

RODOLFO SALOME NETO

GERENCIAMENTO DE RISCOS TÉCNICOS DE OPERAÇÃO DE
PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

SÃO PAULO
2014

RODOLFO SALOME NETO

GERENCIAMENTO DE RISCOS TÉCNICOS DE OPERAÇÃO DE
PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do título de
Especialização em Energias Renováveis

SÃO PAULO
2014

RODOLFO SALOME NETO

**GERENCIAMENTO DE RISCOS TÉCNICOS DE OPERAÇÃO DE
PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS**

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do título de
Especialização em Energias Renováveis

Orientador: Prof. Dr. Djalma Caselato

SÃO PAULO
2014

FICHA CATALOGRÁFICA

Salome Neto, Rodolfo

Gerenciamento de riscos técnicos de operação de pequenas centrais hidrelétricas / R. Salome Neto. – São Paulo, 2014.
63 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Riscos (Gerenciamento) 2.Centrais hidrelétricas 3.Confabilidade I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

No construction project is risk free. Risk can be managed, minimized, shared, transferred, or accepted. It cannot be ignored.

(SIR MICHAEL LATHAM)

RESUMO

Este trabalho discorre acerca da importância de se adotar uma política adequada de gerenciamento de riscos em plantas de geração de energia, mais especificamente em Pequenas Centrais Hidrelétricas. Considerando o impacto negativo que uma eventual situação inesperada ou acidente pode causar na sociedade, a responsabilidade que recai sobre os acionistas e operadores destas plantas é cada vez maior.

Assim, através de uma análise das ocorrências mais frequentes de falhas nos principais equipamentos, busca-se fazer recomendações sobre práticas de prevenção eficazes com o intuito de mitigar estas perdas e consequentemente aumentar a confiabilidade das plantas de geração.

E, para maior entendimento deste tema, esta dissertação apresentará um breve capítulo com a descrição dos diferentes arranjos de uma PCH, bem como dos principais tipos de equipamentos existentes.

Palavras chaves: pequenas centrais hidrelétricas, gerenciamento de riscos, confiabilidade.

ABSTRACT

This work discusses the importance of the adoption of an adequate risk management program in power plants, focused on small hydro plants. Considering the negative impact that an unexpected event or accident can cause on the society, the responsibility of the shareholders and operators becomes ever greater.

That way, through an analysis of the most frequent causes of failure in the main equipment, it is intended to give recommendations regarding the best practices to mitigate these losses and consequently increase the reliability of the power plants.

Furthermore, for a better understanding, this dissertation will present a brief concept of the different possible layouts and main existing equipment.

Key-words: small hydro power plants, risk management, reliability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira em 2012	4
Figura 2 – Campo de Aplicação de Turbinas Hidráulicas	8
Figura 3 – Rotor Pelton.....	9
Figura 4 – Descida de Rotor Francis.....	10
Figura 5 – Turbina Francis Dupla.....	10
Figura 6 – Turbina Bulbo com Rotor Kaplan	11
Figura 7 – Rotor de Gerador.....	12
Figura 8 – Excitatriz Brushless	13
Figura 9 – Alimentação do Terminal do Gerador (Alimentação Shunt)	13
Figura 10 – Alimentação Através de Gerador de Imã Permanente (PMG).....	14
Figura 11 – Excitatriz Rotativa Tipo Brushless	14
Figura 12 – Diagrama Unifilar Típico de uma Central Geradora	16
Figura 13 – Diagrama Unifilar – Serviço Auxiliar AC	36
Figura 14 – Diagrama Unifilar – Serviço Auxiliar CC	38
Figura 15 – Subestação com parede corta-fogo	42
Figura 16 – Sugestão de ficha de informações pré-visita	45
Figura 17 – Matriz de classificação: segurança de barragens	49
Figura 18 – Matriz de classificação: operação e manutenção eletromecânica	50

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Proteções para Geradores Elétricos.....	21
Tabela 2 – Principais exposições de uma PCH.....	26
Tabela 3 – Localização de falhas em turbinas.....	26
Tabela 4 – Principais causas de perdas em turbinas	27
Tabela 5 – Principais defeitos que originaram falhas	27
Tabela 6 – Principais causas de perdas em geradores	28
Tabela 7 – Classificação de Risco	48

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
APR	- Análise Preliminar de Riscos
CCEE	- Câmara Comercializadora de Energia Elétrica
DNAEE	- Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica
EPE	- Empresa de Pesquisa Energética
IEA	- International Energy Agency
IMIA	- International Association of Engineering Insurers
NR10	- Norma Regulamentadora 10 - Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade
ONS	- Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	- Pequena Central Hidrelétrica
PPCM	- Planejamento, Programação e Controle da Manutenção
PT	- Permissão de Trabalho
UHE	- Usina Hidrelétrica

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. REFERENCIAL TEÓRICO	3
2.1. O Uso da Água Como Fonte de Energia	3
2.2. Pequenas Centrais Hidrelétricas.....	4
2.2.1. Arranjos Mais Comuns.....	5
2.2.2. Componentes Eletromecânicos.....	6
2.2.2.1. Turbinas.....	6
2.2.2.2. Geradores Elétricos.....	11
2.2.2.3. Regulador de Velocidade	14
2.2.2.4. Regulador de Tensão.....	15
2.2.2.5. Transformadores.....	16
2.2.2.6. Sistemas Auxiliares Elétricos e Mecânicos	17
3. O GERENCIAMENTO DE RISCOS EM UMA PCH	19
3.1. Gerenciamento de Riscos	19
3.2. Sistemas de Proteção	19
3.2.1. Sistemas Protecionais do Gerador	20
3.2.2. Sistemas Protecionais do Transformador.....	24
3.3. Análise dos Tipos de Falhas Mais Comuns	25
3.3.1. Turbinas.....	26
3.3.2. Geradores	28
3.4. Prevenção de Perdas em Turbinas e Geradores	29
3.4.1. Fase de Projeto	29
3.4.2. Fase de Fabricação.....	30
3.4.3. Fase de Montagem.....	31
3.4.4. Fase de Operação	32
3.5. Sistemas Redundantes.....	33
3.5.1. Alimentação de Sistemas Auxiliares.....	34
3.5.1.1. Sistemas Auxiliares em Corrente Alternada.....	34
3.5.1.2. Sistemas Auxiliares em Corrente Contínua.....	37
3.5.2. Transformadores Elevadores.....	39
3.5.3. Sistema de Água de Resfriamento	39
3.6. Adequação dos Locais de Instalação.....	40

3.6.1. Casa de Força.....	40
3.6.2. Sala de Baterias.....	41
3.6.3. Sala do Gerador Diesel de Emergência.....	41
3.6.4. Subestação	41
4. GERENCIAMENTO DE RISCOS NA PRÁTICA.....	43
4.1. Pré- Visita.....	43
4.2. Visita	46
4.3. Pós-Visita	47
4.3.1. Recomendações	47
4.3.2. Classificação do Risco	47
4.3.3. Análises de Sinistros	51
5. CONCLUSÕES.....	53
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	54

1. INTRODUÇÃO

A hidroeletricidade apresenta diversas vantagens em relação à maioria das demais fontes de energia elétrica, incluindo um alto nível de confiabilidade, tecnologia comprovada, alta eficiência, baixos custos de operação e manutenção, flexibilidade e alta capacidade de armazenamento. Mundialmente, as hidrelétricas foram responsáveis pela produção de 3.566 TWh, equivalente a 16% da produção global de eletricidade (22.126 TWh) em 2011 (IEA, 2013).

Estudos preveem que até o ano de 2050, a capacidade instalada global irá dobrar, atingindo 2.000 GW e uma produção de 7.000 TWh (IEA, 2012). O potencial de crescimento continua bastante elevado, principalmente na África, Ásia e América Latina, onde novos projetos podem ajudar a promover desenvolvimento social e econômico.

Os reservatórios auxiliam na regulação da vazão dos rios, contribuindo para o suprimento de água, controle de inundações, irrigação, serviços de navegação e recreação. Também desempenham papel fundamental por garantirem uma maior flexibilidade ao sistema, atuando como mitigadores de eventuais impactos negativos de outras fontes intermitentes, como energia solar e eólica.

Por outro lado, todos os benefícios alcançados pelo uso de plantas de geração hídrica podem ser facilmente esquecidos quando da ocorrência de situações que impactam negativamente na sociedade. Os proprietários e mantenedores das usinas têm um papel fundamental de prezar sempre pela segurança e confiabilidade de suas operações, ao passo que um pequeno descuido ou falta de atenção pode acarretar em um incidente de enormes proporções. Os riscos não estão somente concentrados em perdas diretas e visíveis, como por exemplo, na inundação de cidades e povoados localizados à jusante das barragens, mas também nas perdas financeiras que um eventual apagão pode trazer para indústrias e comércios que dependem daquela energia para desempenharem suas atividades do dia a dia.

O gerenciamento de riscos possibilita o surgimento de meios de identificação e análise prematura que atenuam as perdas dos patrimônios das empresas, reduzindo suas severidades através da eliminação dos riscos ou do controle dos eventos e de suas consequências (Navarro, 1988). Ou seja, através de uma sólida política de gerenciamento de riscos, os gestores das usinas estão garantindo não só

uma considerável diminuição na probabilidade de ocorrência de um evento que poderá impactar negativamente na sociedade, como também, a manutenção dos seus interesses e dos acionistas.

O objetivo deste trabalho é o de discorrer sobre as melhores práticas de gerenciamento de riscos em Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), com foco nos principais equipamentos e sistemas eletromecânicos, visando à redução da frequência e severidade de sinistros.

A dissertação está dividida em cinco capítulos e os próximos estão descritos a seguir:

- Capítulo 2: apresenta uma visão geral da geração de energia através da hidroeletricidade, com apresentação dos principais componentes e sistemas de uma PCH;
- Capítulo 3: neste capítulo são desenvolvidos tópicos relacionados com o gerenciamento de riscos na fase operacional de PCHs;
- Capítulo 4: aborda pontos importantes na execução do gerenciamento de riscos na prática;
- Capítulo 5: apresenta a conclusão do trabalho.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo é feita uma revisão da literatura sobre os conceitos referentes a geração através da hidroeletricidade e principais componentes e sistemas de uma PCH típica.

2.1. O Uso da Água Como Fonte de Energia

Não se sabe com exatidão quem, onde ou mesmo há quanto tempo se aproveitou pela primeira vez a força e a energia que possui uma corrente de água. Sabe-se que os romanos conheciam e usavam as rodas hidráulicas como uma fonte de potência mecânica para mover moinhos de grãos. Mais tarde, na época da Revolução Industrial, as rodas d'água foram usadas para acionamento de guindastes nas minas de carvão e de foles para a injeção de ar nas fornalhas.

O primeiro uso da força das águas para produzir eletricidade que se tem registro foi em uma roda-d'água no rio Fox em Wisconsin USA, em 1882, dois anos após Thomas Edison apresentar a lâmpada incandescente. Gradualmente, estas máquinas simples de madeira foram sendo desenvolvidas com eficiências cada vez mais altas, e hoje em dia dispomos de máquinas hidráulicas adequadas às mais diversas condições de queda e vazão, e que trabalham com rendimentos muito elevados, da ordem de 92%. Em alguns países, entre eles o Brasil, a maior parte da energia elétrica é produzida utilizando como máquina motora uma turbina hidráulica. (STANO JUNIOR, 2007).

O Brasil apresenta uma matriz de geração elétrica de origem predominantemente renovável, sendo que a geração hidráulica responde por 70,1% da oferta interna. Somando as importações, que essencialmente também são de origem renovável, pode-se afirmar que 85% da eletricidade no Brasil é originada de fontes renováveis (EPE, 2013).

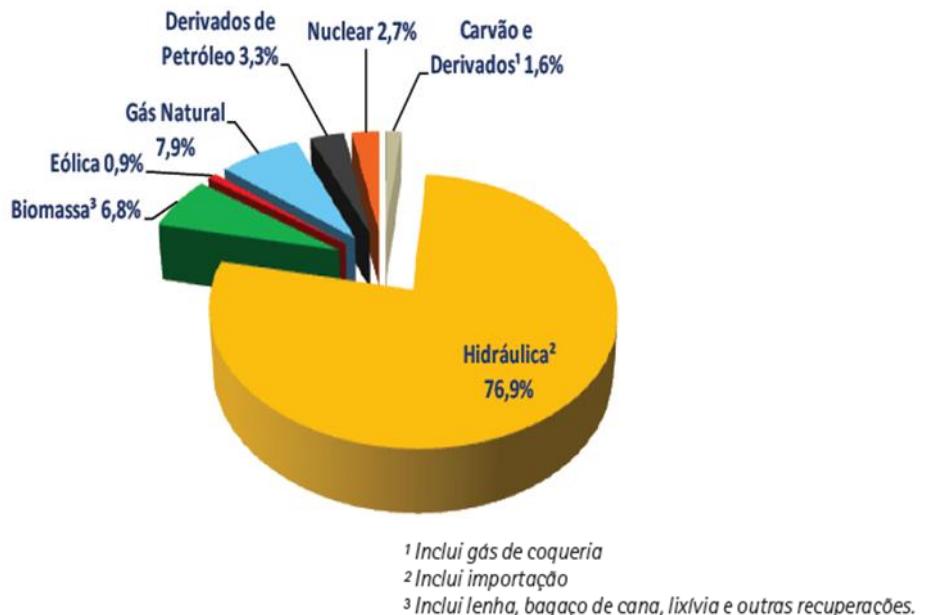


Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira em 2012
 FONTE: Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Atualmente no Brasil estão em operação 462 PCHs, totalizando aproximadamente 4,6 GW de potência instalada, o que representa 3,65% da potência instalada total do país (ANEEL, 2013).

2.2. Pequenas Centrais Hidrelétricas

Na primeira edição do Manual de Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas (ELETROBRÁS/DNAEE, 1982), uma Usina Hidrelétrica era considerada como uma PCH quando:

- a potência instalada total estivesse compreendida entre 1,0 MW e 10 MW;
- a capacidade do conjunto turbina-gerador estivesse compreendida entre 1,0 MW e 5,0 MW;
- não fossem necessárias obras em túneis (conduto adutor, conduto forçado, desvio de rio, etc.);
- a altura máxima das estruturas de barramento do rio (barragens, diques, vertedouro, tomada d'água, etc.) não ultrapassasse 10 m;
- a vazão de dimensionamento da tomada d'água fosse igual ou inferior a 20 m³/s.

