

**ESCOLA POLITÉCNICA
DA
UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO**

**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE ENERGIA E
AUTOMAÇÃO ELÉTRICAS**



**Elaboração de Manual de Diretrizes para Realização
de Estudo de Reabilitação e Modernização de PCH's**

Helber Peixoto Covre

PROJETO DE FORMATURA / 2007

**ESCOLA POLITÉCNICA
DA
UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO**

**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE ENERGIA E
AUTOMAÇÃO ELÉTRICAS**



PROJETO DE FORMATURA / 2007

**Elaboração de Manual de Diretrizes para Realização
de Estudo de Reabilitação e Modernização de PCH's**

ALUNO: Helber Peixoto Covre

ORIENTADOR: Marcelo Pellegrini

COORDENADOR: Carlos Márcio Vieira Tahan



ÍNDICE

RESUMO.....	4
ABSTRACT.....	5
1 INTRODUÇÃO.....	6
2 OBJETIVO	7
3 METODOLOGIA.....	7
4 ESTUDO DO AMBIENTE REGULATÓRIO.....	8
4.1 DEFINIÇÃO DE PCH.....	8
4.2 INCENTIVOS.....	10
4.3 INSERÇÃO DAS PCH'S NO SISTEMA ELÉTRICO	12
4.3.1 PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS EXISTENTES.....	12
4.3.2 PLANO DECENAL	12
4.3.3 PROINFA	13
4.3.4 AS PCH'S INSERIDAS NESTE AMBIENTE	15
4.4 ENERGIA FIRME.....	16
4.5 ENERGIA ASSEGURADA	22
4.5.1 METODOLOGIA DE CÁLCULO DA ENERGIA ASSEGURADA	23
4.5.2 MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA - MRE.....	27
5 LEVANTAMENTO DE DADOS DE USINAS PARA ESTUDO.....	28
6 MÉTODOS DE ANÁLISE	31
6.1 ESTRUTURAS E PROCESSOS DE UMA USINA HIDRELÉTRICA	32
6.1.1 ESTRUTURAS.....	32



6.1.2	PROCESSOS E SUBSISTEMAS.....	33
6.2	POSSIBILIDADES DE ESTUDOS PARA MODERNIZAR PCH'S	34
7	IMPLICAÇÕES DA AMPLIAÇÃO	36
7.1	PROCEDIMENTOS LEGAIS.....	36
7.2	ACESSO AS REDES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO	38
7.3	COMERCIALIZAÇÃO DO EXCEDENTE	40
8	ESTUDOS PARA MAXIMIZAR OS BENEFÍCIOS DAS PCH'S	42
8.1	ESTUDOS HIDROLÓGICOS E ENERGÉTICOS	42
8.1.1	ESTUDOS HIDROLÓGICOS.....	42
8.1.1.1	DISPONIBILIDADE DE DADOS HIDROLÓGICOS.....	43
8.1.1.2	METODOLOGIA DOS ESTUDOS HIDROLÓGICOS	47
8.1.1.3	CONCLUSÃO	54
8.1.2	ESTUDOS ENERGÉTICOS.....	54
8.1.2.1	DADOS BÁSICOS.....	54
8.1.2.2	CENÁRIOS CONSIDERADOS.....	56
8.1.2.3	METODOLOGIA	56
8.1.2.4	RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES.....	57
8.1.2.5	RESULTADOS E CONCLUSÕES DAS SIMULAÇÕES.....	63
8.2	AUTOMAÇÃO	66
8.2.1	VANTAGENS DA MODERNIZAÇÃO DO SDSC	69
8.2.2	AUTOMAÇÃO EM PCH'S	70
8.2.3	FUNÇÕES POSSÍVEIS DE SEREM AUTOMATIZADAS	71



8.2.4	ANÁLISE DA NECESSIDADE DA AUTOMAÇÃO.....	78
8.2.5	DIFICULDADES	79
8.2.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE A AUTOMAÇÃO.....	81
8.3	ESTRUTURAS CIVIL/ELETROMECÂNICAS.....	81
8.3.1	DIAGNÓSTICO DAS INSTALAÇÕES.....	81
8.3.2	MELHORIAS.....	86
9	ANÁLISE ECONÔMICA.....	92
9.1	TEORIA DA ANÁLISE ECONÔMICA	92
9.2	CONSIDERAÇÕES E METODOLOGIA DE ANÁLISE	94
10	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	97
11	BIBLIOGRAFIA.....	100
	ANEXO.....	102



Abstract

In the Brazilian electrical sector, there are several hydroelectric powerplants of small or medium size, which came into operation in the first half of the twentieth century. Some of them were powered down over the years, and the others keep operating until today, often in precarious conditions. Because of the recent steps took to encourage these enterprises, especially in the decrease of fare for the use of the distribution system and the sale of energy encouraged, these plants have become economically attractive for reactivation and modernization.

In this context arises the possibility of conducting studies aimed to rehabilitate or upgrade a PCH focusing on the review of hydrological energy information and operational that influence in the electric power generation and the possibilities of automation of the powerplant's operation.

This paper consists of a review of the rules and regulations relating to the regulatory environment of the Brazilian electrical sector, studies water-energy that define the available water resources for the generation of electrical energy to after that recalculate the assured energy, the possibility of automation that aims to reduce operating costs, increase productivity, reliability, quality and safety, and finally, an assessment of the civil and electromechanical's structures that intended to repair possible damage to civil structures and replace outdated equipment with new digital technologies that increase efficiency and reliability of the powerplant.



Resumo

No setor elétrico brasileiro, existem diversas usinas hidrelétricas de pequeno ou médio porte, que entraram em operação na primeira metade do século XX. Algumas delas foram desativadas com o passar dos anos, sendo que outras continuam operando até os dias de hoje, muitas vezes em condições precárias. Por conta das recentes medidas de incentivo a estes empreendimentos, principalmente na redução das tarifas de uso do sistema de distribuição e a venda incentivada de energia, essas usinas tornaram-se economicamente atrativas para reativação ou modernização.

Neste contexto surge a possibilidade de realizar estudos visando reabilitar ou modernizar uma PCH enfocando a revisão de informações hidrológico-energéticas e operacionais que influenciam na geração de energia elétrica e nas possibilidades de automação da operação da usina.

O trabalho é composto de uma análise das normas e regulamentos referentes ao ambiente regulatório do setor elétrico brasileiro, de estudos hidrológico-energéticos que definem os recursos hídricos disponíveis para a geração de energia elétrica para então recalcular a energia assegurada, de análise da possibilidade de automação que tem por objetivo reduzir custos operacionais, aumentar a produtividade, confiabilidade, qualidade e segurança, e por fim, uma avaliação das estruturas civil e eletromecânicas que objetivam reparar possíveis danos nas estruturas civis e substituir equipamentos ultrapassados por novas tecnologias digitais que aumentam a eficiência e confiabilidade da usina.



1 INTRODUÇÃO

Existem dentro do setor elétrico brasileiro, diversas centrais hidrelétricas, pequenas ou médias, que entraram em operação na primeira metade do século XX. Algumas foram desativadas ao longo do tempo, enquanto outras continuaram operando. Com as recentes medidas de incentivo à construção e reativação de PCH's, notadamente no desconto nas tarifas de uso da distribuição e a venda incentivada de energia, essas usinas tornaram-se economicamente atrativas para reativação ou para melhorias nas suas características e nas condições operativas.

Muitas destas PCH's foram construídas num tempo em que não havia preocupações ambientais e muito menos a necessidade de utilização máxima do potencial natural para gerar energia. Algumas delas foram concebidas com o objetivo de suprir cargas de interesse único do proprietário e dessa forma a capacidade de geração não era aproveitada em sua totalidade. Hoje, as Pequenas Centrais Hidrelétricas representam um dos principais focos de prioridade dos órgãos de planejamento e regulação do Sistema Elétrico Brasileiro no que se refere ao aumento da oferta de energia elétrica no Brasil. A partir de 1998, a construção destas unidades de geração foi incrementada por meio de uma série de mecanismos legais e regulatórios. Por tudo isso, tornou-se muito interessante reavaliar as condições operativas dessas pequenas usinas e analisar a possibilidade de modernização visando uma ampliação da produção de energia. Neste ambiente surgem estudos de alternativas para modernizar e reabilitar as PCH's.

Entre as alternativas a serem consideradas, aquelas que levam ao aumento da energia garantida são as mais atrativas economicamente, pois impactam diretamente na receita possível de ser obtida pela central, com a mesma instalação física e sem aumento significativo do impacto ambiental.

Uma das possibilidades mais interessantes é a revisão completa dos condicionantes hidrológicos concernentes à central, utilizando uma massa maior de dados e ferramentas mais modernas de



simulação, outra é a revisão das características das obras civis e das turbinas e geradores e uma terceira opção refere-se à possibilidade de automação na operação.

2 OBJETIVO

Este projeto visa desenvolver um manual de diretrizes para realizar um estudo das possibilidades de maximização de benefícios para PCH's com largo tempo de operação, enfocando principalmente as possibilidades de revisão de informações hidrológico-energéticas e operacionais que influenciam na geração de energia elétrica e nas possibilidades de automação da operação da usina.

3 METODOLOGIA

O projeto é constituído das seguintes etapas:

I. Estudo do ambiente regulatório

Esta etapa contempla o estudo, de forma geral, das normas e regulamentos referentes ao ambiente regulatório do setor elétrico brasileiro e como as PCH's se inserem nesse ambiente.

II. Levantamento de dados de usinas existentes

Nesta etapa será levantado um banco de dados de PCH's que possam servir de base para aplicação da metodologia a ser desenvolvida. Metodologia esta, que será desenvolvida a partir do estudo de duas usinas do grupo QUANTA GERAÇÃO.

III. Avaliação de alternativas

Nesta etapa serão analisadas alternativas propostas por especialistas em estudos hidrológico-energéticos, geração de energia e automação de sistemas.

Alguns pontos a serem analisados serão:



- Levantamento da metodologia;
- Quantificação de benefícios considerados;
- Estudo hidrológico energético para aumento da energia assegurada;
- Possibilidade de automação;
- Análise da estrutura civil e mecânica da usina.

IV. Elaboração do manual de procedimento e diretrizes

Será elaborado um manual de procedimento e diretrizes para maximização de benefícios em PCH's após todas as etapas anteriores.

V. Elaboração de relatório final e artigo

4 ESTUDO DO AMBIENTE REGULATÓRIO

Como dito anteriormente as Pequenas Centrais Hidrelétricas representam um dos principais focos de prioridade da ANEEL no que se refere ao aumento da oferta de energia elétrica no Brasil. Por isso a Agência Nacional de Energia Elétrica criou uma serie de incentivos que tem por objetivo motivar o investimento nestas usinas. Desta forma torna-se interessante estudar o ambiente regulatório para entender como ele influencia a participação das PCH's no setor elétrico nacional.

4.1 DEFINIÇÃO DE PCH

A Resolução ANEEL N°652, de 9 de Dezembro de 2003, estabelece os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central Hidrelétrica (PCH). Esta resolução será resumida a seguir.



Enquadram-se na definição de PCH's, aproveitamentos hidrelétricos com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado a produção independente¹, autoprodução² ou produção independente autônoma³, com área do reservatório inferior a 3km².

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

I - atendimento à inequação abaixo:

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

P potência elétrica instalada em (MW);

A área do reservatório em (km²);

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

Isto só será válido se o valor da inequação não for superior a 13,0 Km², ou seja, a maior área que se pode aceitar para enquadrar um empreendimento como PCH será 13 km².

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

Neste caso a ANEEL articulará com órgãos responsáveis, de acordo com a respectiva competência, quanto aos objetivos para definir as dimensões do reservatório destinado ao uso múltiplo.

¹ (PIE): Agente Gerador que possui concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio, por sua conta e risco.

² É o agente que possui autorização para produzir energia elétrica destinada ao consumo próprio, podendo, com pré autorização, comercializar o excedente.

³ (PIA): Derivação do PIE. Produtor de energia enquadrado no Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA).



É de total responsabilidade do empreendedor, informar à área competente da ANEEL, os dados e memórias de cálculo, inclusive quanto à veracidade e consistência dos mesmos. As áreas de fiscalização da ANEEL poderão, a qualquer tempo, verificar as informações prestadas, solicitar relatórios complementares, e, caso seja identificada falsidade ou inconsistência, indicar a revisão do enquadramento como PCH e das demais condições resultantes, sem prejuízo da aplicação das penalidades previstas.

4.2 INCENTIVOS

A atratividade das PCH's fundamenta-se, principalmente, em suas características de menor impacto ambiental, menor volume de investimentos, prazo de maturação mais curto e tratamento diferenciado por parte da regulamentação vigente.

A resolução Normativa Nº077, de 18 de Agosto de 2004, estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para as Pequenas Centrais Hidrelétricas e também para aqueles com fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, com potência instalada menor ou igual a 30.000 kW.

A ANEEL estabelece as condições gerais de acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, compreendendo o uso e a conexão, e regula as tarifas correspondentes, visando estimular novos investimentos na expansão dos sistemas elétricos. Cabe à ANEEL definir o porcentual de redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, aplicáveis aos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada igual ou inferior a 1.000 kW, os de geração caracterizados como Pequena Central Hidrelétrica e aqueles com fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, de potência instalada menor ou igual a 30.000 kW, destinados à produção independente ou autoprodução, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada.

Essas reduções de custo estão indicadas a seguir:



- Estipula-se o porcentual de redução de 50% (cinquenta por cento), a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos referidos anteriormente.
- Fica ainda assegurado o direito a 100% (cem por cento) de redução, no caso de PCH's, para todas aquelas que iniciaram a operação comercial no período entre 1º de outubro de 1999 e 31 de dezembro de 2003.

Além destas reduções de custo existem mais algumas características que tornam interessante o investimento em PCH's, elas são:

- dispensa de licitação para obtenção da concessão, bastando o empreendedor obter autorização da ANEEL;
- isenção de pagamento de Uso de Bem Público (UBP), taxa de compensação financeira aos Estados e Municípios;
- isenção da obrigação de aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% (um por cento) de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico;
- isenção relativa à compensação financeira pela utilização de recursos hidricos;
- possibilidade de comercializar de imediato a energia elétrica produzida com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.

Como se pode notar, a série de incentivos citada acima, comprovam a importância das PCH's e todo o esforço que vem sendo feito para que elas possam contribuir ainda mais com o quadro energético nacional.



4.3 INSERÇÃO DAS PCH'S NO SISTEMA ELÉTRICO

De acordo com o Centro Nacional de Desenvolvimento de PCH, existem no Brasil 253 PCH's em operação, somando 1.277 MW ao Sistema Interligado Nacional. O estado com maior concentração de PCH's é Minas Gerais, com 77 usinas em operação, somando 398 MW. Levando em consideração o número de usinas em operação, construção e outorga, há cerca de 2.450 MW de potência instalada apenas com Pequenas Centrais Hidrelétricas.

4.3.1 PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS EXISTENTES

No site do Centro Nacional de Desenvolvimento de PCH (www.cndpch.com.br), encontra-se uma lista com todas as PCH's em operação, construção ou outorga, existentes no Brasil. Esta lista restringe a aplicabilidade dos métodos que serão desenvolvidos neste trabalho visto que a grande maioria das pequenas centrais hidrelétricas listadas possuem largo tempo de operação.

4.3.2 PLANO DECENAL

O Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (PDEE 2006/2015) é um estudo realizado pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), que pretende sinalizar e orientar ações e decisões relacionadas com o equilíbrio entre as projeções de crescimento econômico do país, seus reflexos no consumo de energia elétrica e a necessidade de expansão de oferta dessa energia. Neste estudo é apresentado o crescimento da demanda de energia até o ano de 2015 e propostas para soluções em bases técnica, econômica e ambientalmente sustentável.

Com relação ao crescimento da demanda, análises referentes ao sistema de geração foram realizadas considerando as projeções de carga de energia para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Norte e Nordeste no período 2006-2015, considerando um único patamar da curva de carga. As informações referentes às cargas de energia para os sistemas isolados de Manaus-



Macapá e Acre-Rondônia, com previsão de se interligarem ao SIN, também foram contabilizadas. A seguir, apresentam-se as projeções de referência dos valores anuais de carga de energia, em MW_{médio}.

Ano	Sul	Sudeste / C. Oeste		Norte		Nordeste	Brasil Interligado	Taxa de Cres. (%)
		SE/CO	Rondônia Acre	N	Manaus Amapá			
2005	7.654	28.812	-	3.150	-	6.725	46.341	-
2006	7.997	30.246	-	3.334	-	7.014	48.591	4,9
2007	8.365	31.838	-	3.503	-	7.413	51.120	5,2
2008	8.746	33.375	418	3.796	-	7.787	54.122	5,9
2009	9.168	34.890	443	3.965	-	8.144	56.610	4,6
2010	9.578	36.433	469	4.098	-	8.526	59.104	4,4
2011	10.000	37.952	496	4.481	-	8.910	61.839	4,6
2012	10.452	39.716	525	5.043	1.249	9.311	66.296	7,2
2013	10.914	41.516	557	5.606	1.325	9.721	69.639	5,0
2014	11.408	43.361	593	5.807	1.402	10.224	72.796	4,5
2015	11.901	45.346	629	6.039	1.448	10.712	76.116	4,6
Crescimento Médio SIN (2006 - 2015)								5,1

Como se pode notar o estudo prevê um crescimento anual médio de 5,1%. Para suportar esse crescimento, calcula-se a necessidade de investimentos que assegurem a oferta de 2,4 mil MW médios a 3,3 mil MW médios por ano, ao longo do período. Estes dados comprovam a necessidade de um plano de expansão de oferta de energia.

Estes dados objetivam mostrar que a demanda por energia elétrica no Brasil tende a crescer muito nos próximos anos e que é de suma importância ampliar o parque gerador para que não haja falta de energia para suprir as necessidades da população.

