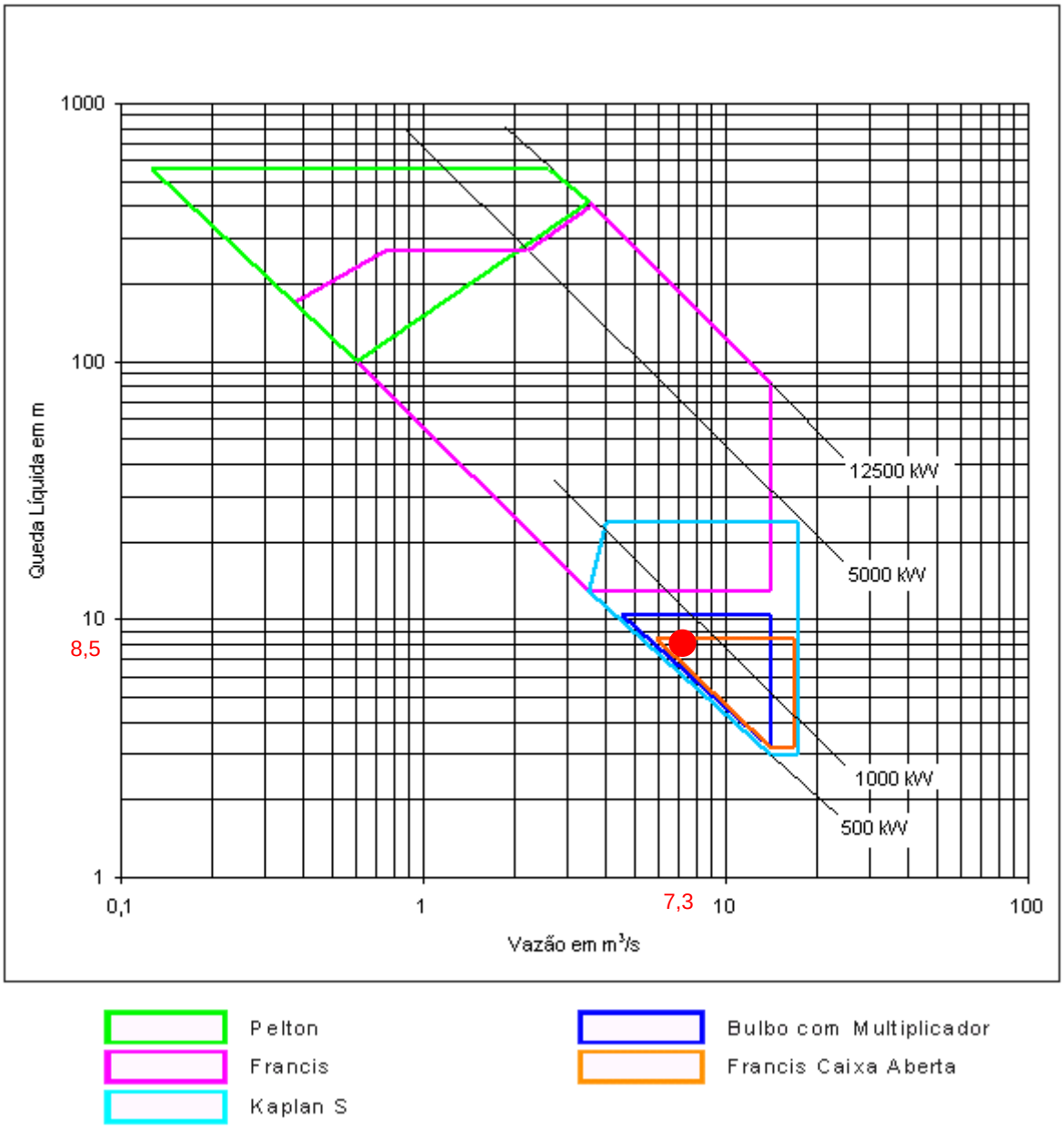


Figura 32 – Escolha do tipo da turbina

Fonte: Diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas (Eletrobrás, 2000).

Assim, podemos observar que, de acordo com a especificidade do estudo de caso em questão, o ponto de cruzamento entre a queda útil do projeto e da vazão do rio (ponto

vermelho no gráfico) é circulado por dois tipos de turbina: (i) Kaplan S; e (ii) Bulbo com multiplicador.

A localização do ponto vermelho no gráfico indica que também poderíamos pensar em utilizar a turbina tipo “Francis Caixa Aberta”, porém, de acordo com a Eletrobrás, a turbina tipo “Kaplan S” têm sido preferida por causa do seu melhor rendimento em comparação à primeira.

Com essa primeira restrição colocada, a escolha da turbina hidráulica deve seguir os critérios de: preço, facilidade de operação e manutenção, confiabilidade, capacidade de atendimento imediato (em caso de defeitos) e a disponibilidade de peças sobressalentes por parte do fornecedor.

Idealmente, queria-se pesquisar junto a fabricantes e fornecedores de turbinas os valores de aquisição de cada opção. Porém, visto que não se trata de um “produto de prateleira”, a resposta das empresas iria demorar muito e demandaria um esforço de ambas as partes que não havia sido esperado. Portanto, iremos mais a frente fazer apenas uma estimativa orçamentária de acordo com os critérios propostos.

4.3.3. Gerador Elétrico e Transformador

Como visto nos capítulos anteriores, a seleção do gerador elétrico é influenciada diretamente pelas características da turbina escolhida. Essa relação é tão forte que normalmente as empresas já fornecem o grupo turbina-gerador em conjunto. Dessa forma, assim como a turbina, o gerador também terá o seu valor estimado da mesma maneira.

Por fim, o transformador depende da tensão transmitida pela usina e da utilizada na rede de distribuição e seguirá o mesmo modelo de orçamentação que os componentes do grupo turbina-gerador.

5. ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA

A elaboração do projeto de uma Central Geradora Hidrelétrica, CGH, exige um investimento inicial considerável e costuma ter retorno bem mais lento do que as aplicações financeiras comuns. Por isso, a necessidade de avaliar o projeto de uma CGH através de um estudo de viabilidade econômica, no intuito de reduzir os riscos do aproveitamento em questão e verificar se o empreendimento oferece boas perspectivas de aproveitamento econômico em termos de potencial hidráulico.

Portanto, nesse capítulo vamos realizar a análise econômica do caso estudado. Para isso, serão mostrados o investimento inicial, a receita e os custos ao longo do tempo (fluxo de caixa), que servirão de insumo para o cálculo do VPL e outros indicadores econômicos que possibilitem avaliar se o negócio é ou não viável.

5.1. Estimativa do Investimento Inicial (CAPEX)

Os custos para implantação de um projeto devem ser calculados de acordo com a realidade do local da instalação e atendendo a suas peculiaridades. A tabela 11 a seguir demonstra a expectativa que cada item gera no custo total do projeto. Nota-se que as obras civis junto com a aquisição dos equipamentos permanentes representam aproximadamente dois terços dos gastos totais. Assim, utilizando essa perspectiva e levando em consideração a simplicidade e peculiaridades do projeto, será levantada uma estimativa de preço para as principais despesas visando a calcular o período de retorno do projeto com os lucros advindos da comercialização da energia.

Tabela 11 – Estimativa de Custos para Implantação de uma CGH

Descrição	Custo (%)
Estudos Iniciais	
Investigação do local	1,0%
Estudo Hidrológico	0,5%
Avaliação Ambiental	1,0%
Projeto Básico	1,0%
Estimativa de Custos	0,3%
Preparação de Relatórios	0,2%
Gerenciamentos do Projeto	1,0%
Passagens e diárias	0,6%
Desenvolvimento	
Negociação do PPA	0,5%
Licenças	0,5%
Levantamentos Geológicos	0,6%

Gerenciamento do Projeto	0,7%
Passagens e diárias	0,6%
Engenharia	
Projeto Executivo	3,0%
Contratação	1,0%
Supervisão da Construção	3,0%
Equipamento de Geração	
Turbinas, geradores, reguladores, painéis	22,0%
Instalação	3,0%
Transporte	2,0%
Estruturas Diversas	
Entrada de acesso	5,0%
Barragem	9,0%
Canal de Adução	4,0%
Tomada d'água	2,0%
Tubulação	5,0%
Casa de Máquinas	3,0%
Subestação e linhas de Transmissão	10,0%
Transporte	2,0%
Miscelânea	
"Overhead" do Contratante	5,0%
Treinamento	0,5%
Contingências	12,0%

Fonte: CERPCH – Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas

Para o cálculo do investimento inicial, usaremos o valor estimado de R$ 5.500/kW instalado (FGV, 2011), que é o montante usualmente utilizado para estimar o custo de construção de uma PCH. Portanto, como a potência instalada da usina calculada anteriormente é de 515 kW, o valor total estimado de uma nova construção vale:

Valor total de investimento = 515 kW x R$ 5.500/kW = R$ 2.832.500,00

Porém, o estudo de caso já possui grande parte da estrutura necessária. Dessa forma, diversos itens da tabela 11 acima não precisarão de investimentos, abatendo o seu valor no montante de R$ 2.832.500 calculado acima. Na tabela 12 a seguir, observa-se a estimativa para as principais despesas do projeto, que foram feitas de acordo com a multiplicação do custo total de instalação de uma nova usina pela porcentagem que cada componente absorve seguindo a tabela 11.

Tabela 12 – Estimativas de custo dos componentes necessários

Item	Há necessidade?	Custo (%)	Custo Estimado (R$)	
Estudos iniciais	Não			
Desenvolvimento	Não			
Engenharia	Não			
Equipamentos de Geração				
Turbinas, geradores, reguladores, painéis	Sim	22%	R$	623.150,00
Instalação	Sim	3%	R$	84.975,00
Transporte	Sim	2%	R$	56.650,00
Estruturas diversas				
Entrada de acesso	Não			
Barragem	Não			
Canal de Adução	Não			
Tomada d'água	Não			
Tubulação	Sim	5%	R$	141.625,00
Casa de Máquinas	Sim	3%	R$	84.975,00
Subestação e linhas de Transmissão	Sim	10%	R$	283.250,00
Transporte	Sim	2%	R$	56.650,00
Miscelânea				
"Overhead" do Contratante	Sim	5%	R$	141.625,00
Treinamento	Sim	0,5%	R$	14.162,50
Contingências	Sim	12%	R$	339.900,00
Total			**R$**	**1.826.962,00**

Fonte: os autores

Podemos observar na tabela 12 acima, que, de acordo com cálculos realizados, o valor final de investimento que será necessário ser realizado para a reativação da Central Geradora Hidrelétrica vale R$ 1.826.962,00.

5.2. Financiamento do investimento

O estudo de viabilidade considera que o financiamento do capital para o investimento inicial será feito pelo Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES), que representa um tradicional parceiro dos empreendedores em infraestrutura.

De acordo com o BNDES, a opção de apoio financeiro que se enquadra ao negócio aqui proposto é o Programa BNDES Finame PSI Bens de Capital - MPME. Segundo o Banco, "*esse financiamento é destinado à aquisição de máquinas e equipamentos credenciados no BNDES, exceto veículos de transporte*", admite-se o financiamento a capital de giro associado. Este financiamento é realizado através dos agentes financeiros do

BNDES (bancos comerciais, bancos de desenvolvimento, cooperativas de crédito, etc.). Para esse tipo de apoio financeiro, aplicam-se as seguintes condições:

- Prazo total do financiamento: até 120 meses (o prazo total inclui os prazos de carência e de amortização), ou seja, 10 anos;
- Prazo máximo de carência: 24 meses;
- Taxa de juros: fixa no valor de 3,5% ao ano, já incluída a remuneração da instituição financeira credenciada;
- Participação do BNDES: até 100% dos itens financiáveis.

A garantia é constituída pelos bens objeto do financiamento e ema garantia adicional pode ser negociada entre a instituição financeira credenciada e o cliente. Há a possibilidade de utilização do Fundo Garantidor para o Investimento - BNDES FGI.

Maiores detalhes sobre essa modalidade de apoio financeiro pelo BNDES podem ser consultados no anexo 4, ao fim desse trabalho.

Como essa linha de financiamento cobre aquisição de máquinas e equipamentos, além de capital de giro, foi necessário realizar um levantamento dos itens financiáveis dentre as rubricas listadas na tabela 12 para o investimento inicial. Esses itens podem ser observados na tabela 13 a seguir.

Tabela 13 – Itens Financiáveis

Descrição	Valor		Item financiável?
Equipamento de Geração			
Turbinas, geradores, reguladores, painéis	R$	623.150,00	Sim
Instalação	R$	84.975,00	Não
Transporte	R$	56.650,00	Não
Estruturas Diversas			
Tubulação	R$	141.625,00	Sim
Casa de Máquinas	R$	84.975,00	Sim
Subestação e linhas de Transmissão	R$	283.250,00	Sim
Transporte	R$	56.650,00	Não
Miscelânea			
Contingências	R$	339.900,00	Sim
“Overhead” do Contratante	R$	141.625,00	Sim
Treinamento	R$	14.162,50	Não
Custo total do Investimento Inicial	**R$**	**1.826.962,50**	
Itens financiáveis	**R$**	**1.614.525,00**	
Porcentagem financiável		**88,4%**	

Fonte: os autores

Normalmente, no prazo de carência, são cobrados os juros incidentes sobre o saldo devedor. O prazo de amortização é o período que se inicia imediatamente após o término da carência, quando tem início o pagamento do principal dos recursos contratados no financiamento, acrescido da parcela dos encargos capitalizados, quando for o caso. No período de amortização paga-se, periodicamente, uma parcela do principal, acrescido das capitalizações realizadas, mais a taxa de juros incidente sobre o saldo devedor da operação. Esta periodicidade normalmente é mensal. Alguns Programas de Financiamento poderão ter periodicidade trimestral ou semestral. Na regra geral, o BNDES utiliza o Sistema de Amortização Constante (SAC).