Não havia limite para a queda do empreendimento, sendo as PCHs classificadas em de baixa, média e alta queda.

Em função das mudanças institucionais e da experiência acumulada nos anos, tornou-se importante atualizar esses critérios. A Lei nº 9.648, de 27/05/98, autoriza a dispensa de licitações para empreendimentos hidrelétricos de até 30 MW de potência instalada, para Autoprodutor e Produtor Independente. A concessão será outorgada mediante autorização, até esse limite de potência, desde que os empreendimentos mantenham as características de Pequena Central Hidrelétrica.

A Resolução da ANEEL 394, de 04/12/98, estabelece que os aproveitamentos com características de PCH são aqueles que têm potência entre 1 e 30 MW e área inundada até 3,0 km², para a cheia centenária. Todas as limitações anteriores foram eliminadas. Para o cálculo da área do reservatório, utiliza-se a seguinte fórmula:

$$A = \frac{14,3 * P}{H_b}$$

Sendo:

- A = área do reservatório em (km²), definida pelo nível d'água máximo normal
- P = potência elétrica instalada em MW
- H_b = queda bruta em (m)

Uma PCH típica normalmente opera a fio d'água, isto é, o reservatório não permite a regularização do fluxo d'água. Com isso, em ocasiões de estiagem a vazão disponível pode ser menor que a capacidade das turbinas, causando ociosidade. Em outras situações, as vazões são maiores que a capacidade de engolimento das máquinas, permitindo a passagem da água pelo vertedor. Por esse motivo, o custo da energia elétrica produzida pelas PCHs é maior que o de uma usina hidrelétrica de grande porte, onde o reservatório pode ser operado de forma a diminuir a ociosidade ou os desperdícios de água. Apesar desta desvantagem, as PCHs se tornam atrativas no sentido de que possuem um menor impacto ambiental, além de serem uma forma eficiente de geração de energia em regiões isoladas.

2.2.1. Arranjos Mais Comuns

Os tipos de PCH, quanto à capacidade de regularização do reservatório, são:

- À Fio d'Água: Esse tipo de PCH é empregado quando as vazões de estiagem do rio são iguais ou maiores que a descarga necessária à potência a ser instalada para atender à demanda máxima prevista. Nesse caso, despreza-se o volume do reservatório criado pela barragem. O sistema de adução deverá ser projetado para

conduzir a descarga necessária para fornecer a potência que atenda à demanda máxima. O aproveitamento energético local será parcial e o vertedouro funcionará na quase totalidade do tempo, extravasando o excesso de água.

- De Acumulação, com Regularização Diária do Reservatório: Esse tipo de PCH é empregado quando as vazões de estiagem do rio são inferiores à necessária para fornecer a potência para suprir a demanda máxima do mercado consumidor e ocorrem com risco superior ao adotado no projeto. Nesse caso, o reservatório fornecerá o adicional necessário de vazão regularizada.
- De Acumulação, com Regularização Mensal do Reservatório: Quando o projeto de uma PCH considera dados de vazões médias mensais no seu dimensionamento energético, analisando as vazões de estiagem médias mensais, pressupõe-se uma regularização mensal das vazões médias diárias, promovida pelo reservatório.

Para a escolha do sistema de adução mais adequado a cada projeto, deverão levar-se em consideração as condições topográficas e geológicas existentes no local do aproveitamento, bem como o estudo econômico comparativo. Para sistema de adução longo, quando a inclinação da encosta e as condições de fundação forem favoráveis à construção de um canal, este tipo, em princípio, deverá ser a solução mais econômica. Para sistema de adução curto, a opção por tubulação única, para os trechos de baixa e alta pressão, deve ser estudada.

2.2.2. Componentes Eletromecânicos

Diversos componentes e equipamentos eletromecânicos estão presentes em uma PCH. Com a inserção de novas tecnologias como relés e sistemas de proteção digitais, as usinas alcançaram um novo patamar de segurança e operacionalidade, sendo que na maioria dos casos podem ser totalmente desassistidas e operadas remotamente à centenas de quilômetros de distância. São apresentados aqui os principais equipamentos e sistemas existentes em uma usina de geração de energia.

2.2.2.1. Turbinas

Basicamente as turbinas hidráulicas, sendo elas pequenas ou grandes, são classificadas como turbomáquinas motrizes de fluxo contínuo que operam segundo o princípio da ação ou da reação:

- Turbinas de ação:

Nas turbinas de ação, a energia hidráulica disponível é transformada em energia cinética para, depois de incidir nas pás do rotor, transformar-se em mecânica: tudo isto ocorre à pressão atmosférica. Classificam-se como turbinas de ação: as turbinas Pelton com um ou mais jatos, a turbina de Fluxo Cruzado e Michell–Banki.

- Turbinas de reação:

Nas turbinas de reação o rotor é completamente submerso na água. Com o escoamento da água, ocorre uma variação de pressão e de velocidade no escoamento, entre a entrada e a saída do rotor. Uma importante característica das turbinas de reação é o uso do tubo de sucção. O tubo de sucção permite a recuperação de parte da energia cinética da água que deixa o rotor. A soma da energia cinética mais a energia de pressão na saída da turbina é menor quando há o tubo de sucção instalado. São classificadas como turbinas de reação: a Francis, a hélice e a Kaplan, com suas variantes.

Existem diversos tipos de turbinas, cada qual adequada a um aproveitamento hidroenergético. A escolha adequada do tipo de turbina a ser utilizado num determinado aproveitamento depende de um parâmetro que é função da altura e vazão disponíveis e da rotação da máquina. Por serem mais frequentes em PCHs, vamos abordar aqui somente as turbinas do tipo Francis, Kaplan e Pelton.

As turbinas hidráulicas são equipamentos cujos rendimentos dependem muito da condição adequada de operação. Para selecionar o modelo de turbina mais adequado para cada instalação, vários fatores devem ser levados em consideração, entre eles queda, vazão e velocidade de rotação. Tradicionalmente o uso de turbinas hidráulicas tem-se concentrado no tipo Pelton, com um ou mais jatos, no caso das máquinas de ação; e na Francis, Hélice e Kaplan, no caso do tipo de reação. A escolha do tipo adequado baseia-se nas condições de vazão, queda líquida, altitude do local, conformação da rotação da turbina com a do gerador e altura de sucção, no caso de máquinas de reação.

A seguir pode-se examinar um gráfico com o campo típico de aplicação dos três tipos de turbinas:

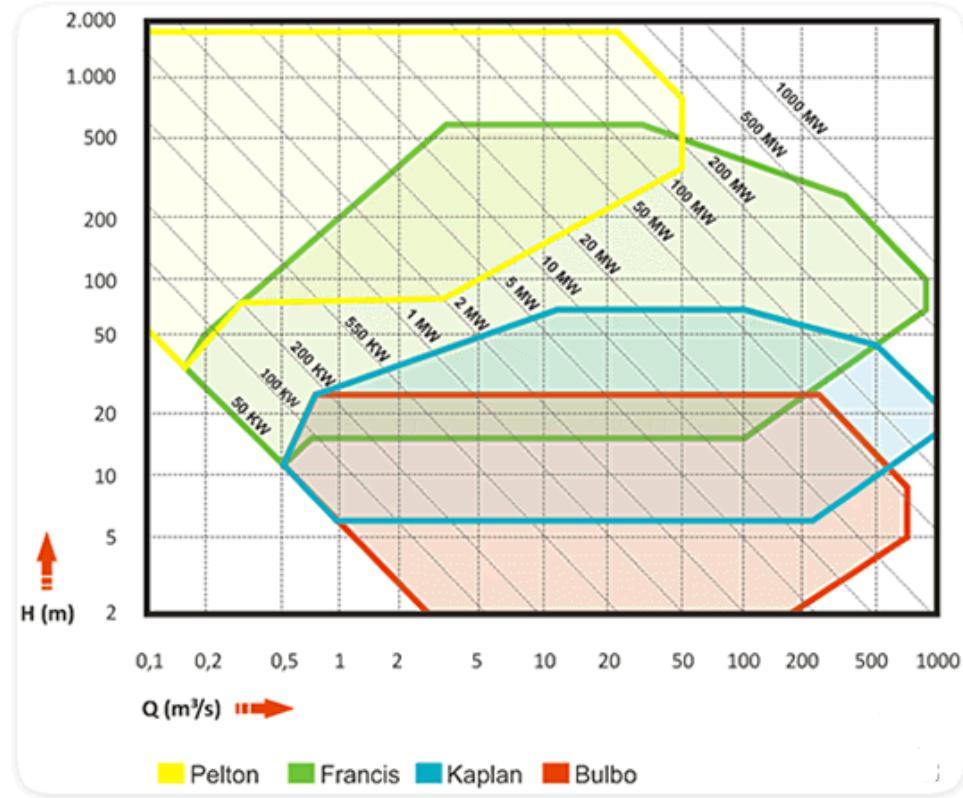


Figura 2 – Campo de Aplicação de Turbinas Hidráulicas

FONTE: Hacker Turbinas Hidráulicas

- **Turbinas do tipo Pelton**

As Turbinas Pelton são máquinas de ação e escoamento tangencial. Operam com altas quedas e baixas vazões. Podem ser de um jato, dois, quatro ou seis jatos e podem ser de eixo horizontal ou vertical. A energia hidráulica é transferida para o rotor pela ação do jato de água que sai do injetor e incide sobre pás bipartidas em forma de cunha. O rendimento é alto, podendo chegar até a 94%. O controle da vazão é realizado por um dispositivo chamado agulha ou injetor. As máquinas podem também possuir defletores de jato.

Existem equipamentos pequenos com no máximo dois jatos e equipamentos de eixo vertical com até seis jatos. A turbina Pelton tem um excelente comportamento a cargas parciais, sendo essa uma das justificativas deste tipo de máquina ser amplamente utilizada. Essa turbina foi desenvolvida para suprir a necessidade de construir usinas de altas quedas e baixas vazões, pois as turbinas Francis não operam bem nessas condições.



Figura 3 – Rotor Pelton
FONTE: Hacker Turbinas Hidráulicas

- **Turbinas Francis**

As Turbinas Francis são máquinas de reação, com escoamento radial (lenta e normal) e escoamento misto (rápida). São máquinas ideais para médias vazões e quedas. O controle da vazão é realizado no distribuidor ou sistema de pás móveis.

São turbinas rigorosamente centrípetas, que permitem o uso de tubo de succão e podem alcançar altos rendimentos, da ordem de 85 a 93%, sendo uma das mais utilizadas. Elas podem estar inseridas em uma caixa espiral, ou, em instalações de menor porte, sem caixa espiral, em caixas cilíndricas ou em um poço de caixa aberta.

Em instalações com vazões maiores, costuma-se duplicar o rotor em rotores gêmeos, que operam num mesmo eixo, cada um de um lado de uma caixa cilíndrica ou em caixas espirais separadas, ou unidas pela face anterior, inseridos em uma única caixa espiral. A esse tipo de arranjo, denomina-se turbina Francis dupla.



Figura 4 – Descida de Rotor Francis
FONTE: Inepar

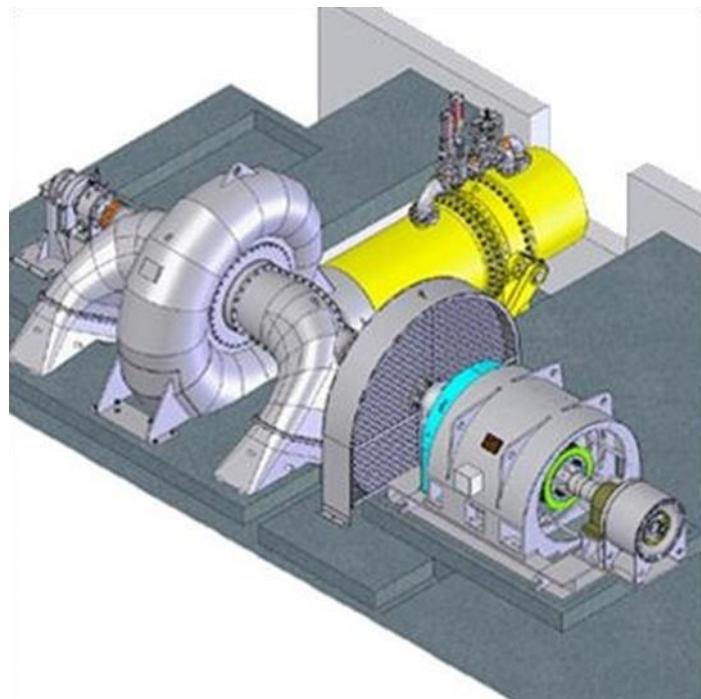


Figura 5 – Turbina Francis Dupla
FONTE: www.camacho.eng.br

- **Turbinas Kaplan**

As turbinas Kaplan são caracterizadas pelo fato do fluxo escoar longitudinalmente ao eixo do rotor e tais como as turbinas Francis, também são máquinas de reação. No rotor Kaplan as pás são móveis, permitindo a regulagem da vazão, o que confere a esse tipo de turbina a chamada dupla regulagem. O rotor

pode ser inserido em uma caixa espiral de concreto ou de aço, em caixa aberta, ou ainda em caixa em forma de tubo, onde o escoamento se dá totalmente no sentido axial. Para esse último arranjo, dependendo da configuração do grupo gerador, se dá o nome de turbina tubular, em “S”, sifão ou bulbo. A turbina bulbo se caracteriza pelo arranjo compacto, denotado pelo uso de um rotor Kaplan acoplado ao gerador, que por sua vez é instalado no interior de um casulo inserido na água, daí o nome “bulbo”.