4.3.3 PROINFA

O PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) é um importante instrumento para a diversificação da matriz energética nacional, garantindo maior confiabilidade e segurança ao abastecimento. Este programa foi criado pela Lei nº 10.438/2002



com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida com base em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional⁴.

O PROINFA conta com o suporte do BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social), que criou um programa de apoio a investimentos em fontes alternativas renováveis de energia elétrica. A linha financia até 70% do investimento, e não cobra juros durante a construção do empreendimento, excluindo apenas bens e serviços importados e a aquisição de terrenos. Os investidores têm que garantir apenas 30% do projeto com capital próprio.

A Eletrobrás, no contrato de compra de energia de longo prazo, assegura ao empreendedor uma receita mínima de 70% da energia contratada durante o período de financiamento e proteção integral quanto aos riscos de exposição do mercado de curto prazo.

A inserção dos empreendimentos contratados no PROINFA (PDEE 2006/2015), totalizando um acréscimo de 3.150 MW de potência instalada até dezembro/2007, distribuídos em 139 empreendimentos de PCH's, usinas termelétricas a biomassa e usinas eólicas. A tabela a seguir detalha o número de empreendimentos e o acréscimo de potência e energia por subsistema, por tipo de fonte e por ano deste programa.

		PCH			Biomassa			Eólica			PROINFA - 1ª Etapa			
		2006	2007	Total	2006	2007	Total	2006	2007	Total	2006	2007	Total	
SE / CO	Qtidade	6	34	40	10	4	14			2	2	16	40	56
	MW	116	668	784	290	121	411			163	163	406	952	1358
	MW _{médio}	72	414	486	113	47	160			47	47	185	508	693
S	Qtidade	4	10	14	3		3	5	10	15	12	20	32	
	MW	63	200	263	75		75	167	218	385	305	418	723	
	MW _{médio}	39	124	163	29		29	48	63	111	116	187	303	
NE	Qtidade		3	3	4	2	6	5	31	36	9	36	45	
	MW		42	42	99	20	119	105	701	806	204	763	967	
	MW _{médio}		26	26	39	8	47	30	203	233	69	237	306	
N	Qtidade		6	6									6	
	MW		102	102									102	
	MW _{médio}		63	63									63	
Brasil	Qtidade	10	53	63	17	6	23	10	43	53	37	102	139	
	MW	179	1.012	1191	464	141	605	272	1.082	1354	915	2235	3150	
	MW _{médio}	111	627	738	181	55	236	78	313	391	370	995	1365	

⁴ O Sistema Interligado Nacional(SIN) é o sistema de produção e transmissão de energia elétrica no Brasil, com forte predominância de hidrelétricas e com múltiplos proprietários. Ele é formado pelas empresas da região Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e parte da região Norte.



Observa-se um aumento de 63 PCH's com acréscimo de 1.191 MW ao sistema interligado nacional, ao final do horizonte analisado, o que comprova os benefícios provenientes do programa.

4.3.4 As PCH's INSERIDAS NESTE AMBIENTE

É neste cenário em que se inserem as PCH's. Estas, como já mencionado anteriormente, devido as suas características de menor impacto ambiental, menor volume de investimentos, prazo de maturação mais curto e tratamento diferenciado por parte da regulamentação vigente, são um dos principais focos de prioridade no que se refere ao aumento da oferta de energia elétrica no Brasil.

Para se ter uma idéia da alcançabilidade do potencial das PCH's, o Plano Decenal mostra dados interessantes. Como por exemplo, a realização de estudos para reforços estruturais na transmissão na região do Mato Grosso, que apontam uma previsão de entrada até 2015 de 968 MW, além de 627 MW ainda sem previsão de entrada, totalizando mais de 1.500 MW apenas naquela região.

Para todo o Brasil, tem-se identificado um potencial da ordem de 14.865 MW em 2.989 aproveitamentos. No entanto, estima-se que o potencial nacional seja bem superior a este, pelo simples fato de não se ter investido em estudos de identificação de PCH's.

Neste quadro de crescimento de demanda e necessidade de ampliação da oferta de energia as PCH's surgem como uma das principais alternativas de solução em bases técnicas, econômicas e ambientalmente sustentáveis, como já citado anteriormente.



4.4 ENERGIA FIRME

Um parâmetro de grande importância no atual cenário regulatório é a energia firme. Sua definição encontra-se a seguir:

“A energia firme de uma usina hidrelétrica corresponde à máxima produção continua de energia que pode ser obtida, supondo a ocorrência da seqüência mais seca registrada no histórico de vazões do rio onde ela está instalada”.

Este parâmetro possui grande valor comercial visto que energia permitida para venda em contratos de longo prazo é calculada a partir dos valores de energia firme. Além do aspecto comercial, ela também possui grande relevância para a confiabilidade de atendimento ao consumo de energia, sendo a razão disto o fato de que a oferta total de geração, que também é obtida a partir dos valores desta energia, tende a ser igual à demanda média do sistema a cada ano. Se a capacidade física de produção sustentada destas usinas não corresponder de fato ao indicado, o risco de racionamento será superior ao projetado pelos estudos de planejamento.

Nota-se a importância para o funcionamento adequado do sistema que as energias firmes refletem da maneira mais realista possível a capacidade efetiva de produção sustentada das usinas.

Cálculo da Energia Firme

A seguir será apresentada uma metodologia para o cálculo da energia firme (KELMAN et al., 2002). Este cálculo pode ser formulado para os três casos abaixo:

1. Uma usina hidrelétrica isolada;
2. Conjunto de usinas hidrelétricas, sem restrição de transmissão;
3. Conjunto de usinas hidrelétricas, com restrição de transmissão.



Caso 1

A produção de energia está sujeita as restrições operativas da usina, tais como: balanço hídrico, limites de armazenamento e turbinamento, etc.

Equação de balanço hídrico

Esta equação representa a evolução do armazenamento ao longo do período de estudo. O volume final a cada estágio é obtido somando-se ao volume inicial a afluência durante o estágio e subtraindo-se os volumes turbinados, vertidos, evaporados e de demais usos. Tem-se então:

$$v_{t+1} = v_t + a_t - u_t - w_t - e_t(v_t, v_{t+1}) - r_t \text{ para } t = 1, \dots, T$$

onde:

t indica os estágios (por exemplo, mês)

T duração do estudo (número de meses do registro histórico)

v_t armazenamento do reservatório no início do mês t (m^3)

v_{t+1} armazenamento ao final do mês t = início do mês $t+1$ (m^3)

a_t afluência natural ao longo do mês (m^3)

u_t volume turbinado ao longo do mês (m^3)

w_t volume vertido (m^3)

$e_t(v_t, v_{t+1})$ evaporação (m^3) – proporcional ao produto da área do reservatório (km^2), a qual depende do armazenamento, pelo respectivo coeficiente mensal de evaporação (mm)

r_t demandas adicionais de água (irrigação, abastecimento, etc.) (m^3)

Limits de armazenamento e turbinamento



$$v_t \leq \bar{v} \quad \text{para } t = 1, \dots, T$$

$$u_t \leq \bar{u} \quad \text{para } t = 1, \dots, T$$

onde:

\bar{v} armazenamento máximo (m^3)

\bar{u} máximo volume turbinado ao longo do mês (m^3)

Geração

A produção de energia da usina, em MWh, é proporcional ao produto do volume turbinado (m^3) pela altura líquida de queda (m). Esta, por sua vez, corresponde à diferença entre a cota do reservatório (que depende do volume armazenado) e o nível do canal de fuga (que depende do volume defluente), e as perdas hidráulicas. Finalmente, a produção de energia está limitada pela potência do gerador. Tem-se então:

$$u_t * \rho * h_t \leq \bar{p} * \delta_t \quad \text{para } t = 1, \dots, T$$

$$h_t = p_1(v_t, v_{t+1}) - p_2(v_t, v_{t+1}) - h_p \quad \text{para } t = 1, \dots, T$$

onde:

$\rho \times h_t$ fator de produção da usina (MWh/m^3), onde $\rho = 3.6$ (constante) $\times g$ (m/s^2) $\times \eta$ (eficiência do conjunto turbina-gerador).

h_t altura de queda líquida da usina no estágio t (m)

p_1 polinômio cota \times volume do reservatório (variável independente é $0.5 \times [v_t + v_{t+1}]$)

p_2 polinômio cota do canal de fuga \times volume defluente (variável independente é $[u_t + w_t]$)

h_p altura das perdas hidráulicas da usina (m)

p capacidade instalada (MW)

δ_t número de horas do mês correspondente ao estágio t

$\rho \times \delta_t$ representa portanto o limite máximo de produção de energia em MWh



Energia firme

Como a energia firme deve ser produzida continuamente, o conjunto de restrições a seguir essencialmente estabelece que o firme corresponde à menor energia produzida ao longo do período:

$$F * \delta_t \leq u_t * \rho * h_t \quad \text{para } t = 1, \dots, T$$

onde F é uma variável escalar que representa a energia firme (MW médio).

Função objetivo

Como visto na expressão acima, F é menor ou igual à produção hidrelétrica em cada período $t = 1, \dots, T$. Isto significa que F é menor ou igual à menor produção ao longo do período. Se o objetivo for o de maximizar F , obtém-se a máxima produção que pode ser atendida continuamente, que é a definição da energia firme.

Caso 2

Suponha que há várias usinas hidrelétricas no sistema, dadas por $i = 1, \dots, I$. Neste caso, a energia firme passa a ser a máxima energia total que pode ser produzida continuamente pelo conjunto de usinas.

No que se refere às restrições operativas, é necessário definir uma equação de balanço hídrico por usina, levando em consideração que a afluência a cada usina numa cascata se compõe da vazão natural mais os volumes defluentes (turbinado e vertido) das usinas imediatamente a montante.

Também é necessário definir limites de armazenamento, turbinamento e produção máxima para cada usina.

O problema de otimização é formulado como:



MAX F

Sujeito a:

$$v_{t+1,i} = v_{t,i} + a_{t,i} + \sum_{m \in M_i} [u_{t,m} + w_{t,m}] - u_{t,i} - w_{t,i} - e_{t,i}(v_{t,i}, v_{t+1,i}) - r_{t,i}$$

$$v_{ti} \leq \bar{v}_i$$

$$u_{ti} \leq \bar{u}_i$$

$$u_{ti} * \rho_i * h_{ti} \leq \bar{p}_i * \delta_i$$

$$h_{ti} = p_{1i}(v_{t,i}, v_{t+1,i}) - p_{2i}(v_{t,i}, v_{t+1,i}) - h_{pi}$$

$$F * \delta t \leq \sum_{i=1}^I u_{ti} * \rho_i * h_{ti}$$

para $t = 1, \dots, T$; para $i = 1, \dots, I$. Onde $m \in M_i$ representa o conjunto de usinas imediatamente a montante da usina i .

Caso 3

Suponha agora que há diversas regiões, dadas por $k = 1, \dots, K$, com limites de transferência de energia entre elas. Neste caso, pode-se pensar em energias firmes por região, e o objetivo passa a ser a maximização da soma destas energias firmes. Então problema de otimização será:

$$\text{MAX } \sum_{k=1}^K F_k$$

Sujeito a:

$$v_{t+1,i} = v_{t,i} + a_{t,i} + \sum_{m \in M_i} [u_{t,m} + w_{t,m}] - u_{t,i} - w_{t,i} - e_{t,i}(v_{t,i}, v_{t+1,i}) - r_{t,i}$$

$$v_{ti} \leq \bar{v}_i$$

$$u_{ti} \leq \bar{u}_i$$



$$u_{ti} * \rho_i * h_{ti} \leq \bar{p}_i * \delta$$

$$h_{ti} = p_{1i}(v_{t,i}, v_{t+1,i}) - p_{2i}(v_{t,i}, v_{t+1,i}) - h_{pi}$$

$$F * \delta \leq \sum_{i \in Ik} u_{ti} * \rho_i * h_{ti} + \sum_{j \in \Omega k} f_{ijk} - f_{ikj}$$

$$f_{ijk} \leq \bar{f}_{jk} * \delta$$

para $t = 1, \dots, T$; para $i = 1, \dots, I$; para $k = 1, \dots, K$; $j \in \Omega k$ onde:

F_k energia firme da região k

I_k conjunto de hidrelétricas na região k

Ω_k conjunto das regiões eletricamente conectadas à região k .

f_{ijk} fluxo de energia da região j para a região k no estágio t (MWh)

\bar{f}_{jk} intercâmbio máximo da região j para a k (MW)

A principal mudança do modelo do *caso 3* em relação ao *caso 2* está na penúltima restrição, onde o cálculo do firme de cada região k inclui não só a geração hidrelétrica da região como também a energia importada e exportada através dos fluxos f_{ijk} e f_{ikj} .

Neste ponto, vale ressaltar que a soma das energias firmes calculadas de forma individual é, em geral, menor que a energia firme total do sistema. Para entender este processo, imaginemos o caso de uma região em que a produção total de energia em um período dependa mais da geração de uma determinada bacia, que apresenta hidrologia mais favorável do que das demais. No período seguinte, outra bacia participaria mais da produção, e assim por diante, levando a uma produção firme total maior do que a soma das produções firmes individuais.

Nota-se então, que existe um ganho de energia firme, que resulta da ação cooperativa de todos os agentes do sistema.



Métodos para a Solução

O modelo de cálculo da energia firme é um problema de otimização não linear, devido às funções não lineares que representam a evaporação, produtividade e limite de turbinamento. Mesmo no caso de uma única usina, o número de restrições e variáveis é bastante grande, pois são replicadas para cada mês do registro histórico de vazões.

Devido as grandes dimensões deste problema exceder a capacidade de memória dos sistemas comerciais existentes em meados dos anos noventa, desenvolveram-se algoritmos de solução especializados. Estes algoritmos colaboraram para o desenvolvimento de técnicas de solução que se revelaram eficientes e robustas para a solução de problemas de grande porte.

Apenas para se ter uma idéia, hoje, é possível solucionar o problema num processador Pentium IV de 1.1 GHz em aproximadamente 30 minutos e 125 interações dadas como condições, o Sistema Interconectado Nacional, registro histórico de vazões de 66 anos (1931-1996) e 79 hidroelétricas.

O cálculo da energia firme, como se pode notar, é um problema complexo e de suma importância para o sistema elétrico nacional.

4.5 ENERGIA ASSEGURADA

Assim como a energia firme, outro parâmetro de grande importância para o setor elétrico é a energia assegurada. Esta é obtida a partir da energia firme, como será mostrado adiante.

Pode-se definir a energia assegurada da seguinte forma:

“... é a máxima produção de energia que pode ser mantida quase que continuamente pelas usinas hidrelétricas ao longo dos anos, simulando a ocorrência de cada uma das milhares de possibilidades de seqüências de vazões criadas estatisticamente, admitindo certo risco de não atendimento à carga, ou seja, em determinado percentual dos anos



simulados, permite-se que haja racionamento dentro de um limite considerado aceitável pelo sistema. Na regulamentação atual, esse risco é de 5%.”.

Sua determinação não depende da capacidade real de geração, mas sim das condições de longo prazo que cada usina pode fornecer ao sistema. Tem-se ainda que a energia assegurada de cada usina hidrelétrica é a fração a ela alocada da energia assegurada do sistema.

Há uma importante relação entre os valores de energia assegurada e a confiabilidade de suprimento, visto que a oferta total de geração tende a ser igual à demanda média do sistema a cada ano. Além da importância para a confiabilidade de suprimento e expansão eficiente, os valores de energia assegurada têm grande importância comercial, pois constituem a quantidade máxima de energia que o gerador pode comprometer com contratos de longo prazo.

Neste ponto pode-se notar que energia firme e energia assegurada estão intimamente relacionadas.

4.5.1 METODOLOGIA DE CÁLCULO DA ENERGIA ASSEGURADA

Os recursos hídricos disponíveis em cada ponto de afluência são incertos e variáveis, tem-se então, um risco de desperdícios para o sistema se cada usina operar e contratar energia de acordo com sua disponibilidade de recursos hídricos de forma independente das demais. Portanto, tenta-se manter o caráter otimizador e centralizador do uso da água, incluso a alternativa em recursos fósseis (carvão, óleo combustível, gás natural, etc.) e nucleares, e repartir os recursos hídricos totais entre os agentes hidroelétricos pertencentes ao Sistema Interligado Nacional.

Para isso, a metodologia de cálculo da energia assegurada tem suporte no uso de um modelo NEWAVE⁵. Cinco, são basicamente as etapas de cálculo da energia assegurada (Procedimentos de Rede do ONS – Módulo 7.8, 2003):

⁵ Este modelo permite avaliar a produção energética das usinas do SIN, de modo a determinar a operação ótima do sistema.



1. fixação de cenários;
2. determinação de ajuste dos intercâmbios;
3. determinação da oferta global;
4. cálculo do bloco hidráulico;
5. obtenção da energia assegurada.

Tem-se então:

Fixação de Cenários

A fixação do cenário base de operação hidrotérmica com quatro subsistemas interligados (Sul, Sudeste/Centro-oeste, Nordeste, Norte) consiste numa configuração fixa do parque instalado, considerando usinas existentes e futuras⁶:

- hidrelétricas existentes com concessão ou autorização;
- hidrelétricas em construção ou já outorgadas;
- termoelétricas autorizadas pela ANEEL;
- hidroelétricas e termoelétricas projetadas no planejamento energético de longo prazo.

São geradas 2.000 séries de energia natural afluente (ENA)⁷ para uma configuração desse parque instalado num horizonte de 20 anos de simulação.

⁶ De modo geral, vale o que está programado no Plano Decenal.

⁷ Corresponde a valorização energética (em MW_{médio}) da afluência natural a um reservatório pela produtividade das usinas hidrelétricas à jusante do mesmo.