Tabela 14 – Detalhamento do financiamento BNDES: Sistema de Amortização Constante

Investimento total	R$ 1.826.962,50
Participação do BNDES	88,4%
Financiamento BNDES	R$ 1.614.525,00
Prazo (anos)	10
Carência (anos)	2
Taxa de juros (a.a.)	3,5%
Taxa de Inflação (a.a.)	4,5%
Nº de parcelas (anos)	8

Período	ANO 0	ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4
Ano	2014	2015	2016	2017	2018
Saldo Inicial	R$ 1.614.525,00	R$ 1.614.525,00	R$ 1.614.525,00	R$ 1.412.709,38	R$ 1.210.893,75
Prestação	R$ -	R$ -	R$ 330.977,63	R$ 314.832,38	R$ 298.687,13
Juros	R$ 56.508,38	R$ 129.162,00	R$ 129.162,00	R$ 113.016,75	R$ 96.871,50
Amortização	R$ -	R$ -	R$ 201.815,63	R$ 201.815,63	R$ 201.815,63
Saldo Final	R$ 1.614.525,00	R$ 1.614.525,00	R$ 1.412.709,38	R$ 1.210.893,75	R$ 1.009.078,13

Período	ANO 5	ANO 6	ANO 7	ANO 8	ANO 9
Ano	2019	2020	2021	2022	2023
Saldo Inicial	R$ 1.009.078,13	R$ 807.262,50	R$ 605.446,88	R$ 403.631,25	R$ 201.815,63
Prestação	R$ 282.541,88	R$ 266.396,63	R$ 250.251,38	R$ 234.106,13	R$ 217.960,88
Juros	R$ 80.726,25	R$ 64.581,00	R$ 48.435,75	R$ 32.290,50	R$ 16.145,25
Amortização	R$ 201.815,63	R$ 201.815,63	R$ 201.815,63	R$ 201.815,63	R$ 201.815,63
Saldo Final	R$ 807.262,50	R$ 605.446,88	R$ 403.631,25	R$ 201.815,63	R$ -

Fonte: os autores

A taxa de inflação utilizada é baseada na meta da taxa anual de inflação fixada pelo Banco Central do Brasil e corrige os juros anualmente. Desde 2005, a meta estipulada é de 4,5% ao ano, conforme especificado na tabela acima.

5.3. Capital de Giro

A reserva de contingência, definida como sendo 12% dos investimentos totais iniciais planejados, serve para diminuir o risco da obra caso precise de um maior aporte de capital que o planejado e para ser o montante de capital de giro inicial do empreendimento.

O capital de giro é de fundamental importância para as empresas, principalmente para os primeiros meses do empreendimento, onde não se tem receita para sustentar as operações. Caso a empresa não se atente a esse recurso inicial, poderá gastar todo o investimento na construção usina e não teria recursos suficientes para pagar seus gastos iniciais, como manutenção e operação, devido ao descompasso temporal entre o pagamento e o recebimento.

O ramo de geração de energia, diferente da indústria e do comércio, não dispõe de estoques que faz com que seus maiores gastos estejam alocados nas operações e manutenções, que incluem salários, treinamento, reposição dos bens às operações e manutenção do empreendimento, entre outras despesas. Como a usina só receberá pelos seus serviços após um mês de energia consumida, a empresa necessitará de capital de giro para financiar suas operações. Assim, a reserva de contingência considerada no cálculo de investimento inicial será considerada a reserva de caixa necessário para manter a operação, ou seja, o capital de giro do empreendimento.

5.4. Desenvolvimento da Demonstração do Resultado do Exercício (DRE)

Com o cálculo do investimento inicial necessário e do financiamento a ser realizado, podemos elaborar as previsões do DRE do empreendimento ao longo dos anos. A demonstração do resultado do exercício irá confrontar receitas, custos e resultados segundo o princípio contábil a fim de evidenciar a formação do resultado (lucro ou prejuízo) líquido em determinado exercício. Sua elaboração seguirá a ordem mostrada na tabela 15 a seguir:

Tabela 15 – Itens a serem considerados na DRE

DRE
Período
Ano
Receita Bruta
Receita Venda de Energia
Impostos sobre Vendas
ISS
PIS/COFINS
Receita Líquida
Opex
Custos com Operação e Manutenção

Taxa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)
TFSEE
Lucro Operacional Bruto
Margem Bruta (%)
SG&A
Despesas Gerais e adm
Seguros
EBITDA
% EBITDA
Depreciação
Despesas Financeiras
Juros
LAIR
IR + CSLL
Lucro líquido
% Lucro Liquido

Fonte: os autores

Para cada item mostrado acima, iremos explicar a sua origem e a fórmula de cálculo seguindo as normas e leis vigentes.

Ao final, iremos utilizar o lucro líquido como insumo para a elaboração do fluxo de caixa e a análise econômica propriamente dita.

5.4.1. Estimativa da Receita Bruta

A potência instalada é diferente da potência assegurada, uma vez que as máquinas não trabalham com a máxima capacidade, devido à vazão do rio não permanecer constante durante o ano. De acordo com a Nota Técnica no 128/2009–SEM/ANEEL, as usinas a fio d'água possuem pouca flexibilidade e operação estável. Nesse sentido, propõe-se que a potência de referência dessas usinas seja calculada uma vez por ano, em agosto e com validade para o ano subsequente, e que essa medida corresponda à média da geração da usina dos últimos cinco anos no patamar de carga pesada. Para as usinas que não possuem histórico de 5 anos de geração, como é o caso, os dados faltantes serão completados com valores correspondentes à potência instalada multiplicado por 0,9.

Outro fator importante a considerar são as perdas por transmissão, ocorridas durante o transporte da corrente pela linha de transmissão. De acordo com artigos publicados pela CERPCH, o fator usado gira em torno de 5 a 10%. Para o presente estudo, vamos usar a taxa de 5% para o fator de perda na linha de transmissão uma vez que a distância percorrida pela energia produzida até a sua venda para a concessionária cliente é bem pequena.

Para o cálculo do valor de venda de energia gerada pela CGH em estudo, será usado o Valor de Referência de R$ 141,72 por MWh, referente ao ano de 2012, publicado pela ANEEL. Na análise e projeção econômica feita, esse valor também sofrerá um ajuste anual baseado na taxa de inflação, fixada pelo Banco Central, cuja meta para os anos de 2013, 2014 e 2015 é de 4,5%. Essa taxa será mantida para todo o horizonte de planejamento para reajustar o valor de venda do MWh.

No presente estudo de caso, optou-se por vender toda a energia gerada, sem que haja consumo próprio. Isso porque no terreno onde a CGH se encontra, não há nenhuma habitação ou estabelecimento comercial ou agrícola e, portanto, não há demanda por consumo de energia elétrica pelo produtor. Há apenas uma pequena parcela da energia necessária para manter a estrutura da CGH, com pouca representatividade na produção total de energia.

O prazo total de implantação de uma CGH possui previsão de duração de um ano, pois leva em consideração que, para esse caso, boa parte das obras já foi feita, inclusive a barragem já está construída, o que representa grande redução do tempo de implantação. Portanto, a receita proveniente da geração de energia só será considerada a partir do "ano um" (primeiro ano da usina em operação) dentro do horizonte estudado.

Tabela 16 – Cálculo da Receita

Potência Instalada (MW)	**0,52**
Potência Assegurada (MW)	**0,46**
Produção anual (MW.h)	**4.060**
Perdas na Linha de Transmissão	**5%**
Produção anual total (MW.h)	**3.857**

Taxa anual de inflação	**4,5%**

Período	ANO 0	ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4	ANO 5	ANO 6
Ano	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Produção anual total (MW.h)	0	3.857	3.857	3.857	3.857	3.857	3.857
Preço por MW.h	141,72	148,10	154,76	161,73	169,00	176,61	184,56
Receita total	**0,00**	**571.248,25**	**596.954,42**	**623.817,37**	**651.889,15**	**681.224,17**	**711.879,25**

Período	ANO 6	ANO 7	ANO 8	ANO 9	ANO 10	ANO 11	ANO 12
Ano	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Produção anual total (MW.h)	3.857	3.857	3.857	3.857	3.857	3.857	3.857
Preço por MW.h	184,56	192,86	201,54	210,61	220,09	229,99	240,34
Receita total	**711.879,25**	**743.913,82**	**777.389,94**	**812.372,49**	**848.929,25**	**887.131,07**	**927.051,97**

Fonte: os autores

5.4.2. Impostos e Taxas

A lei nº 9.718 estabelece que as pessoas jurídicas que tiverem receita bruta total igual ou inferior a R$ 48.000.000,00 no ano-calendário anterior, ou a R$ 4.000.000,00 multiplicado pelo número de meses em atividade no ano calendário anterior, podem optar pelo ingresso no regime do lucro presumido. Para o desenvolvimento deste trabalho utilizou-se o lucro Presumido considerando que a base de cálculo (8% no caso de IRPJ) será menor que o lucro Operacional. A tributação aplicada no estudo de caso considerando Lucro Presumido será:

a) ISS

Sobre o serviço de geração de energia, deve incidir o imposto sobre serviços de qualquer natureza (ISS), um imposto municipal. Não foi possível buscar a taxa de ISS do município de Lima Duarte, mas, para fim de avaliação econômica, foi utilizada a taxa máxima prevista pelo governo federal: 5% da receita bruta.

b) PIS/COFINS

• PIS: 0,65% da receita bruta;

• COFINS: 3,00% da receita bruta.

Sendo assim, agregando as taxas, a tributação de PIS/COFINS é de 3,65% em cima da receita bruta.

c) Imposto de Renda para Pessoa Jurídica (IRPJ) e CSLL:

No regime de lucro presumido, temos:

- Presunção de lucro para serviços em geral é de 32% sobre a receita bruta;
- Imposto de Renda de 15%;
- CSLL de 9%;
- IR + CSLL = 32% x (15% + 9%) = 7,68%

5.4.3. Custos Operacionais (OPEX)

a) Operação e Manutenção

O custo de Operação e Manutenção para o novo empreendimento deve ser calculado tendo-se por base as características dos equipamentos, materiais de consumo, mão de obra de manutenção e o tipo de operação, local ou remota, conforme o caso. Foi estimado o valor de 7,5% da receita para a operação e manutenção da CGH em estudo (CANDIDO, 2012).

b) Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST

Como citado anteriormente, o valor médio da TUST-RB aplicado pela CEMIG, concessionária que atua na região em que se encontra a CGH, é de R$ 4,20 por kW.mês para ponta e 2,09 por kW.mês para fora de ponta, já considerando os descontos previstos pela Resolução Normativa nº 77, citada no item 3.1, que prevê desconto de no mínimo 50% nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão – TUST e TUSD para empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1 MW.

Das horas corridas em cada dia, 1/8 (12,5%) do tempo é considerado como produção na ponta e os outros 7/8 (87,5%) é considerado como fora de ponta. Dessa forma, para o cálculo do custo anual de utilização do sistema de transmissão, foi utilizada a média ponderada entre os valores acima apresentados.

c) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica — TFSEE

A TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica foi criada, pela Lei nº. 9.427, de 26/12/1996, e regulamentada pelo Decreto nº. 2.410, de 28/11/1997, com a finalidade de constituir a receita da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para cobertura das suas despesas administrativas e operacionais. A Lei nº. 12.783, de 11/01/2013, reduziu a TFSEE de 0,5% (cinco décimos por cento) para 0,4% (quatro décimos por cento) do valor econômico agregado pelo concessionário, permissionário ou autorizado, inclusive no caso de produção independente e autoprodução, na exploração de serviços e instalações de energia elétrica.

A fórmula de cálculo da TFSEE para os autoprodutores, produtores independentes de energia elétrica e consórcios de geração, de acordo com a ANEEL (Nota Técnica nº 11/2013-SRE/ANEEL):

$$\mathbf{TF_{ape/pie} = 0{,}4\% \times (BETU \times P)}$$

Onde:

- **$TF_{ape/pie}$** = valor anual da taxa de fiscalização para os Autoprodutores e Produtores Independentes de Energia Elétrica, expresso em R$;
- **BETU** = valor típico médio do benefício anual decorrente da exploração da atividade de geração de energia, aplicável à Autoprodutores e Produtores Independentes de Energia Elétrica, expresso em R$/kW;
- **P** = potência nominal instalada em operação comercial até 31 de dezembro do exercício anterior, pro rata die, expresso em kW;

Para o cálculo de 2013, foi considerado o benefício econômico típico unitário — BETU de R$ 484,21/kW. Este foi estabelecido pela Nota Técnica n° 001/2013-SRE/ANEEL, de 14 de janeiro de 2013. Para a análise econômica, foi considerada uma taxa de reajuste anual do BETU, baseada na taxa anual de inflação fixada pelo Banco Central.

5.4.4. SG&A

a) Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas de uma CGH podem ser estimadas em 3,5% da receita bruta.

b) Seguros

É muito importante contratar o seguro para cobertura de riscos operacionais/lucro cessante que assegurará o empreendedor contra algum prejuízo ocasionado pela parada da operação da usina. Outro seguro que deve ser contratado é o seguro de responsabilidade civil, que assegurará o empreendedor contra terceiros. Para o caso estudado, a despesa com seguros representa 1,5% da receita (GOUVÊA, 2012).

5.4.5. Depreciação

O prazo de depreciação é aplicado para os equipamentos adquiridos e estruturas construídas que podem ser depreciadas de acordo com a lei vigente. A taxa anual depreciação de cada um dos itens discriminados na tabela 17 foi baseada no Estudo de Vida Útil Econômica e Taxa de Depreciação (ANEEL, 2000). A seguir, calcula-se a carga anual de depreciação, baseado no método de depreciação linear, onde a carga total de depreciação será rateada por igual, ao longo dos anos, para cada item. Deve-se levar em consideração que o prazo para a entrada em operação da CGH é de um ano, devido ao prazo de implantação dos equipamentos e construção das estruturas faltantes. Portanto, não consideraremos taxa de depreciação no ano zero.

Tabela 17 – Cálculo da depreciação

	Valor	Depreciação Anual (%)	Prazo (anos)	Depreciação Anual (R$)
Turbinas, geradores, reguladores, painéis	R$ 623.150,00	2,5%	40	**R$ 15.578,75**
Tubulação	R$ 141.625,00	4,0%	25	**R$ 5.665,00**
Casa de Máquinas	R$ 84.975,00	2,0%	50	**R$ 1.699,50**
Subestação e linhas de Transmissão	R$ 283.250,00	5,0%	20	**R$ 14.162,50**
				R$ 37.105,75

Fonte: os autores

5.4.6. Juros

Os juros utilizados no cálculo da DRE foi o mesmo apresentado no capítulo 5.2 deste trabalho. Sendo assim, a taxa de juros utilizada é o valor fixo de 3,5% ao ano do BNDES, já incluída a remuneração da instituição financeira credenciada. O valor incide sobre o saldo devedor e já começa a ser descontado a partir do ano "zero", mesmo com o empreendimento ainda em fase de pré-operação.