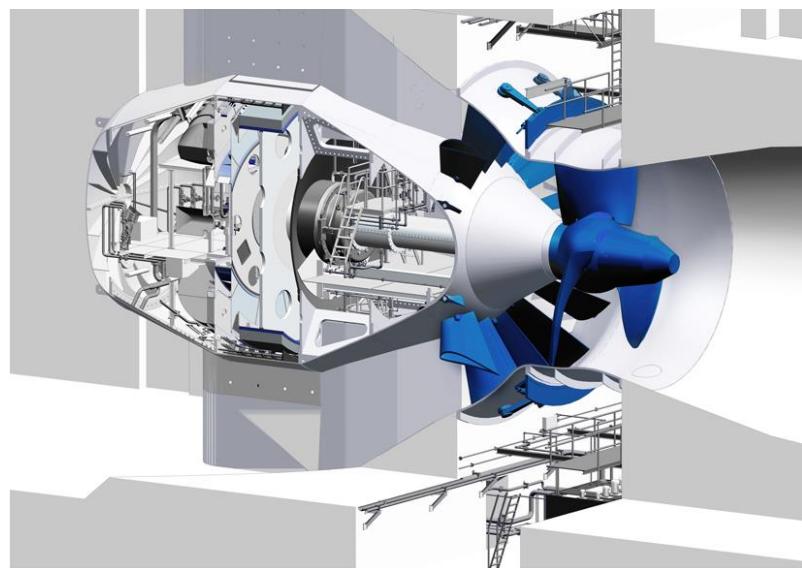


Figura 6 – Turbina Bulbo com Rotor Kaplan
FONTE: Voith Hydro

2.2.2.2. Geradores Elétricos

Os geradores são encarregados de transformar a energia mecânica, fornecida pela turbina, em energia elétrica. São máquinas de rendimento elevado, da ordem de 85 a 94% para a faixa de potência de pequenas centrais. A grande maioria dos geradores utilizados em PCHs é do tipo síncrono, embora possam ser também utilizados geradores de indução, que na verdade são motores de indução operando como geradores. Os geradores de indução apresentam custo inicial e de manutenção menor, embora sua eficiência seja de 2 a 4 % inferior à dos geradores síncronos. Os geradores síncronos são mais caros do que geradores assíncronos e são usados nos sistemas onde a potência da carga representa uma proporção substancial da potência do gerador. Para funcionarem, os geradores síncronos precisam de um sistema de excitação, responsável pela produção do campo magnético necessário para a geração de tensão.

Uma opção para a excitação é a utilização de máquinas auxiliares rotativas, acopladas no mesmo eixo do gerador principal, que podem ser de corrente contínua ou de corrente alternada do tipo síncrona. O tipo de excitação mais comumente encontrado em PCHs é o que utiliza um gerador de corrente alternada do tipo rotor girante e campo magnético fixo. O rotor desse gerador é montado no próprio eixo do gerador principal. Esse gerador sendo de porte menor recebe o nome de excitatriz, e a alimentação do campo principal em corrente contínua é feito por meio de um conjunto de diodos girantes (círcuito retificador), também montado no eixo do gerador principal por isso chamado de sem escovas ou Brushless. Este conjunto de diodos recebe tensão alternada do rotor da excitatriz, tensão esta induzida pelo estator da excitatriz (campo da excitatriz), alimentado com corrente contínua proveniente do regulador de tensão. O regulador de tensão monitora constantemente a tensão de saída do gerador e atua no estator da excitatriz mantendo a tensão de saída do gerador constante.

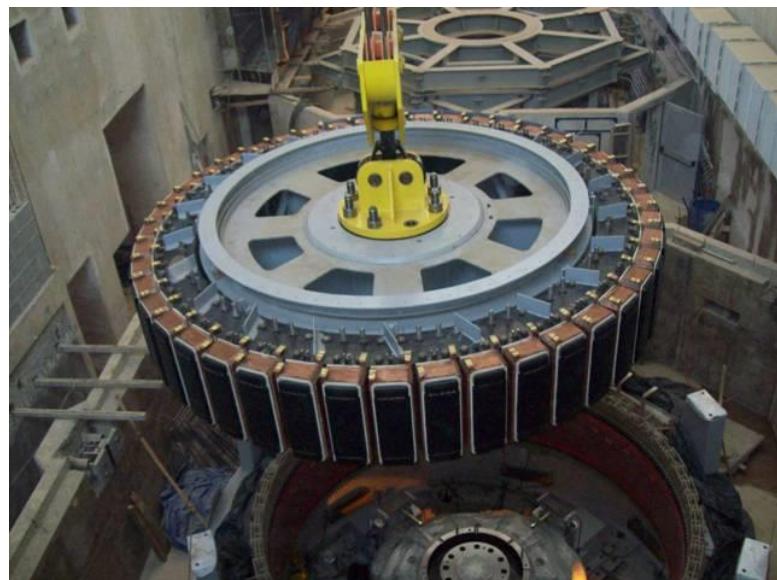


Figura 7 – Rotor de Gerador
FONTE: PCH Paracambi

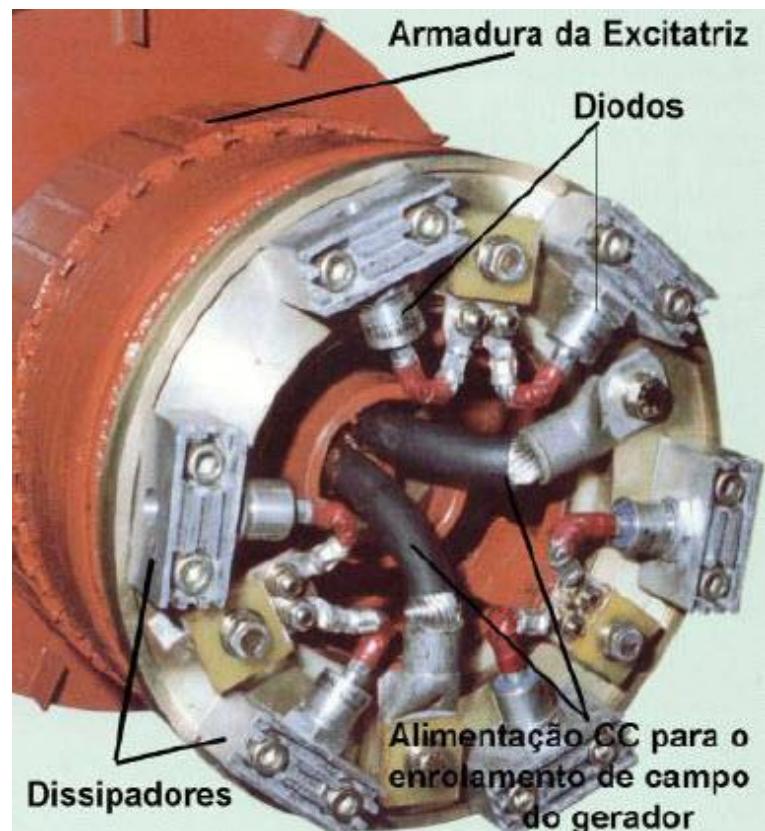


Figura 8 – Excitatriz Brushless

FONTE: Escola Técnica Eletromecânica da Bahia

Seguem a seguir alguns exemplos de esquemas de excitação:

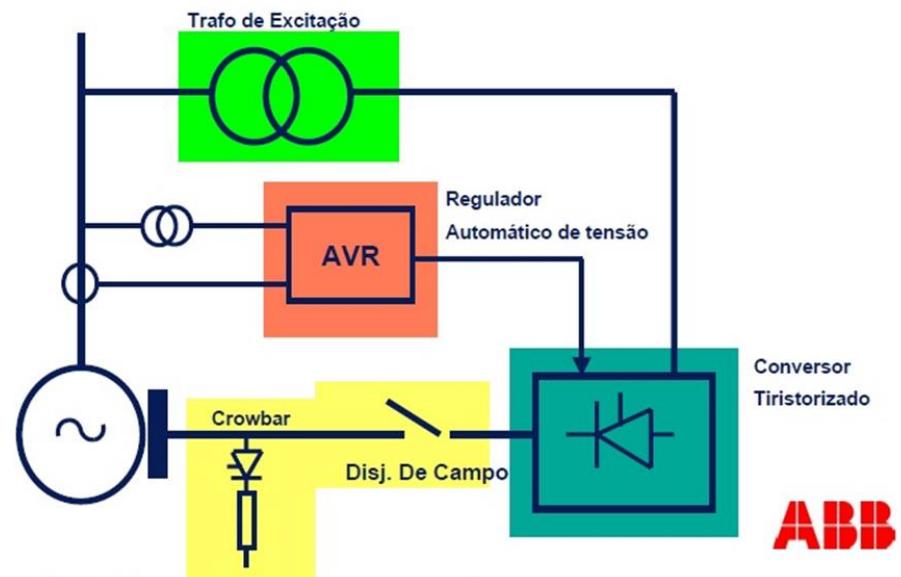


Figura 9 – Alimentação do Terminal do Gerador (Alimentação Shunt)
FONTE: ABB

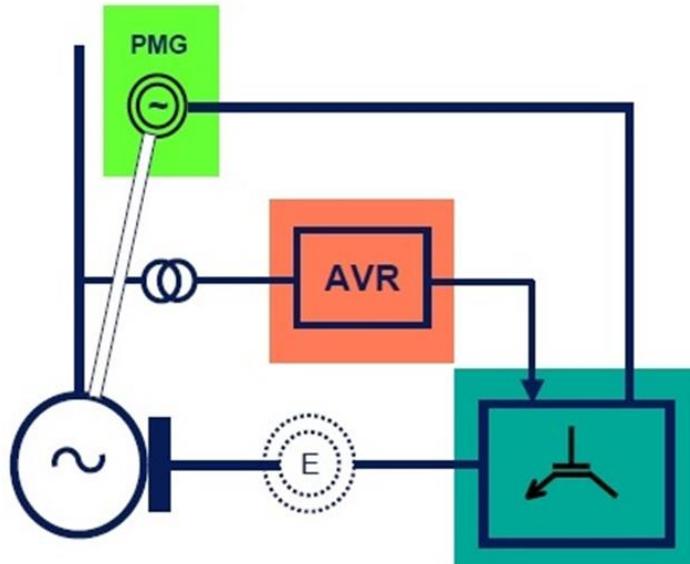


Figura 10 – Alimentação Através de Gerador de Imã Permanente (PMG)
FONTE: ABB

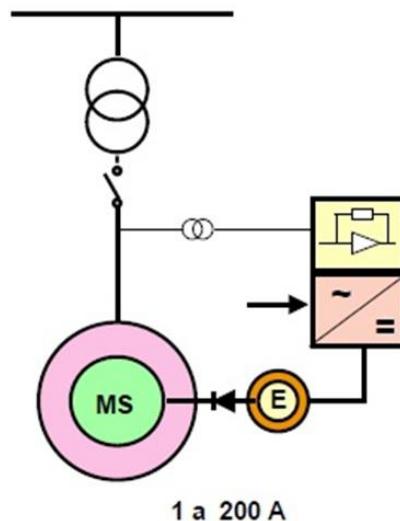


Figura 11 – Excitatriz Rotativa Tipo Brushless
FONTE: ABB

2.2.2.3. Regulador de Velocidade

Os reguladores de velocidade são uma combinação de dispositivos e de mecanismos que detectam os desvios da velocidade e os convertem em uma mudança na posição de um servomotor. Quando o elemento sensor de velocidade detecta o desvio do ponto ajustado, este sinal de desvio é convertido e amplificado para excitar um atuador, hidráulico ou elétrico, que controla o fluxo de água que passa pela turbina. O regulador de velocidade atua no sentido de controlar a

velocidade de rotação da turbina, através da variação do fluxo de água nas pás da mesma, controlado pela abertura do distribuidor.

Conforme a condição de operação, o regulador de velocidade tem dois objetivos distintos:

- Manutenção da frequência em valores programados quando em operação isolada, não conectada a rede;
- Fornecimento de um nível de potência pré-determinado quando operando interligada a esta rede elétrica.

Na operação isolada, também chamada de barra morta, o gerador não está em paralelo com outras usinas de maior porte que mantenham a frequência estável. Neste caso, alterações na velocidade de rotação da turbina afetam diretamente a frequência do sinal gerado. O Regulador de Velocidade deve controlar a velocidade da turbina, através do suprimento de água, de forma a obter a frequência desejada na geração. Este estado é o que ocorre quando o conjunto turbina-gerador está aumentando a sua velocidade para atingir a frequência necessária para o sincronismo com a rede elétrica.

Após a usina ser conectada a rede elétrica, a frequência de geração é mantida estabilizada pela frequência do sistema ao qual está interligada. Nesta modalidade de conexão, alterações na vazão de água fornecida à turbina não alteram mais a frequência da tensão, apenas alteram a potência gerada.

2.2.2.4. Regulador de Tensão

A função do sistema de excitação é estabelecer a tensão interna do gerador síncrono. Em consequência, o sistema de excitação é responsável não somente pela tensão de saída da máquina, mas também pelo fator de potência. O Regulador de Tensão controla a saída da excitatriz tal que a tensão gerada e a potência reativa variem da maneira desejada. O sistema ajusta a tensão de saída do gerador através da atuação na ponte retificadora controlada que regula a corrente de campo do gerador.

Ao partir o gerador, o sistema não está conectado a nenhum outro sistema de geração. O regulador de tensão só começa a atuar após a turbina atingir velocidade de rotação correspondente a 80% da velocidade nominal. Enquanto o gerador não está conectado à rede, a atuação no retificador altera o nível de tensão gerado, que

será controlado para atingir o mesmo nível existente na linha a qual o sistema será acoplado. Após este atingido, e com a frequência estabilizada em 60 Hz, através da atuação do regulador de velocidade, o sistema está pronto para ser conectado à linha. Quando na situação de interligação com o sistema, a atuação do regulador de tensão visa o fornecimento da potência reativa desejada.

2.2.2.5. Transformadores

A figura abaixo mostra um esquema típico de conexão de uma central geradora. Pode-se observar a existência de três diferentes tipos de transformadores em uma planta.