Determinação de ajuste dos intercâmbios

Todos os limites de intercâmbio entre sub-mercados devem ser considerados. Tais limites seguem a capacidade de transmissão vigente e a programação de ampliação dos Planos de Expansão da Transmissão, sendo seus valores, passíveis de alteração. Possíveis restrições de transmissão dentro dos sub-mercados não são contempladas devido à complexidade em simulá-las.

Determinação da Oferta Global

Para a determinação da oferta de carga global, a soma das ofertas de energia para os subsistemas deve ser igual à soma das cargas previstas no âmbito dos Planos Energéticos de Longo Prazo, com um risco médio de déficit igual a 5%. São empregadas 2.000 séries sintéticas de energia natural afluente para cada sub-mercado, num processo iterativo do uso das ENAs de cada subsistema. O processo de cálculo é considerado convergido quando a carga prevista ofertada e demandada são igualadas a um risco de déficit de 5% para cada subsistema.

Cálculo do Bloco Hidráulico (BH)

A partir dessa carga crítica dos subsistemas, o cálculo do Bloco Hidráulico (Oferta Hidráulica Total) é realizado pela desagregação (subtração) desse bloco do total da carga crítica. O processo de desagregação do BH é executado de forma ponderada, num horizonte de quinze anos. Tal ponderação é realizada pelo custo marginal de operação (cmo^8) das centrais geradoras, em cada sub-mercado, mês, ano e série hidrológica. Desse modo, BH corresponde à participação equivalente da geração hidráulica no total da carga crítica do sistema, obtida num horizonte de simulação de quinze anos. Essa participação relativa, ponderada pelo cmo , é definida pelo fator hidráulico (FH),

⁸ O custo marginal é o custo necessário para atender a um kW adicional de carga e o custo marginal de operação (cmo) é o custo de atendimento ao sistema sem incorrer em nenhuma obra adicional.



que, por sua vez, delimita a participação do Bloco Hidráulico sobre o total da carga crítica que deve ser atendida.

O cálculo do Bloco Hidráulico é descrito de acordo com a forma matemática expressa a seguir:

$$FH(s) = \frac{\sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{2000} g_h(i, j, k, s) * cmo(i, j, k, s)}{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{2000} \left[g_h(i, j, k, s) + \sum_{l=1}^{nclas} g_t(i, j, k, s, l) \right] * cmo(i, j, k, s)}$$

$$BH = \sum_{s=1}^4 ccrítica(s) * \sum_{s=1}^4 FH(s)$$

FH(s) fator hidráulico para o sistema s

$g_h(i, j, k, s)$ geração hidráulica total (controlável + fio d'água + vazão mínima), para o mês i, para o ano j, para a série k e para o subsistema s.

$g_t(i, j, k, l, s)$ geração da térmica 1 (mínima obrigatória e acima de mínima), para o mês i, para o ano j, para a série k e para o subsistema s.

$cmo(i, j, k, s)$ custo marginal de operação, para o mês i, para o ano j, para a série k e para o subsistema s.

i índice de meses

j índice de anos

l índice de térmicas

k índice de séries

s índice de subsistemas

nclas nº de térmicas

ccrítica(s) carga crítica do subsistema s, cujo somatório representa a oferta global do sistema garantida a 95%



BH bloco hidráulico da oferta global

Obtenção da Energia Assegurada

Uma vez obtido o Bloco Hidráulico, a Energia Assegurada de **cada** usina é obtida pela repartição do BH na proporção da energia firme de cada usina pela energia firme do sistema, como evidenciado abaixo.

$$EA_u = BH * \frac{EF_u}{EF_s}$$

EA_u energia assegurada da usina

EF_u energia firme da usina, calculada através de simulações a usinas individualizadas

EF_s energia firme do sistema

BH bloco hidráulico, calculado anteriormente

A Energia Assegurada obtida é inicialmente estipulada no contrato de concessão, para as novas usinas hidrelétricas. Somente essa energia é permitida para venda em contratos de longo prazo.

4.5.2 MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA - MRE

O MRE é um mecanismo financeiro que objetiva compartilhar os riscos hidrológicos que afetam os geradores, na busca de garantir a otimização dos recursos hidrelétricos dos sistemas interligados. A intenção é garantir que todos os geradores dele participantes comercializem a energia assegurada que lhes foi atribuída, independente de sua produção real de energia, desde que as usinas integrantes do MRE, como um todo, tenham gerado energia suficiente para tal. Em outras palavras, por meio do MRE, a energia produzida é distribuída, transferindo o excedente daqueles que geraram além de sua energia assegurada para aqueles que geraram abaixo.



A adesão ao MRE é opcional, devendo tal direito ser exercido por meio de um Agente Responsável⁹.

As centrais hidrelétricas que participam do MRE têm a garantia física com base na respectiva energia assegurada sazonalizada. Isto quer dizer que ao invés da energia assegurada ser definida em base anual, ela é sazonalizada através de um processo de discretização mensal. Enquanto que centrais hidrelétricas não pertencentes ao MRE terão a garantia física com base na energia efetivamente gerada.

5 LEVANTAMENTO DE DADOS DE USINAS PARA ESTUDO

Este projeto tem como objetivo elaborar um manual de diretrizes para modernização de PCH's com largo tempo de operação. Para isto será necessário fazer um estudo sobre todas as possibilidades de alternativas que possam ampliar os benefícios das usinas em questão.

Este estudo terá como base duas usinas pertencentes a QUANTA GERAÇÃO, e a partir delas todas as alternativas serão levantadas e analisadas de forma a se obter a que seja mais efetiva para cada uma. As duas usinas que serão analisadas são UHE Areal e a PCH Piabanha.

A seguir encontra-se uma breve descrição de cada uma das usinas escolhidas.

UHE Areal

A usina está localizada no rio Preto, município de Areal. Ela é equipada com dois grupos geradores de 9 MW cada, sendo estes grupos do tipo Francis eixo vertical e possuem, conjuntamente, capacidade total de geração de 18 MW.

Esta usina está operando em boas condições e não existem ações em curto prazo a serem implementadas. Entretanto, por se tratar de uma usina construída em 1949, possui muitos

⁹ Detentor de autorização da ANEEL para produzir e comercializar energia elétrica.



equipamentos eletromecânicos que poderiam ser substituídos por tecnologias digitais, para reduzir as necessidades de manutenção (peças de reposição) e para otimizar os processos.

As principais características da UHE Areal estão apresentadas a seguir.

DENOMINAÇÃO	UHE AREAL
Localização	Areal – RJ
Curso d'água	Rio Preto
Código ANEEL	58428080
Início da Operação	1949
Potência Instalada	18 MW
Número de Unidades	2 x (9 MW) – Francis / Vertical
Queda Líquida	60,80 m
Reservatório	Acumulação
Fator de Capacidade Médio Histórico	0,50
Barragem	Concreto gravidade, altura 32,5 m x 152 m de comprimento
Adução	Túnel revestido de concreto Ø 4 m x 1015 m de comprimento + túnel revestido de aço com Ø 3,7 m e 125 m de comprimento.
Órgão de Equilíbrio	Chaminé de equilíbrio do tipo metálica, Ø 11 m e 64,3 m de altura.
Conduto Forçado	Ø 3,7 m e 125 m de comprimento
Casa de Força	Semi-abrigada
Energia Média Histórica (Anual)	77.529 MWh

PCH Piabanga

A PCH Piabanga está localizada no município de Areal – RJ. Juntamente com as usinas de Areal e Fagundes forma o complexo de Alberto Torres. A usina gera energia a partir do rio Piabanga.

Esta usina possui alguns problemas que devem ser reparados em curto prazo, com ênfase em sua estrutura civil e no circuito de adução. Já na parte eletromecânica pode-se destacar a possibilidade de repotenciação dos geradores, uma análise mais detalhada das turbinas, visto que estas, apesar de estarem em estado operacional, possuem baixo rendimento e muitos componentes desgastados,



além do grande número de equipamentos eletromecânicos que podem ser substituídos por equipamentos digitais a fim de minimizar necessidades de manutenção e otimizar os processos.

As principais características da PCH Piabanha estão apresentadas na Tabela abaixo.

DENOMINAÇÃO	PCH PIABANHA
Localização	Areal – RJ
Curso d'água	Rio Piabanha
Código ANEEL	58435000
Início da Operação	1908
Potência Instalada	9,0 MW
Número de Unidades	3 x (3 MW) – Francis / Horizontal
Queda Líquida	49,70 m
Reservatório	Fio d'água
Fator de Capacidade Médio Histórico	0,67
Barragem	Pedro argamassada / Concreto gravidade, altura 6,7 m x 180 m de comprimento
Adução	3 condutos metálicos expostos com 2 km de comprimento cada, sendo: 2 Ø 1,8 m + 1 x Ø 2,49 m
Órgão de Equilíbrio	Câmara de carga, 180 m de comprimento, largura 10 m, altura 8 m.
Conduto Forçado	3 condutos metálicos expostos: Ø 2,84 m, com 94 m de comprimento.
Casa de Força	Abrigada
Energia Média Histórica (Anual)	52.233 MWh

A idéia do projeto é criar uma metodologia que possa ser aplicada a qualquer PCH e para tanto Areal e Piabanha serão usadas como referência.



6 MÉTODOS DE ANÁLISE

Como já mencionado anteriormente, muitas das PCH's foram construídas num tempo em que não havia preocupações ambientais e muito menos a necessidade de utilização máxima do potencial natural para gerar energia. Algumas delas foram concebidas com o objetivo de suprir cargas de interesse único do proprietário e dessa forma a capacidade de geração não era aproveitada em sua totalidade. Soma-se a isto o fato de que muitas delas foram construídas há mais de 50 anos e, portanto, possuem muitos equipamentos ultrapassados, do ponto de vista tecnológico, inclusive muitos deles operando em condições precárias e de baixo rendimento.

Os elementos típicos que devem ser considerados numa avaliação do estado de uma usina são: barragem, vertedouros, comportas do vertedouro, tomada d'água, túneis e canais de adução, turbina, gerador, sistema de excitação, sistema de controle, proteção e supervisão, cabos de energia, transformadores elevadores, etc. Dá-se um foco especial para alguns componentes da turbina, como o distribuidor, mancais, regulador de velocidade, etc. Já para o gerador este foco fica para os enrolamentos do estator e rotor, regulador de tensão, sistema de resfriamento, etc.

Como se pode notar, uma primeira fase para se realizar a tarefa de maximizar o benefício seria fazer um diagnóstico preciso do estado operativo da usina priorizando equipamentos elétricos e algumas idéias básicas no que se refere aos equipamentos mecânicos e estrutura civil, bem como noções pertinentes ao estudo hidráulico.

Apenas a título de exemplo, os sistemas de proteção antigos eram compostos de relés de proteção eletromecânicos, estes eram compostos por partes fixas e móveis, funcionando com base em princípios de conversão de energia elétrica em mecânica, o que exigia um número elevado de manutenções para verificar se todas as peças estavam em bom estado de funcionamento. Com o passar do tempo estes relés foram substituídos por equipamentos mais modernos denominados



“relés digitais”, estes por sua vez reduzem a quantidade de manutenção e aumentam a confiabilidade do sistema. A grande maioria das antigas PCH’s possui estes equipamentos eletromecânicos e sua troca poderia diminuir a indisponibilidade dos equipamentos devido à redução de manutenções que consequentemente acarretaria num aumento de geração.

6.1 ESTRUTURAS E PROCESSOS DE UMA USINA HIDRELÉTRICA

A seguir serão apresentadas as principais estruturas de uma usina (CASELATO, 1994).

6.1.1 ESTRUTURAS

Barragem e reservatório de acumulação

É o represamento que se faz num rio com o objetivo de propiciar uma tomada d’água para um canal de derivação ou para um conduto forçado.

Casa de Força

É um edifício especialmente projetado para abrigar todos os equipamentos da usina, e em alguns casos, até a subestação de manobra. A Casa de Força é constituída de várias áreas funcionais, podendo-se citar: piso do gerador, piso da turbina, sala de controle, sala de serviços auxiliares de corrente alternada, sala de serviços auxiliares de corrente contínua, poço de drenagem, etc. Alguns dos equipamentos que são abrigados pela Casa de Força são: turbinas e reguladores de velocidade, geradores, excitatrices e reguladores de tensão, gerador de emergência / motor diesel, equipamentos de controle e proteção, etc.

Sala de Controle

É neste local que trabalham os operadores responsáveis pelo funcionamento da usina, e ainda localizam-se todo equipamento de supervisão, controle e proteção de todo o sistema.



6.1.2 PROCESSOS E SUBSISTEMAS

Subsistema de Açãoamento

Propicia as aberturas e fechamentos de disjuntores e seccionadoras, bem como todos os comandos para partida e parada da unidade geradora.

Subsistema de Supervisão

Possibilita toda a monitoração das instalações, compreendendo as seguintes funções: estado dos equipamentos (fechado, aberto, fechando, abrindo), medição de grandezas elétricas mecânicas e hidráulicas, informação sobre a ocorrência e atuação do sistema de proteção, etc.

Subsistema de Proteção

São dispositivos cujo papel é acionar, automaticamente, os disjuntores no menor tempo possível, evitando dessa forma danos à instalação.

Subsistema de Sincronismo

Tem por objetivo conectar dois sistemas energizados. Ele compara as magnitudes de tensão, ângulos de fase e a freqüência em ambos os lados do disjuntor. Em posição automática, o próprio subsistema a magnitude das grandezas correspondentes dentro de tolerâncias preestabelecidas e processa a conexão desejada com o fechamento do disjuntor.

Subsistema de Serviços Auxiliares

Sua finalidade é fornecer energia elétrica em corrente alterna e contínua para a usina e em alguns casos a subestação a ela associada. Normalmente possui fonte de alimentação proveniente do próprio gerador. Existe também um grupo diesel gerador com o objetivo de atender as cargas essências no caso de falha das outras fontes de energia.



Subsistema de Telecomunicação

Mantém a usina comunicável, prestando-se a enviar informações de valores eficazes de corrente e tensão, potências, etc.

6.2 POSSIBILIDADES DE ESTUDOS PARA MODERNIZAR PCH's

Dentre as possibilidades de estudos uma das mais interessantes é a revisão hidrológica completa, utilizando uma massa maior de dados e ferramentas mais modernas de simulação, não disponíveis na época da construção das centrais. Outra alternativa se refere à automação da operação, em diversos níveis. Uma terceira possibilidade é a revisão das características das obras civis e dos equipamentos eletromecânicos.

A seguir serão discutidas, de forma concisa, as três formas de estudos citadas.

Estudos Hidrológicos

Estes estudos são fundamentais para definirem os recursos hídricos disponíveis para a geração de energia elétrica. Ele é composto de algumas etapas, tais como, estudo de estimativa (primeira análise do potencial energético de uma bacia fluvial), estudo de inventário (identifica e quantifica recursos hidráulicos da bacia, quanto ao potencial hidrelétrico e divisão de queda), análise estatística da operação (consiste no acompanhamento efetivo do desempenho operacional de todas as usinas do sistema), etc.

O regime hidrológico de um rio sofre, alterações importantes ao longo do tempo, como consequência de interferências causadas pelo homem. Aproveitamentos construídos a montante provocam efeitos regularizadores sazonais e interanuais sobre as vazões médias naturais do local em estudo, alterando significativamente as características hidrológicas locais. Dessa forma a energia assegurada pode ser recalculada. Para tanto é necessário conhecer dados sobre a geologia, topografia, hidrologia e outros dados essenciais do local. Um dos tópicos mais significativos é a



série de vazões históricas do rio, que convenientemente analisada produz a série de vazões sintética¹⁰ e que possibilita realizar a simulação energética do local.

Automação dos processos

A automação é baseada em sistemas digitais que são utilizados para supervisão, comando, controle e proteção dos vários componentes do sistema elétrico (JARDINI, 1996).

O sistema de supervisão e controle provê os meios para coordenação da operação e da manutenção do sistema elétrico, sendo composto de níveis hierárquicos de ação. Estes níveis são: UAC (Unidade de Aquisição de Dados e Controle), COR (Centro de Operação regional) e o COS (Centro de Operação do Sistema). Vale destacar que dados significativos para o sistema de supervisão e controle são, por exemplo, o estado dos disjuntores das linhas, geradores e transformadores, as potências ativas e reativas em cada elemento, a tensão em vários pontos e trechos do sistema, etc.

Nas UAC's ocorre à aquisição de dados do processo e o comando de manobra dos equipamentos. Os dados relativos às UAC's são comunicados a COR via canal de telecomunicação e dele partem, por exemplo, os sinais de telecomando dos disjuntores, os sinais para partir e conectar o gerador no sistema, etc. No COR está localizado um sistema computacional que possui a interface homem máquina (IHM) adequada ao operador da rede regional e permite a ele tomar o conhecimento dos alarmes, da seqüência de eventos, das medições, etc. No COS está localizado um sistema digital, onde encontram as funções denominadas de “alto nível”, de onde são obtidas as informações necessárias para a operação segura e adequada do sistema, como por exemplo, fluxos de potência, otimização da geração e transmissão, coordenação da manutenção, etc.

O sistema de automação de uma usina contempla, em geral, as seguintes funções: comando, aquisição de dados e atuação nos processos, proteção, supervisão, alarmes, seqüência de eventos,

¹⁰ As séries sintéticas são geradas a partir das séries históricas, e por si só não criam novos



intertravamento e bloqueios, seqüências automáticas, controle de tensão e reativos, controle de potência ativa, controle dos vertedouros, sincronização, autodiagnose, etc.

Obras Civis e Equipamentos Eletromecânicos

Deve-se realizar uma análise minuciosa no aspecto estrutural e de tecnologia de concreto nas estruturas civis da obra, principalmente a barragem, vertedouro, tomada d'água e a própria casa de força. As inspeções a serem realizadas para verificação das condições do concreto detectar a ocorrência de fissuras, trincas, erosões, juntas abertas, desagregações de massa, corrosão das armaduras, etc. Caso seja necessário, devem ser realizados os reparos pertinentes para impedir que ocorram acidentes que venham a danificar os equipamentos.