5.5. DRE

Após analisar em cada item que compõe a DRE, mostraremos na tabela 18 a seguir um resumo dos cálculos utilizados para cada um deles.

Tabela 18 – Fórmula de Cálculo da DRE

DRE	Fórmula de Cálculo
Receita Bruta	**Igual à "Receita Venda de Energia"**
Receita Venda de Energia	Produção anual total de energia x preço da energia no ano em questão
Impostos sobre Vendas	**ISS + PIS/COFINS**
ISS	5% da Receita Bruta
PIS/COFINS	3,65% da Receita Bruta
Receita Líquida	**Receita Bruta - Impostos sobre Vendas**
Opex	**Operação e Manutenção + TUST + TFSEE**
Operação e Manutenção	7,5% da Receita Bruta
TUST	Média ponderada dos valores na ponta e fora da ponta x produção anual de energia
TFSEE	0,4% x (BETU x Potência Instalada) x Inflação
Lucro Operacional Bruto	**Receita Líquida - OPEX**
Margem Bruta (%)	Lucro Operacional Bruto / Receita Líquida
SG&A	**Despesas Gerais e Adm. + Seguros**
Despesas Gerais e Adm.	3,5% da Receita Bruta
Seguros	1,5% da Receita Bruta
EBITDA	**Lucro Operacional Bruto – SG&A**
% EBITDA	ENITDA / Receita Líquida
Depreciação	**Valor depreciado pelos componentes da CGH**
Despesas Financeiras	**Igual à "Juros"**
Juros	3,5% do Saldo Devedor
LAIR	**EBITDA - Depreciação - Despesas Financeiras**
IR + CSLL	Receita Bruta x 32% x (9% + 15%)
Lucro líquido	**LAIR - (IR + CSLL)**
% Lucro Liquido	Lucro Líquido / Receita Líquida

Fonte: os autores

Com as fórmulas de cálculos utilizados para a elaboração do DRE apresentados, veremos a seguir a demonstração do resultado do exercício previsto para o negócio.

Tabela 19 – Previsão da Demonstração do Resultado do Exercício (DRE)

DRE											
Período	ANO 0	ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4	ANO 5	ANO 6	ANO 7	ANO 8	ANO 9	ANO 10
Ano	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Receita Bruta	**0,00**	**571.248,25**	**596.954,42**	**623.817,37**	**651.889,15**	**681.224,17**	**711.879,25**	**743.913,82**	**777.389,94**	**812.372,49**	**848.929,25**
Receita Venda de Energia	0,00	571.248,25	596.954,42	623.817,37	651.889,15	681.224,17	711.879,25	743.913,82	777.389,94	812.372,49	848.929,25
Impostos sobre Vendas	**0,00**	**(49.412,97)**	**(51.636,56)**	**(53.960,20)**	**(56.388,41)**	**(58.925,89)**	**(61.577,56)**	**(64.348,55)**	**(67.244,23)**	**(70.270,22)**	**(73.432,38)**
ISS	0,00	(28.562,41)	(29.847,72)	(31.190,87)	(32.594,46)	(34.061,21)	(35.593,96)	(37.195,69)	(38.869,50)	(40.618,62)	(42.446,46)
PIS/COFINS	0,00	(20.850,56)	(21.788,84)	(22.769,33)	(23.793,95)	(24.864,68)	(25.983,59)	(27.152,85)	(28.374,73)	(29.651,60)	(30.985,92)
Receita Líquida	**0,00**	**521.835,28**	**545.317,87**	**569.857,17**	**595.500,74**	**622.298,28**	**650.301,70**	**679.565,27**	**710.145,71**	**742.102,27**	**775.496,87**
Opex	**0,00**	**(52.964,97)**	**(54.939,84)**	**(57.003,58)**	**(59.160,19)**	**(61.413,84)**	**(63.768,91)**	**(66.229,95)**	**(68.801,75)**	**(71.489,27)**	**(74.297,73)**
Operação e Manutenção	0,00	(42.843,62)	(44.771,58)	(46.786,30)	(48.891,69)	(51.091,81)	(53.390,94)	(55.793,54)	(58.304,25)	(60.927,94)	(63.669,69)
TUST	0,00	(9.079,00)	(9.079,00)	(9.079,00)	(9.079,00)	(9.079,00)	(9.079,00)	(9.079,00)	(9.079,00)	(9.079,00)	(9.079,00)
TFSEE	0,00	(1.042,36)	(1.089,27)	(1.138,28)	(1.189,50)	(1.243,03)	(1.298,97)	(1.357,42)	(1.418,51)	(1.482,34)	(1.549,04)
Lucro Operacional Bruto	**0,00**	**468.870,31**	**490.378,02**	**512.853,59**	**536.340,56**	**560.884,44**	**586.532,79**	**613.335,32**	**641.343,96**	**670.613,00**	**701.199,14**
Margem Bruta (%)	-	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
SG&A	**0,00**	**(28.562,41)**	**(29.847,72)**	**(31.190,87)**	**(32.594,46)**	**(34.061,21)**	**(35.593,96)**	**(37.195,69)**	**(38.869,50)**	**(40.618,62)**	**(42.446,46)**
Despesas Gerais e Adm.	0,00	(19.993,69)	(20.893,40)	(21.833,61)	(22.816,12)	(23.842,85)	(24.915,77)	(26.036,98)	(27.208,65)	(28.433,04)	(29.712,52)
Seguros	0,00	(8.568,72)	(8.954,32)	(9.357,26)	(9.778,34)	(10.218,36)	(10.678,19)	(11.158,71)	(11.660,85)	(12.185,59)	(12.733,94)
EBITDA	**0,00**	**440.307,89**	**460.530,30**	**481.662,72**	**503.746,10**	**526.823,23**	**550.938,83**	**576.139,63**	**602.474,47**	**629.994,37**	**658.752,67**
% EBITDA	-	84%	84%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%
Depreciação	**0,00**	**(37.105,75)**	**(37.105,75)**	**(37.105,75)**	**(37.105,75)**	**(37.105,75)**	**(37.105,75)**	**(37.105,75)**	**(37.105,75)**	**(37.105,75)**	**(37.105,75)**
Despesas Financeiras	**(56.508,38)**	**(129.162,00)**	**(129.162,00)**	**(113.016,75)**	**(96.871,50)**	**(80.726,25)**	**(64.581,00)**	**(48.435,75)**	**(32.290,50)**	**(16.145,25)**	**0,00**
Juros	(56.508,38)	(129.162,00)	(129.162,00)	(113.016,75)	(96.871,50)	(80.726,25)	(64.581,00)	(48.435,75)	(32.290,50)	(16.145,25)	0,00
LAIR	**(56.508,38)**	**274.040,14**	**294.262,55**	**331.540,22**	**369.768,85**	**408.991,23**	**449.252,08**	**490.598,13**	**533.078,22**	**576.743,37**	**621.646,92**
IR + CSLL	0,00	(43.871,87)	(45.846,10)	(47.909,17)	(50.065,09)	(52.318,02)	(54.672,33)	(57.132,58)	(59.703,55)	(62.390,21)	(65.197,77)
Lucro líquido	**(56.508,38)**	**230.168,28**	**248.416,45**	**283.631,05**	**319.703,76**	**356.673,21**	**394.579,75**	**433.465,55**	**473.374,67**	**514.353,17**	**556.449,16**
% Lucro Liquido	-	44%	46%	50%	54%	57%	61%	64%	67%	69%	72%

Fonte: os autores

Na demonstração do resultado do exercício apresentada, já podemos perceber uma grande e crescente margem de lucro dessa operação. Ele é grande porque o OPEX e o SG&A desse tipo de negócio são relativamente pequenos em comparação com a receita. Há casos em que a PCH pode trabalhar em regime automático ou semiautomático (como é o caso), que faz com que os custos de operação seja baixo. Também não é necessário um grande corpo administrativo para dar suporte à operação. Além disso, a margem de lucro é crescente devido à diminuição dos juros ao longo dos anos. Espera-se que após o ano 10, momento que a amortização do empréstimo se completa e o saldo devedor zera, o lucro líquido teórico permaneça constante.

5.6. Fluxo de Caixa e Fluxo de Caixa Descontado

O fluxo de caixa (ou "*cash flow*", em inglês), controla as entradas e saídas financeiras de uma empresa e facilita a observação de um resultado econômico favorável ou não, de um determinado período observado. Dessa forma, o fluxo de caixa será utilizado como uma forma de prever um possível prejuízo ou lucro do empreendimento no futuro.

A entrada do *cash flow* é composta pelo "lucro líquido" (na verdade é o resultado líquido, quando este é positivo) vindo do DRE, pelo capital do empréstimo realizado junto ao BNDES que entrou no ano "zero" para realização dos investimentos necessários e pela depreciação que havia sido descontada no DRE e voltará à empresa como caixa.

Já a saída de caixa é composta por todo o montante referente ao investimento realizado no ano "zero" para reativação da CGH e da amortização do empréstimo ao longo de 8 anos. Caso o DRE desse como resultado um prejuízo líquido, este valor pode vir na saída de caixa, porém, no caso estudado, preferiu-se incluir o "prejuízo" com valor negativo no grupo de entradas do *cash flow*.

Assim, o fluxo de caixa do empreendimento é encontrado ao se subtrair o total de entradas com o total de saídas de cada ano. Os valores encontrados podem ser observados na tabela 20.

Para fins de avaliação de viabilidade econômica, é necessário ainda elaborar o fluxo de caixa descontado que, ao descontar a inflação (valor do dinheiro no tempo) e a taxa de atratividade dos provedores de capital, avaliará a riqueza econômica de uma empresa.

Primeiramente, devemos calcular o patrimônio líquido da empresa ao longo dos anos. No ano "zero", momento em que a PCH ainda não está em operação e são realizados todos os investimentos necessários para a sua reativação, o patrimônio líquido é composto somente pelo aporte de capital próprio necessário. O valor total de capital próprio a ser injetado na empresa corresponde ao "prejuízo" observado no DRE. Por sua vez, esse prejuízo corresponde ao restante do montante de investimento inicial necessário, uma vez

que o BNDES não cobre todo o valor, e aos juros do financiamento desse mesmo ano. Vale lembrar que o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social não cobra amortização pelos dois primeiros anos (carência de dois anos), mas cobra os juros do empréstimo. A partir do ano um, com o empreendimento já em operação, observa-se que o negócio já gera um resultado que cobre o prejuízo do ano zero e passa a gerar caixa para a empresa (resultado positivo). Dessa forma, a partir desse momento, o patrimônio líquido passa a ser composto pela soma do patrimônio líquido do ano anterior com o lucro da empresa observado no fluxo de caixa.

Após o cálculo do patrimônio líquido, que representa o valor que os sócios têm na empresa em determinado momento, iremos considerar a quantia que o outro agente injetor de capital possui na empresa. Para isso, foi calculado o valor da dívida restante do financiamento em cada período.

Sabendo agora a quantia que cada ator possui ao longo dos anos estudados, iremos calcular o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC, sigla em inglês). Segundo Damodaran (1997), WACC é a média ponderada dos custos dos diversos componentes de financiamento, incluindo dívida, patrimônio líquido e título híbrido, utilizado por uma empresa para financiar suas necessidades financeiras. No nosso estudo, ele será calculado de acordo com a média ponderada entre o custo do capital próprio (normalmente considerado como o custo de oportunidade) vezes o patrimônio líquido, e do custo do capital da empresa financiadora (que é os juros que ela pratica) vezes o valor restante da dívida.

Com o WACC calculado, outras contas rápidas são realizadas como o WACC acumulado e a inflação acumulada para finalmente encontrar o valor da soma entre o WACC e a inflação acumulados. Esse resultado é multiplicado pelo valor final do fluxo de caixa da primeira parte da tabela 20 para finalmente encontrar os montantes observados na última linha da mesma tabela. Estes valores representam o fluxo de caixa descontado.