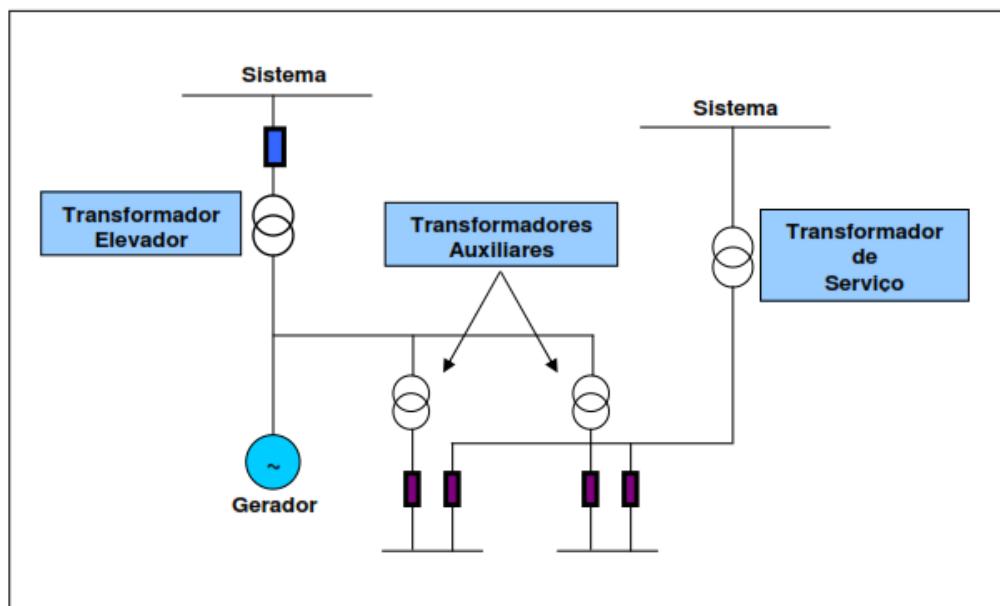


Figura 12 – Diagrama Unifilar Típico de uma Central Geradora
FONTE: AMARAL, 2007

O transformador de serviço alimenta os serviços auxiliares da usina através do fornecimento de potência de um barramento de alta tensão. Possui a mesma função do transformador auxiliar, que por sua vez transmite potência dos terminais do gerador. Ambos alimentam um barramento de média tensão (usualmente de 4 a 6,9 kV), onde são conectados equipamentos auxiliares como motores, bombas, iluminação, etc. Esses três transformadores, os dois auxiliares e o de serviço, nunca trabalham em paralelo. São alimentações de energia redundantes. Já os transformadores elevadores têm a função de elevar o nível de tensão da energia

gerada pelos geradores até uma faixa adequada para a transmissão, normalmente o valor da rede na qual será conectado.

2.2.2.6. Sistemas Auxiliares Elétricos e Mecânicos

Os sistemas auxiliares são fundamentais para o bom funcionamento dos principais componentes da central, e estão divididos em sistemas auxiliares mecânicos e elétricos:

- **Sistemas Auxiliares Mecânicos**

- Sistema de água de resfriamento;
- Sistema de esgotamento e enchimento;
- Sistema de drenagem;
- Sistema de descarga;
- Sistema de ar comprimido;
- Gerador Diesel de emergência;
- Pontes rolantes;
- Proteção contra incêndio;
- Aquecimento, ventilação, ar condicionado;
- Sistema de tratamento de óleo.

- **Sistemas Auxiliares Elétricos**

- Subestação de alta tensão isolada a ar ou a gás;
- Painéis de média tensão;
- Conversor de frequência estático;
- Estação de suprimento CA/CC;
- Sistema de cabeamento;
- Gerador Diesel de emergência;
- Iluminação e tomadas;
- Aterramento e sistemas de proteção contra descargas-atmosféricas.

Tais sistemas podem ser alimentados em corrente alternada e em corrente contínua. Como, em corrente alternada, as cargas são basicamente motoras, iluminações, resistências de aquecimento e equipamentos de uso geral, o nível de tensão é de 220 V ou 380 V. Em corrente contínua, as cargas mais comuns são os circuitos de comando e proteção, transdutores de sinais, partida inicial do sistema de

excitação, dentre outras. Sendo assim é comum adotar-se dois níveis de tensão, 24 V para telecomunicação e 125 V para demais usos. A confiabilidade desta alimentação é um tema chave para a segurança operacional das usinas. Este tema será mais profundamente abordado no item 3.4.1 desta dissertação.

3. O GERENCIAMENTO DE RISCOS EM UMA PCH

3.1. Gerenciamento de Riscos

A gerência de riscos surgiu como técnica nos Estados Unidos, no ano de 1963, com a publicação do livro *Risk Management in the Business Enterprise*, de Robert Mehr e Bob Hedges. No Brasil o seu ingresso deu-se na segunda metade da década de 1970, com aplicação voltada especificamente para a área de seguros, objetivando a prevenção de riscos em bens patrimoniais, principalmente no que diz respeito ao risco de incêndio.

De acordo com NAVARRO (1997), a função do Gerenciamento de Riscos é a de reduzir perdas e minimizar os seus efeitos. Como são inevitáveis, pois em todo e qualquer processo industrial são esperadas ocorrências de perdas, procura-se por meio de técnicas específicas a redução dos efeitos e até mesmo evitar que essas perdas venham a ocorrer com certa frequência, limitando-as a valores aceitáveis dentro do perfil estipulado pela empresa e seus acionistas.

O gerenciamento de riscos é um contínuo processo de busca de defeitos, ou de quase-defeitos, com vistas à sua prevenção. Risco é uma chance de perda e provavelmente, o mais importante degrau no processo de identificação e gerenciamento das perdas. Com as informações obtidas por intermédio da aplicação das várias técnicas adotadas no gerenciamento de riscos e o emprego de metodologias específicas pode-se também quantificar riscos. A partir do momento que se qualifica e quantifica um risco tem-se a sua real magnitude.

Neste capítulo, o principal foco é o estudo dos principais riscos relacionados à fase operacional de PCHs, abordando também alguns pontos de atenção importantes nas fases de projeto e fabricação.

3.2. Sistemas de Proteção

A escolha de um sistema de proteção para os equipamentos elétricos constituintes de uma PCH envolve aspectos operacionais, econômicos, de segurança física e pessoal, que devem ser analisados caso a caso. De um modo geral, o sistema de proteção desempenha um papel fundamental na detecção e isolamento de faltas, visando a operação normalizada, prevenção contra falhas e limitação de defeitos resultantes das falhas. (LIMA, 2002)

Para se definir o grau de proteção desejado é necessário considerar a forma com que a usina será operada. Como é cada vez mais comum adotar-se a operação remota em PCHs, onde há equipes de operação e manutenção presentes somente no horário comercial, deve-se optar por um sistema protecional que atue no sentido de retirar as máquinas de operação mediante situações que coloquem em risco a integridade das mesmas. A seguir serão apresentadas as principais funções de proteção dos geradores e transformadores.

3.2.1. Sistemas Protecionais do Gerador

A seguir estão relacionadas as principais funções disponíveis para proteção de geradores elétricos, bem como uma pequena descrição de cada uma delas (LIMA, 2002).

Tabela 1 – Proteções para Geradores Elétricos

PROTEÇÃO	FUNÇÃO ANSI	POTÊNCIA (MVA)						
		< 0,1	0,1 - 0,3	0,3 - 1	1 - 3	3 - 10	10 - 20	20 - 30
Sobrevelocidade	12/14				x	x	x	x
Impedância	21						x	x
Sobreexcitação	24						x	x
Sincronização	25				x	x	x	x
Subtensão	27			x	x	x	x	x
Reversão de potência	32			x	x	x	x	x
Corrente de eixo	38/64						x	x
Perda de campo	40						x	x
Seqüência negativa	46				x	x	x	x
Sobrecarga	49	x	x	x	x	x		
Sobrecorrente instantânea	50	x	x					
Falha do disjuntor	50 BF						x	x
Sobrecorrente temporizado	51	x	x	x	x			
Sobrecorrente (restrita)	51 V			x	x	x		
Sobrecorrente de neutro	51G				x	x		
Disjuntor	52	x	x	x	x	x		
Sobretensão	59			x	x	x		
Sobreexcitação	59F							x
Falha dos fusíveis dos TPs	60 FL						x	x
Falta à terra (100%)	64				x	x	x	x
Falta à terra restrita (95%)	64						x	x
Rotor à terra	64F				x	x		x
Subfrequência	81						x	x
Diferencial	87G				x		x	x
Diferencial em bloco	87GT			x		x	x	x

FONTE: LIMA, 2002

• **Proteção contra sobrevelocidade (12):** A sobrevelocidade normalmente é oriunda de uma rejeição de carga. Em função do stress mecânico provocado nestes casos, esta proteção se torna extremamente desejável em todas as instalações acima de 1000 kVA. Para tanto, o sistema se utiliza de um sensor de velocidade solidário ao eixo da turbina.

• **Relé de impedância (21):** Trata-se de um relé que permite que o gerador atenda cargas que estejam dentro de uma região de operação pré-estabelecida. No

caso de faltas externas, tais como um curto-circuito, a impedância vista pela máquina foge da região admissível, levando à atuação do relé.

- **Proteção contra sobre-excitacão (24):** A sobre-excitacão pode ocorrer devido à operação com tensões maiores do que a nominal, ou tensões iguais ou menores que a nominal a uma frequência inferior à nominal. A partir da relação tensão/frequência pode-se detectar o nível de excitacão, uma vez que ela afeta termicamente, tanto o gerador, como também qualquer transformador a ele conectado.

- **Relé de sincronismo (25):** É um relé que verifica se as condições de sincronismo e paralelismo entre o gerador e o sistema foram ou não atendidas. A sua saída é normalmente utilizada em lógicas de intertravamento para a permissão do fechamento do disjuntor de interligação.

- **Proteção contra subtensões (27):** Este relé protege a unidade geradora contra subtensões sustentadas à frequência industrial.

- **Proteção contra potência reversa (32):** A tentativa de funcionar como motor pode ocorrer, por exemplo, quando há bloqueio da tomada d'água do gerador. Nestas ocasiões, o baixo fluxo de água na turbina pode ocasionar cavitação e consequentes danos. A utilização de proteção contra motorização é dada por meio de relé de reversão de potência e recomendável no caso de usinas não atendidas.

- **Sobretemperatura dos mancais (38):** Um sensor de temperatura instalado em um orifício do mancal poderá detectar um eventual sobreaquecimento. A sua atuação é feita através de um alarme.

- **Proteção contra perda de excitação (40):** Quando ocorre a perda de excitação, a máquina passa a operar como um gerador de indução, girando abaixo da velocidade síncrona e absorvendo reativos do sistema. Esta situação pode causar colapso da tensão e tornar instável o sistema ao qual está conectada. A proteção para perda de excitação pode ser desejável nestes casos.

- **Proteção contra carga desequilibrada (46):** A ocorrência de faltas assimétricas externas à máquina, principalmente quando ocorre falha nas proteções de outros equipamentos, pode causar a circulação de correntes de sequência negativa no estator da máquina. Estas correntes induzem correntes de frequência dupla no rotor do gerador que causam sobreaquecimento e em casos mais severos danos à estrutura do rotor.

• **Proteção contra sobrecarga (49):** A proteção contra sobrecarga pode ser realizada por meio de relés que estimam o comportamento térmico do gerador pela medição da corrente de carga (imagem térmica) ou por meio de detectores resistivos de temperatura embutidos nos pontos críticos do gerador.

• **Proteção de sobrecorrente instantânea (50):** Este relé provê uma proteção com alta sensibilidade e velocidade, atuando imediatamente sempre que o valor de corrente ultrapasse um limite previamente ajustado.

• **Detecção de falha do disjuntor (50BF):** Muitas vezes um disjuntor pode não atuar mediante a um comando de abertura. Tal problema pode ser de ordem elétrica ou mecânica. Este relé detecta a falha na operação e dispara o procedimento de medidas mitigadoras.

• **Proteção de sobrecorrente temporizada (51):** É um relé com característica de tempo definida, que atua quando a corrente ultrapassa um valor determinado. A característica de tempo é muitas vezes desejável para viabilizar a coordenação da proteção.

• **Sobrecorrente temporizado com restrição de tensão (51V):** Este relé de sobrecorrente permite ser ajustado para correntes abaixo da corrente nominal da máquina, uma vez que ele só irá atuar se, simultaneamente, a tensão estiver abaixo de um valor ajustado pré-especificado.

• **Proteção contra sobretensões (59):** Este relé protege o isolamento da unidade geradora contra sobretensões elevadas e sustentadas na frequência industrial, as quais podem ser originadas de perdas de carga, aberturas monopolares, sobreexcitação, etc.

• **Proteção contra sobre e subfrequência (81):** A operação com sobrefreqüência pode indicar uma sobrevelocidade, sendo extremamente nociva às partes rotativas do grupo gerador, pela força atuante, e aos mancais. A subfrequência, por outro lado, pode indicar uma sobrecarga, devendo rapidamente ser eliminada. Este relé é capaz de detectar estas variações e, em função de sua magnitude, permite atuar com diferentes ajustes temporizados.

• **Proteção diferencial (87G):** Faltas internas no gerador geralmente se desenvolvem como uma falta à terra numa das fases do enrolamento e podem ocasionalmente envolver mais de uma fase. A proteção mais efetiva para falta entre fases é realizada pelos relés diferenciais. A utilização destes relés somente é

possível quando os terminais de neutro de cada uma das fases forem acessíveis para a instalação dos transformadores de corrente.

3.2.2. Sistemas Protecionais do Transformador

Em geral, os transformadores não costumam apresentar elevados índices de falhas, porém, quando estas surgem, inevitavelmente levam a desligamentos, forçados ou não, implicando em substituições, paralisações, manobras, riscos e manutenções corretivas. A fim de evitar tais implicações, há uma série de recomendações operacionais a que o transformador está submetido, associado a um conjunto de relés de proteção (LIMA, 2002).

- **Relé indicador de temperatura de óleo (26)**

Utiliza-se de um sensor de temperatura instalado no ponto mais quente do transformador, normalmente próximo ao topo da carcaça. Esta temperatura reflete possíveis problemas de aquecimento provocado por sobrecarga ou por curto-círcuito no pacote magnético.

- **Relé indicador de temperatura dos enrolamentos (49)**

Funciona através de um dispositivo de imagem térmica, o qual permite inferir a temperatura dos enrolamentos através de informações da temperatura do óleo e da corrente na fase, provendo desta forma, uma proteção de sobrecarga.