Equipamentos como as grades, comportas ensecadeira, equipamentos de movimentação de carga, comportas principais da tomada d'água, condutos forçados, pontes rolantes ou pórticos da casa de força também devem ser analisados e caso não estejam operando de forma adequada ou em condições ideais as possíveis substituições ou reparos devem ser feitas.

7 IMPLICAÇÕES DA AMPLIAÇÃO

7.1 PROCEDIMENTOS LEGAIS

O objetivo do trabalho é analisar a ampliação dos benefícios em PCH's com largo tempo de operação, e isto implicaria em maiores contratos de venda de energia com o aumento da energia assegurada. Neste caso ocorreria uma ampliação na capacidade da PCH que deve ser acompanhada de procedimentos legais específicos e às normas da ANEEL e, desde que autorizadas e aprovadas, incorporar-se-ão à respectiva concessão, autorização ou registro.



Uma complementação à Resolução nº 395 de 04/12/1998 que “Estabelece procedimentos gerais para registro e aprovação de estudos de viabilidade e projeto básico de empreendimentos de geração hidrelétrica, assim como da autorização para exploração de centrais hidrelétricas e declara de utilidade pública, para fins de desapropriação, das áreas necessárias a implantação de instalações de geração de energia elétrica” pode ser encontrada no site da ANEEL e traz em seu capítulo IX “Da Ampliação e Recapacitação” o seguinte:

Art. 19º Nos casos de ampliação ou recapacitação de centrais com características de PCH, deverá ser previamente solicitada a autorização da ANEEL mediante a protocolização dos seguintes documentos:

I – requerimento de autorização para ampliação ou recapacitação da central, assinado pelo representante legal da empresa, acompanhado de ata da assembleia-geral de acionistas ou de procuração devidamente registrada que comprove a representação legal;

II - revisão do projeto básico aprovado, apresentando, no que couber, a documentação relacionada no art. 6º desta Resolução, em especial o que permite identificar as alterações;

III - relatório demonstrando que as alterações não causam prejuízo a outros aproveitamentos existentes ou inventariados; e

IV - licença ambiental para as modificações, quando aplicável.

§1º Quando do acréscimo de capacidade de geração, a potência final da central hidrelétrica resultar superior a 30.000 kW, visando o aproveitamento ótimo, o empreendimento autorizado não mais fará jus ao enquadramento como PCH.

§ 2º O aproveitamento autorizado que venha a ter acréscimo de capacidade, visando o aproveitamento ótimo, poderá ter a autorização prorrogada por prazo suficiente à amortização dos investimentos, limitada a vinte anos.



7.2 ACESSO AS REDES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

Com aumento da energia assegurada a PCH passará a injetar mais energia no sistema elétrico e algumas alterações se fazem necessárias. A PCH pode acessar a rede elétrica a partir do sistema de transmissão ou do de distribuição.

A resolução nº 281 de 1º de Outubro de 1999 estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Esta resolução diz:

“Art. 7º Os requisitantes do acesso aos sistemas de transmissão e distribuição deverão encaminhar suas solicitações acompanhadas dos dados e informações necessárias à avaliação técnica do acesso solicitado:

I – ao ONS ou à concessionária de transmissão proprietária das instalações, no ponto de acesso pretendido;

II – à concessionária ou permissionária de distribuição, quando a conexão pretendida se fizer nas suas instalações de distribuição.

Art. 8º As concessionárias, permissionárias e o ONS deverão, no prazo de até trinta dias, contados da data do recebimento da solicitação de acesso, informar ao solicitante as condições contratuais, os prazos para conexão e os respectivos encargos, disponibilizando ao requisitante as informações técnicas e os parâmetros adotados nas avaliações.

Parágrafo único. Havendo necessidade de reforços nos sistemas de transmissão ou de distribuição para atendimento ao acesso solicitado, o prazo de que trata este artigo será de até cento e vinte dias.



Art. 9º As providências para implantação das obras e o próprio acesso aos sistemas de transmissão ou de distribuição só poderão ser efetivadas após a assinatura dos respectivos contratos, em conformidade com o estabelecido nos arts. 10 a 12 desta Resolução.”

Devido ao porte das PCH's é mais comum sua conexão diretamente no sistema de distribuição, e por isso será dado um enfoque para este caso. O PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) da ANEEL estabelece as condições de acesso aos sistemas de distribuição, compreendendo a conexão e o uso, e define os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão, aplicando-se aos novos acessantes bem como aos existentes. O PRODIST pode ser encontrado no site da ANEEL.

Na Seção 3.1 (Procedimentos de Acesso) do Módulo 3 (Acesso aos Sistemas de Distribuição) pode-se encontrar a descrição das etapas necessária à obtenção do acesso aos sistemas de distribuição que também se aplicam aos acessantes já conectados ao sistema de distribuição.

São quatro as etapas a serem observadas: consulta de acesso, informação de acesso, solicitação de acesso e parecer de acesso.

A consulta de acesso deve ser formulada pelo acessante à acessada com o objetivo de obter informações técnicas que subsidiem os estudos pertinentes ao acesso.

A informação de acesso é a resposta formal e obrigatória da acessada à consulta de acesso, com o objetivo de fornecer informações preliminares sobre o acesso pretendido, devendo fornecer, por exemplo:

- a definição do ponto de conexão mais econômico, com a indicação de um mínimo de duas alternativas, acompanhadas dos respectivos custos, conclusões e justificativas;
- as tarifas de uso aplicáveis;



- as responsabilidades do acessante e a relação de estudos;
- os documentos a serem apresentados pelo acessante por ocasião da solicitação de acesso.

A solicitação de acesso é o requerimento formulado pelo acessante que, uma vez entregue à acessada, implica a prioridade de atendimento e a garantia de capacidade de potência no sistema de distribuição a ser acessado. Os acessantes que dispuserem de ato autorizativo ou registro terão no máximo sessenta dias para efetuar a solicitação de acesso, sob pena de perda da prioridade e garantia de capacidade de potência no sistema de distribuição a ser acessado.

Na falta de alguma informação ou documento essencial à elaboração do parecer de acesso, a acessada deve notificar o acessante, que tem prazo de quinze dias, contados da data desta notificação, para solucionar a pendência.

O parecer de acesso é um documento formal obrigatório apresentado pela acessada onde são informados as condições de acesso (compreendendo a conexão e o uso) e os requisitos técnicos que permitam a conexão das instalações do acessante, com os respectivos prazos.

Havendo a necessidade de elaboração de estudo adicional pelo acessante em complementação ao processo de avaliação da conexão de suas instalações, a acessada deve fornecer ao acessante os dados e informações que lhe couberem, necessários à elaboração do referido estudo, em um prazo de até trinta dias após a entrega da solicitação de acesso, sendo que o acessante deve apresentar os estudos solicitados pela acessada, incluindo especificações de equipamentos, quando o caso, em até sessenta dias da data do recebimento das informações citadas na alínea anterior.

7.3 COMERCIALIZAÇÃO DO EXCEDENTE

O novo modelo do setor elétrico define que a comercialização de energia elétrica é realizada em dois ambientes de mercado, descritos a seguir.



- ACR (Ambiente de Contratação Regulado): segmento do mercado no qual se realizam as operações, de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores (geradores) e compradores (distribuidoras), por intermédio de leilões.
- ACL (Ambiente de Contratação Livre): segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, por intermédio de contratos bilaterais¹¹ livremente pactuados entre os agentes envolvidos, definindo-se preços, prazos, volumes e cláusulas, sendo os principais agentes participantes desse segmento os consumidores livres¹², comercializadoras de energia, geradores e agentes de distribuição cujo mercado próprio seja inferior a 500 GWh/ano.

Os agentes de geração, sejam concessionárias de serviço público de geração, produtores independentes ou autoprodutores, podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo da geração.

O possível aumento de energia obtido através da modernização é chamado de energia nova, e esta energia pode ser comercializada a partir das opções descritas abaixo, sendo que as duas primeiras opções referem-se ao ACR e a última ao ACL:

Comercialização no ACR

Uma das opções é vender a energia para o conjunto de concessionárias por meio do ACR (licitação pública - Leilão), que está sob a competência da ANEEL, supervisão e diretrizes do Ministério de Minas e Energia (MME) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE), e realizada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

¹¹ São contratos de compra e venda de energia, negociados livremente entre duas partes e firmados entre os Agentes, sem participação da ANEEL ou da CCEE.

¹² É aquele que possui demanda contratada igual ou maior que 3.000 kW e está ligado à rede de distribuição ou transmissão em tensão igual ou superior que 69 kV. Também se enquadra nesta categoria aquele com demanda contratada igual ou maior que 500 kW atendido por qualquer nível de tensão, desde que comporte energia de fontes incentivadas, como de PCH's, por exemplo.



Chamada Pública do PROINFA

A segunda opção é vender energia da PCH para Eletrobrás por meio do PROINFA, cujo objetivo é aumentar a participação de fontes alternativas de energia na matriz energética brasileira. A primeira etapa do PROINFA é a contratação de 3,3GW de potência instalada de fontes alternativas, mediante duas chamadas públicas (ocorridas em Abril e Outubro de 2004), para início de operação comercial no final de 2006, cuja data foi prorrogada para o final de 2007. A segunda etapa é a continuidade da primeira, que contempla a ampliação da participação de fontes alternativas até que se atinja um total de capacidade instalada capaz de atender 10% do consumo de energia elétrica do país, até 2024. A data de realização da 2^a etapa ainda não foi definida, apenas com previsão para o final de 2007 ou início de 2008.

Livre Negociação com Fontes Incentivadas

As PCH's enquadradas como fontes incentivadas tem direito de venda de energia diretamente para consumidores que possuam carga igual ou superior a 500 kW, ampliando o universo de consumidores potencialmente livres que anteriormente só era permitido a consumidores com demanda superior a 3MW, com energia proveniente de fontes convencionais.

8 ESTUDOS PARA MAXIMIZAR OS BENEFÍCIOS DAS PCH'S

8.1 ESTUDOS HIDROLÓGICOS E ENERGÉTICOS

8.1.1 ESTUDOS HIDROLÓGICOS

O ponto de partida para a análise das possibilidades de maximizar os benefícios das PCH's com longo tempo de operação são os estudos hidrológicos. O objetivo deste estudo é determinar as séries de vazões médias mensais nos rios onde se encontram os aproveitamentos, para posterior avaliação do potencial hidrelétrico dos mesmos.



Esta análise hidrológica foi realizada pela HIDRO Consultores Energéticos LTDA., e como já mencionado anteriormente, foram estudadas apenas duas PCH's (Areal e Piabanha) que posteriormente servirão de base para generalizar a metodologia.

A PCH Areal está em operação no rio Preto a montante da confluência com o rio Piabanha, enquanto que a PCH Piabanha está em operação no rio Piabanha a montante da confluência com o rio Fagundes, sendo que ambas as PCH's encontram-se no Estado de Minas Gerais.

Cabe ainda salientar a importância destes estudos visto que ao final dos mesmos a energia assegurada é recalculada e como já visto anteriormente é ela que garantirá maiores valores de venda de energia nos contratos.

8.1.1.1 DISPONIBILIDADE DE DADOS HIDROLÓGICOS

São basicamente dois tipos de dados, os pluviométricos e os fluviométricos. Estes dados são obtidos junto aos diversos órgãos federais e estaduais, como a Agência Nacional de Águas (ANA) e a Fundação Superintendência Estadual de Rios e Lagoas (SERLA), que dispõem de estações de medição em várias regiões de diversas bacias.

Para o caso estudado, tem-se a localização dos postos pluviométricos e fluviométricos na bacia do rio Piabanha e na região circunvizinha no desenho “Bacia Hidrográfica nas PCH Piabanha e PCH Areal – Disponibilidade de Dados Pluviométricos e Fluviométricos” que se encontra no ANEXO.

Dados Pluviométricos

A partir destes dados pode-se determinar o volume de água que, em virtude das precipitações, se torna disponível nos cursos de águas para ser aproveitado na geração de energia.

Referem-se à altura e intensidade das chuvas. Altura de precipitação significa a altura de lâmina de água que cobriria o solo se toda a água caída permanecesse sobre o mesmo, sem escorrer, infiltrar



ou evaporar (Souza; Fuchs; Santos, 1993, p.82) e esta característica é função do tempo, tratando-se de uma função crescente. A intensidade de chuva é a derivada da função altura de precipitação, significando então, a quantidade de chuva por unidade de tempo (mm/minuto, por exemplo) que cai num determinado local.

O estudo inicia-se com uma pesquisa junto aos órgãos federais e estaduais que dispõem de estações na região da bacia em questão, deve-se então, selecionar os postos pluviométricos que dispõe de séries longas de observações e cuja localização indique sua utilidade para o objetivo do estudo.

Para exemplificar a escolha destes postos, tem-se abaixo uma tabela com os postos escolhidos para se fazer o estudo das PCH's Areal e Piabanhá:

Código ANA	Nome da Estação	Município	Altitude	Entidade	Período de Observações
2242027	Fazenda Sobradinho	19060000	650	ANA	71
2243010	Itamarati-SE	19039000	1085	ANA	68
2243011	Rio da Cidade	19039000	704	ANA	68
2243012	Pedro do Rio	19039000	645	ANA	68
2243013	Areal (Granja Gabi)	19062000	450	ANA	68
2243014	Fagundes	19039000	460	ANA	68
2243015	Moura Brasil	19062000	270	ANA	71
2243016	Moreli	19039000	600	ANA	52

Dados Fluviométricos

Tem por objetivo a medição da vazão de um rio em várias de suas seções ao longo do tempo, de modo a se levantar as suas séries históricas. A partir deste estudo, as vazões médias diárias, mensais ou anuais podem ser calculadas e gráficos representativos podem ser gerados, tais como as curvas de permanência, curvas-chaves (cota x descarga) e outros diagramas muito úteis para o conhecimento da bacia em questão.



A curva-chave é uma curva que contém no eixo das ordenadas as alturas dos níveis de água e, no eixo das abscissas, as vazões correspondentes (Souza; Fuchs; Santos, 1993, p.92). Já as curvas de permanências fornecem, para cada valor assumido da variável representada, a porcentagem do tempo na qual os valores correntes observados na série histórica conhecida são iguais ou maiores do que ele. Esse tipo de gráfico é de fundamental importância, não só porque ajuda a identificar valores característicos de níveis ou vazões associados a diferentes probabilidades de permanência, mas também porque fornece subsídios para os estudos de desvio do rio e do enchimento do reservatório.

Para a obtenção dos dados fluviométricos, deve-se fazer um levantamento junto aos órgãos federais e estaduais que dispõem de estações na região da bacia em questão, com base neste levantamento deve-se selecionar os postos fluviométricos que dispõe de séries longas de observações e cuja localização indique sua utilidade para o objetivo do estudo.

Como exemplo, tem-se os postos escolhidos para o caso das PCH's Areal e Piabanha, todos sob concessão da ANA:

Código ANA	Nome da Estação	Código	Curso d'Água	Período de Observações
58405000	Pedro do Rio	58400000	Piabanha	76
58409000	Areal-Rn	58400000	Piabanha	57
58420000	Fazenda Sobradinho	58411000	Preto	71
58425000	Moreli	58411000	Preto	59
58434000	Fagundes	58412000	Fagundes	70
58440000	Moura Brasil	58400000	Piabanha	76

Bases Cartográficas

A base cartográfica é uma representação estática da superfície de um determinado terreno, estando sensível à dinâmica temporal de alterações da área. Um dos principais objetivos ao se confeccionar uma base cartográfica é representar os aspectos naturais ou artificiais da superfície terrestre.



Na sua elaboração são utilizadas as folhas topográficas, geradas pelo mapeamento sistemático do IBGE, sendo definidos dois elementos principais: a planimetria (que é obtida pela projeção cilíndrica da superfície terrestre sobre um plano horizontal) e a altimetria (representação das distâncias verticais de um certo número de pontos referidos ao plano horizontal de projeção, ou seja, o relevo).

A base cartográfica deve ser obtida junto ao IBGE e é de grande importância para o sistema, visto que todas as análises espaciais são executadas sobre a mesma.

No caso das PCH's estudadas, a QUANTA GERAÇÃO disponibilizou as bases cartográficas do IBGE na escala 1:50.000 na região da bacia do rio Piabanha, compreendendo as folhas Paraíba do Sul, Miguel Pereira, Itaipava, Teresópolis, Petrópolis, Três Rios, Nova Friburgo, Anta e Duas Barras.

O desenho “Bacia Hidrográfica nas PCH Piabanha e PCH Areal – Disponibilidade de Dados Pluviométricos e Fluviométricos” apresenta a bacia do rio Piabanha e as sub-bacias nas PCH's Areal e Piabanha e nos postos fluviométricos cuja delimitação considerou as características fisiográficas e geomorfológicas da região.

As áreas de drenagem das sub-bacias hidrográficas do rio Piabanha nas PCH's Areal e Piabanha resultaram, respectivamente, em 1.047 e 1.614 km². Este área de drenagem é representada pela área plana (projeção horizontal) compreendida dentro dos limites estabelecidos pelos seus divisores topográficos, que se comportam como uma linha que une os pontos de máxima cota em torno da bacia, dividindo as águas de precipitações que escoam para bacias vizinhas e as que contribuem para o escoamento superficial da mesma.