Tabela 20 – Fluxo de Caixa e Fluxo de Caixa Descontado

Fluxo de Caixa											
Período	ANO 0	ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4	ANO 5	ANO 6	ANO 7	ANO 8	ANO 9	ANO 10
Ano	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1. Entradas	**1.558.016,63**	**267.274,03**	**285.522,20**	**320.736,80**	**356.809,51**	**393.778,96**	**431.685,50**	**470.571,30**	**510.480,42**	**551.458,92**	**593.554,91**
Lucro líquido	(56.508,38)	230.168,28	248.416,45	283.631,05	319.703,76	356.673,21	394.579,75	433.465,55	473.374,67	514.353,17	556.449,16
Empréstimos BNDES	1.614.525,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Depreciação	0,00	37.105,75	37.105,75	37.105,75	37.105,75	37.105,75	37.105,75	37.105,75	37.105,75	37.105,75	37.105,75
2. Saídas	**(1.826.962,50)**	**0,00**	**(201.815,63)**	**(201.815,63)**	**(201.815,63)**	**(201.815,63)**	**(201.815,63)**	**(201.815,63)**	**(201.815,63)**	**(201.815,63)**	**0,00**
Investimento	(1.826.962,50)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Amortização	0,00	0,00	(201.815,63)	(201.815,63)	(201.815,63)	(201.815,63)	(201.815,63)	(201.815,63)	(201.815,63)	(201.815,63)	0,00
Fluxo de Caixa	**(268.945,88)**	**267.274,03**	**83.706,58**	**118.921,17**	**154.993,89**	**191.963,34**	**229.869,88**	**268.755,67**	**308.664,79**	**349.643,29**	**593.554,91**
Fluxo de Caixa acumulado	**(268.945,88)**	**(1.671,85)**	**82.034,73**	**200.955,90**	**355.949,79**	**547.913,12**	**777.783,00**	**1.046.538,67**	**1.355.203,47**	**1.704.846,76**	**2.298.401,67**

Fluxo de Caixa Descontado											
Patrimônio Líquido	**268.945,88**	**536.219,90**	**619.926,48**	**738.847,65**	**893.841,54**	**1.085.804,87**	**1.315.674,75**	**1.584.430,42**	**1.893.095,22**	**2.242.738,51**	**2.836.293,42**
Dívida restante	1.614.525,00	1.614.525,00	1.412.709,38	1.210.893,75	1.009.078,13	807.262,50	605.446,88	403.631,25	201.815,63	0,00	0,00
WACC	5,86%	7,61%	8,53%	9,75%	11,25%	12,96%	14,80%	16,65%	18,41%	20,00%	20,00%
WACC Acumulado	5,86%	13,92%	23,64%	35,69%	50,96%	70,53%	95,77%	128,36%	170,41%	224,49%	289,38%
Inflação Acumulada	0,00%	4,50%	9,20%	14,12%	19,25%	24,62%	30,23%	36,09%	42,21%	48,61%	55,30%
WACC + Inflação Acumulada	5,86%	19,04%	35,01%	54,85%	80,02%	112,51%	154,94%	210,77%	284,54%	382,22%	504,70%
Fluxo de Caixa Líquido	**(254.067,48)**	**224.520,96**	**61.998,98**	**76.798,53**	**86.097,48**	**90.331,30**	**90.166,23**	**86.480,52**	**80.267,81**	**72.507,34**	**98.156,75**

Fonte: os autores

A análise dos dados da tabela do fluxo de caixa mais uma vez propõe que o negócio é viável economicamente (como observado na figura 33 abaixo), visto que já no segundo ano todo o prejuízo acumulado dos anos anteriores foi abatido e transformado em lucro acumulado. Isso só foi possível graças à carência oferecida pelo BNDES para o pagamento das amortizações. Não fosse isso, o segundo ano de operação da PCH (ano 2) ainda seria marcado pelo prejuízo acumulado e os sócios teriam que injetar mais dinheiro na empresa. Outro detalhe importante se dá após do ano 10 em diante: o débito com o banco financiador se encerra e o caixa aumenta consideravelmente. Nesse momento também, o WACC passa a contar apenas o custo do capital próprio uma vez que não há mais capital externo na empresa para ser amortizado.

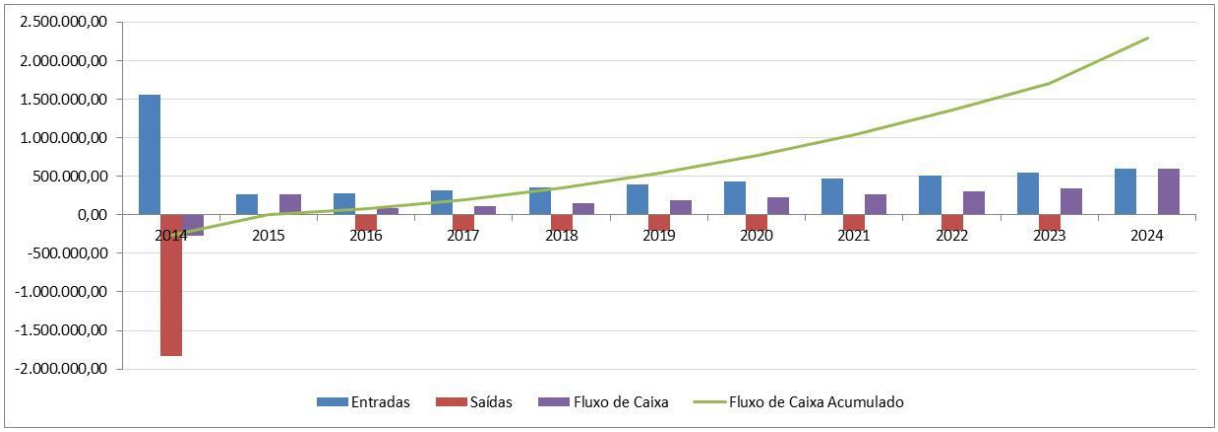


Figura 33 – Gráfico do fluxo de caixa

Fonte: os autores

Porém, só teremos certeza da viabilidade econômica desse empreendimento quando calcularmos e analisarmos os indicadores econômicos do negócio.

5.7. Indicadores Econômicos

Os principais indicadores a serem consideradas em um estudo de viabilidade econômica são: VPL, TIR, Payback e Payback descontado. Todos eles serão vistos a seguir e as conclusões serão tomadas.

5.7.1. VPL

O Valor Presente Líquido (VPL) é o método utilizado para que se possa considerar o valor do dinheiro no tempo. Ou seja, deseja-se trazer todos os lucros ou prejuízos esperados da empresa a valor presente, para que os mesmos possam ser comparados e estudados.

O cálculo do VPL é bastante trivial quando se tem o fluxo de caixa descontado: basta somar todos os valores da linha “fluxo de caixa líquido”. Dessa forma, fazendo o cálculo dos próximos 10 anos, o VPL é de R$ 713.258,43.

Como o VPL deu um valor positivo, podemos concluir que o empreendimento cria valor para o acionista ao longo de 10 anos.

5.7.2. TIR

A taxa interna de retorno (TIR) é taxa de retorno que indica o ponto em que o Valor Presente Líquido se anula, ou seja, a taxa a partir da qual não vale a pena o investimento.

Dessa forma, seu valor calculado para o presente estudo é 55,21%. Essa taxa é considerada bastante elevada para uma oportunidade de investimento.

5.7.3. Payback e Payback Descontado

O Payback é o tempo decorrido até o momento no qual o lucro líquido do negócio se iguala ao investimento inicial realizado. Ou seja, a partir desse determinado momento, o empreendimento passa a gerar lucro para o acionista. O Payback Descontado tem o mesmo princípio, mas utiliza no seu cálculo os valores obtidos no fluxo de caixa descontado, pois conta com a variância do valor do dinheiro no tempo.

Portanto, o valor encontrado para o Payback é de 1,01 anos. Já o Payback Descontado é um pouco maior, vale 1,13 anos. Tais valores são bastante atrativos no ramo financeiro para uma oportunidade.

5.8. Análise de Sensibilidade do VPL

A priori, conforme visto, todas as variáveis econômicas analisadas deram um resultado bastante atraente. Porém, há variáveis não controladas que impactam diretamente no resultado da análise de viabilidade econômica.

No presente estudo, a principal variável econômica não controlada é a inflação. O governo sempre impõe metas para a inflação anual (normalmente 4,5%) e trabalha para manter a taxa sempre perto da meta traçada. Mas há situações que nem o governo consegue controlar como ocorreu no final da década de 80 e início de 90, época marcada pela hiperinflação no Brasil.

Dessa forma, essa análise de sensibilidade do VPL irá considerar o quanto que o descontrole da inflação pode impactar no resultado do VPL encontrado anteriormente e, possivelmente no resultado final econômico do negócio.

Tabela 21 – Análise de Sensibilidade do VPL pela variação da Inflação

Inflação	VPL
0%	960.587,39
10%	505.442,35
20%	278.158,57
30%	150.926,05
40%	72.639,20
50%	20.608,74
60%	(16.186,53)
70%	(43.532,55)
80%	(64.678,15)
90%	(81.557,08)
100%	(95.380,01)

Fonte: os autores

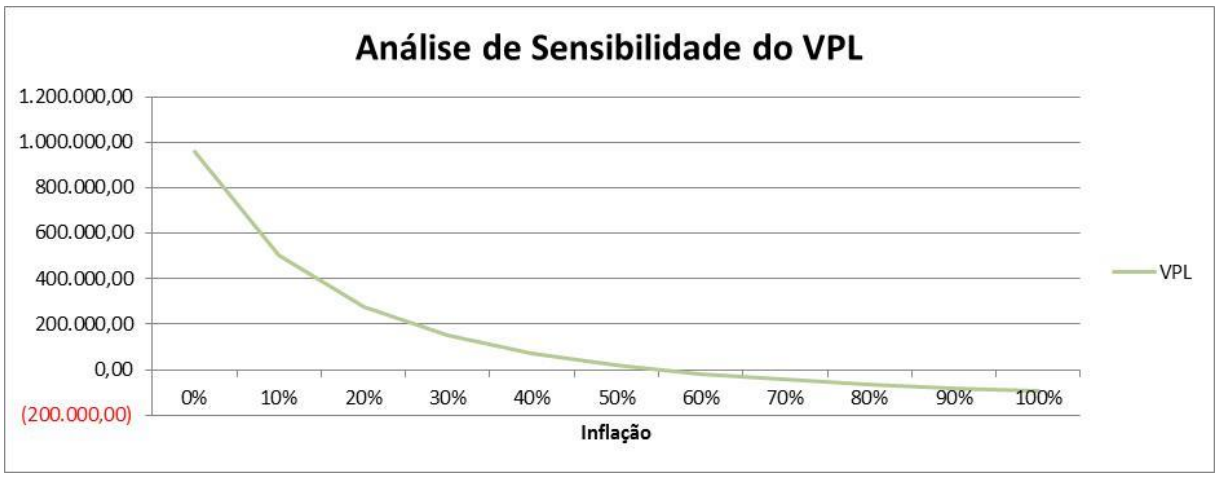


Figura 34 – Gráfico da análise de sensibilidade do VPL

Fonte: os autores

A tabela 21 e o gráfico apresentado na figura 33 acima mostram o efeito da variação da inflação no valor do VPL. Podemos observar pelo gráfico que, para valores baixos de inflação, uma pequena variação na mesma gera uma acentuada redução do VPL. A curva intercepta o eixo x exatamente no valor encontrado da TIR (55,21%), ou seja, para um valor de inflação acima da TIR o VPL passa a ser negativo e o acionista nunca terá o retorno desejado.

Dessa maneira, pode-se afirmar que caso o Brasil voltasse a ter uma alta inflação, acima de 55,21% ao ano, o empreendimento não seria viável economicamente. Porém, esse valor não chega a assustar uma vez que nos dias de hoje a inflação está bem controlada e é uma taxa muito observada pelo governo para direcionamento de suas políticas. Olhando também os dados históricos recentes, nos últimos 10 anos a inflação

nunca atingiu a marca 10% no ano, portanto será no mínimo inusitado caso ocorra uma de mais de 50%.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho se dedicou a estudar a viabilidade de reativação de uma central geradora hidrelétrica no âmbito econômico e chegou a um resultado satisfatório no que tange ao desenvolvimento e análise do estudo. Este último capítulo irá resumir as conclusões tiradas desse estudo, identificar suas limitações e definir alguns passos possíveis para trabalhos futuros.

6.1. Conclusões

Podemos dividir esse estudo de caso em duas partes conceitualmente distintas: a parte técnica de funcionamento de uma CGH e a parte da análise econômica.

Observando apenas o resultado dos índices econômicos gerados pelo último capítulo, qualquer investidor, seja ele avesso ou não ao risco, gostaria de investir nesse negócio para poder usufruir dos lucros gerados e obter um alto retorno financeiro, conforme mostrou os indicadores econômicos apresentados. Não é fácil encontrar oportunidades de investimento com uma baixa necessidade de injeção de capital próprio, payback de pouco mais de um ano, TIR de 55,21% e um VPL de mais de 700 mil reais em 10 anos. Portanto, podemos dizer que no aspecto econômico a reativação dessa central geradora hidrelétrica é viável.

Porém, não podemos nos esquecer dos estudos técnicos realizados que foram usados como base principal de dados que alimentaram esse estudo econômico. Mesmo com todos os cuidados possíveis adotados, por falta de instrumentação mais adequada, o cálculo da potência instalada da usina pode ter erros que impactem consideravelmente no resultado final. Isso porque, com a vazão do rio e a altura útil de queda estimadas, o erro agregado à potência pode ser bem impactante, positiva ou negativamente. Como o valor final da potência instalada foi o fator predominante tanto para o investimento inicial necessário quanto para a receita ao longo dos anos, podemos identificar um possível erro que não pode ser desprezado.

Outros fatores externos e não controláveis também têm de ser no mínimo identificados. Não podemos cair no erro de pensar em investir em um negócio que é impactado por variáveis que independem do nosso esforço sem considera-las. Portanto, qualquer investidor futuro de um negócio como uma CGH deve levar em consideração o “fator natureza”. Jamais poderemos prever com 100% de certeza fatores como grandes períodos de estiagem, tormentas que possam danificar as estruturas ou até mesmo o aparecimento de uma espécie de animal em extinção na redondeza da CGH que impeça a sua operação.

6.2. Limitações Finais

Conforme dito no início do trabalho, a motivação da sua concepção se deu através de uma visita pessoal de um dos integrantes a um familiar e a verificação de uma estrutura grande e robusta de CGH, inativa há cerca de 40 anos. Como um quase engenheiro, veio o instinto de querer aprender como aquela obra civil funcionou e se havia a possibilidade e viabilidade de colocá-la novamente em funcionamento.

Em um primeiro momento, ainda leigo no assunto de hidroeletricidade, ao ver toda a estrutura civil pronta e em bom estado (barragem, comporta, tomada d'água, canal de adução, casa de máquinas, etc.), o estudo técnico que seria necessário aparentava que seria relativamente simples de ser realizado.

Com o desenrolar das pesquisas e o aprofundamento no assunto, logo foi percebido que não seria exatamente simples. Por mais que existissem diversas referências (e algumas bem completas como a "diretrizes para estudos e projetos de PCH's" da Eletrobrás), houve uma grande dificuldade para se estruturar a parte técnica desse trabalho. Muito disso se deve pelo fato dos autores não serem especializados no assunto, mas, especialmente nesse caso, pode-se determinar que a grande quantidade de componentes bem como os diversos detalhes técnicos de cada um deles influenciaram para gerar a maior dificuldade desse estudo.

Dessa forma, este projeto de graduação, por mais que tenha tentado mergulhar em entender cada particularidade técnica das estruturas e equipamentos que precisariam ser reformadas ou readquiridas, como o sistema de adução, casa de máquinas, turbina-gerador, transformador, dentre outros, no fim se teve que fazer uma estimativa (embasada em referências teóricas) de custos de alguns componentes para que fosse possível a realização do estudo de viabilidade econômica propriamente dito, o objetivo final. Este, por fazer parte do escopo de aprendizado e atuação dos autores que elaboraram esse trabalho, transcorreu sem maiores dificuldades.