- **Relé de sobrecorrente de fase e neutro (50-51)**

São relés de sobrecorrente instantâneos e temporizados, aplicados tanto a fases como ao neutro do transformador, provendo proteção contra defeitos externos, bem como fornecer uma proteção de retaguarda no caso de falha da proteção primária do transformador.

- **Relé de falhas incipientes (63)**

É também um relé de sobrepressão, denominado relé Buchholz. Atua por dois princípios de funcionamento distintos, um através da detecção do acúmulo de gás, provendo alarme, e através da súbita variação do nível de óleo ou gás, provendo desligamento bastante rápido. É normalmente instalado entre o tanque e o reservatório de óleo.

- **Relé de sobrepressão interna (63P)**

Esta proteção é capaz de detectar a formação de gás produzido por defeito entre espiras dos enrolamentos, provendo uma proteção de alta velocidade, uma vez que é a proteção primária do transformador. Para transformadores com potência acima de 5 MVA esta proteção é substituída pelo relé diferencial.

- **Relé indicador de nível de óleo do conservador (71)**

Este equipamento monitora o nível do óleo, sinalizando através de contatos, os valores máximo e mínimo de óleo. É utilizado normalmente apenas para prover alarme, podendo eventualmente ser empregado para desligamento no caso de nível mínimo.

3.3. Análise dos Tipos de Falhas Mais Comuns

Enquanto que antigamente a parada de uma usina era programada com grande antecedência, atualmente podem ocorrer diversas interrupções ao longo de um único dia. Os atuais procedimentos operativos das pequenas centrais hidrelétricas podem prever diversas paradas e partidas dos geradores e turbinas ao longo de um determinado período de tempo. Variação dos níveis dos rios, conveniência operativa, falhas e até mesmo estratégias definidas pelos acionistas estão entre as possíveis causas. O grande problema reside no fato de que quando os equipamentos foram projetados e fabricados, esta condição não foi totalmente prevista. Outro cenário que mudou ao longo do tempo é a forma de gestão das usinas de geração de energia. No passado, a existência de monopólios no setor deixava o fator custo em segundo plano. Hoje, com a competição por preço instaurada, as melhores práticas de operação e manutenção muitas vezes são deixadas de lado em nome do aumento da competitividade. Quais impactos estes fatos trarão no longo prazo só o tempo irá dizer.

Na tabela abaixo são relacionadas as principais exposições de uma usina hidrelétrica, relacionando a frequência e a severidade da perda, esta última se referindo à perda material em si, sem considerar as eventuais consequências que uma eventual perda poderia trazer à usina.

Tabela 2 – Principais exposições de uma PCH

Equipamento	Frequencia			Severidade da Perda
	Incêndio	Quebra de Máquina	Riscos da Natureza	
Turbina	baixa	média	baixa	alta
Gerador	baixa	alta	baixa	alta
Transformador	baixa	alta	baixa	média
Disjuntor	baixa	média	baixa	baixa
Linhas de Transmissão	baixa	média	alta	média

FONTE: IMIA, 1998

Como é possível observar na tabela acima o risco de incêndio, principal ponto de análise do gerenciamento de riscos em plantas industriais, não é a causa mais frequente de perdas em usinas hidrelétricas.

A seguir serão analisados os tipos de falhas mais comuns em turbinas e geradores de usinas hidrelétricas.

3.3.1. Turbinas

Nas tabelas abaixo são apresentados dados de localização das falhas e causas das perdas em turbinas, de acordo com estudo do IMIA:

Tabela 3 – Localização de falhas em turbinas

Localização da Falha	%
Mancais	38
Rotores	18
Tubulações	11
Palhetas	7
Selos de Vedaçāo	7
Carcaça e Conexões	4
Outros	15

FONTE: IMIA, 2003

Tabela 4 – Principais causas de perdas em turbinas

Causas das Perdas	%
Falhas no planejamento, cálculo e projeto	22
Falhas na montagem	18
Defeitos no material	11
Outros erros de fabricação	8
Falhas de operação	6
Falhas de manutenção	25
Outros	10

FONTE: IMIA, 2003

Fazendo uma comparação com dados de estudos anteriores do próprio IMIA, nota-se que as falhas devido a erros de projeto permaneceram estáveis enquanto que as causadas por erros na operação e manutenção aumentaram de 24% para 31%. Já nos componentes onde as falhas são observadas mais frequentemente, atualmente os mancais aparecem em primeiro lugar, especialmente os mancais de escora, enquanto que anteriormente este posto era ocupado pelos multiplicadores de velocidade.

Outra importante fonte de dados pode ser vista na tabela abaixo, onde são mostrados os principais defeitos que originaram falhas em turbinas:

Tabela 5 – Principais defeitos que originaram falhas

Defeitos	%
Sobrecarga	22
Falta de lubrificação	15
Distúrbios de operação	12
Desapertos de conexões	12
Bloqueios	10
Deformações	10
Desgastes	7
Cavitação e Golpe de Aríete	12

FONTE: IMIA, 2003

A busca por margens de lucro cada vez maiores reduziu o superdimensionamento e os fatores de segurança que costumavam ser adotado no

passado. Esta pode ser a explicação pela qual a sobrecarga aparece no topo da lista como principal defeito causador de perda.

Nas paradas para revisão geral das turbinas, é importante verificar o estado dos materiais quanto às ações da cavitação e corrosão por bactérias, dependendo das características da água do local. O ensaio de líquido penetrante pode ser útil na detecção de trincas como resultado de possíveis fadigas em algumas peças.

Quanto aos mancais, eventuais distúrbios e falhas no sistema de lubrificação podem levar à sérios problemas. Mesmo com a existência de proteções automáticas que detectam e desligam automaticamente as unidades em caso destas falhas ocorrerem, o tempo necessário para a parada completa por si só já pode causar danos irreversíveis. Por isso o investimento em sistemas de lubrificação redundantes pode compensar uma perda financeira relacionada a danos materiais e lucros cessantes.

3.3.2. Geradores

A tabela abaixo relaciona as principais causas de perdas em geradores:

Tabela 6 – Principais causas de perdas em geradores

Causas das Perdas	%
Falhas no planejamento, cálculo e projeto	31
Falhas de operação/manutenção	19
Falhas no enrolamento devido à idade	40
Influências exteriores	10

FONTE: IMIA, 2003

Algumas partes das máquinas são produzidas nas fábricas e montadas na obra. Estatores com grande diâmetro podem ser formados por centenas de espiras, que devem ser corretamente montadas e conectadas entre si. Qualquer diferença, por menor que seja, nas características dos materiais pode acarretar grandes problemas. Isso leva a um aumento na necessidade de monitoramento durante a operação.

Novamente quando comparados estes dados com pesquisas anteriores, é possível constatar que falhas causadas pela operação e manutenção aumentaram consideravelmente.

O enrolamento do estator passa por um processo de deterioração ao longo do tempo, devido a fatores que dependem da idade, tipo de isolamento, tensão nominal, condições de operação e manutenção. Enrolamentos antigos podem apresentar isolamentos que perdem a qualidade original com o passar dos anos. Enrolamentos mais recentes possuem isolamento feito de materiais de melhor qualidade, que são mais resistentes ao processo de envelhecimento e suportam temperaturas mais elevadas. É importante dar a devida atenção a esta parte crítica dos geradores durante as paradas para manutenção, principalmente em plantas mais antigas.

Falhas nos equipamentos de sincronização automática dos geradores à rede podem causar altos níveis de corrente elétrica nos enrolamentos. Uma malsucedida atuação do disjuntor pode ocasionar operação do gerador em sobrecarga, com consequente sobreaquecimento.

3.4. Prevenção de Perdas em Turbinas e Geradores

Diversas medidas e ações podem ser tomadas durante as várias fases que envolvem a realização de um novo empreendimento, visando a redução de ocorrências que poderão gerar futuras perdas. Nos tópicos a seguir serão discutidas algumas delas.

3.4.1. Fase de Projeto

Nesta etapa há um importante papel desempenhado pelas empresas que prestam serviços de engenharia do proprietário. São empresas com alto grau de capacitação que desenvolvem basicamente os seguintes trabalhos:

- Elaboração das especificações técnicas de todos os equipamentos;
- Elaboração do projeto básico do empreendimento, definindo todas as estruturas em suas dimensões básicas e com os respectivos equipamentos. Abrangem: barragem, vertedouro, desvio do rio, equipamentos do vertedouro e da tomada d'água; equipamentos da casa de força e da subestação, além de todos os sistemas auxiliares e mecânicos;
- Após a compra dos equipamentos, esse tipo de empresa faz a análise de todos os documentos do fabricante e do projeto de instalação de todos os equipamentos e sistemas. Análise das principais memórias de cálculos em

todas as disciplinas: engenharia civil, engenharia mecânica e engenharia elétrica.

A contratação deste tipo de consultoria é cada vez mais comum, visto que raramente o investidor possui uma equipe capaz de realizar tal tarefa. Quando a busca por redução de custos implica na não utilização deste tipo de serviço, com certeza muitos problemas irão aparecer nas fases seguintes como resultado desta opção.

Durante esta fase o importante é que os equipamentos sejam projetados para terem o máximo possível de sistemas de monitoramento on-line, principalmente com a crescente tendência de plantas operadas remotamente. A existência destes sistemas não só se faz importante na prevenção de perdas dos equipamentos, como também para sistemas de incêndio e de proteção contra inundações.

A interação da equipe de planejamento com a futura equipe de operação e manutenção é uma estratégia chave que começa a ser adotada por grandes empresas do setor. Antigamente, era comum que estas áreas fossem completamente separadas, não ocorrendo trocas de experiências e contribuições entre os seus membros. Diversas modificações e alterações de projeto oriundas desta interação se fazem extremamente positivas no sentido de facilitarem futuras inspeções e manutenções a serem executadas na planta. Pessoas que conhecem o dia-a-dia e as dificuldades enfrentadas na fase operacional podem ser muito úteis nesta fase de desenvolvimento.

3.4.2. Fase de Fabricação

As turbinas e geradores serão constantemente estressados por forças gravitacionais devido à sua grande massa, além da força exercida pela pressão da água nas pás e eixo das turbinas. Por este motivo, os testes não destrutivos possuem uma importância fundamental durante a fabricação de certos componentes. Para os elementos fundidos podem ser aplicados testes de ultrassom e partículas magnéticas, ou líquido penetrante para materiais não magnéticos. Especial atenção deve ser dada para os elementos que receberão soldas, pois algumas estarão localizadas em áreas onde irá incidir um alto nível de stress. Aplicar a técnica correta, respeitando os procedimentos especificados em projeto, é

fundamental para garantir uma boa qualidade da solda e assim obter um bom desempenho dos materiais quando estes estiverem na fase operacional.

Faz-se importante também documentar corretamente todos os resultados destes testes aplicados na fase de fabricação, pois eles podem ser úteis em futuras inspeções. Indicações que agora podem não ser explicáveis ou entendidas, poderão ser melhor compreendidas no futuro, visto que as técnicas de testes estão se tornando cada vez mais apuradas com o passar do tempo.

3.4.3. Fase de Montagem

Na fase de montagem uma ação muito importante é estabelecer um sistema de controle de qualidade, visando revisões constantes dos projetos e análises comparativas com o que está sendo executado. É importante detectar precocemente qualquer desvio que possa estar ocorrendo e tomar ações corretivas imediatas para que não ocorram desvios que possam comprometer a qualidade dos trabalhos. Reuniões semanais de acompanhamento do cronograma com as diversas equipes e frentes de trabalho são extremamente importantes e necessárias, por isso o apoio de uma equipe técnica multidisciplinar é fundamental. Um desvio ou não conformidade que neste momento pode parecer inexpressivo, no futuro poderá vir a ser a causa de uma grande perda.

Os testes e comissionamentos são com certeza as atividades mais críticas da fase de construção de uma usina. Grandes perdas podem ocorrer nesta fase caso não tenham sido tomadas as devidas precauções e cuidados adequados na fase de montagem. É importante que se faça a checagem individual dos principais componentes e equipamentos preliminarmente aos testes em conjunto. Outro cenário muito comum é a pressão existente para que a usina inicie o mais rápido possível a fase de geração comercial. Muitas vezes os cronogramas sofrem atrasos que não foram previstos nas análises financeiras, comprometendo assim os resultados esperados pelos acionistas. Há de se tomar cuidado para que esta pressão não exerça influência negativa sobre a qualidade técnica de execução dos testes.

3.4.4. Fase de Operação

Uma situação muito comum relatada por equipes que assumem uma usina a partir da fase operacional é o abandono da obra pela equipe responsável pela construção. Diversas pendências não são sanadas e ficam sem solução a pequeno e médio prazo, comprometendo assim a confiabilidade dos primeiros meses e até anos de operação. Por este motivo é importante insistir na criação de uma cultura de interação entre ambas as equipes, possibilitando a troca de ideias e experiências ao longo de todo o processo, evitando assim a troca brusca de equipes que nem sequer sabem dos problemas que podem encontrar pela frente. Uma usina é composta de milhares de componentes, equipamentos, estruturas e sistemas, sendo humanamente impossível assumir o controle de todo este ambiente complexo de uma hora para outra. Por isso muitas vezes a maioria das falhas e perdas ocorrem nos primeiros anos de operação.

A importância de um completo e adequado programa de manutenção é crucial nesta fase. Aqui se observa outro grande erro cometido por algumas empresas do setor. Muitas vezes todo o planejamento e desenvolvimento dos planos de manutenção que serão adotados na usina começam a ser pensados somente a partir da fase operacional, ou seja, nos primeiros meses de operação os equipamentos e sistemas ficam totalmente desassistidos quanto a esta questão. Neste período geralmente é adotada uma filosofia que utiliza basicamente a manutenção corretiva, que é uma técnica que espera pela falha da máquina ou equipamento, antes que seja tomada qualquer ação de manutenção. Também é o método mais caro de gerência de manutenção. Os maiores custos associados com este tipo de manutenção são: altos custos de estoques de peças sobressalentes, altos custos de trabalho extra, elevado tempo de paralisação da máquina, e baixa disponibilidade de produção. A Manutenção corretiva pode ser dividida em duas classes:

- Manutenção Corretiva Não Planejada – correção da falha de maneira aleatória, ou seja, é a correção da falha ou desempenho menor que o esperado após a ocorrência do fato. Esse tipo de manutenção implica em altos custos, pois causa perdas de produção.