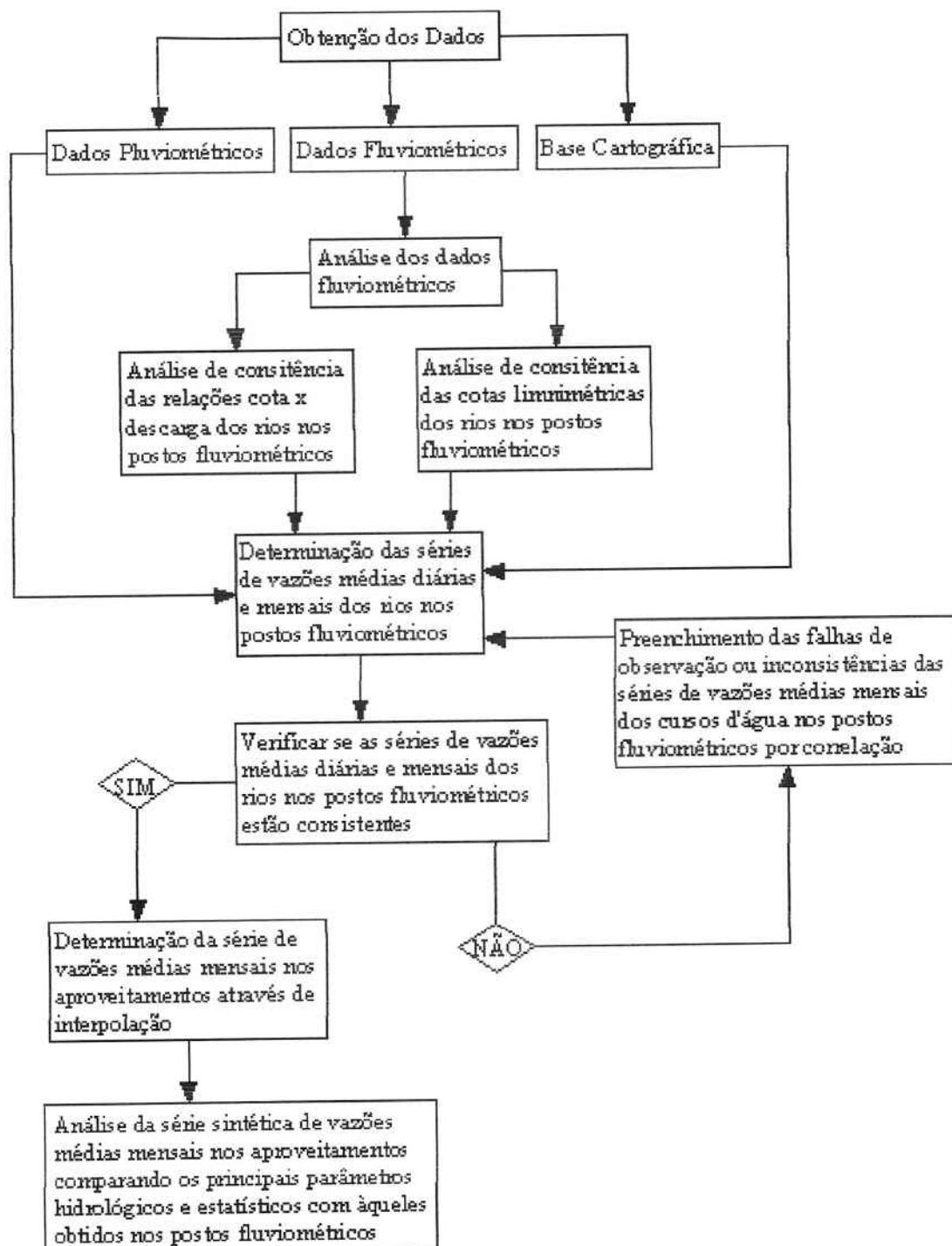


8.1.1.2 METODOLOGIA DOS ESTUDOS HIDROLÓGICOS

O ponto de partida é a obtenção dos dados hidrológicos. Deve-se existir suficiência de dados fluviométricos para a determinação precisa de séries extensas e confiáveis de vazões médias mensais nos rios em questão. Uma vez que a determinação do potencial de geração dos aproveitamentos exige séries longas e representativas de vazões, a metodologia a ser utilizada neste estudo será baseada nos seguintes pontos básicos:

- análise de consistência das relações cota x descarga (curvas-chaves) dos rios nos postos fluviométricos selecionados;
- análise de consistência das cotas limnimétricas dos rios nos postos fluviométricos selecionados;
- determinação das séries de vazões médias diárias e mensais dos rios nos postos fluviométricos;
- análise de consistência das séries de vazões médias diárias e mensais dos rios nos postos fluviométricos;
- preenchimento das falhas de observação ou inconsistências das séries de vazões médias mensais dos cursos d'água nos postos fluviométricos por correlação;
- determinação da série de vazões médias mensais do rio Preto na PCH Areal e do rio Piabanha na PCH Piabanha através de interpolação;
- análise da série sintética de vazões médias mensais do rio Preto na PCH Areal e do rio Piabanha na PCH Piabanha comparando os principais parâmetros hidrológicos e estatísticos com aqueles obtidos para os postos fluviométricos.

A seguir tem-se um fluxograma resumindo esta metodologia.



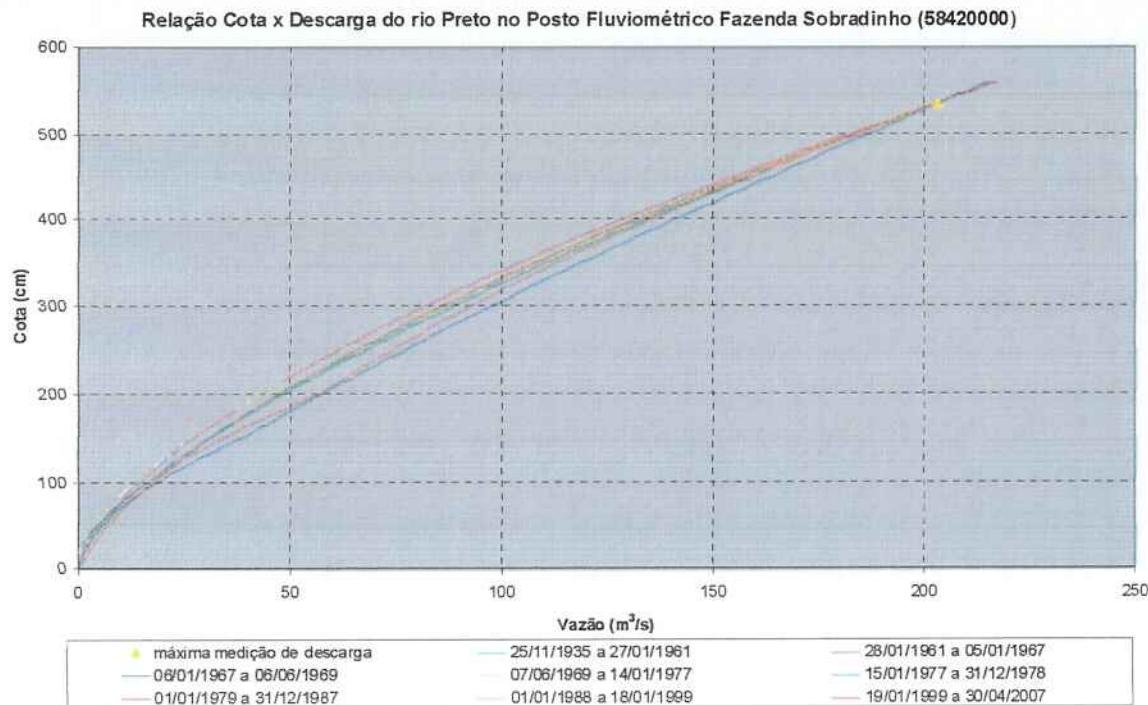


Análise da Consistência das Relações Cota x Descarga

A análise de consistência dos dados fluviométricos tem início com a verificação das relações cota x descarga, também chamada de curva-chave. Para esta verificação, deve-se elaborar gráficos com os pares de cotas e vazões médias diárias dos cursos d'água fornecidos pela ANA para os postos fluviométricos selecionados e incluir nestes gráficos os conjuntos de medições de descarga fornecidos pela ANA no respectivo período, permitindo verificar sua coerência com as correlações entre as cotas e vazões médias diárias. Caso a relação cota x descarga não for considerada adequada num dado período, deve-se determinar novas relações para estes períodos.

A obtenção desta curva parte das medições das alturas das águas para uma determinada seção do rio e para cada uma destas alturas é medida a vazão correspondente. A partir destas medições deve-se obter um grande número de pontos que posteriormente serão equacionados através de métodos matemáticos apropriados, como o dos mínimos quadrados e o de Stevens, de modo a permitir o traçado da curva.

Para exemplificar a metodologia acima descrita, será considerado o posto Fazenda Sobradinho no rio Preto. Para este caso, as relações cota x descarga não foram julgadas adequadas uma vez que desconsideraram a máxima descarga observada de $203 \text{ m}^3/\text{s}$ correspondente à cota 203 cm. Desta forma foram determinadas novas relações cota x descarga para 8 períodos distintos. A figura abaixo apresenta as relações cota x descarga determinadas.



Esta análise é feita para todos os postos fluviométricos selecionados e suas possíveis relações cota x descarga inconsistentes são corrigidas.

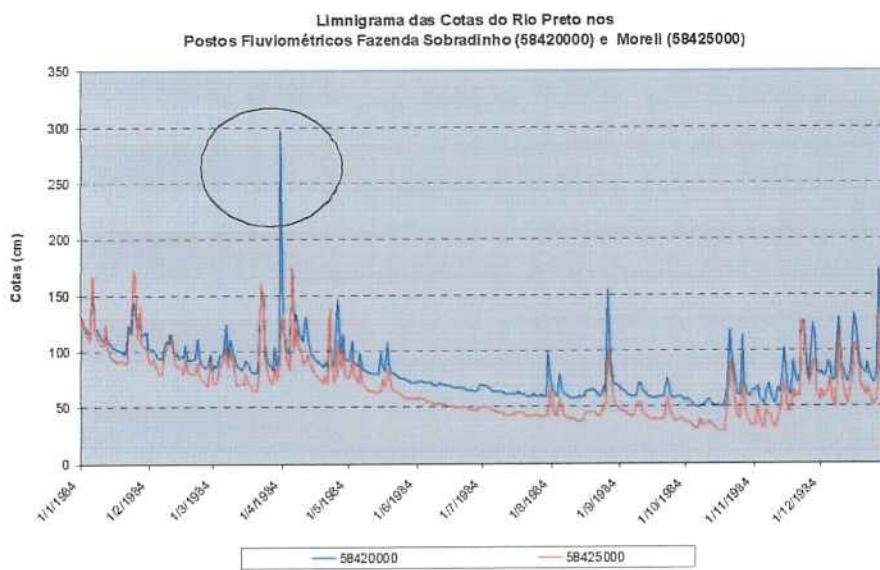
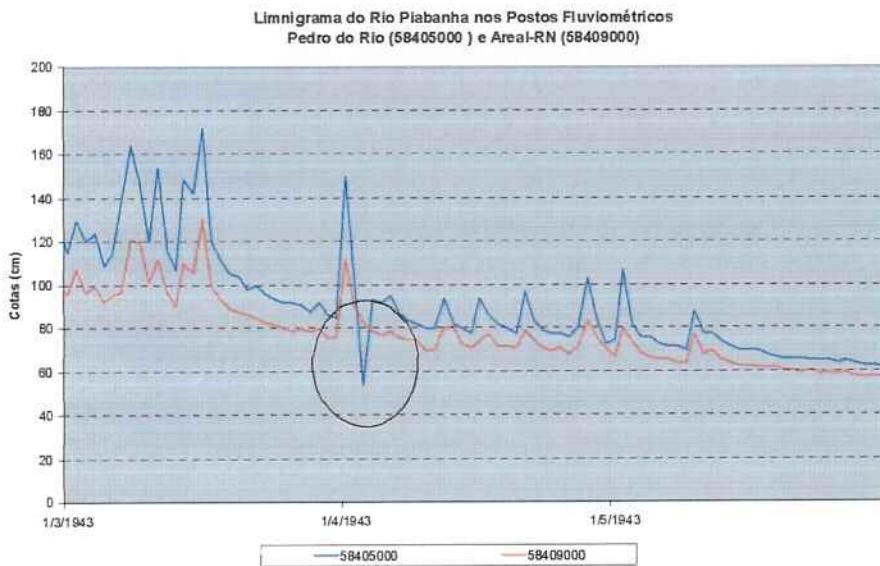
Análise da Concistênciadas Cotas Limnimétricas

A análise de consistência dos dados fluviométricos continua com a verificação das cotas limnimétricas médias diárias fornecidas pela ANA para os postos selecionados. Esta análise considera em conjunto os limnigramas ou cotogramas dos postos fluviométricos.

A análise dos limnigramas permite constatar eventuais inconsistências, bem como identificar as datas onde ocorreram alterações num determinado posto fluviométrico, como por exemplo, o deslocamento da régua limnimétrica ou evidentes erros de digitação, devendo então, seus valores serem corrigidos. Nos demais casos de inconsistência, os valores de cotas médias diárias devem ser eliminados da série.



A título ilustrativo, para as duas PCH's analisadas, são apresentadas em algumas figuras os limnigramas dos rios Piabanha e Preto nos postos fluviométricos apresentando alguns casos onde foram constatadas inconsistências ou mudança na régua.





Determinação da Vazão nos Postos Selecionados

As séries de vazões médias diárias dos rios nos postos fluviométricos selecionados são determinadas utilizando as respectivas séries de cotas limnimétricas médias diárias e as relações cota x descarga fornecidas e revisadas como descrito anteriormente e um software especializado. Deve-se então, verificar a consistência das vazões médias diárias dos rios nos postos fluviométricos selecionados através da análise visual dos hidrogramas, curva representativa da vazão de um rio em uma seção determinada em função do tempo, quando ocorre precipitação na bacia hidrográfica. No caso da constatação de inconsistências, se deve fazer as correções necessárias a partir de nova análise das cotas limnimétricas e da aplicação da relação cota x descarga do período.

A partir das séries de vazões médias diárias deve-se determinar as respectivas séries de vazões médias mensais dos rios nos postos fluviométricos.

Determinação das Vazões nos Aproveitamentos

Os estudos apresentados anteriormente permitiram determinar as séries de vazões médias mensais dos rios nos postos fluviométricos. De posse de séries longas e, portanto, representativas do regime fluvial em rios próximos dos aproveitamentos será possível determinar com adequada precisão as séries de vazões médias mensais nos aproveitamentos através da interpolação utilizando as áreas de drenagem como fator de ponderação.

Para o estudo realizado pode-se notar a partir do desenho “Bacia Hidrográfica nas PCH Piabanha e PCH Areal – Disponibilidade de Dados Pluviométricos e Fluviométricos” que os aproveitamentos Areal e Piabanha ficam localizados entre os postos fluviométricos Moreli (58425000) e Moura Brasil (58440000). Desta forma as séries de vazões nos aproveitamentos foram determinadas tendo como base as séries de vazões nestes postos.



As vazões médias mensais do rio Preto na PCH Areal foram determinadas através da seguinte relação:

$$Q_{PCH_Areal} = Q_{58425000} + \frac{(Q_{58440000} - Q_{58425000})}{(AD_{58440000} - AD_{58425000})} \cdot (AD_{PCH_Areal} - AD_{58425000})$$

onde:

QPCH_Areal é a vazão média mensal do rio Preto na PCH Areal

Q58425000 é a vazão média mensal do rio Preto no posto fluviométrico Moreli (Parada Moreli)

Q58440000 é a vazão média mensal do rio Piabanga no posto fluviométrico Moura Brasil

AD58425000 é a área de drenagem do rio Preto no posto fluviométrico Moreli (Parada Moreli)

AD58440000 é a área de drenagem do rio Piabanga no posto fluviométrico Moura Brasil

ADPCH_Areal é a área de drenagem do rio Preto na PCH Areal.

Por sua vez as vazões médias mensais do rio Piabanga na PCH Piabanga foram determinadas através da seguinte relação:

$$Q_{PCH_Piabanga} = Q_{58425000} + \frac{(Q_{58440000} - Q_{58425000})}{(AD_{58440000} - AD_{58425000})} \cdot (AD_{PCH_Piabanga} - AD_{58425000})$$

onde:

QPCH_Piabanga é a vazão média mensal do rio Piabanga na PCH Piabanga

ADPCH_Piabanga é a área de drenagem do rio Piabanga na PCH Piabanga.

Desta forma são determinadas, no caso do estudo, as séries de vazões médias mensais do rio Preto na PCH Areal e do rio Piabanga na PCH Piabanga para o período de janeiro de 1936 a dezembro de 2006.



8.1.1.3 CONCLUSÃO

Os estudos hidrológicos servem de base para os estudos energéticos, que conseqüentemente determinaram a energia assegurada, sendo esta última a razão principal de toda a análise. O aumento da energia assegurada deve ser acompanhado de uma repotenciação das máquinas e neste caso, devido ao tempo em que as máquinas ficariam paradas, torna-se também interessante fazer a automação dos processos da usina. Pode-se notar então, que os estudos hidrológicos são a base de todo processo de modernização.

8.1.2 ESTUDOS ENERGÉTICOS

O objetivo dos estudos energéticos é determinar a energia assegurada de uma PCH para diversas alternativas de motorização fornecendo subsídios para a avaliação da atratividade da repotenciação das unidades geradoras. Para tanto se deve realizar primeiramente os estudos hidrológicos a fim de determinar a série de vazões médias mensais do aproveitamento a ser analisado.

Com o intuito de desenvolver uma metodologia aplicável em qualquer PCH, será tomado como base os estudos realizados pela HIDRO na PCH Areal, em operação no rio Preto a montante da confluência com o rio Piabanga, e na PCH Piabanga, em operação no rio Piabanga a montante da confluência com o rio Fagundes, ambas no Estado de Minas Gerais.

8.1.2.1 DADOS BÁSICOS

Os dados básicos para a completa realização dos estudos energéticos são: queda bruta, rendimento do conjunto turbina-gerador, perda de carga no circuito hidráulico, indisponibilidade forçada e programada, vazão sanitária e usos consumptivos, além das séries de vazões médias mensal obtidas pelos estudos hidrológicos.