Outras limitações encontradas no desenvolvimento desse estudo foram a ausência de equipamentos mais especializados para a realização das medições de altura da queda e da vazão do rio com maior precisão, fator que pode gerar uma variância grande no resultado final da potência instalada.

Também não pode ser verificado o estado da estrutura interna da casa de máquinas atual, o que fez com que considerássemos a sua reconstrução na estimativa de investimento inicial. Porém, dependendo do seu real estado de conservação, estes custos poderiam ser excluídos.

Já no quesito econômico, caso os fabricantes de turbinas e geradores conseguissem responder em tempo hábil, teríamos um orçamento do investimento inicial com uma maior certeza e confiabilidade.

6.3. Perspectivas de Encaminhamento Futuro

Dado todas as limitações e dificuldades esclarecidas acima, um trabalho futuro deve tentar se aprofundar mais nos quesitos técnicos de uma CGH, tomando o devido cuidado com cada componente que incorpora a estrutura que permite o funcionamento da usina. Somente dessa forma, o estudo de viabilidade econômica poderá ser realizado de forma mais precisa. Para tanto, é importante que os autores já tenham conhecimento prévio no assunto, pesquisem bastante sobre o assunto e saibam da importância de se convidar um especialista no tema para lhes auxiliar.

Para a CGH em questão, futuramente pode-se adquirir os equipamentos profissionais necessários para realizar as medições de altura útil de queda e de vazão do rio de forma precisa. Sabemos também que a vazão dos rios sofrem consideráveis modificações ao longo do ano. Podemos então, realizar diversas medições de vazão a fim de traçar uma curva que considere a média da vazão do rio ao longo do ano para o cálculo da potência. Outro ponto importante para ser realizado em um futuro trabalho é em relação à realização de um estudo geológico e estrutural na barragem e outros componentes já existentes. Esse estudo não foi possível de ser realizado e acarretaria em uma maior necessidade de investimento inicial.

Antigamente, o Brasil, por sua gigantesca extensão territorial, só conseguia levar eletricidade para regiões mais remotas através da implantação de centrais geradoras hidrelétricas perto dos pequenos povoados. Isso fez com que há uns 100 anos atrás houvesse um “boom” de construção dessas instalações nos quatro cantos do país. Porém, desde a implantação do sistema integrado brasileiro, diversas delas foram desativadas por variados motivos. Portanto, o que não falta atualmente no nosso território são oportunidades de realização de outros estudos de viabilidade de reativação de PCH’s, assim como este.

Em casos mais ousados, mas ainda seguindo o mesmo tema desse trabalho, o estudo de implantação de uma usina construída do “zero”, necessitaria de um trabalho ainda mais completo no que tange ao estudo de outros tópicos como o impacto ambiental, construção de toda a obra civil (barragem, casa de máquinas, sistema de adução, etc.), questões jurídicas, entre outras. Somente dessa forma, todos os itens que compõem um estudo completo de usinas de hidroeletricidade seriam abordados e geraria um trabalho final completo.

7. Referências Bibliográficas

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, disponível em http://www.aneel.gov.br/, acessado em 15/08/2013.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2008, Atlas de Energia Elétrica do Brasil.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2003, Guia do Empreendedor de Pequenas Centrais Hidrelétricas.

Atiaia Energia, disponível em http://www.atiaiaenergia.com.br, acessado em 15/07/2013.

Banco Nacional do Desenvolvimento – BNDES, disponível em http://www.bndes.gov.br, acessado em 15/08/2013.

BASSETTI, B., 2008, Estudo e Projeto Básico de uma Pequena Central Hidrelétrica, Vitória-ES, Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico, Departamento de Engenharia Elétrica

Burke, J., Faidutti, R., Stephens, T., DeAngelis, E., 2011 , Manual sobre pequenas barragens de terra Guia para a localização, projeto e construção, Roma, Itália, *Food and Agriculture Organization* (FAO).

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, disponível em http://www.ccee.org.br, acessado em 20/04/2013.

CANALES, F., BELUCO, A., 2002, Curvas Paramétricas de Custo para Mini Centrais Hidrelétricas, Rio Grande do Sul, Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS).

CANDIDO, B., SANTOS, F., 2012, Estudo De Viabilidade Econômico-Financeira de uma Central Geradora Hidrelétrica (CGH), São Paulo, SP, Pontifícia Universidade Católica de São Paulo – PUC-SP.

CARDOSO, G., 2009, Uma visão crítica do cenário da Geração Distribuída no Brasil, Santo André, SP, Centro de Engenharias, Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas, Universidade Federal do ABC.

CARMO, M., 2010, Hidrometria e Geologia de Águas Superficiais, Sergipe, Universidade Federal de Sergipe (UFS), Núcleo de Geologia.

Centro de Estudos em Recursos Naturais e Energia - CERNE, 2000, Estudo de Vida Útil Econômica e Taxa de Depreciação, Itajubá-MG, Escola Federal de Engenharia de Itajubá.

Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas – CERPCH, disponível em http://www.cerpch.unifei.edu.br/, acessado em 15/08/2013.

Concrexap, disponível em http://www.concrexap.com.br/index.php/component/k2/item/4-servi%C3%A7o-de-concretagem-para-cgh?Itemid=435 , acessado em 05/05/2013.

CPFL energia, disponível em http://www.cpfl.com.br, acessado em 18/07/2013.

Eletrobrás, 2000, Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas, Rio de Janeiro-RJ.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE, disponível em http://www.epe.gov.br, acessado em 25/04/2013.

FGV Projetos, 2011, Energia Elétrica e Inovações Energéticas, Rio de Janeiro-RJ, Fundação Getúlio Vargas.

Furnas, disponível em http://www.furnas.com.br, acessado em 20/04/2013.

GOUVÊA, F., Baggio, F., 2012, Soluções Para Viabilização de Pequenas Centrais Hidrelétricas.

Grupo Creluz, disponível em http://www.creluz.com.br, acessado em 20/04/2013.

Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, disponível em http://www.ibge.gov.br, acessado em 05/08/2013.

Instituto de Tecnologia da Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro (UFRRJ), disponível em http://www.ufrrj.br/institutos/it/de/acidentes/mma31.htm, acessado em 01/08/2013.

MELLO, A., 2000, A Turbina de Fluxo Cruzado (Michell – Banki) Como Opção Para Centrais Hidráulicas de Pequeno Porte, São Paulo-SP, Universidade de São Paulo (USP), Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia.

Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, 2012, Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2012.

Ministério de Minas e Energia, 2008, Pequenos Aproveitamentos Hidroelétricos: Soluções Energéticas para a Amazônia, Brasília.

MOTTA, R., CALÔBA, G., 2009, Análise de Investimentos – Tomada de Decisões em Projetos Industriais, São Paulo, SP.

PAGLIARDI, O., DIAS, J., 2010, Evolução do Setor Elétrico: uma breve reflexão, Interciência e Sociedade.

Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, disponível em http://www.ons.org.br/home/, acessado em 20/04/2013.

Portal Engenharia Compartilhada, disponível em http://www.engenhariacompartilhada.com.br/Indice.Aspx, acessado em 28/04/2013.

QUEIROZ, G., 2010, Análise da Viabilidade Econômica de Centrais Geradoras Hidrelétricas. Brasília, Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília.

Souza, T., Bianchi, I., 2008, Software Para Dimensionamento de Microcentrais Hidrelétricas, Guaratinguetá-SP, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho" (Unesp).

VEJA, F., MENDES, C., BELUCO, A., 2010, Curvas De Custo de Implantação de Pequenos Projetos Hidrelétricos em Função da Produção Média Anual de Energia.

ANEXO 1 – Lei que regulamenta a geração elétrica por PCH

Presidência da República
Casa Civil
Subchefia para Assuntos Jurídicos

DECRETO Nº 2.003, DE 10 DE SETEMBRO DE 1996.

Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA, no uso da atribuição que lhe confere o art. 84, inciso IV, da Constituição, e tendo em vista o disposto na Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995,

DECRETA:

CAPÍTULO I

SEÇÃO I
DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Art. 1° A produção de energia elétrica, por produtor independente e por autoprodutor, depende de concessão ou autorização, que serão outorgadas na forma da legislação em vigor e deste Decreto.

Art. 2º Para fins do disposto neste Decreto, considera-se:

I - Produtor Independente de Energia Elétrica, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco;

II - Autoprodutor de Energia Elétrica, a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

Art. 3º Dependem de concessão de uso de bem público, precedida de licitação:

I - o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW, por produtor independente;

II - o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 10.000 kW, por autoprodutor.

~~§ 1º As licitações dos aproveitamentos hidráulicos a que se refere este artigo serão realizadas por iniciativa do poder concedente, ou a pedido de qualquer interessado, na forma estabelecida neste Decreto.~~ (Revogado pelo Decreto nº 5.163, de 2004)

~~§ 2° O órgão regulador e fiscalizador do poder concedente definirá o aproveitamento ótimo do potencial hidráulico a ser licitado.~~(Revogado pelo Decreto nº 5.163, de 2004)

§ 3º Considera-se aproveitamento ótimo todo potencial definido em sua concepção global pelo melhor eixo do barramento, arranjo físico geral, níveis d'água operativos, reservatório e potência, integrante da alternativa escolhida para divisão de quedas de uma bacia hidrográfica.

§ 4º O órgão regulador e fiscalizador do poder concedente poderá autorizar o interessado a realizar, por sua conta e risco, os estudos técnicos necessários para a definição do aproveitamento ótimo, ficando assegurado, no caso de aprovação desses estudos e sua inclusão no programa de licitações do poder concedente, o ressarcimento dos custos incorridos, pelo vencedor da licitação, nas condições e valores estabelecidos no edital.

§ 5° Os estudos, inclusive os de impacto ambiental, e levantamentos visando à definição do aproveitamento ótimo relativo ao potencial hidráulico, aprovados pelo órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, serão fornecidos a todos os interessados na licitação, mediante ressarcimento, na forma estabelecida no edital.

Art. 4º Dependem de autorização:

I - a implantação de usina termelétrica de potência superior a 5.000 kW, destinada a autoprodutor e a

produtor independente;

II - o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 10.000 kW, por autoprodutor.

Art. 5º O aproveitamento de potencial hidráulico igual ou inferior a 1.000 kW e a implantação de usina termelétrica de potência igual ou inferior a 5.000 kW independem de concessão ou autorização, devendo, entretanto, ser comunicados ao órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, para fins de registro.

Parágrafo único. O aproveitamento de potencial hidráulico de que trata este artigo, que vier a ser afetado por aproveitamento ótimo de curso d'água, definido nos termos do § 3° do art. 3°, não acarretará ônus de qualquer natureza ao poder concedente.

SEÇÃO II
Da Licitação e do Contrato

Art. 6º A licitação para outorga de concessão a produtor independente e a autoprodutor obedecerá ao disposto na lei geral de licitações, na Lei n° 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no que couber, ao estabelecido neste Decreto e no respectivo edital.

~~Art. 7º Os requisitos para a habilitação ficarão limitados à comprovação da regularidade jurídico-fiscal e da qualificação técnica e econômico-financeira dos interessados.~~(Revogado pelo Decreto nº 5.163, de 2004)

Art. 8º O edital da licitação estabelecerá que, quando participarem e forem vencedoras empresas reunidas em consórcio, a concessão será outorgada de forma compartilhada entre elas, na proporção da participação de cada uma, ficando a empresa líder do consórcio responsável, perante o poder concedente, pelo cumprimento do contrato, sem prejuízo da responsabilidade solidária das demais consorciadas.

Parágrafo único. No caso de licitação para produção independente, o edital poderá prever, alternativamente, que os consorciados constituam empresa específica, com a participação proporcional de cada um deles, que será a responsável pelo cumprimento do contrato de concessão.

Art. 9º As concessões relativas aos aproveitamentos de potenciais hidráulicos serão outorgadas a título oneroso.

Parágrafo único. O edital da licitação indicará as condições de aceitabilidade das propostas, o critério de julgamento e a forma do pagamento devido pela outorga da concessão.

~~Art. 10. As concessões e autorizações, de que trata este Decreto, terão prazo de até trinta e cinco e de até trinta anos, respectivamente, contado da data de assinatura do contrato ou do ato autorizativo, podendo ser prorrogado, a critério do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, nas condições estabelecidas no respectivo contrato.~~ (Revogado pelo Decreto nº 5.163, de 2004)

~~§ 1º A prorrogação deverá ser requerida até 36 meses anteriores à data final do respectivo contrato.~~ (Revogado pelo Decreto nº 5.163, de 2004)

~~§ 2º A falta de manifestação do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente nos dezoito meses seguintes ao pedido será havida como concordância com a prorrogação, nas mesmas condições vigorantes.~~(Revogado pelo Decreto nº 5.163, de 2004)

Art. 11. A concessão para aproveitamento de potencial hidráulico será formalizada mediante Contrato de Concessão de Uso de Bem Público.

§ 1º São cláusulas essenciais do contrato de concessão de uso do bem público as que definem:

a) os direitos e as obrigações do produtor independente, ou do autoprodutor, na exploração do aproveitamento hidráulico;

b) as condições de operação da usina e de comercialização da energia elétrica produzida;

c) os encargos financeiros da exploração da energia elétrica, conforme disposto na Seção V deste Capítulo;

d) as penalidades a que estará sujeito o produtor independente ou autoprodutor e as hipóteses de caducidade da concessão;

e) as condições em que será admitida a transferência da concessão.

§ 2º A minuta do contrato constituirá anexo do edital da licitação.

Art. 12. Nos casos de autorização, o ato do poder concedente indicará os direitos e obrigações do autorizado e as hipóteses de revogação.

SEÇÃO III
Do Acesso aos Sistemas de Tratamento e de Distribuição

Art. 13. Para garantir a utilização e a comercialização da energia produzida, o produtor independente e o autoprodutor terão assegurado o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica, mediante o ressarcimento do custo de transporte envolvido.

Parágrafo único. O órgão regulador e fiscalizador do poder concedente definirá, em ato específico, os critérios para determinação do custo de transporte, que deverá explicitar as parcelas relativas à transmissão e à distribuição, assegurado o tratamento isonômico para os produtores independentes e autoprodutores perante os concessionários e permissionários do serviço público de energia elétrica.