- Manutenção Corretiva Planejada – é a correção que se faz em função de um acompanhamento preditivo, detectivo, ou até pela decisão gerencial de se operar até a falha.

Mas, como é melhor prevenir do que remediar, uma estratégia de manutenção preventiva e preditiva traz um grande diferencial nos resultados operacionais e financeiros de uma PCH, além de ser um dos principais diferenciais entre uma gestão vitoriosa e uma fracassada. Estas filosofias de manutenção são efetuadas segundo critérios pré-determinados, com a intenção de se reduzir a probabilidade de falha de um bem.

A manutenção preventiva é efetuada segundo um programa estabelecido em função do tempo ou do número de unidades de utilização. O mantenedor intervém em intervalos fixos, baseando-se em uma expectativa de vida mínima dos componentes que obteve a partir da sua experiência ou das recomendações do fabricante.

A manutenção preditiva é baseada no conhecimento do estado/condição de um item, através de medições periódicas ou contínuas de um ou mais parâmetros significativos. A intervenção de manutenção preditiva busca a detecção precoce dos sintomas que precedem uma avaria e a determinação do ponto ótimo para executar a manutenção preventiva num equipamento, ou seja, o ponto a partir do qual a probabilidade de o equipamento falhar assume valores indesejáveis. As técnicas preditivas mais conhecidas e aplicadas em PCHs são as análises de vibração, análises de óleos lubrificantes e isolantes e termografia. Todas elas contribuem na detecção precoce de situações que podem levar à falhas bastante graves se não corrigidas a tempo.

3.5. Sistemas Redundantes

Qual é o valor ideal para se investir em sistemas e equipamentos redundantes visando à redução do impacto financeiro e material em caso de eventuais falhas e sinistros? Este talvez seja um dos grandes dilemas de investidores e acionistas de usinas hidrelétricas. A seguir serão analisados alguns sistemas, onde é possível a existência de equipamentos reservas com o objetivo de aumentar a disponibilidade e confiabilidade das plantas.

3.5.1. Alimentação de Sistemas Auxiliares

A segurança e continuidade da produção de uma central dependem fortemente da confiabilidade do suprimento de energia aos serviços auxiliares. Estes, por sua vez, dependem de um sistema de alimentação eficiente e continuado, tanto em corrente contínua como em corrente alternada, mesmo em condições de parada total ou interrupção de fornecimento externo. As condições para partida, operação e parada de uma central passa necessariamente, pelo bom funcionamento destes serviços (BORTONI, 2002).

3.5.1.1. Sistemas Auxiliares em Corrente Alternada

O serviço auxiliar de corrente alternada é destinado a suprir energia às cargas como conversores CA/CC, iluminação, motores, bombas, tomadas, etc. É um sistema extremamente importante visto que fornece energia para o sistema de controle de comportas do vertedouro, drenagem da casa de força, bomba de injeção de óleo de mancais, dentre outros.

As fontes para alimentação deste serviço geralmente têm origem conforme abaixo:

a-) Fonte proveniente das próprias unidades geradoras: neste caso, é feito um ramal de ligação a partir do barramento de saída dos geradores e a energia é rebaixada geralmente para 380V através de transformadores auxiliares. Aqui pode-se optar pela utilização de um único equipamento ou investir na aquisição de um reserva. O ideal também é que cada unidade geradora tenha seu próprio transformador auxiliar, pois além de possibilitar um rodízio operacional nos equipamentos, em caso de uma parada inesperada a continuidade da alimentação fica garantida. Caso opte-se pela adoção de apenas um transformador por questão de custos, é importante que sejam adquiridas peças sobressalentes para pronta substituição em caso de avarias graves.

b-) Fonte proveniente de uma rede externa: não é uma fonte muito comum em PCHs, porém pode-se aproveitar da rede de distribuição utilizada para alimentar o canteiro na fase de construção e concebê-la para alimentar o serviço auxiliar da usina.

c-) Fonte proveniente de um grupo moto-gerador a diesel: comumente encontrado em PCHs, garante um nível de confiabilidade adequado para a

alimentação das cargas essenciais. São consideradas essenciais as cargas necessárias para:

- Partida das unidades geradoras;
- Garantir a segurança do empreendimento;
- Garantir a segurança do ser humano.

Quando há vertedouro controlado por comportas, é comum a existência de um equipamento exclusivo para este sistema por conta da segurança operacional.

Como configuração básica para garantir uma confiabilidade adequada, pode-se recomendar a adoção das fontes "a" e "c". Há ainda a possibilidade de suprir o serviço auxiliar elétrico com alimentação reversa pela linha de transmissão.

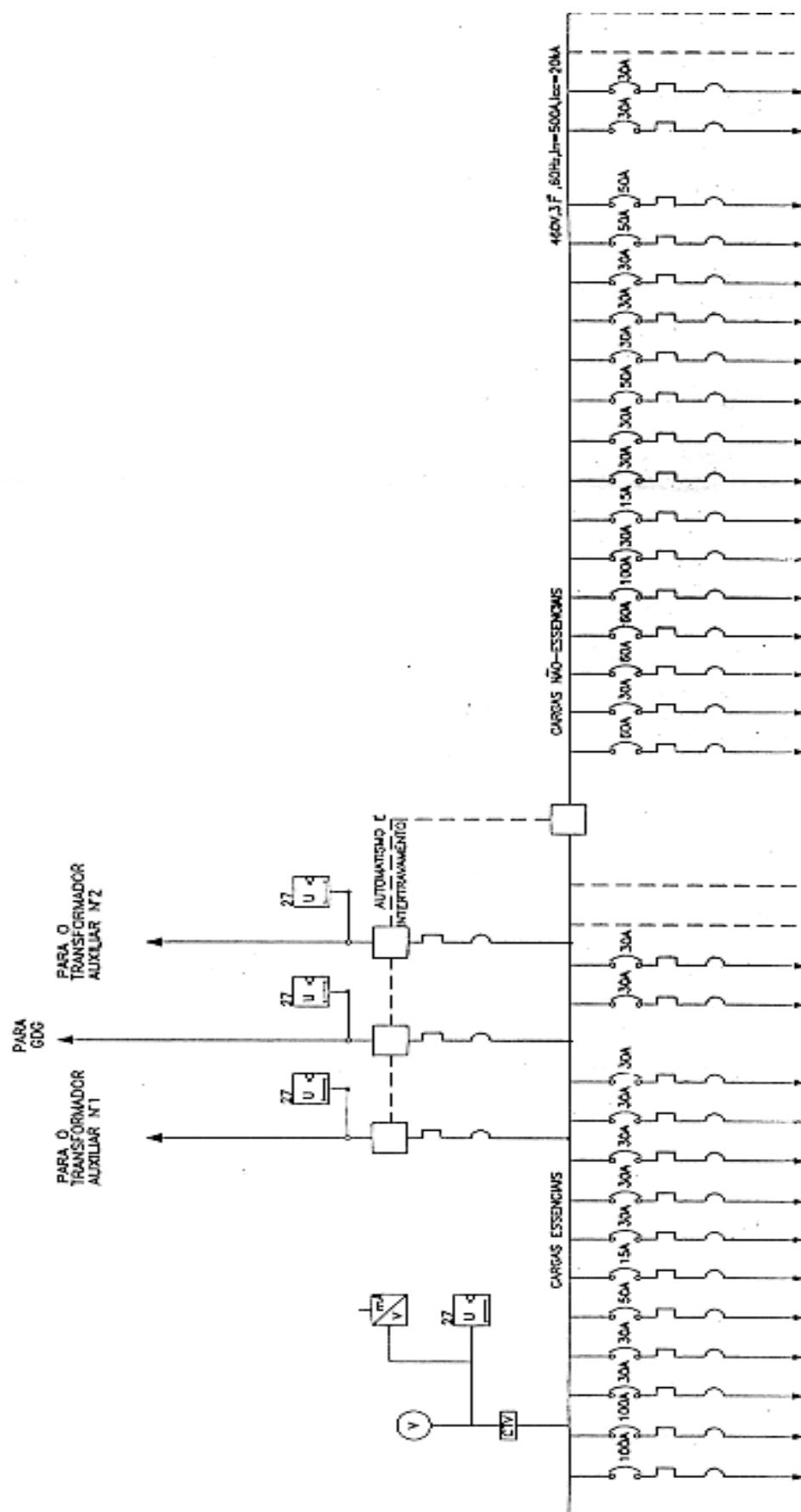


Figura 13 – Diagrama Unifilar – Serviço Auxiliar AC
FONTE: Departamento de Engenharia UNIFEI

3.5.1.2. Sistemas Auxiliares em Corrente Contínua

Este sistema tem a função de suprir energia segura e confiável para circuitos de controle e proteção, transdutores, alarmes, etc. Por sua importância, deve-se sempre priorizar a escolha por equipamentos de boa qualidade. Para alimentação destes sistemas, são utilizados retificadores (conversores CA/CC), operando em paralelo com bancos de baterias. Considerando a tecnologia existente atualmente, não há a necessidade do emprego de dois retificadores em uma PCH devido ao seu alto custo. Estes equipamentos são equipados com sistemas de diagnósticos de falhas, dando subsídios para intervenções programadas e permitindo integração com o sistema supervisório da usina. No caso de uma eventual falha, o banco de baterias pode suprir a carga da usina até que o reparo seja concluído. Para aumentar este tempo e trazer mais segurança, pode-se também optar pela conexão de dois bancos de baterias ao mesmo retificador.

Logicamente, esta estratégia não se aplica a usinas antigas, com equipamentos de tecnologias passadas. Neste caso, o mais indicado é a adoção de um sistema redundante com dois retificadores operando com dois bancos de baterias em paralelo.

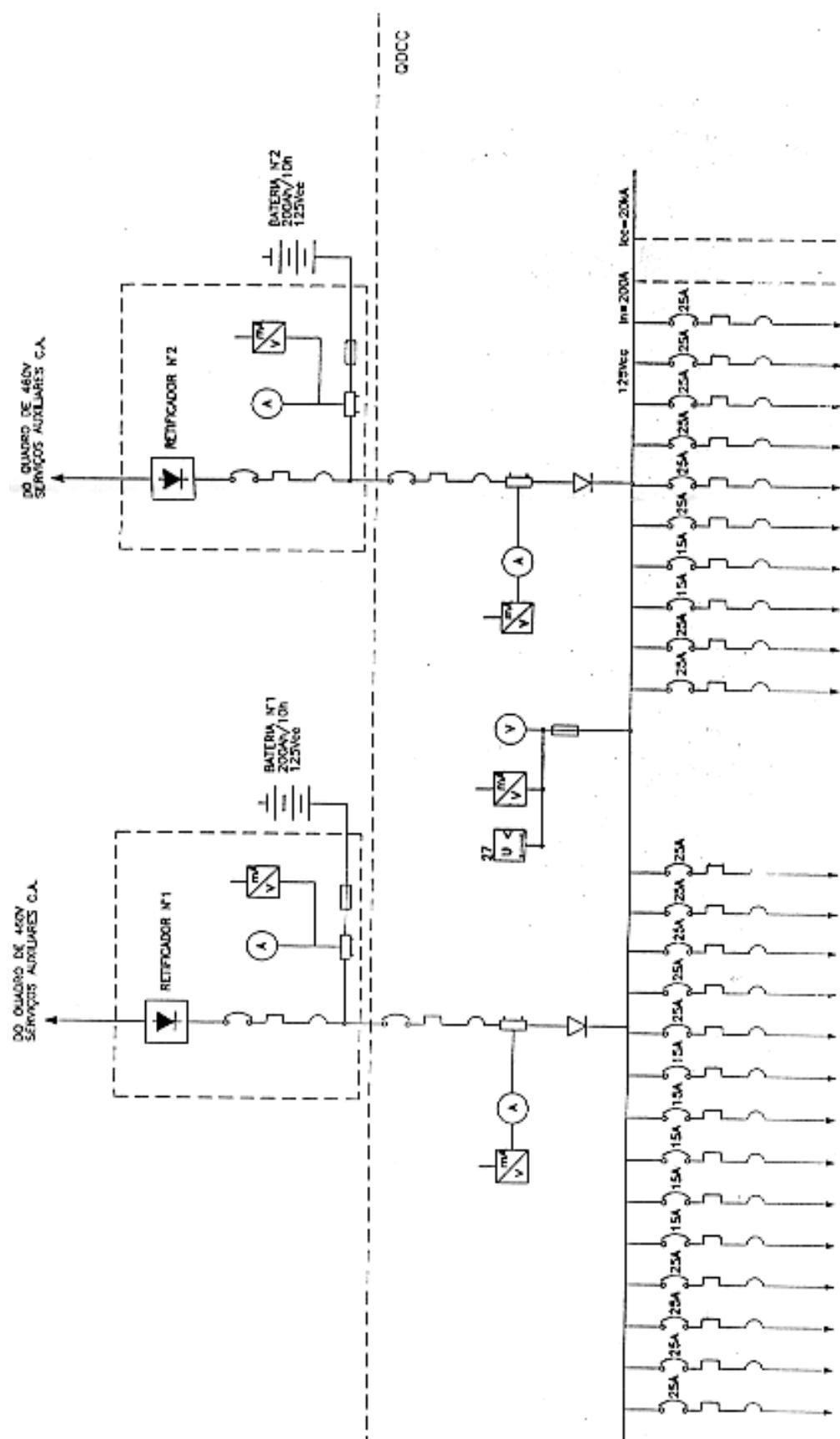


Figura 14 – Diagrama Unifilar – Serviço Auxiliar CC
FONTE: Departamento de Engenharia UNIFEI

3.5.2. Transformadores Elevadores

As vantagens de se adquirir um transformador elevador reserva também é um grande dilema. Se por um lado as estatísticas mostram que estes equipamentos possuem uma baixa frequência de falhas, por outro uma eventual ocorrência poderá acarretar um longo período de indisponibilidade na planta. É comum encontrarmos equipamentos reserva em grandes hidrelétricas, porém em PCHs muitas vezes o alto investimento demandado para esta aquisição acaba não sendo viável financeiramente e o risco acaba sendo assumido pelos investidores. Considerando esta situação, para que um transformador opere sem falhas durante sua vida útil devem-se tomar medidas para que as propriedades do óleo e do papel isolante permaneçam dentro de limites especificados.