A fim de exemplificar a forma como estes dados devem ser obtidos e/ou coletados tem-se abaixo os dados das PCH's analisadas, Areal e Piabanha.

A PCH Areal pode ser considerada a fio d'água quando analisada com intervalo de tempo mensal e é constituída por duas unidades Francis com 9 MW, totalizando 18 MW instalados, sendo que o rendimento médio do conjunto turbina-gerador é de 75,6 %. A queda líquida média é 60,80 m e desta forma a perda de carga média no circuito hidráulico é de 5,1 %. Não foram fornecidos os dados de indisponibilidade forçada e programada e então, para a situação atual, foi estimado um fator de indisponibilidade de 10 %, e considerando um cenário futuro, com uma possível repotenciação, julgou-se adequado adotar um fator de indisponibilidade de 5 %. A QUANTA GERAÇÃO não informou dados referentes à vazão sanitária e aos usos consumptivos, sendo considerado então, valor nulo para a vazão sanitária e ausência de usos consumptivos.

A PCH Piabanha também pode ser considerada a fio d'água e constituída por três unidades Francis com 3 MW, totalizando 9 MW instalados, sendo que o rendimento médio do conjunto turbina-gerador é de 75,6 %. A queda líquida média é 49,70 m e desta forma a perda de carga média no circuito hidráulico é de 5,1 %. Não foram fornecidos os dados de indisponibilidade forçada e programada e então, para a situação atual, foi estimado um fator de indisponibilidade de 10 %, e considerando um cenário futuro, com uma possível repotenciação, julgou-se adequado adotar um fator de indisponibilidade de 5 %. A QUANTA GERAÇÃO não informou dados referentes à vazão sanitária e aos usos consumptivos, sendo considerado então, valor nulo para a vazão sanitária e ausência de usos consumptivos.

Cabe ressaltar que alguns destes dados foram obtidos junto ao grupo QUANTA GERAÇÃO que dispunha de alguns valores sendo que os dados inexistentes foram estimados baseados em valores padrões para as circunstâncias descritas.



8.1.2.2 CENÁRIOS CONSIDERADOS

Os estudos energéticos realizados pela HIDRO para as PCH's Areal e Piabanha baseiam-se em dois cenários, descritos a seguir:

- situação atual que considera que seriam mantidas as unidades geradoras atuais, estando previsto apenas uma modernização;
- situação futura que considera a repotenciação das unidades geradoras podendo, eventualmente, substituir as máquinas existentes.

Ao fim da análise umas das duas opções acima será escolhida como a mais atrativa.

8.1.2.3 METODOLOGIA

Para o caso dos estudos realizados pela HIDRO, a metodologia adotada para a avaliação do potencial hidrelétrico das PCH's foi a simulação da operação mensal para um longo e significativo período (janeiro de 1936 a dezembro de 2006) correspondente à extensão da série de vazões médias mensais do rio no local do aproveitamento.

As simulações da operação das PCH's foram feitas através de duas metodologias e modelagens com objetivos diferentes, mas complementares, a saber:

- simulações detalhadas que consideram a queda bruta e líquida variável em cada mês do período de análise e utilizam algoritmos de otimização para o despacho das unidades de geração. Estas simulações são utilizadas para a determinação do potencial energético do aproveitamento, bem como para a definição dos parâmetros hidráulico-energéticos característicos para fins do cálculo da energia assegurada através da metodologia utilizada pela ANEEL;



- simulações simplificadas seguindo a metodologia da ANEEL com o objetivo exclusivo de determinação da energia assegurada para fins de comercialização da produção energética. Esta metodologia considera uma queda líquida média constante utilizada para determinar a produtibilidade da usina, parâmetro constante durante a simulação simplificada da operação. A simulação é desenvolvida determinando a energia mensal através do produto da produtibilidade da usina pela vazão afluente do mês, limitada pela potência instalada. Finalmente, a energia assegurada é determinada pelo produto do valor médio da série de energia mensal gerada pelo aproveitamento e o fator de disponibilidade.

Para a simulação detalhada da operação foi utilizado o modelo HIDRO, incluindo a sub-rotina de programação não linear. Para cada mês do histórico de vazões foi verificado o despacho ótimo, ou seja, o número de máquinas e as vazões turbinadas que deveriam ser alocadas em cada unidade para maximizar a produção de energia.

As simulações detalhadas com o modelo HIDRO permitirão obter a energia média de longo termo da PCH, bem como outros parâmetros característicos. Estes parâmetros serão utilizados para a modelagem e simulação simplificada da operação da PCH seguindo a metodologia da ANEEL, permitindo obter a energia assegurada.

8.1.2.4 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

A seguir serão apresentados os resultados obtidos para as simulações nas PCH's Areal e Piabanga a fim de exemplificar o processo.

Simulações Detalhadas

A metodologia descrita foi aplicada na análise do potencial de geração hidrelétrica, desenvolvendo-se a modelagem e a simulação detalhada da operação das PCH's para o período considerado. É



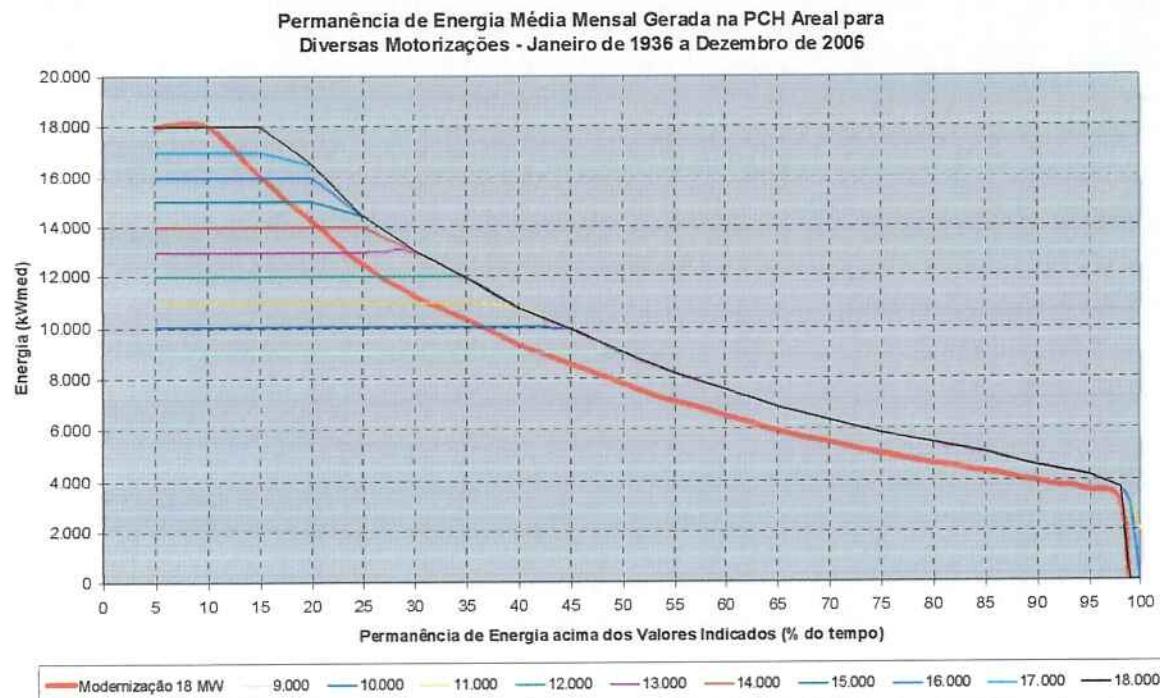
importante citar que nas simulações foram considerados limites mínimos de geração hidrelétrica correspondentes a 35 % da potência instalada em cada unidade.

Para a repotenciação são consideradas 10 alternativas de potência instalada, variando de acordo com a capacidade de cada PCH, e então, a simulação detalhada da operação do aproveitamento permite determinar as séries de energia gerada nas PCH's, as séries de energia média, mínima e máxima de longo termo para cada alternativa de potência instalada, as principais estatísticas das séries de energias médias mensais e o fator de capacidade (relação entre a energia média e a potência instalada), além das energias garantidas produzidas pelas PCH's para diferentes garantias.

Os dados mencionados acima permitem elaborar as curvas de permanência da energia gerada nas PCH's para as 10 alternativas de potência instalada e a relação entre a potência instalada e a energia média de longo termo, considerando a indisponibilidade de 10 % na situação atual e de 5 % na situação futura.

A fim de exemplificar estes dados, a seguir serão apresentados os valores em forma de tabelas e a curvas de permanência obtida para as simulações de PCH Areal.

Parâmetros	Energia Média e Garantia (kWh/med)							
	Modernização	Potência (kW)	Reservatório	Garantia (kW)	Reservatório	Garantia (kW)	Reservatório	Garantia (kW)
Média com reservatório	8.196	7.113	7.559	7.954	8.301	8.604	8.872	9.109
Média MLT	9.112	7.490	7.960	8.376	8.742	9.061	9.342	9.592
Máxima	18.000	9.000	10.000	11.000	12.000	13.000	14.000	15.000
Mínima	0	2.009	2.009	2.009	0	0	0	0
Desvio-Padão	4.906	1.861	2.263	2.657	3.042	3.415	3.762	4.092
Fator de Capacidade	0.46	0.79	0.76	0.72	0.69	0.66	0.63	0.61
Garantia (%)	5	18.000	9.000	10.000	11.000	12.000	13.000	14.000
	10	18.000	9.000	10.000	11.000	12.000	13.000	14.000
	15	16.050	9.000	10.000	11.000	12.000	13.000	14.000
	20	14.263	9.000	10.000	11.000	12.000	13.000	14.000
	25	12.517	9.000	10.000	11.000	12.000	13.000	14.000
	30	11.273	9.000	10.000	11.000	12.000	13.000	13.018
	35	10.348	9.000	10.000	11.000	11.949	11.949	11.949
	40	9.339	9.000	10.000	10.778	10.778	10.778	10.778
	45	8.562	9.000	9.887	9.887	9.887	9.887	9.887
	50	7.778	8.981	8.981	8.981	8.981	8.981	8.981
	55	7.085	8.182	8.182	8.182	8.182	8.182	8.182
	60	6.547	7.560	7.560	7.560	7.560	7.560	7.560
	65	5.940	6.859	6.859	6.859	6.859	6.859	6.859
	70	5.482	6.331	6.331	6.331	6.331	6.331	6.331
	75	5.064	5.848	5.848	5.848	5.848	5.848	5.848
	80	4.695	5.421	5.421	5.421	5.421	5.421	5.421
	85	4.362	5.037	5.037	5.037	5.037	5.037	5.037
	90	3.966	4.580	4.580	4.580	4.580	4.580	4.580
	95	3.616	4.175	4.175	4.175	4.175	4.175	4.175
	98	3.155	3.643	3.643	3.643	3.643	3.643	3.643
	99	0	3.057	3.057	3.057	3.057	3.057	3.057
	100	0	2.009	2.009	0	0	0	0



Simulações para a Determinação da Energia Assegurada

A partir da utilização dos parâmetros hidráulico-energéticos obtidos na simulação detalhada e da produtibilidade, que é a produção em MW de cada m³/s turbinado, obtida através de alguns dados da usina, como a queda líquida e o rendimento do grupo turbina-gerador, inicia-se a modelagem e simulação da operação das PCH's seguindo a metodologia simplificada adotada pela ANEEL que permite a determinação da energia assegurada.

Através das simulações é possível obter as séries de energias médias, máximas e mínimas mensais, desvio-padrão, fator de capacidade, energias asseguradas (produto da energia média pelo fator de disponibilidade) e as energias garantidas produzidas pelas PCH's para diferentes garantias. Além destes dados também se obtém as curvas de permanência da energia gerada nas PCH's para as 10 alternativas de potência instalada e a relação entre a potência instalada e a energia assegurada, considerando a indisponibilidade de 10 % na situação atual (modernização) e de 5 % na situação futura (repotenciação).



Apenas com o intuito de exemplificar os dados e resultados, encontram-se a seguir as simulações realizadas para a PCH Piabanga.

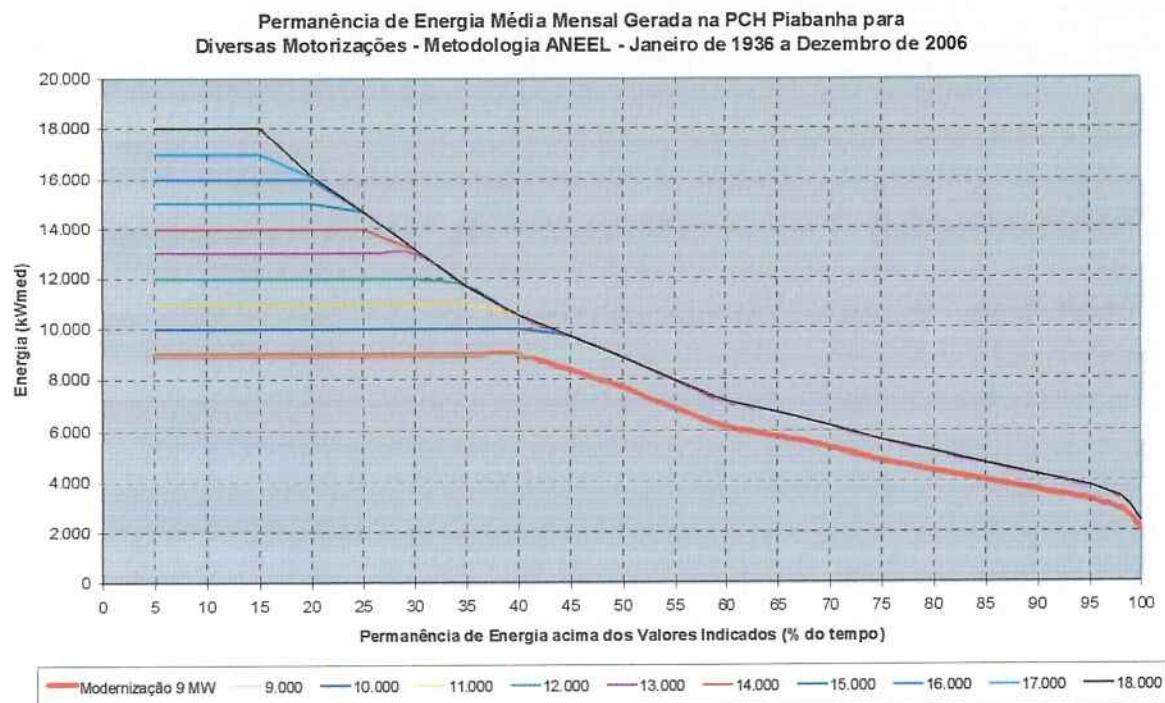
A queda líquida média é de 49,7 m e o rendimento médio do conjunto turbina-gerador na situação atual é de 75,6 % enquanto na situação futura é de 87,3%, desta forma, a produtibilidade na situação atual resultou em 368,62 kWmed/m³/s enquanto na situação futura resultou em 425,67kWmed/m³/s. Foram desenvolvidas então, as simulações da operação da PCH Piabanga utilizando as produtibilidades apresentadas e a série de vazões de janeiro de 1936 a dezembro de 2006.

A tabela a seguir apresenta um resumo dos resultados das simulações simplificadas, incluindo as principais estatísticas das séries de energias geradas médias mensais, as energias asseguradas e as energias garantidas produzidas pela PCH Piabanga para diferentes garantias.

As figuras apresentam as curvas de permanência da energia gerada para as 10 alternativas de potência instalada e a relação entre a potência instalada e a energia assegurada, considerando a indisponibilidade de 10 % na situação atual e de 5 % na situação futura.



Parâmetros	Energia Média e Garantida (kWh med)							
	Moderização	Reparação	Potência (kW)					
Média com indisponibilidade	9.000	9.000	10.000	11.000	12.000	13.000	14.000	15.000
Média MLT	6.215	6.962	7.420	7.802	8.143	8.451	8.725	8.970
Máxima	7.327	7.730	8.267	8.743	9.177	9.576	9.944	10.280
Minima	9.000	9.000	10.000	11.000	12.000	13.000	14.000	15.000
Desvio-Padrão	2.079	2.401	2.401	2.401	2.401	2.401	2.401	2.401
Fator de Capacidade	2.020	1.767	2.174	2.573	2.970	3.364	3.751	4.126
Garantia (%)	0.69	0.78	0.74	0.71	0.68	0.65	0.62	0.60
5	9.000	9.000	10.000	11.000	12.000	13.000	14.000	15.000
10	9.000	9.000	10.000	11.000	12.000	13.000	14.000	15.000
15	9.000	9.000	10.000	11.000	12.000	13.000	14.000	15.000
20	9.000	9.000	10.000	11.000	12.000	13.000	14.000	15.000
25	9.000	9.000	10.000	11.000	12.000	13.000	14.000	15.000
30	9.000	9.000	10.000	11.000	12.000	13.000	13.133	13.133
35	9.000	9.000	10.000	11.000	11.704	11.704	11.704	11.704
40	9.000	9.000	10.000	10.536	10.536	10.536	10.536	10.536
45	8.363	9.000	9.681	9.681	9.681	9.681	9.681	9.681
50	7.695	8.885	8.885	8.885	8.885	8.885	8.885	8.885
55	6.869	7.932	7.932	7.932	7.932	7.932	7.932	7.932
60	6.148	7.100	7.100	7.100	7.100	7.100	7.100	7.100
65	5.787	6.683	6.683	6.683	6.683	6.683	6.683	6.683
70	5.319	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142	6.142
75	4.850	5.601	5.601	5.601	5.601	5.601	5.601	5.601
80	4.442	5.129	5.129	5.129	5.129	5.129	5.129	5.129
85	4.040	4.666	4.666	4.666	4.666	4.666	4.666	4.666
90	3.664	4.231	4.231	4.231	4.231	4.231	4.231	4.231
95	3.271	3.777	3.777	3.777	3.777	3.777	3.777	3.777
98	2.882	3.328	3.328	3.328	3.328	3.328	3.328	3.328
99	2.598	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
100	2.079	2.401	2.401	2.401	2.401	2.401	2.401	2.401



8.1.2.5 RESULTADOS E CONCLUSÕES DAS SIMULAÇÕES

Para permitir uma comparação das alternativas deve-se analisar em conjunto as curvas de permanência de energia e as relações das energias média e assegurada em função da potência instalada.