SEÇÃO IV
Da Modalidade da Operação Energética

Art. 14. A operação energética das centrais geradoras de produtor independente e de autoprodutor poderá ser feita na modalidade integrada ou não integrada.

§ 1º Considera-se operação integrada ao sistema aquela em que as regras operativas buscam assegurar a otimização dos recursos eletroenergéticos existentes e futuros.

§ 2º Sempre que a central geradora, em função de sua capacidade e da sua localização, interferir significativamente na operação do sistema elétrico, o contrato de concessão ou o ato autorizativo disporá sobre a necessidade de sua operação integrada, de acordo com os critérios e as regras de otimização do respectivo sistema, sujeita aos ônus e benefícios decorrentes.

§ 3º A operação da central geradora integrada será determinada com base nos estudos realizados pelos órgãos responsáveis pela operação otimizada do sistema elétrico.

§ 4º Fica assegurado ao produtor independente e ao autoprodutor, que operem na modalidade integrada, o recebimento de energia do sistema, de modo a garantir o cumprimento de seus contratos de fornecimento, nos casos em que for determinada a redução do despacho de suas usinas pelos órgãos responsáveis pela operação otimizada do sistema.

§ 5º As usinas termelétricas destinadas a autoprodução operarão na modalidade não integrada, podendo ser interligadas ao sistema elétrico.

Art. 15. Os contratos de concessão e as autorizações definirão, nos casos de operação integrada ao sistema, o montante de energia anual, em MWh, e a potência, em MW, que poderão ser comercializados, ou utilizados para consumo próprio, pelo produtor independente ou autoprodutor, e as formas pelas quais esses valores poderão ser alterados.

Parágrafo único. Nos casos de operação não integrada ao sistema, os contratos de concessão ou as autorizações definirão o montante de potência, em MW, associado ao empreendimento e as formas pelas quais esse valor poderá ser alterado.

SEÇÃO V
Dos Encargos Financeiros da Exploração de Energia Elétrica

Art. 16. A partir da entrada em operação da central geradora de energia elétrica, o produtor independente e o autoprodutor sujeitar-se-ão aos seguintes encargos, conforme definido na legislação específica e no respectivo contrato:

I - compensação financeira aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, pelo aproveitamento de recursos hídricos, para fins de geração de energia elétrica;

II - taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica, a ser recolhida nos prazos e valores estabelecidos no edital de licitação e nos respectivos contratos;

III - quotas mensais da "Conta de Consumo de Combustíveis - CCC", subconta Sul/Sudeste/Centro-Oeste ou subconta Norte/Nordeste:

a) incidente sobre a parcela de energia consumida por autoprodutor que opere na modalidade integrada no sistema em que estiver conectado;

b) incidente sobre as parcelas de energia consumida ou comercializada com consumidor final, nos termos dos incisos II, IV e V do Art. 23 deste Decreto, por produtor independente que opere na modalidade integrada no sistema em que estiver conectado;

IV - quotas mensais da "Conta de Consumo de Combustíveis - CCC", subconta Sistemas Isolados, incidentes sobre as parcelas de energia comercializada com consumidor final por produtor independente, nos termos dos incisos II, IV e V do art. 23.

SEÇÃO VI
Da Fiscalização e das Penalidades

Art. 17. O órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, diretamente, por intermédio de empresas especializadas ou mediante convênios com órgãos estaduais, exercerá a fiscalização técnica das obras referentes aos aproveitamentos de potenciais hidráulicos por produtor independente e autoprodutor, visando garantir a compatibilidade com os projetos aprovados.

§ 1º O órgão regulador e fiscalizador poderá autorizar ou determinar revisões dos projetos, inclusive para adequá-los à definição do aproveitamento ótimo.

§ 2º Também serão objeto de fiscalização as instalações e a operação das centrais geradoras que operem na modalidade integrada, podendo o órgão regulador e fiscalizador determinar as correções que forem consideradas necessárias para assegurar a adequada inserção dessas centrais geradoras no sistema elétrico.

Art. 18. O descumprimento das normas legais e regulamentares e o desatendimento às instruções e recomendações do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, inclusive as constantes do contrato, sujeitarão o produtor independente e o autoprodutor às penalidades de advertência e multa, conforme definido em contrato ou ato autorizativo, sem prejuízo do disposto no art. 22.

SEÇÃO VII
Dos Bens Utilizados na Produção de Energia Elétrica

Art. 19. Os bens e instalações utilizados na produção de energia elétrica a partir do aproveitamento de potencial hidráulico e as linhas de transmissão associadas, desde o início da operação da usina, não poderão ser removidos ou alienados sem prévia e expressa autorização do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente.

§ 1º O produtor independente e o autoprodutor poderão oferecer os direitos emergentes da concessão ou da autorização, compreendendo, dentre outros, a energia elétrica a ser produzida e a receita decorrente dos contratos de compra e venda dessa energia, bem assim os bens e instalações utilizados para a sua produção, em garantia de financiamentos obtidos para a realização das obras ou serviços.

§ 2º No caso de inadimplência do produtor independente ou autoprodutor, poderá o poder concedente:

a) autorizar a transferência do contrato de concessão ou da autorização a qualquer interessado que atenda aos requisitos de qualificação técnica e econômico-financeira, previstos no edital da licitação ou no ato autorizativo;

b) declarar a caducidade da concessão, ou revogar a autorização, e promover nova outorga, para a mesma ou para outra finalidade.

§ 3° A execução da garantia não poderá comprometer a continuidade da exploração da central geradora.

§ 4º Na hipótese prevista na alínea b do § 2°, o poder concedente utilizará os recursos gerados com a nova licitação ou outorga para indenização da parcela dos investimentos já realizados e ainda não amortizados, podendo, inclusive, transferir diretamente aos credores do concessionário ou autorizado a parcela que a eles

couber, até o valor dos débitos não liquidados e observado o limite da indenização aqui referida.

Art. 20. No final do prazo da concessão ou autorização, os bens e instalações realizados para a geração independente e para a autoprodução de energia elétrica em aproveitamento hidráulico passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos ainda não amortizados.

§ 1º Para determinação do montante da indenização a ser paga, serão considerados os valores dos investimentos posteriores, aprovados e realizados, não previstos no projeto original, e a depreciação apurada por auditoria do poder concedente.

§ 2º No caso de usinas termelétricas, não será devida indenização dos investimentos realizados, assegurando-se, porém, ao produtor independente ou ao autoprodutor remover as instalações.

SEÇÃO VII
Da Encampação e Caducidade

Art. 21. Por motivo de interesse público, o poder concedente poderá promover a encampação dos bens e instalações utilizados na produção independente ou autoprodução de energia elétricas assegurado ao interessado o direito à prévia indenização, nos termos da legislação em vigor.

Art. 22. A inadimplência contratual acarretará, a critério do poder concedente, a aplicação das sanções previstas no respectivo contrato ou a declaração de caducidade da concessão ou revogação da autorização.

§ 1º A declaração de caducidade deverá ser precedida da verificação da inadimplência, através de processo administrativo específico, assegurados o contraditório e ampla defesa.

§ 2° Não será instaurado o processo administrativo antes de notificados, ao produtor independente ou autoprodutor, os fatos constitutivos da inadimplência, fixando-lhe prazo para correção das irregularidades.

§ 3º A caducidade da concessão ou a revogação da autorização não acarretará, para o poder concedente, qualquer responsabilidade em relação aos encargos, ônus, obrigações ou compromissos assumidos pelo produtor independente ou autoprodutor, com relação a terceiros, inclusive seus empregados, ressalvada a indenização dos investimentos realizados, apurada na forma do disposto no caput do art. 20, deduzidos os valores das penalidades e dos danos porventura decorrentes do fato motivador da caducidade.

CAPÍTULO II
DAS DISPOSIÇÕES RELATIVAS AO PRODUTOR INDEPENDENTE

Art. 23. O produtor independente poderá comercializar a potência e/ou energia com:

I - concessionário ou permissionário de serviço público de energia elétrica;

II - consumidores de energia elétrica nas condições estabelecidas nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995;

III - consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais forneça vapor ou outro insumo oriundo de processo de cogeração;

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

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

Parágrafo único. A comercialização de energia elétrica nas hipóteses dos incisos I, IV e V deste artigo deverá ser feita a preços sujeitos aos critérios gerais fixados pelo poder concedente.

Art. 24. Os contratos de comercialização de energia elétrica celebrados entre o produtor independente e o concessionário ou permissionário de serviço público de energia elétrica deverão ser submetidos por estes a homologação do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente.

Art. 25. Mediante ajuste com os concessionários ou permissionários do serviço público de energia elétrica e prévia autorização do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, poderá o produtor independente permutar blocos de energia elétrica economicamente equivalentes:

I - para possibilitar o consumo em instalações industriais de propriedade do produtor independente;

II - para atender a consumidores interessados na energia elétrica do produtor independente, nas hipóteses previstas no art. 23;

~~III - para atender a necessidades localizadas de energia elétrica, justificadas pelos concessionários ou permissionários do serviço público de distribuição~~. (Revogado pelo Decreto nº 5.163, de 2004)

Parágrafo único. O contrato de permuta deverá explicitar os custos das transações de transmissão e distribuição envolvidos.

Art. 26. O produtor independente integrado, ou que operar usinas térmicas em sistemas isolados, e comercializar energia elétrica nos termos dos incisos I, IV e V do art. 23, poderá utilizar o mecanismo de ressarcimento do custo de combustíveis instituído na Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, mediante autorização do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente.

Parágrafo único. No caso de comercialização de apenas parte da energia produzida, a utilização do mecanismo previsto neste artigo ficará limitada à parcela comercializada.

CAPÍTULO III
DAS DISPOSIÇÕES RELATIVAS AO AUTOPRODUTOR

Art. 27. A outorga de concessão ou de autorização a autoprodutor estará condicionada à demonstração, perante o órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, de que a energia elétrica a ser produzida será destinada a consumo próprio, atual ou projetado.

Art. 28. Mediante prévia autorização do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, será facultada:

I - a cessão e permuta de energia e potência entre autoprodutores consorciados em um mesmo empreendimento, na barra da usina;

II - a compra, por concessionário ou permissionário de serviço público de distribuição, do excedente da energia produzida;

III - a permuta de energia, em montantes economicamente equivalentes, explicitando os custos das transações de transmissão envolvidos, com concessionário ou permissionário de serviço público de distribuição, para possibilitar o consumo em instalações industriais do autoprodutor em local diverso daquele onde ocorre a geração.

Art. 29. A parcela de energia produzida por autoprodutor que operar usinas térmicas em sistemas isolados, adquirida por concessionário ou permissionário do serviço público de distribuição, nos termos do inciso II do artigo anterior, fará jus ao ressarcimento do custo de combustíveis instituído na Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, mediante autorização do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente.

CAPÍTULO IV
DAS DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 30. A requerimento justificado do interessado, o poder concedente poderá declarar a utilidade pública, para fins de desapropriação ou instituição de servidão administrativa, de terrenos e benfeitorias, de modo a possibilitar a realização de obras e serviços de implantação de aproveitamento hidráulico ou de usina termelétrica, cabendo ao produtor independente ou autoprodutor interessado promover, amigável ou judicialmente, na forma da legislação específica, a efetivação da medida e pagar as indenizações devidas.

Art. 31. O órgão regulador e fiscalizador do poder concedente expedirá as normas complementares, necessárias à aplicação do disposto neste Decreto.

Art. 32. Fica revogado o Decreto nº 915, de 6 de setembro de 1993.

Art. 33. Este Decreto entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 10 de setembro de 1996; 175º da Independência e 108° da República.

FERNANDO HENRIQUE CARDOSO
Raimundo Brito

Anexo 2 – Formulário de registro de uma CGH

FORMULARIO DE REGISTRO DE CENTRAL GERADORA HIDRELETRICA

Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração

SGAN 603 Módulo J 2º andar CEP 7 0.830-030 Brasília - DF Telefone (61) 2192-8750

1. IDENTIFICAÇÃO

Proprietário

Nome	Telefone ( )	Fax ( )
Endereço	CEP:	
Município	UF	
CNPJ/CPF	e-mail	

Central Geradora Hidrelétrica - CGH

Denominação	Telefone ( )	Fax ( )
Endereço	CEP:	
Município	UF	
Coord. geográficas: Latitude Longitude	e-mail	

2. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA CGH

Potência Instalada Total Bruta (kW):					
Nº de Unidades Geradoras:					
Rio:	Bacia:		Sub-Bacia:		
Geradores	Potência (kVA)	Tensão (kV)	Fator de Potência (cos φ)	Potência (kW)	Data de Entrada em Operação
01					
02					

Declaro que as informações prestadas neste documento correspondem ao empreendimento em referência e estão de acordo com a legislação aplicável, em especial com o disposto nas Resoluções da ANEEL que tratam sobre a outorga de empreendimentos de geração. Estou ciente de que declarações falsas ou inexatas caracterizam crime de falsidade ideológica (art. 299 do Código Penal).

Local_____

Data_____

_____

Proprietário ou representante legal pelo empreendimento

Anexo 3 – Resolução da ANEEL

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA-ANEEL

RESOLUÇÃO N.º 395, DE 04 DE DEZEMBRO DE 1998.

Estabelece os procedimentos gerais para registro e aprovação de estudos de viabilidade e projeto básico de empreendimentos de geração hidrelétrica, assim como da autorização para exploração de centrais hidrelétricas até 30 MW e dá outras providências.

O Diretor-Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em exercício, no uso de suas atribuições que lhe foram conferidas pela Portaria n° 88-ANEEL, de 18 de novembro de 1998, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto nos arts. 3º, 26 e 28 da Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com a redação dada aos dois primeiros, pelo art. 4º da Lei n.º 9.648, de 27 de maio de 1998, o que consta no Processo n° 48500.004078/98-58 e considerando:

a necessidade de estabelecer procedimentos para o registro de estudos e projetos de que trata o art. 28 da Lei n.º 9.427 de 26 de dezembro de 1996;

a competência da ANEEL para estabelecer restrições, limites e condições para a obtenção e transferência de concessões, permissões e autorizações, de forma a propiciar concorrência efetiva entre os agentes e impedir a concentração econômica nas atividades de energia elétrica;

que a implantação de aproveitamentos hidrelétricos de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, caracterizados como Pequenas Centrais Hidrelétricas, depende de autorização da ANEEL;

as contribuições recebidas dos diversos agentes e setores da sociedade através da Consulta Pública n° 010, realizada no período de 11 a 26 de novembro de 1998, resolve:

Art. 1º Estabelecer, na forma desta Resolução:

I - os procedimentos gerais para registro, seleção e aprovação de estudos de viabilidade e projeto básico de empreendimentos de geração hidrelétrica;

II - autorização de exploração de potenciais hidráulicos até 30.000 kW;

III - emissão de declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação ou instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias à implantação de instalações de geração de energia elétrica;

IV - disciplinar a comunicação quanto à realização dos aproveitamentos hidrelétricos até 1.000 kW.