3.5.3. Sistema de Água de Resfriamento

O objetivo principal deste sistema é fornecer água para o resfriamento dos trocadores de calor dos mancais e reguladores de velocidade, além de suprir o sistema de vedação do eixo da turbina. Estes sistemas podem ser abertos ou fechados dependendo da concepção e das características de cada usina.

Nos sistemas abertos, mais comumente encontrados em usinas hidrelétricas, incluindo PCHs, a água utilizada para resfriamento é descartada logo após efetuar as trocas térmicas necessárias. Este tipo de sistema é favorecido pela abundância de água e por utilizar a energia potencial disponível, dispensando a necessidade de uso de bombas para circulação. Quando as características físico-químicas e microbiológicas demonstram tendência à formação de depósitos e incrustações, a água do sistema de resfriamento deverá ser tratada adequadamente para evitar o entupimento das tubulações e outras partes dos trocadores de calor (MATTÉA, 2002).

Geralmente, a água é captada na caixa espiral e conduzida aos filtros autolimpantes para a retenção das partículas maiores. Aqui pode-se optar por utilizar um único filtro geral para toda a usina ou um filtro individual para cada unidade geradora. No caso de PCHs, é recomendada a existência de um filtro principal atendendo as unidades existentes e conectado em paralelo com um filtro reserva, que poderá ser operado em esquema de rodízio ou acionado em caso de falhas e ou

manutenção do principal. Na maioria dos casos a partir desta filtragem a água já está apta para abastecer o sistema de resfriamento existente.

Uma importante derivação existente neste circuito é o do sistema de água de vedação do eixo (selo) da turbina. Pelas características construtivas e filosofia de operação do sistema de vedação, a água utilizada para esta função deve passar por um processo de filtragem mais fina, desta vez com filtros individuais para cada unidade geradora.

Deve-se levar em consideração também que algumas usinas estão localizadas em rios poluídos, onde as águas possuem uma qualidade muito ruim. Nestes casos, deve-se observar a necessidade da adoção de sistemas de filtragem mais robustos, com adequado número de componentes sobressalentes e redundantes, buscando sempre fazer o balanceamento entre custos de investimentos e possíveis perdas financeiras caso a usina fique indisponível em caso de falha deste sistema.

3.6. Adequação dos Locais de Instalação

Tão importante quanto atentar-se para a escolha e dimensionamento correto de equipamentos e sistemas, faz-se necessário também tornar os locais de instalação adequados e seguros, de forma a garantir um ambiente propício para a continuidade da operação. A seguir, serão discutidos alguns destes ambientes.

3.6.1. Casa de Força

É o cartão de visitas de uma usina. Se possível, deve-se procurar a adoção de filosofias de Housekeeping como Metodologia 5S, NR10, dentre outros. Com isso, além da conscientização dos funcionários quanto à organização e conservação do espaço, há a implantação de práticas e normas que trazem ganhos com melhoria de eficiência, maior produtividade e segurança.

Nas galerias elétricas e salas de painéis, outra grande preocupação é com relação à organização e proteção de cabos e aberturas existentes entre uma área e outra. Há diversas soluções disponíveis no mercado que oferecem sistemas de proteção passiva e selagem de passagens de cabos, visando à redução da probabilidade de ocorrências de incêndio, bem como evitar a propagação de fogo e fumaça de uma área para outra.

3.6.2. Sala de Baterias

Salas de baterias podem ser classificadas como área de risco devido à existência de uma atmosfera explosiva originada pela liberação de hidrogênio pelas baterias. Em algumas plantas é possível inclusive encontrar bancos de baterias localizados nas salas de painéis, sem a existência de um local específico. Nestes casos é necessário verificar se a ventilação natural do local garante a manutenção do nível de hidrogênio dentro do especificado pelas normas.

No caso da existência de salas exclusivas para este fim devem ser providas de um sistema adequado de exaustão e ventilação, com pontos de sucção localizado preferencialmente próximos do teto devido à acumulação dos gases neste local. Aberturas para entrada de ar devem estar localizadas junto ao piso. Adicionalmente, é possível optar pela instalação de intertravamentos e alarmes, que agiriam no sentido de interromper a carga das baterias quando da ocorrência de falhas no sistema de ventilação forçada.

3.6.3. Sala do Gerador Diesel de Emergência

Em usinas mais novas, já é possível encontrar grupo moto-geradores de emergência instalados externamente, dentro de compartimentos projetados exclusivamente para este fim. Nos locais onde há uma sala exclusivamente destinada para o acondicionamento destes equipamentos, deve-se observar se as instalações elétricas e luminárias são adequadas (blindadas). Além disso, é importante que o sistema de exaustão de gases esteja direcionado para a área externa.

3.6.4. Subestação

Por ser uma área de risco e algumas vezes localizada em área distante da casa de força, a subestação deve estar preferencialmente cercada e sinalizada. Caso os transformadores elevadores estejam localizados neste local e exista mais de um equipamento em operação, é aconselhável que os mesmos estejam separados por paredes corta-fogo devidamente dimensionadas e tanque separador água-óleo. Em caso de uma eventual falha seguida de explosão e incêndio, os

danos ficariam confinados e restritos à somente um transformador, possibilitando a continuidade da operação, mesmo que parcial, da usina.



Figura 15 – Subestação com parede corta-fogo

FONTE: Proelt Engenharia Elétrica

4. GERENCIAMENTO DE RISCOS NA PRÁTICA

O sucesso da execução da atividade de gerenciamento de riscos em PCHs está inteiramente associado à bagagem teórica e experiência prática do engenheiro responsável. Muitas vezes esta atividade é executada por profissionais com experiência anterior em plantas industriais, por isso é importante ter a clareza de que o foco é outro, ou seja, enquanto que na indústria em geral a grande preocupação é com a exposição a incêndio, aqui os principais riscos são relacionados à inundação e quebra de máquinas.

É preciso também que o profissional tenha pleno conhecimento dos sistemas e equipamentos existentes em uma planta de geração, para que possa realizar uma abordagem correta quanto à confiabilidade da instalação e operação da usina. Trata-se de uma análise multidisciplinar, que navega entre várias áreas da engenharia como mecânica, elétrica e civil.

Neste capítulo serão abordados alguns pontos importantes no sentido de auxiliar esta atividade. Apesar de esta dissertação estar focada somente na parte de equipamentos e sistemas eletromecânicos, serão mencionados, à título de complementaridade de informações, algumas estruturas civis.

4.1. Pré- Visita

A preparação para a visita técnica é tão importante quanto à visita em si. O engenheiro deve se preparar e procurar conhecer as principais características da usina a ser visitada. Deve-se utilizar este período para pesquisar informações a respeito do local, acionistas, mantenedores, equipamentos, etc. Através de uma simples busca na internet, muitas destas informações podem ser encontradas facilmente. Para questões mais técnicas e particulares da operação e dia-a-dia da usina, o ideal é contatar o gerente ou responsável pela planta e solicitar as informações adicionais.

O documento abaixo foi elaborado com objetivo de listar os principais pontos de análise de uma PCH que poderão ser colhidos antes da visita técnica em campo, auxiliando para um correto andamento dos trabalhos.

FICHA DE INFORMAÇÕES PRÉ-VISITA
RISCOS OPERACIONAIS PEQUENAS CENTRAIS HIDROELÉTRICAS

IDENTIFICAÇÃO						
Nome da Usina			Empresa			
Inicio de Operação			Potência Instalada (MW)			
LOCALIZAÇÃO						
Município			Rio			
Usinas a Montante	Distâncias			Latitude		
Usinas a Jusante	Distâncias			Longitude		
BARRAGEM PRINCIPAL						
CARACTERÍSTICAS						
Tipo			Instrumentação			
Comprimento Total de Crista (m)			<input type="checkbox"/> Piezômetros TA			
Altura Máxima (m)			<input type="checkbox"/> Medidores NA			
Cota da Crista (m)			<input type="checkbox"/> Marcos Superficiais			
Equipe Própria de Segurança de Barragem? <input type="checkbox"/> Sim <input type="checkbox"/> Não			Procedimentos de Análise Das Leituras			
Inspeções Periódicas por Consultores Externos? <input type="checkbox"/> Sim <input type="checkbox"/> Não						
Data da Última Inspeção						
VERTEDOURO						
CARACTERÍSTICAS			COMPORTAS			
Tipo			Type			
Capacidade (m ³ /s)			Largura (m)			
Tempo de Recorrência (anos)			Altura (m)			
Cota da Soleira (m)			U. Hidráulicas (qntde)			
Comprimento Total (m)						
Regras Operacionais Formalizadas? <input type="checkbox"/> Sim <input type="checkbox"/> Não						
CANAL DE ADUÇÃO						
Comprimento (m)			CONDUTO FORÇADO			
Revestimento			Diâmetro Interno (m)			
Monitoramento <input type="checkbox"/> Visual <input type="checkbox"/> Instrumentos			Número de Unidades			
			Comprimento (m)			
			Material <input type="checkbox"/> Aço <input type="checkbox"/> PRFV			
TÚNEL						
CARACTERÍSTICAS						
Comprimento (m)						
Largura / Seção (m/m ²)						
TURBINAS						
Tipo			GERADOR			
Potência Nominal Unitária (MW)			Potência Nominal Unitária (kVA)			
Vazão Nominal Unitária (m ³ /s)			Tensão Nominal (kV)			
Fabricante			Fabricante			
Monitoramento de Vibração On-Line? <input type="checkbox"/> Sim <input type="checkbox"/> Não			Bombas da Un. Hidráulica de Injeção Óleo			
			Sistema CO2			
				<input type="checkbox"/> Sim <input type="checkbox"/> Não		

FICHA DE INFORMAÇÕES PRÉ-VISITA RISCOS OPERACIONAIS PEQUENAS CENTRAIS HIDROELÉTRICAS											
AUXILIARES MECÂNICOS					AUXILIARES ELÉTRICOS						
Bombas de Drenagem (qntd/tipo)					TRAfos AUXILIARES	RETIFICADORES					
Bombas de Esgotamento (qntd/tipo)					Quantidade	Quantidade					
Captação Água Resfriamento					Potência (kVA)						
Filtros Água Resfriamento					GMG						
Filtros Água de Vedação Turbina					Potência (kVA)						
					REDUNDÂNCIAS						
					<input type="checkbox"/> Alimentação Externa						
					<input type="checkbox"/> Retorno de Tensão						
TRANSFORMADORES ELEVADORES					SISTEMA DE TRANSMISSÃO						
Quantidade	Parede Corta-Fogo				<input type="checkbox"/> Sim	<input type="checkbox"/> Não	<input type="checkbox"/> N/A	Tensão (kV)			
Potência Nominal Unitária (MVA)									Extensão (km)		
Fabricante									Local de Conexão		
MANUTENÇÃO					OPERAÇÃO						
Equipe	<input type="checkbox"/> Própria	<input type="checkbox"/> Tercerizada					Equipe	<input type="checkbox"/> Própria	<input type="checkbox"/> Tercerizada		
Quantidade de Pessoas					Operação	<input type="checkbox"/> Local	<input type="checkbox"/> Remota	Extintores	<input type="checkbox"/> Sim	<input type="checkbox"/> Não	
Software de Manutenção					Qntde de Pessoas	Brigada de Incêndio					
Última Grande Parada						<input type="checkbox"/> Sim <input type="checkbox"/> Não					
Próxima Grande Parada						Dist. Bombeiros (km)					
Preditivas	<input type="checkbox"/> Termografia	<input type="checkbox"/> Análise Vibração					Hidrantes	<input type="checkbox"/> Sim	<input type="checkbox"/> Não		
	<input type="checkbox"/> Análise Óleos					Quantidade de Pontos					
PROTEÇÃO PATRIMONIAL					SPDA						
Vigilância	<input type="checkbox"/> Própria	<input type="checkbox"/> Tercerizada	<input type="checkbox"/> Não Possui					Tipo	<input type="checkbox"/> Franklin	<input type="checkbox"/> Gaiola de Faraday	<input type="checkbox"/> Não Possui
CFTV	<input type="checkbox"/> Sim	<input type="checkbox"/> Não					Realização de Medição Ôhmicas	<input type="checkbox"/> Sim	<input type="checkbox"/> Não		
Sensores de Presença	<input type="checkbox"/> Sim	<input type="checkbox"/> Não					Periodicidade				
GERENCIAMENTO											
DOCUMENTAÇÃO EXISTENTE					SOBRESSALENTEs						
Permissão de Trabalho	<input type="checkbox"/> Sim	<input type="checkbox"/> Não					Almoxarifado	<input type="checkbox"/> Sim	<input type="checkbox"/> Não		
Ordem de Serviço	<input type="checkbox"/> Sim	<input type="checkbox"/> Não					Controle Automatizado	<input type="checkbox"/> Sim	<input type="checkbox"/> Não		
Análise Preliminar de Riscos	<input type="checkbox"/> Sim	<input type="checkbox"/> Não					Principais Peças e Componentes				
Manual de Emergência/Contingência	<input type="checkbox"/> Sim	<input type="checkbox"/> Não									
HISTÓRICO DE SINISTROS											

Figura 16 – Sugestão de ficha de informações pré-visita
FONTE: O Autor

4.2. Visita

A ficha exemplificada no item anterior auxilia na obtenção de dados técnicos da usina estudada, porém cabe ao engenheiro a análise, consolidação e principalmente a interpretação dos dados enviados. E é exatamente esse que deverá ser o objetivo principal da visita em campo.

A inspeção se inicia já no próprio acesso à PCH. Deve-se observar alternativas de rotas, condições das estradas, cidades mais próximas, condições da infraestrutura e características da região em geral, como existência de fornecedores de mão de obra, estrutura das redes de telecomunicações, segurança, etc.