Os estudos energético-econômicos usualmente indicam para pequenas centrais hidrelétricas uma potência instalada que resulta em um fator de capacidade entre 0,65 e 0,75. Desta forma, pode-se verificar, através das simulações qual a faixa de potência instalada em cada PCH. A eventual repotenciação das unidades geradoras resultaria em um aumento do rendimento turbina-gerador e uma diminuição da indisponibilidade que propiciaria um ganho de energia assegurada para cada PCH.

Para a PCH Areal a potência instalada deveria estar situada entre 12 e 14 MW, logo, sua potência instalada de 18 MW está um pouco acima do usual. A eventual repotenciação das unidades

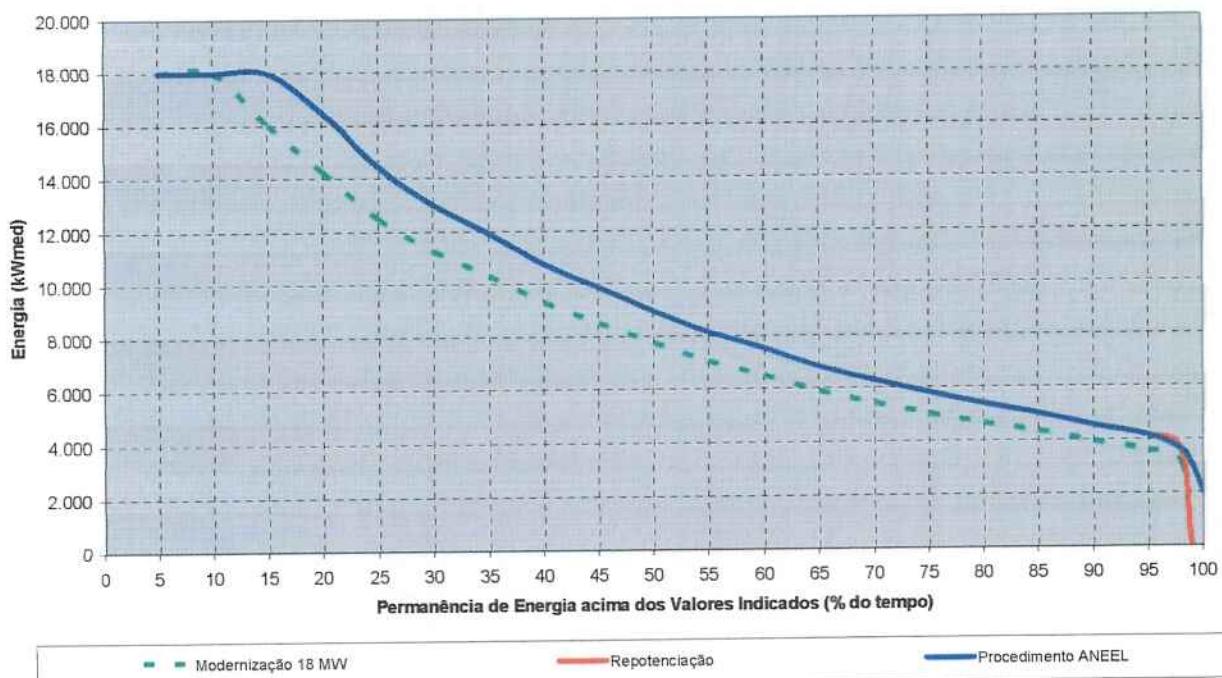


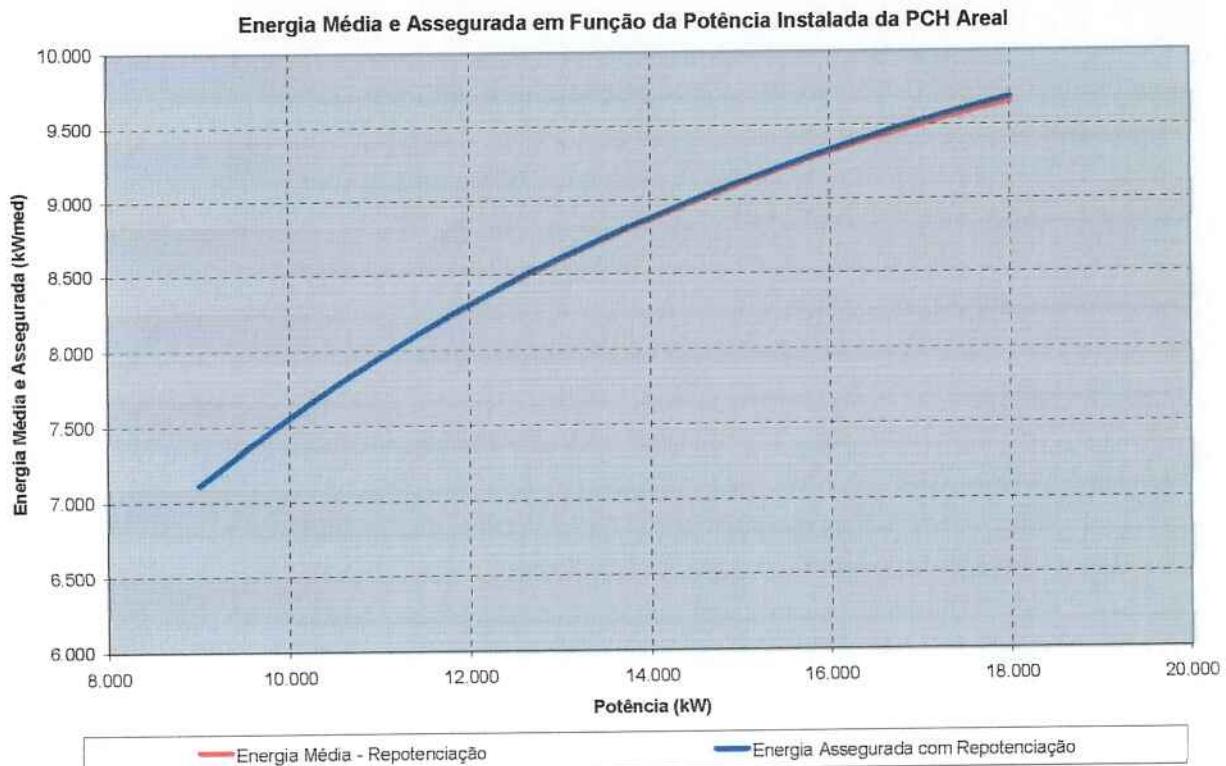
geradoras mantendo a potência instalada de 18 MW resultaria em um aumento do rendimento turbina-gerador e uma diminuição da indisponibilidade que propiciaria um ganho de energia assegurada de 1,45 MWmed.

Já no caso da PCH Piabanga os estudos indicam que a potência instalada deveria estar situada entre 10 e 13 MW, logo sua potência instalada de 9 MW está um pouco abaixo do usual. A eventual repotenciação das unidades geradoras e o aumento da potência instalada para 13 MW por exemplo, resultaria um ganho de energia assegurada de 2,24 MWmed.

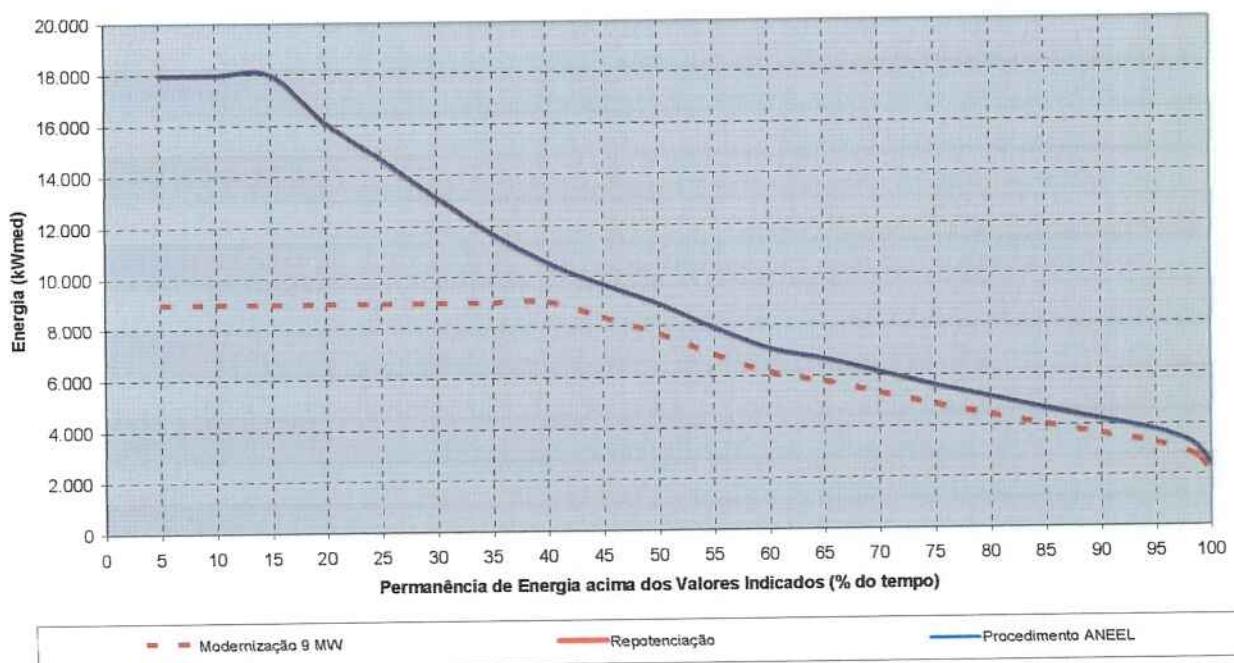
A seguir tem-se os gráficos ilustrando as curvas de permanência e as relações das energias média e assegurada em função da potência instalada, para as duas PCH's estudadas.

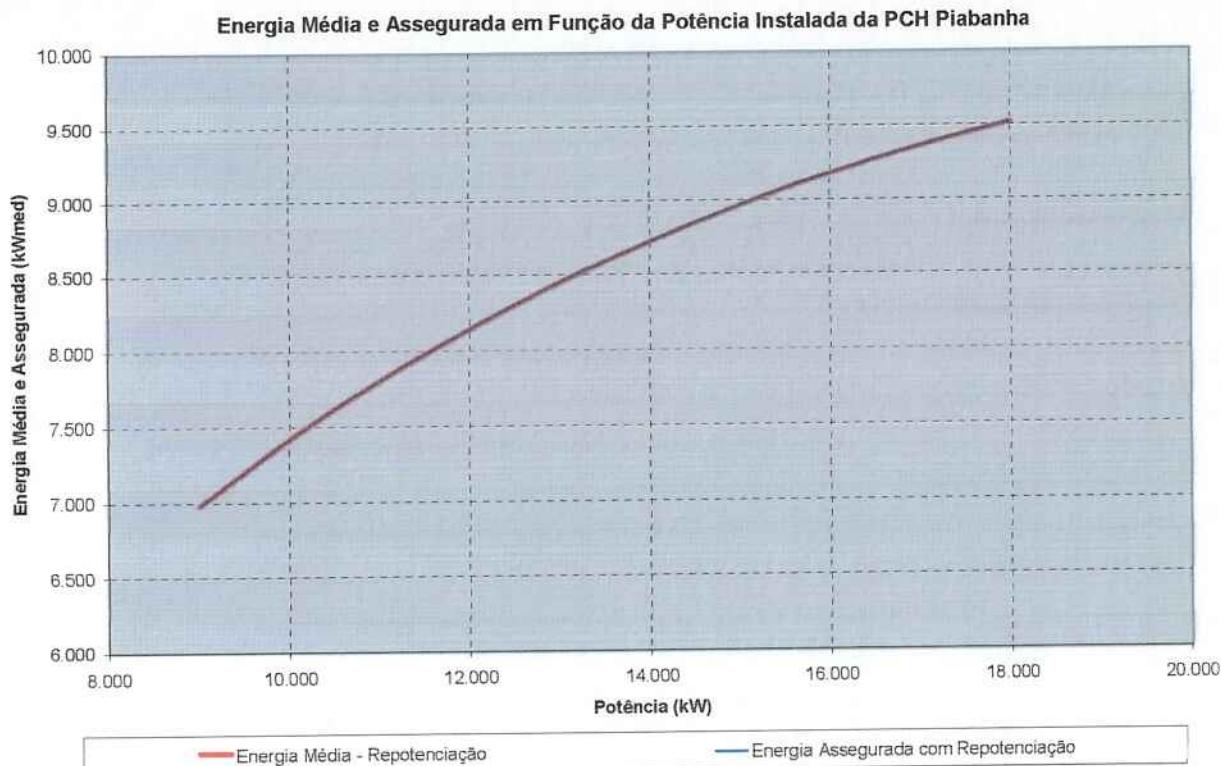
Permanência de Energia Média para as Diversas Alternativas e no Procedimento ANEEL na PCH Areal para Potência Instalada de 18.000 kW





Permanência de Energia Média para as Diversas Alternativas e no Procedimento ANEEL na PCH Piabanha para Potência Instalada de 18.000 kW





8.2 AUTOMAÇÃO

A automação é outra possível vertente para maximizar os benefícios das PCH's.

O termo automação elétrica é usado para designar os sistemas digitais que são responsáveis pela supervisão, comando, controle e proteção dos vários componentes do sistema elétrico.

O núcleo de um sistema de automação é denominado de sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) em virtude de suas funções de coleta de dados e atuação sobre os equipamentos no campo. Um centro de controle é formado por um ou mais sistemas SCADA interligados em rede através de um sistema de comunicação a equipamentos digitais robustos que se interfaceiam com o sistema de potência. Esses módulos de hardware são denominados de UTR (Unidades Terminais Remotas) ou CLP (Controladores Lógicos Programáveis), conforme a tecnologia utilizada na sua fabricação e são genericamente identificados por UAC's (Unidades de Aquisição e Controle).

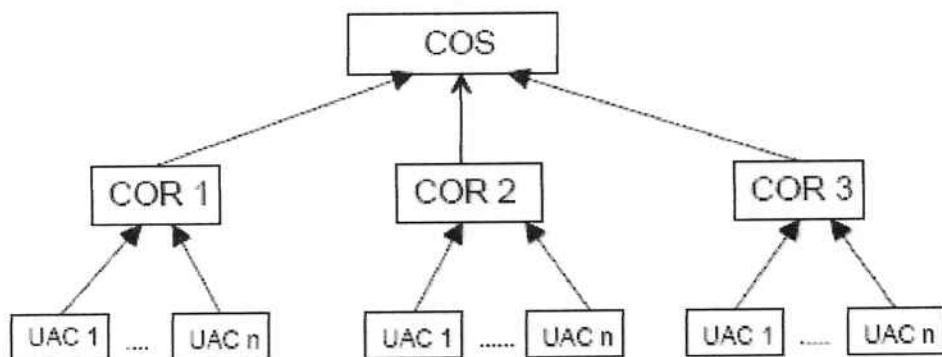


O Sistema Digital de Supervisão e Controle (SDSC) provê os meios para coordenação da operação e da manutenção do sistema elétrico, isto de uma forma global. Este sistema é composto por vários níveis hierárquicos de ação como mostrado na figura abaixo, onde podem ser identificados os seguintes níveis:

UAC- Unidade de Aquisição de Dados e Controle;

COR- Centro de Operação Regional;

COS- Centro de Operação do Sistema.



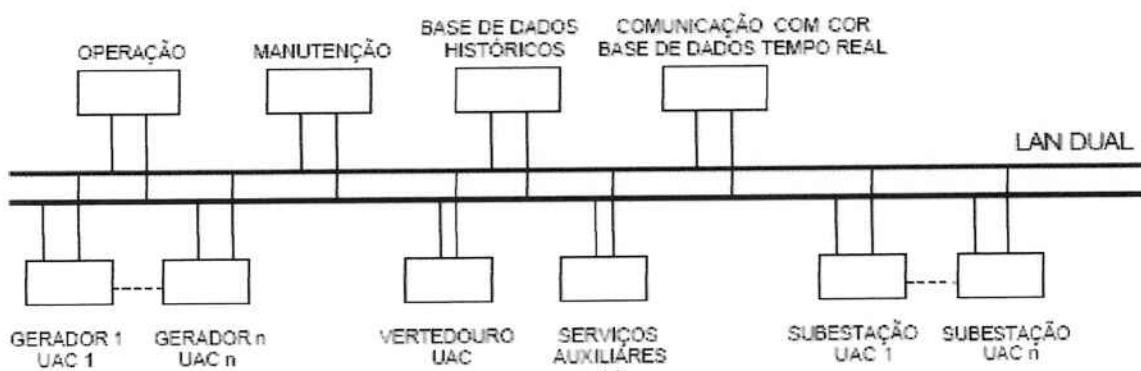
Nas UAC's ocorre a aquisição de dados do processo e o comando de manobra de equipamentos. Neste nível encontram-se a interface com o processo sendo que cabe aos sensores e atuadores adequarem as grandezas que são supervisionadas e/ou comandadas.

Os dados referentes as UAC's são comunicados ao COR via canal de telecomunicações, e cabe a estes centros regionais a operação e o atendimento das subestações e usinas de uma região da área global. Dele partem, por exemplo, os sinais de telecomando dos disjuntores, os sinais para partir e conectar um dado gerador na usina. É no COR, através de uma Interface Homem Máquina (IHM), que o operador toma conhecimento dos alarmes, da seqüência de eventos, das medições, bem como executa os telecomandos pertinentes, em resumo, é COR que reside a função SCADA.