Capítulo I
DAS DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

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

Parágrafo único. Os aproveitamentos referidos neste artigo que não atenderem o disposto na Resolução nº 394, de 04 de dezembro de 1998, que define as características de Pequena Central Hidrelétrica – PCH, serão objeto de outorga de concessão mediante processo licitatório.

Art. 3º Os interessados em obter concessão para exploração de aproveitamentos hidrelétricos com potência superior a 30.000 kW ou daqueles a que se refere o parágrafo único do artigo anterior, previstos ou não no Planejamento Indicativo do Setor Elétrico, deverão apresentar os estudos de viabilidade ou o projeto básico à ANEEL, solicitando a sua inclusão no programa de licitação de concessões.

§ 1º Após análise da solicitação, a ANEEL expedirá comunicado ao interessado, informando sobre o resultado do pleito, podendo solicitar informações adicionais que julgar necessárias.

§ 2º Caso o pleito seja considerado válido, após a aprovação do estudo de viabilidade ou do projeto básico, a ANEEL iniciará o procedimento de licitação para outorga de concessão.

Capítulo II
Dos Registros de Estudos de Viabilidade
E do Projeto Básico

Art. 4º Para efeito do que dispõe o art. 28 da Lei n° 9.427, de 26 de dezembro de 1996, o registro de realização de estudos e projetos será iniciado com a autuação do requerimento, específico para cada potencial hidráulico, sendo seu comprovante o número do processo da ANEEL.

Art. 5º Os registros podem assumir duas condições, em relação à sua validade:

I – registro ativo: são aqueles considerados válidos pela ANEEL, com acompanhamento contínuo do andamento dos estudos;

II – registro inativo: são aqueles considerados insubsistentes pela ANEEL.

Art. 6º A ANEEL divulgará, periodicamente, a relação dos registros ativos, assim como dos estudos de viabilidade e projetos básicos apresentados ou aprovados.

Art. 7º Para que o registro de estudo de viabilidade ou projeto básico seja considerado ativo, o interessado deverá apresentar para cada potencial hidráulico as seguintes informações:

I – qualificação do interessado;

II – denominação do curso d'água e o número da bacia e da sub-bacia hidrográfica;

III – denominação do aproveitamento, indicando município(s) e estado(s);

IV – coordenadas geográficas do aproveitamento;

V – potência estimada a ser instalada;

VI – regime de exploração da energia a ser produzida;

VII – cópia de carta geográfica publicada por entidade oficial, com indicação do local do aproveitamento pretendido;

VIII – cronograma e condições técnicas de realização indicando a data de término dos estudos de viabilidade ou projeto básico;

IX – informação dos estudos de inventário hidrelétrico realizados, adotados como referência para as características do aproveitamento;

X – relatório de reconhecimento do sítio onde se localiza o potencial;

XI – previsão do dispêndio com os estudos de viabilidade ou projeto básico, o qual será auditado pela ANEEL, no caso de ressarcimento, com base nos seus custos finais.

Art. 8º Após o registro, a ANEEL informará ao interessado os prazos para apresentação dos relatórios de andamento dos estudos de viabilidade ou do projeto básico, compatíveis com a sua complexidade e com as articulações e licenças legais necessárias, de modo que o registro permaneça na condição de ativo.

§ 1º A não apresentação das informações e relatórios nos prazos determinados implicará declaração de abandono e transferência do registro para a condição de inativo.

§ 2º Exceto na hipótese fundamentada da necessidade de maiores investigações de campo ou estudos especiais, não serão concedidas prorrogações dos prazos a que se refere o caput deste artigo.

§ 3º Após trinta dias da passagem do registro para a condição de inativo, e não havendo nenhuma manifestação do interessado, inclusive sobre a intenção de retirar a documentação eventualmente encaminhada à ANEEL, o processo será arquivado.

Art. 9º O titular de registro ativo pode comunicar à ANEEL, em qualquer fase dos estudos e projetos, sua desistência em continuar desenvolvendo-os, podendo retirar as informações porventura apresentadas.

Art. 10. A autorização para a realização de levantamentos de campo será emitida mediante solicitação do interessado e apresentação à ANEEL do recibo de depósito da caução.

§ 1º O valor da caução a ser depositado em conta específica da ANEEL, corresponderá a 2 % (dois por cento) do dispêndio de que trata o inciso XI do art. 7º desta Resolução.

§ 2º A caução será devolvida ao autorizado sessenta dias após expirado o prazo da autorização, mediante declaração da inexistência de ações judiciais indenizatórias, decorrentes da autorização.

Art. 11. Será anulado o registro de estudos de viabilidade ou de projeto básico quando houver fundados indícios que o seu titular, direta ou indiretamente, visa apenas alcançar resultado que iniba ou desestimule a iniciativa de outros interessados no mesmo potencial hidráulico, ou objetive a formação de reserva de potenciais para seu uso futuro.

Art. 12. Os estudos de viabilidade e projetos básicos serão objeto de avaliação quanto aos seguintes aspectos:

I - desenvolvimento dos estudos ou projetos fundamentados em estudos básicos consistentes e adequados à etapa e ao porte do empreendimento;

II - atendimento à boa técnica em nível de projetos e soluções para o empreendimento, especialmente quanto às condições de atualidade, eficiência e segurança, e apresentação de custos com precisão adequada às diversas etapas de desenvolvimento dos estudos, de modo a garantir uma correta definição do dimensionamento ótimo, de acordo com as normas técnicas e procedimentos instituídos pela ANEEL;

III - articulação com os órgãos ambientais e de gestão de recursos hídricos, nos níveis Federal e Estadual, bem como junto a outras instituições com interesse direto no empreendimento, quando for o caso, visando a definição do aproveitamento ótimo e preservando o uso múltiplo das águas;

IV - obtenção do licenciamento ambiental pertinente.

CAPÍTULO III
DA ESCOLHA DOS ESTUDOS DE VIABILIDADE OU PROJETOS BÁSICOS DE EMPREENDIMENTOS A SEREM LICITADOS

Art. 13. Examinado e aceito o primeiro requerimento para inclusão no programa de licitação de concessões, com a apresentação do estudo de viabilidade ou projeto básico, a ANEEL informará aos demais interessados que possuam registro ativo para o mesmo aproveitamento, assinalando-lhes prazo de cento e vinte dias para apresentação dos estudos e projetos.

§ 1° O prazo referido neste artigo não implica ampliação do cronograma apresentado pelos demais interessados no empreendimento, que tenham vencimento anterior aos cento e vinte dias.

§ 2° O exame do requerimento para inclusão no programa de licitação de concessões será realizado segundo metodologia descrita no art. 12 desta Resolução e a ANEEL somente iniciará o processo de convocação dos demais interessados caso considere concluídos os estudos e projetos apresentados pelo requerente e adequados ao caso específico.

§ 3° Verificado pela ANEEL que os estudos e projetos do requerente estão inconclusos ou necessitam de detalhamento para seu exame, o pedido será indeferido sem a convocação dos demais interessados, sendo comunicado ao requerente o prazo em que ele poderá reapresentá-lo, que não será inferior a noventa dias.

§ 4° O não encaminhamento do estudo de viabilidade ou projeto básico à ANEEL, no prazo assinalado neste artigo, será considerado como desistência dos interessados na conclusão dos estudos e projetos.

Art. 14. Ocorrendo o envio de outros estudos de viabilidade ou projetos básicos para o mesmo aproveitamento hidrelétrico, em condições de ser aprovados, todos serão colocados à disposição dos interessados para o processo de licitação.

Parágrafo único. Somente o estudo de viabilidade ou projeto básico escolhido pelo vencedor da licitação fará juz ao ressarcimento, de acordo com o respectivo edital.

CAPÍTULO IV
DAS AUTORIZAÇÕES PARA EXPLORAÇÃO DE CENTRAIS HIDRELÉTRICAS ATÉ 30 MW, COM CARACTERÍSTICAS DE PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA

Art. 15. O exame do requerimento para a autorização de que trata o inciso I do art. 26 da Lei n.º 9.427/96, com a redação dada pelo art. 4º da Lei n.º 9.648/98, dependerá de ter o interessado promovido, na forma desta Resolução, o prévio registro dos estudos e projetos, e de ser o pedido instruído com o projeto básico do aproveitamento.

Parágrafo único. Sendo o requerente pessoa jurídica controlada direta ou indiretamente pelo poder público, deverá o requerimento vir acompanhado de declaração que a implantação do aproveitamento hidrelétrico tem os recursos assegurados para a sua realização no Plano Plurianual de Investimentos da organização.

Art. 16. Para outorga de autorização serão desconsiderados os estudos e projetos que não atendam as características de Pequena Central Hidrelétrica, conforme exigido pelo inciso I do art. 26 da Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com a redação dada pelo art. 4º da Lei 9.648, de 27 de maio de 1998.

Art. 17. Examinado e aceito o primeiro requerimento de autorização, a ANEEL informará aos outros interessados que possuam registro ativo para o mesmo aproveitamento, assinalando-lhes prazo de noventa dias para apresentação do projeto básico.

§ 1° O prazo referido neste artigo não implica ampliação do cronograma apresentado pelos demais interessados no empreendimento, que tenham vencimento anterior aos noventa dias.

§ 2° O exame do requerimento para autorização será realizado segundo metodologia descrita no art. 12 desta Resolução e a ANEEL somente iniciará o processo de convocação dos demais interessados, caso considere concluídos os estudos e projetos apresentados pelo requerente e adequados ao caso específico.

§ 3° Verificado pela ANEEL que os estudos e projetos do requerente estão inconclusos ou necessitam de detalhamento para seu exame, o pedido será indeferido sem a convocação dos demais interessados, sendo comunicado ao requerente o prazo em que ele poderá reapresentá-lo, que não será inferior a noventa dias.

§ 4° A não apresentação do projeto básico no prazo referido no caput deste artigo, será considerado como desistência do interessado em concorrer à autorização do aproveitamento.

Art. 18. Decorrido o prazo previsto no art. 17 desta Resolução, e existindo, além do primeiro requerente, outros interessados no aproveitamento, com projetos em condições de ser aprovados, a ANEEL, visando aumentar o número de agentes produtores de energia elétrica e assegurar maior competitividade para a outorga de autorização, utilizará os seguintes critérios de seleção, pela ordem:

I – aquele que possuir participação percentual na produção de energia elétrica do sistema interligado inferior a 1% (um por cento);

II – aquele que não seja agente distribuidor de energia elétrica na área de concessão ou sub-concessão na qual esteja localizado o aproveitamento hidrelétrico objeto da autorização;

III – aquele que for proprietário ou detiver direito de livre dispor da maior área a ser atingida pelo aproveitamento em questão, com base em documentação de cartório de registro de imóveis;

IV – aquele que possuir participação na comercialização de energia elétrica no território nacional inferior ao volume de 300 GWh/ano.

Art.19. Findo o processo de seleção definido no artigo anterior, e após a publicação do seu resultado, a ANEEL exigirá dos interessados a apresentação, em trinta dias, dos documentos que comprovem sua regularidade jurídica e fiscal, bem como a sua qualificação técnica e capacidade de investimento para execução do empreendimento.

§ 1º Os interessados deverão apresentar, a título de qualificação jurídica, os seguintes documentos:

I – ato constitutivo da empresa, devidamente registrado no órgão competente;

II – contrato de constituição de consórcio, quando for o caso, com a indicação da participação de cada empresa, sua condição na futura exploração do aproveitamento e a designação da líder do consórcio.

§ 2º Os interessados deverão apresentar, a título de regularidade fiscal, os seguintes documentos:

I – inscrição no Cadastro Geral de Contribuintes (CGC);

II – inscrição no cadastro de contribuintes estadual ou municipal, se houver, relativo à sede do interessado;

III – certificados de regularidade perante a Seguridade Social e o FGTS;

IV – certidões de regularidade para com as Fazendas Federal, Estadual e Municipal do domicílio ou sede do interessado.

§ 3º Deverão ser apresentados, a título de comprovação de qualificação técnica, os seguintes documentos:

I – comprovante de registro e regularidade perante o Conselho Regional de Engenharia, Arquitetura e Agronomia – CREA, do interessado ou de empresas com as quais o mesmo tenha firmado compromisso ou pré-contrato para execução das obras;

II – comprovação de aptidão do responsável técnico, mediante atestado fornecido pelo CREA, do interessado ou de empresas com as quais tenha firmado compromisso ou pré-contrato para execução das obras;

III – atestados fornecidos por pessoas jurídicas, de direito público ou privado, devidamente certificados pelo CREA, que comprovem a aptidão para desempenho de atividade pertinente e compatível em características, quantidades e prazos com a obra e instalações de implantação do objeto da autorização e a boa qualidade de obras e serviços de engenharia similares, realizados pelo interessado ou por empresas com as quais tenha firmado compromisso para a execução das obras.

§ 4º Os interessados deverão apresentar um demonstrativo de capacidade financeira para realização do empreendimento, incluindo:

I – certidão negativa de pedido de falência ou concordata, expedida pelo distribuidor da sede do interessado ou, na hipótese de pessoa física, certidão negativa de protesto expedida pelo distribuidor do local de seu domicílio;

II – balanço patrimonial e demonstrações contábeis do último exercício social, já exigíveis, apresentados na forma da lei;

III – patrimônio líquido ou, na hipótese de pessoa física, patrimônio pessoal, constante da última declaração do imposto de renda;

IV – quadro de usos e fontes dos recursos de investimento;

§ 5º A ANEEL examinará o histórico do interessado, quanto ao comportamento e penalidades acaso imputadas, no desenvolvimento de outros processos de autorização e concessão dos serviços de energia elétrica.