Idealmente, o foco da visita deve ser a inspeção visual de equipamentos e estruturas, além de reuniões com os diversos membros das equipes para que seja possível ter uma melhor percepção do dia-a-dia da operação. Um dos principais motivos pelo qual é crucial que se conheça a fundo o funcionamento de uma usina é fazer com que esta interação entre as equipes aconteça. Há muitos relatos de gerentes e coordenadores de plantas de geração que, ao receberem engenheiros de riscos, se frustram ao perceberem que o mesmo não detêm grandes conhecimentos sobre a atividade.

Deve-se reservar tempo suficiente para que todas as instalações sejam visitadas e inspecionadas, o que pode variar de usina para usina. Em plantas de configurações compactas, que não possuem estruturas adutoras extensas, este tempo será menor comparado com o necessário para visitar uma planta que possui grandes extensões de túneis, canais ou condutos.

É importante também deixar previamente acordado a autorização para tirar fotos. A grande facilidade de poder registrar fotograficamente o que se desejar é um fator muito positivo. Como não há nenhum segredo industrial envolvido no processo de geração de energia, geralmente não há grandes problemas quanto à esta concessão, além do que as fotos tiradas serão de grande auxílio na elaboração das recomendações, assunto que será abordado no próximo item.

4.3. Pós-Visita

Este é o momento de consolidar todas as informações colhidas nas etapas de pré-visita e visita.

4.3.1. Recomendações

Como resultado desta etapa, além do relatório contendo os principais dados e análises pertinentes, deve ser gerada uma relação de recomendações direcionada aos responsáveis pela usina. Estas recomendações têm o objetivo de corrigir os desvios e não conformidades encontradas, além de recomendar modificações e/ou adaptações visando evitar e até mesmo mitigar possíveis ocorrências futuras.

É importante vincular estas recomendações com normas técnicas vigentes ou em alguns casos com melhores práticas existentes. Aqui existe mais uma grande controvérsia, pois em alguns casos são feitas recomendações baseadas em normas técnicas internacionais, o que em algumas situações não condizem com a realidade encontrada no Brasil. Cabe ao engenheiro decidir quando é conveniente e plausível a adoção destas normas, levando sempre em consideração o bom senso prático.

Na inexistência de normas técnicas aplicáveis para algumas situações que eventualmente podem ser encontradas, também pode-se basear as recomendações em experiência práticas e melhores práticas existentes no setor.

4.3.2. Classificação do Risco

Esta atividade é muito útil no sentido de posicionar a planta inspecionada perante outras usinas existentes, podendo ser mais um auxílio na elaboração de recomendações. Neste tópico serão apresentadas duas matrizes de classificação de riscos elaboradas com objetivo de classificar as usinas quanto à questão de gerenciamento e gestão. Estas matrizes estão divididas em dois tópicos principais: Segurança de Barragens e Manutenção Eletromecânica. A primeira está subdividida em cinco itens e a segunda em seis, onde cada um deles receberá uma pontuação específica conforme a opção escolhida. Ao final, soma-se o total de pontos de cada uma das matrizes e então, de acordo com o resultado obtido, a usina é classificada em cada um dos tópicos, conforme abaixo:

Tabela 7 – Classificação de Risco

	Pontos
SEGURANÇA DE BARRAGENS (SB)	

FAIXAS DE CLASSIFICAÇÃO	SATISFATÓRIO	$<= 9$
	ATENÇÃO	$9 < PS <= 14$
	INSATISFATÓRIO	> 14

	Pontos
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO ELETROMECÂNICA (OM)	

FAIXAS DE CLASSIFICAÇÃO	SATISFATÓRIO	$<= 6$
	ATENÇÃO	$6 < OM <= 22$
	INSATISFATÓRIO	> 22

Fonte: O Autor

A faixa de pontuação do nível "satisfatório" foi definida considerando os requisitos obrigatórios que uma PCH deve cumprir dentro de cada uma das matrizes para que possua procedimentos, padrões e gestão de acordo com as melhores práticas. Já a faixa de pontuação do nível "atenção" indica que a usina possui índice satisfatório para alguns itens e insatisfatório para outros, sendo importante que se analise os resultados e sejam criados planos de ação no sentido de se atingir níveis mínimos para se garantir a segurança operacional. A última faixa "insatisfatório" indica que a usina está em um nível que pode ser considerado crítico, o que pode significar uma gestão irregular.

Na existência de um portfolio de usinas, esta classificação se faz ainda mais interessante ao possibilitar comparações entre os diferentes locais e identificação de possíveis pontos e ações de melhorias em cada um deles.

CLASSIFICAÇÃO DE RISCOS - HYDRO POWER PLANTS				
1 - SEGURANÇA DA BARRAGEM - SB				
Existência de documentação de projeto (a)	Estrutura organizacional e qualificação técnica dos profissionais da equipe de Segurança da Barragem (b)	Procedimentos de roteiros de inspeções de segurança e de monitoramento (c)	Regra operacional dos dispositivos de descarga da barragem (d)	Relatórios de inspeção de segurança com análise e interpretação (e)
Projeto executivo e "como construído" (0)	Possui estrutura organizacional com técnico responsável pela segurança da barragem (0)	Possui e aplica procedimentos de inspeção e monitoramento (0)	Sim ou Vertedouro tipo soleira livre (0)	Emite regularmente os relatórios (0)
Projeto executivo ou "como construído" (2)	Possui técnico responsável pela segurança da barragem (4)	Possui e aplica apenas procedimentos de inspeção (3)	Não (6)	Emite os relatórios sem periodicidade (3)
Projeto básico (4)	Não possui estrutura organizacional e responsável técnico pela segurança da barragem (8)	Possui e não aplica procedimentos de inspeção e monitoramento (5)	-	Não emite os relatórios (5)
Anteprojeto ou Projeto conceitual (6)	-	Não possui e não aplica procedimentos para monitoramento e inspeções (6)	-	-
inexiste documentação de projeto (8)	-	-	-	-
PS = \sum (a até e):				

Observação: Para cada coluna da matriz, hachurar/destacar a respectiva classificação do empreendimento.

Figura 17 – Matriz de classificação: segurança de barragens
FONTE: O Autor

CLASSIFICAÇÃO DE RISCOS - HYDRO POWER PLANTS					
2 - OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO ELETROMECÂNICA - OM					
Existência de documentação de projeto (f)	Existência de manuais de fabricantes (g)	PPCM (h)	Tipos de manutenções adotadas (i)	Procedimentos e permissões de trabalho (PT, APR, ambiente confinado) (j)	Existência de manuais de operação e emergência (l)
Projeto executivo e "como construído" (0)	Manuais impressos e digitalizados disponíveis para consulta (0)	Possui PPCM estruturado, através de software específico (0)	Executa manutenções preventivas e preditivas, de acordo com as melhores práticas (0)	Possui e aplica procedimentos e permissões de trabalhos (0)	Possui manuais de operação e emergência/contingência estruturados (0)
Projeto executivo ou "como construído" (2)	Existência de alguns manuais, porém sem organização (3)	Possui PPCM estruturado, através de planilhas manuais (2)	Executa manutenções preventivas e algumas preditivas (2)	Possui procedimentos e permissões de trabalhos para apenas alguns casos (4)	Possui apenas manuais de operação (3)
Projeto básico (4)	Inexistência de manuais (6)	Planeja, Programa e Executa através de planilhas manuais, porém sem controle (4)	Executa apenas manutenções preventivas (4)	Não possui procedimentos e permissões de trabalhos (6)	Não possui manuais de operação e emergência/contingência (8)
Inexiste documentação de projeto (6)	-	Não possui PPCM estruturado (6)	Executa apenas corretivas, conforme necessidade (8)	-	-
-	-	-	-	-	-
OM = Σ (f até l):					

Observação: Para cada coluna da matriz, hachurar/destacar a respectiva classificação do empreendimento.

Figura 18 – Matriz de classificação: operação e manutenção eletromecânica
FONTE: O Autor

4.3.3. Análises de Sinistros

Estudar, analisar e compreender sinistros ocorridos e principalmente suas causas são ações que agregam, e muito, ao processo de gerenciamento de riscos. Na grande maioria das vezes é possível modificar projetos e configurações de sistemas com a finalidade de se evitar novas ocorrências. Em casos de falhas humanas, a identificação dos erros cometidos auxilia no mapeamento de treinamentos e qualificações necessários.

A seguir, são apresentados dois exemplos de situações vividas na prática que ilustram ocorrências de sinistros em PCHs.

- Trinca na pá de turbina tipo Kaplan

A unidade geradora em questão possuía sistema de monitoramento de vibração on-line, de acordo com altos padrões de qualidade. Este sistema indicou um aumento substancial de vibração no mancal do gerador, foi quando então que o responsável técnico, após análise da situação e constatação de que não havia falhas evidentes no equipamento, decidiu por balancear a unidade como um todo. Após alguns dias em operação, os níveis de vibração continuaram a subir, culminando na propagação de uma grave trinca em uma das pás da turbina. A origem da falha foi identificada como um erro de fabricação da turbina, onde algumas especificações do projeto não foram seguidas.

Na situação relatada acima, é possível ver claramente que apesar da existência de um sistema muito útil na detecção precoce de falhas, a perda total da pá da turbina não pôde ser evitada devido à falta de treinamento e capacidade de análise dos dados por parte do responsável técnico da usina.

- Falha na operação de comporta

Após a finalização de uma parada programada para execução de revisão geral das unidades geradoras de uma PCH, o operador iniciou o processo de enchimento do conduto forçado com a abertura da comporta da tomada d'água. Porém, devido a uma falha do sistema supervisório local, a abertura inicial em "crack", que tem como objetivo equalizar as pressões, não foi executada e consequentemente a comporta foi aberta até sua posição final. Esta ação culminou no rompimento do conduto forçado e inundação da casa de força.

Neste caso, apesar da falha do sistema supervisório, há também uma parcela de culpa por parte do operador que por desconhecimento ou falta de treinamento adequado, não atuou no sentido de interromper a operação de abertura e evitar a ocorrência do sinistro.

5. CONCLUSÕES

O objetivo principal deste trabalho foi apresentar conceitos de gerenciamento de riscos aplicados para Pequenas Centrais Hidrelétricas. Considerando o impacto que uma possível perda em uma usina, mesmo que de pequeno porte, poderá causar tanto na sociedade quanto no meio ambiente, faz com que acionistas e gestores tenham como obrigação a adoção e aplicação de melhores práticas no gerenciamento de seus ativos.

Em todas as etapas que envolvem a construção de uma nova PCH há ações que devem ser tomadas no sentido de se evitar problemas futuros. Muitas vezes só cria-se esta consciência de gestão de riscos na fase operacional, porém a ausência deste conceito nas etapas de planejamento, projeto e construção podem refletir em situações indesejáveis e irreversíveis no futuro. Conforme abordado na dissertação, a configuração de alguns sistemas e locais de instalação de equipamentos pode contribuir para a redução de perdas e diminuição do impacto em caso de eventuais falhas. Estas são decisões decorrentes de estudos originados nas fases preliminares à implantação e que devem ser pensadas em seu devido tempo.

As falhas ocorridas em PCHs podem ter origens diversas, porém uma parcela importante ainda é consequência de ações e atos humanos. Um dos principais motivos é a tomada de decisão voltada para a maximização dos resultados financeiros. Com isso, deixam-se de lado investimentos em treinamentos, capacitação e principalmente manutenção adequada. É importante destacar que no médio e longo prazo, os ganhos obtidos pela implantação de uma política de gerenciamento e riscos podem ser refletidos nos resultados da empresa, principalmente devido à redução dos índices de indisponibilidade e aumento da confiabilidade.

A geração de energia é uma atividade fundamental para o desenvolvimento e progresso de uma sociedade, por isso o gerenciamento de riscos nas usinas é uma prática mandatória e que deve ser encarada como filosofia básica por aqueles que prezam pela excelência no gerenciamento de seus ativos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Banco de informações de geração. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 01 out. 2013.

AMARAL, Nádia Bentz de Souza. *Estudo sobre critérios para a especificação de transformadores elevadores de estações geradoras ("generator step-up transformers")*. 2007. p.101. Dissertação - USP. São Paulo, 2007.

BORTONI, E.C; Sousa; SOUSA, Luiz Edival de - "Automação de Sistemas Elétricos" - Junho 2002. FUPAI – Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria.

CUMMINS POWER GENERATION: Manual de aplicação: grupos geradores arrefecidos a água. São Paulo, Cummins Brasil Ltda. 182p.

CUNHA, Geraldo Schumann. "Usina diesel" em usinas hidrelétricas. 2006. p.131. Dissertação - USP. São Paulo, 2006.

ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A./ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica. *Instruções para Estudos de Viabilidade de Aproveitamentos Hidrelétricos*. Rio de Janeiro, 1997.

HACKER TURBINAS HIDRÁULICAS. Turbinas hidráulicas. Disponível em: <http://www.hacker.ind.br/produtos_turbinas_hidraulicas.php>. Acesso em: 06 set. 2013.

IMIA MEETING, 31., 1998, Suíça. Hydro-electric power, technical and insurance development. Disponível em: <<http://www.imia.com/knowledge-base/>>. Acesso em: 18 ago. 2013.

IMIA MEETING, 36., 2003, Suíça. Construction and operation of hydro power dams and plants – engineering insurance exposure. Disponível em: <<http://www.imia.com/knowledge-base/>>. Acesso em: 19 ago. 2013.

LIMA, Roberto dos Santos. *Padronização de projetos elétricos de pequenas centrais hidrelétricas*. 2002. p.196. Dissertação – USP. São Paulo, Dezembro de 2002.

PORTAL PCH. Pequenas Centrais Hidrelétricas. Disponível em:
<<http://www.portalpch.com.br/index.php>>. Acesso em: 18 set. 2013.

SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM OPERAÇÃO DE CENTRAIS HIDRELÉTRICAS, 3., 2002, Foz do Iguaçu. Tratamento químico da água dos sistemas abertos de resfriamento das unidades geradoras de hidroelectricidade. Disponível em: <<http://www2.itaipu.gov.br/seepoch/artigos/plenaria/AS16%20-20FURNAS.PDF>>. Acesso em: 22 set. 2013.