Art. 20. Somente após a comprovação exigida no art. 19 desta Resolução será outorgada a autorização.

§ 1º Caso o interessado não apresente as condições exigidas, será proclamado como novo vencedor o 2º colocado e, assim sucessivamente, até que um dos interessados apresente as condições exigidas.

§ 2º Caso nenhum dos interessados apresente as condições exigidas, será iniciado um novo processo de outorga de autorização.

CAPÍTULO V
da obtenção de declaração de utilidade pública

~~Art. 21. Para obtenção de declaração de utilidade pública junto à ANEEL, conforme dispõe o art. 10 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995, com a redação dada pelo art. 3º da Lei no 9.648, de 27 de maio de 1998, para fins de desapropriação ou instituição de servidão administrativa das áreas necessárias à implantação de instalações de geração de concessionários, permissionários ou autorizados de energia elétrica, deverão ser encaminhados pelo interessado os seguintes documentos:~~ (Revogado, pela RES ANEEL 259, de 09.06.2003.)

~~I – declaração especificando a destinação das áreas a serem desapropriadas, com as suas extensões;~~ (Revogado, pela RES ANEEL 259, de 09.06.2003.)

~~II – resumo contendo as extensões de áreas a serem declaradas de utilidade pública, por município;~~ (Revogado, pela RES ANEEL 259, de 09.06.2003.)

~~III – demonstração da compatibilidade da solicitação com as licenças ambientais em vigor e demais entendimentos com os órgãos responsáveis;~~ (Revogado, pela RES ANEEL 259, de 09.06.2003.)

~~IV – planta topográfica, em escala adequada, para avaliação da solicitação, devidamente referida às coordenadas geográficas ou UTM;~~ (Revogado, pela RES ANEEL 259, de 09.06.2003.)

~~V – memorial descritivo contendo a descrição simplificada, porém inequívoca, dos limites da área a ser declarada de utilidade pública;~~ (Revogado, pela RES ANEEL 259, de 09.06.2003.)

~~VI – breve relatório definindo a situação negocial da área no momento da solicitação, com especificação das parcelas porventura já adquiridas, daquelas em negociação ou já negociadas, dos problemas detectados, das pendências jurídicas ou de qualquer ordem.~~ (Revogado, pela RES ANEEL 259, de 09.06.2003.)

CAPÍTULO VI
Da Comunicação dos Aproveitamentos Hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 kW

Art. 22. Os aproveitamentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 kW deverão ser comunicados à ANEEL, conforme o art. 8º da Lei n.º 9.074, de 7 de julho de 1995, de acordo com formulário a ser disponibilizado pela ANEEL.

§ 1º O aproveitamento de potencial hidráulico de que trata este artigo, que vier a ser afetado por aproveitamento ótimo de curso d'água, não acarretará ônus de qualquer natureza ao Poder Concedente.

§ 2º A comunicação referida no caput deste artigo não exime o interessado das responsabilidades quanto aos aspectos ambientais e de recursos hídricos.

CAPÍTULO VII
Das Disposições finais e transitórias

Art. 23. Esta Resolução se aplica aos registros de estudos de viabilidade e projetos básico e aos requerimentos de autorização para implantação de aproveitamentos hidrelétricos que se encontrem em tramitação na ANEEL.

Art. 24. Os registros de estudos de viabilidade e projeto básico, de que trata o Capítulo II, e os requerimentos de autorização para exploração de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, referidos no Capítulo IV, em tramitação na ANEEL, deverão ter sua documentação complementada no prazo de sessenta dias, contados da publicação desta Resolução, sendo considerados insubsistentes no caso de não atendimento deste prazo.

Art. 25. O disposto nos arts. 11 e 18 desta Resolução aplica-se ao interessado, ao seu controlador, às suas controladas e coligadas ou vinculadas.

Art. 26. Para os fins desta Resolução, as definições de acionista controlador, de sociedades coligadas ou vinculadas, controladoras e controladas, são as expressas na Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e na Resolução ANEEL n.º 94, de 30 de março de 1998.

Art. 27. A ANEEL regulamentará, em resolução específica, a forma e as condições de ressarcimento do custo dos estudos e projetos aprovados.

Art. 28. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

AFONSO HENRIQUES MOREIRA SANTOS

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 07.12.1998, seção 1, p. 45, v. 136, n. 234-E.

(Ficam revogados os dispositivos constantes desta Resolução no que concerne às Pequenas Centrais Hidrelétricas, que passam a ser tratadas pela Resolução ANEEL nº 343, de 09.12. 2008.)

(Ficam revogados os dispositivos constantes nesta resolução no que concerne à potência do regime de produção independente ou autoprodução pela REN ANEEL 412 de 05.10.2010, D.O. de 08.10.2010.)

Anexo 4 – Fundo Garantidor para o Investimento - BNDES FGI

BNDES

BNDES Finame PSI Bens de Capital - MPME

Informações básicas sobre o apoio financeiro

A seguir as informações sobre as condições financeiras, o objetivo do financiamento, a orientação sobre como solicitar o financiamento e a documentação necessária exigida pelo BNDES.

Observação: As operações do BNDES Finame PSI Bens de Capital - MPME são realizadas através da rede de agentes credenciados pelo BNDES (bancos comerciais, bancos de desenvolvimento, cooperativas de crédito etc).

> Este documento serve apenas como orientação para o cliente e para a instituição financeira. As condições aqui descritas podem ser modificadas a qualquer momento pelo BNDES. O financiamento ocorrerá com as condições vigentes no momento da contratação
>
> O comprometimento dos recursos orçamentários pode suspender o recebimento de propostas de financiamento

1. Conheça o Apoio Financeiro

O BNDES Finame Bens de Capital - MPME tem como objetivo apoiar a aquisição de máquinas e equipamentos nacionais novos, exceto veículos de transporte, para micro, pequenas e médias empresas.

1.1 Quem pode solicitar o financiamento

Beneficiárias com receita operacional bruta (ROB) anual até R$ 90 milhões, classificadas como:

- Sociedades nacionais e estrangeiras, como sede e administração no País;
- Associações, sindicatos, cooperativas, sindicatos, clubes, condomínios e assemelhados;
- Empresários individuais inscritos no Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas – CNPJ e no Registro Público de Empresas Mercantis; e
- Entidades integrantes da administração pública indireta. Este financiamento somente estará acessível, se a sua contratação puder ser autorizada pelo CMN (Resolução CMN nº 2.827, de 30.03.2001, e suas alterações).

1.2 Quem não pode solicitar o financiamento

Não são passíveis de apoio no âmbito do PSI empresas brasileiras sob controle de capital estrangeiro que exerçam atividade econômica não especificada no Decreto nº 2.233, de 23.05.1997, e alterações.

1.3 O que pode ser financiado

Aquisição de máquinas e equipamentos nacionais cadastrados no BNDES, exceto veículos de transporte, e capital de giro associado.

BNDES

2. Condições Financeiras

2.1 Taxa de juros

Fixa no valor de 3,5% ao ano, já incluída a remuneração da instituição financeira credenciada.

2.2 Participação do BNDES

Até 100% dos itens financiáveis. Com exceção das aeronaves executivas e comerciais cuja participação está limitada a 85%.

Observação: A parcela financiável de capital de giro associado será limitada a 50% do valor das máquinas e equipamentos nas operações realizadas com microempresas, e a 30%, nas realizadas com pequenas e médias empresas. O financiamento ao capital de giro associado não se aplica: à aquisição de máquinas rodoviárias, aeronaves, e equipamentos para pavimentação, máquinas e implementos agrícolas; e ao setor serviços.

2.3 Prazos

Prazo total de até 120 meses e carência de, no máximo, 24 meses.

3. Garantias

A garantia é constituída pelos bens objeto do financiamento. Uma garantia adicional pode ser negociada entre a instituição financeira credenciada e o cliente. Há a possibilidade de utilização do Fundo Garantidor para o Investimento - BNDES FGI.

4. Vigência

Até 31/12/2013.

5. Como deve ser encaminhado o seu pedido de financiamento

O pedido de financiamento deve ser realizado através de uma instituição financeira de sua escolha, que analisará a possibilidade de concessão de crédito e negociará as garantias. Para isto você deve se dirigir a uma agência de uma instituição financeira credenciada pelo BNDES (bancos comerciais, bancos de desenvolvimento, agências de fomento ou cooperativas de crédito, etc). Após a aprovação da instituição, a operação será encaminhada para a homologação e posterior liberação dos recursos pelo BNDES.

6. Relação dos principais documentos exigidos pelo BNDES

- **Pessoa jurídica ou empresário individual**

Certidão Negativa de Débito – CND ou Certidão Positiva de Débito com Efeitos de Negativa – CPD-EN, expedida pela Secretaria da Receita Federal do Brasil, a ser extraída pelo Agente Financeiro no endereço eletrônico http://www.receita.fazenda.gov.br;

Certidão Conjunta Negativa de Débitos ou Certidão Conjunta Positiva com Efeitos de Negativa de Débitos, relativos a tributos federais e à Dívida Ativa da União, a ser extraída pelo Agente Financeiro nos endereços www.receita.fazenda.gov.br ou www.pgfn.fazenda.gov.br;

Comprovação de que a Beneficiária não está inscrita no Cadastro de Empregadores que tenham mantido trabalhadores em condições análogas à de escravo, a ser extraída pelo Agente Financeiro no endereço eletrônico http://www.mte.gov.br;

Comprovação de que a Beneficiária está em dia com as obrigações relativas ao Fundo de Garantia do Tempo de Serviço – FGTS, a ser extraída pelo Agente Financeiro no endereço eletrônico www.caixa.gov.br;

Comprovação de que a Beneficiária está em dia com a entrega da Relação Anual de Informações Sociais – RAIS. Se a Beneficiária tiver filial(is), deverá ser apresentada a comprovação de entrega da RAIS da matriz e de sua(s) filial(is);

Comprovação de regularidade da Beneficiária perante os órgãos ambientais;

Orçamento ou proposta técnico-comercial do Fabricante ou do Distribuidor Autorizado;

Declarações referentes às responsabilidades contratuais, trabalhistas, sociais, dentre outras, cujos modelos serão fornecidos pelo Agente Financeiro.

- **Administração Pública:**

Indireta (Autarquias e Fundações - Estaduais, Distritais e Municipais)

Certidão Negativa de Débito – CND ou Certidão Positiva de Débito com Efeitos de Negativa – CPD-EN, expedida pela Secretaria da Receita Federal do Brasil, a ser extraída pelo Agente Financeiro no endereço eletrônico http://www.receita.fazenda.gov.br ;

Certidão Conjunta Negativa de Débitos ou Certidão Conjunta Positiva com Efeitos de Negativa de Débitos, relativos a tributos federais e à Dívida Ativa da União, a ser extraída pelo Agente Financeiro nos endereços www.receita.fazenda.gov.br ou www.pgfn.fazenda.gov.br;

Comprovação de que a Beneficiária está em dia com as obrigações relativas ao Fundo de Garantia do Tempo de Serviço – FGTS, a ser extraída pelo Agente Financeiro no endereço eletrônico www.caixa.gov.br. Na hipótese de não haver empregados públicos em seus quadros, a Beneficiária deverá apresentar declaração nesse sentido;

Comprovação de que a Beneficiária está em dia com a entrega da Relação Anual de Informações Sociais – RAIS. Na hipótese de não haver empregados públicos em seus quadros, a Beneficiária deverá apresentar declaração nesse sentido;

Comprovação da regularidade previdenciária relacionada a regime próprio de previdência social, mediante apresentação do Certificado de Regularidade Previdenciária – CRP, expedido pelo Ministério da Previdência e Assistência Social, a ser extraída pelo Agente Financeiro no endereço eletrônico http://www.previdenciasocial.gov.br ou http://www.receita.fazenda.gov.br. Na hipótese de não haver regime próprio de previdência social, a Beneficiária deverá apresentar declaração nesse sentido;

Comprovação de regularidade ambiental da Beneficiária;

Orçamento ou proposta técnico-comercial do Fabricante ou do Distribuidor Autorizado;

Declarações referentes às responsabilidades contratuais, trabalhistas, sociais, dentre outras, cujos modelos serão fornecidos pelo Agente Financeiro.

Indireta (Empresas Públicas e Sociedades de Economia Mista)

Certidão Negativa de Débito – CND ou Certidão Positiva de Débito com Efeitos de Negativa – CPD-EN, expedida pela Secretaria da Receita Federal do Brasil, a ser extraída pelo Agente Financeiro no endereço eletrônico http://www.receita.fazenda.gov.br ;

Certidão Conjunta Negativa de Débitos ou Certidão Conjunta Positiva com Efeitos de Negativa de Débitos, relativos a tributos federais e à Dívida Ativa da União, a ser extraída pelo Agente Financeiro nos endereços www.receita.fazenda.gov.br ou www.pgfn.fazenda.gov.br;

Comprovação de que a Beneficiária está em dia com as obrigações relativas ao Fundo de Garantia do Tempo de Serviço – FGTS, a ser extraída pelo Agente Financeiro no endereço eletrônico www.caixa.gov.br;

Comprovação de que a Beneficiária está em dia com a entrega da Relação Anual de Informações Sociais – RAIS;

Comprovação de regularidade ambiental da Beneficiária;

Orçamento ou proposta técnico-comercial do Fabricante ou do Distribuidor Autorizado;

Declarações referentes às responsabilidades contratuais, trabalhistas, sociais, dentre outras, cujos modelos serão fornecidos pelo Agente Financeiro.

Observações importantes

1. As instituições financeiras credenciadas pelo BNDES são responsáveis pela análise e aprovação do crédito e pelo risco da operação, e assim poderão solicitar documentos e certidões adicionais.
2. Todos os documentos devem estar válidos na data de entrega ao Agente Financeiro.
3. A documentação aqui descrita pode ser modificada a qualquer momento pelo BNDES. O BNDES pode exigir outros documentos, não constantes da relação acima, para situações excepcionais.
4. O financiamento ocorrerá conforme as condições vigentes na data do recebimento do pedido de financiamento pelo BNDES.
5. Caso necessite de esclarecimentos adicionais, acesse o site www.bndes.gov.br/faleconosco.