No COS encontram-se as facilidades para a operação global centralizada do sistema e a coordenação da geração e carga. É neste centro de operação que se encontram as funções denominadas de "alto nível" onde são obtidas as informações necessárias a operação adequada e segura do sistema.

O sistema digital de usina visa prover os meios para sua operação e manutenção, tendo a seguinte configuração:



Todos os membros da rede comunicam-se entre si através de rede de comunicação local (LAN) de alta velocidade, redundante, para maior confiabilidade, sendo que o meio físico da rede pode ser cabo de fibra óptica, cabo óptico plástico ou ainda cabo convencional com blindagem reforçada (dupla).

As unidades de interface com o processo podem ser compostas por vários módulos, por exemplo, a UAC do gerador pode ter um módulo para automatismo, outro para seqüência de eventos e outro para as proteções. Estas interfaces com o processo se integram com os reguladores de tensão, de velocidade dos geradores, e com os controladores locais como os das comportas do vertedouro, por exemplo.

O sistema de automação de uma usina pode conter, entre outras, as seguintes funções: comando, aquisição de dados e atuação no processo, proteções, supervisão (sinalização e medição), alarmes,



seqüência de eventos, intertravamentos e bloqueios, seqüências automáticas (partida/parada, sincronização de máquinas), controle de tensão e reativos, controle de potência ativa, controle dos vertedouros, sincronização, relatórios, monitoração de desempenho de equipamentos, oscilografia, autodiagnose, etc.

Neste ponto, cabe ressaltar que o sistema digital de supervisão e controle pode possuir vários níveis de complexidade.

8.2.1 VANTAGENS DA MODERNIZAÇÃO DO SDSC

A modernização do Sistema Digital de Supervisão e Controle de usinas antigas traz inegáveis vantagens e benefícios, como ganhos de produtividade, confiabilidade, qualidade e segurança, redução dos custos operacionais, melhor utilização do pessoal, melhor agilidade operativa e maior eficiência na manutenção.

Como exemplo destes benefícios pode-se imaginar a situação de ocorrência de um grande distúrbio numa PCH com um SDSC sem nenhuma facilidade além das convencionais, ou seja, painéis de comando locais com alarmes e sinalização (apenas as mais significativas), salas de comando com poucos recursos e necessidade de equipes de operadores para garantir a operação confiável. A recolocação das unidades geradoras em serviço após o distúrbio exige atividades e deslocamentos dos operadores na casa de máquinas, além do que, a coleta de informações e sinalizações referentes às perturbações são precariamente executadas, prejudicando assim as análises pós-operação. Neste quadro pode-se obter um aumento de produtividade por meio da redução do tempo de diagnose de falhas e do tempo de recomposição da máquina, com consequente aumento de disponibilidade das unidades geradoras.

Cerca de 50% do tempo total despendido numa manutenção forçada corresponde ao tempo para diagnóstico de falhas e defeitos e os outros 50% são despendidos nos reparos propriamente ditos e



no restabelecimento da unidade geradora (Carneiro, E. M.; Revista Eletricidade Moderna, 1996). A implantação de sistemas digitais com funcionalidades de apoio à manutenção pode reduzir o tempo de diagnose em pelo menos 50% a 60% e isto significa uma redução de 25% a 30% no tempo total de indisponibilidade.

Outro benéfico que também merece ser citado é a redução no quadro de operadores, tornando-se viável a operação desassistida 24 horas por dia ou desassistida somente fora do horário comercial, de acordo com o grau de automação implementado.

8.2.2 AUTOMAÇÃO EM PCH's

A definição de um SDSC de uma PCH é essencialmente uma decisão econômica. Basicamente devem ser comparadas as possibilidades de operação convencional (por meio de operadores) ou a automação total ou parcial da usina. No caso específico de PCH's, os investimentos recomendados no processo de automação são balizados pelos custos operacionais das instalações e pelo custo da energia comercializada.

Até recentemente, os sistemas de automação com a utilização das modernas tecnologias de comando digital encontravam aplicação apenas para usinas de grande porte, envolvendo soluções complexas e equipamentos de custo relativamente elevado. A rápida evolução na área de microprocessadores tornou disponíveis equipamentos de relativo baixo custo com desempenho adequado para a automação de PCH's.

A comparação econômica entre um sistema convencional e um sistema digital não deve ser feita apenas considerando os custos de aquisição dos equipamentos. As vantagens dos sistemas digitais começam a ficar mais evidentes quando são levados em consideração a sua baixa taxa de defeitos e o tempo necessário para reparo, sensivelmente menor, devido à utilização de rotinas de autocontrole e diagnóstico, facilitando a substituição de componentes defeituosos.



A solução para o automatismo de uma PCH deve ser orientada no sentido da simplicidade, compatível com o porte do empreendimento. Alguns aspectos que possibilitam uma solução tecnicamente adequada com custo reduzido são listados a seguir.

- Utilização de relés de proteção multifunção com recursos de medição e intertravamento;
- Comando local das unidades geradoras dispensando a necessidade de uma Sala de Comando e Estação de Trabalho;
- Utilização de Unidades de Aquisição e Controle com lógica de automatismo efetuada através de UAC's;
- Parametrização local para os relés de proteção;
- Utilização de sincronização manual com verificação de sincronismo para o caso de PCH sem telecomando.

8.2.3 FUNÇÕES POSSÍVEIS DE SEREM AUTOMATIZADAS

Como será exposto nos itens subsequentes, não é possível definir níveis de automação e muito menos propor soluções sem o conhecimento das necessidades de cada usina, por isso, encontram-se a seguir, a descrição das principais funções possíveis de serem automatizadas numa PCH, com o intuito de expor quais são as possibilidades de automação.

Comando

De forma geral, nesta função estão incluídas facilidades para manobra de equipamentos da usina, subestação e serviços auxiliares, partida e parada de grupos geradores, comutação de tap de transformadores (sob carga), acionar comportas da tomada d'água e do vertedouro, etc.

O sistema normalmente contém as seguintes possibilidades de comando e controle:



- comando em modo Local Manual: feito passo a passo e em geral diretamente nos equipamentos envolvidos, pelo operador em caso de teste ou operação de emergência;
- comando em modo Local Automático: toda a seqüência de operação se desenvolve automaticamente nas UAC a partir de uma ordem pelo operador através de um computador conectado às UAC, ou por dispositivo externo;
- comando em modo Centralizado: acionado do centro de controle e que desenvolve automaticamente nas UAC e outros equipamentos;
- Telecomando ou Comando Remoto, ou Comando a Distância: acionado do COR/COS e que se desenvolve automaticamente nas UAC e outros equipamentos.

Cabe ressaltar que o comando só é possível se a lógica de intertravamento permitir, e adicionalmente no caso de disjuntor, quando a lógica de sincronismo permitir e quando os reles de bloqueios não estiverem acionados.

De forma a permitir os comandos, é preferível que sejam instalados próximos entre si os quadros locais e as UAC correspondente à comporta da tomada d'água, turbina e seus auxiliares, geradores, transformador elevador, e todos os outros subsistemas automatizados. Os quadros com o regulador de velocidade e de tensão também costumam ficar próximos.

Agora, de forma mais específica, pode-se citar as funções de comando previstas para os modos local manual e local automático: seleção do modo de operação Local/Distância, partida e parada normal, manual e automática dos grupos, parada de emergência, controle de potência ativa e reativa individual, chave de seleção das bombas principal e reserva do regulador de velocidade, ligar/desligar bombas do regulador de velocidade, seleção de bombas principais ou reserva de óleo dos mancais, abrir/fechar água de resfriamento, ajustar referência dos reguladores de tensão e velocidade, ajustar limite mecânico de abertura, rearmar válvulas de parada normal e emergência,



ativar/desativar sincronoscópio, duplos voltímetros, e freqüêncímetro, ligar / desligar sincronizador automático, variar estatismo do regulador de velocidade, abrir/fechar disjuntores dos serviços auxiliares, rearme de reles de bloqueio, abrir/fechar comportas das tomadas d'água, entre outras.

Da mesma forma para os comandos em modo centralizado e remoto: partida do grupo, parada normal do grupo, parada de emergência do grupo, seleção de modo de operação Automático com sincronização/sem sincronização, abrir/fechar disjuntores, seccionadoras, disjuntores dos serviços auxiliares, e de campo, acionar taps, aumentar/diminuir carga e tensão (modo individual e conjunto), ajustar tensão de referência dos reguladores, rearme dos reles de bloqueio, seleção de cada grupo para controle individual conjunto (tensão e potência), ajustar

Proteções

As proteções podem ser do tipo convencional ou digital, entendendo-se por digital aquela que compreende a aquisição do sinal (corrente, tensão) em intervalos discretos menores que 0,1 ciclo, filtragem, e processamento digital das informações com algoritmos específicos em cada aplicação.

A atuação é feita através de uma saída digital do rele.

Entretanto, quando escolhida a proteção digital, a mesma vem em forma independente das UAC, com hardware próprio de forma a oferecer uma segurança compatível com a que teria com uma proteção convencional.

A atuação das proteções deve ocorrer por atuação direta dos seus contatos nos disjuntores e protetores, sendo paralelamente monitorada sua operação pelo sistema digital.

No caso de utilização de módulos digital de proteção, estes equipamentos já determinam o módulo e a fase das correntes e tensões, e poderão transmiti-los a UAC para a utilização em lugar da medição direta de corrente, tensão, freqüência, potência e energias.



O mesmo comentário aplica-se a módulos de fabricantes, que além do mais, inclui aquisição de alguns pontos digitais (estado de disjuntores, seccionadoras, etc.) e promovem uma interface homem máquina simplificada.

Os módulos de proteção digital podem ainda trazer consigo outras funções como a monitoração e acionamento de sinais de carrier e a determinação da distância do curto.

Supervisão (sinalização e medição)

Esta função é encontrada localmente e no centro de controle e consiste na apresentação ao operador do valor das variáveis analógicas, do estado dos equipamentos (aberto, fechado ou em movimento), de gráficos de valores no tempo, gráficos de tendências, gráficos na forma de barra, e também indicada a permissão ou não de operação de equipamentos (bloqueios e intertravamentos) e se este está em Operação Local ou Remota, em Automático ou Manual.

Para os grupos geradores são sinalizados o estado dos serviços auxiliares do grupo, estado de condições pré-partida e acompanhamento dos estágios de partida e parada.

De acordo com a necessidade, esta função de supervisão pode existir em qualquer subsistemas da usina.

Alarmes

Os alarmes aparecem na forma visual por mudança de cor na tela ou piscando, por led ou lâmpada, ou por som (buzina). Esta função deve obrigar o operador a constatar a ocorrência do acontecimento indicado, tendo que interromper o som ou cancelar o alarme (reset).

Geralmente tem-se alarme para mudança de estado de contatos, a atuação das proteções, variáveis fora de limites, etc.



Os alarmes podem ser divididos em 3 categorias: urgente, advertência, informativo. Nas duas primeiras categorias deve soar o alarme (buzina). Deve ser previsto som diferente para cada categoria urgente e para advertência.

Seqüência de eventos

Esta função existe para o auxílio da engenharia, compreendendo a listagem em tela e em relatório por impressora da seqüência de ocorrência de mudança de estados com os respectivos instantes de atuação (hora, minuto, segundo, milisegundo).

Intertravamento e bloqueios

Esta função está alocada nas UAC ou, em alguns casos especiais, em painéis de reles auxiliares próprios de certos equipamentos. Consiste em permitir ou inibir uma ação em função de condições pré-existentes. Têm-se como exemplo as pré-condições na partida de geradores e os acionamentos de bombas e outros equipamentos auxiliares.

No caso de atuação de proteções, normalmente ocorre o acionamento de reles de bloqueio que impedirão o retorno do equipamento a operação, a menos que seja rearmando por ação do operador.

No modo de operação Local Manual esta função intertravamento não é ativada.

Seqüências automáticas

São ações pré-estabelecidas para serem executadas em seqüência automaticamente, após finalização bem sucedida do passo anterior. Estas seqüências são realizadas compativelmente com a função intertravamento e são originadas no Centro de Controle e COR/COS.

Controle de tensão e de reativos



Pode-se controlar a tensão de transmissão por meio dos reguladores de tensão dos geradores, devidamente coordenados pelo sistema digital (Controle de Reativos) e a tensão que alimenta as cargas locais por atuação no comutador do transformador abaixador.

Está incluso nesta função o atendimento a comandos pelo operador para aumentar/diminuir tensão ou reativos.

Controle da potência ativa (velocidade e freqüência)

Esta função é exercida, em primeira instância, pelo regulador de velocidade individual de cada máquina (regulação primária). A regulação fina de freqüência é feita através do Controle Automático de Geração (CAG), sendo que esta função se localiza no COS, que produz como o resultado, uma ordem de variação na referência do regulador de velocidade (regulação secundária), variando assim sua potência.

Deve ser previsto a atuação desta regulação secundária individualmente ou em conjunto para as máquinas da usina. O mesmo conceito aplica-se ao comando aumentar/diminuir potência ativa, que também pode ser Individual ou Conjunto.

Controle dos vertedouros

Este controle automático está localizado nas UAC correspondentes podendo ser iniciado no Centro de Controle ou no COR/COS, sendo um exemplo a abertura/fechamento automático das comportas através de lei lógica localizada no Centro de Controle baseada na medição de nível do reservatório e de informações de pluviometria.



Sincronização

A sincronização de geradores ou linhas pode ser feita automaticamente através de um relé de sincronismo (sincronizador automático) que permite o fechamento do disjuntor, desde que satisfeitas as condições de igualdade de tensão e freqüência entre os dois extremos do disjuntor.

Na posição automática, o comando do disjuntor só é possível se o dispositivo de verificação de sincronismo permitir, ou através do sincronizador dos grupos, que ajusta ΔV e Δf atuando nos reguladores.

Eventualmente esta função pode vir a ser executada diretamente pelo sistema digital no Centro de Controle, sem precisar do relé de sincronismo, desde que a aquisição dos valores de tensão seja feita por transdução digital.

Relatórios

O sistema digital provê ao COR/COS a emissão de relatórios contendo ações efetuadas pelos operadores, alarmes ocorridos, informações de medições e faturamento, sequência de eventos e informações gerenciais.

Monitoração do desempenho dos transformadores e outros equipamentos

Esta função está localizada no Centro de Controle e contabiliza a perda de vida dos transformadores em função da potência transmitida, das temperaturas internas destes equipamentos e da temperatura ambiente. Função semelhante pode ser desenvolvida para outros equipamentos (ex.: baterias).

Oscilografia

As oscilografias são previstas nas linhas de transmissão e são executadas por equipamentos dedicados. Entretanto, no caso de se utilizar relé ou transdução digital, estes equipamentos de oscilografia podem eventualmente ser dispensados.



Esta função possui disparo para registro por violação de valores de corrente, tensão, freqüência e de desbalanços, registra alguns ciclos antes da falta (10 ciclos, por exemplo) e outros após (100 ciclos), resposta para freqüência (de até 1200 Hz, por exemplo) e discernimento entre eventos (de 2 ms, por exemplo).

Autodiagnose

Todos os módulos digitais como UAC, módulos de proteção, sistema central, devem ser providos de rotinas de autodiagnose de software e hardware, de forma a emitir um alarme ao operador na ocorrência de mau funcionamento de partes do sistema digital.

8.2.4 ANÁLISE DA NECESSIDADE DA AUTOMAÇÃO

A análise da necessidade de se automatizar a usina como um todo ou simplesmente alguns de seus subsistemas, deve focar a participação dos usuários de manutenção e operação do sistema, associada à análise de viabilidade técnica e avaliação dos custos envolvidos. Como resultado da análise obtém-se a especificação técnica do sistema digital.

A análise deve ser pautada em etapas e objetivos claros e bem definidos, como o diagnóstico detalhado das instalações a serem modernizadas, o levantamento das necessidades dos usuários de operação e manutenção e a proposição de soluções técnicas incluindo o projeto básico das modificações com custos associados.

O diagnóstico das instalações exige intenso e detalhado trabalho de levantamento de campo da instalação a ser modernizada. Este diagnóstico deve obter uma avaliação conclusiva do estado de cada equipamento existente, suas facilidades, deficiências e possibilidades de acoplamento com o futuro sistema a ser implementado. Cada subsistema deve ser avaliado em função das necessidades dos usuários e da viabilidade técnica e econômica.



O levantamento das necessidades dos usuários de operação e manutenção, associados ao diagnóstico das instalações da usina, compõe as diretrizes mestras para todo o projeto de modernização que será consolidado em etapas posteriores e comparado com aspectos de viabilidade técnica e econômica.

8.2.5 DIFICULDADES

Podem ocorrer algumas dificuldades no processo de automação de uma PCH. A usina, em geral, não possui nenhuma facilidade além das convencionais e é constituída de equipamentos eletromecânicos ultrapassados. Como comentado anteriormente, o primeiro passo para a modernização é o diagnóstico das instalações, sendo que pode haver a necessidade de substituição ou modificação dos equipamentos e/ou dos respectivos sistemas elétricos de supervisão e controle, necessidade de implantação de automatismos ou de instalação de comandos elétricos nos equipamentos, necessidade de instalação de relés auxiliares e sensores para aquisição de sinais digitais e supervisão de estado dos equipamentos e por fim a necessidade de instalação de transdutores para aquisição de sinais analógicos.

Estas modificações envolvendo os equipamentos convencionais apresentam uma dificuldade maior do que pode aparecer. Um ponto de fundamental importância para o funcionamento de uma usina são os seus serviços auxiliares e para o caso de automação destes serviços, as cargas e equipamentos dos mesmos devem ser monitoradas através de UAC e os possíveis sensores e transdutores para interfaciar com o sistema digital. Apenas para se ter uma noção da dimensão deste fato será citado algumas das cargas e equipamentos dos serviços auxiliares que devem ser monitoradas: sistema de excitação, regulador de velocidade, sistema de óleo de regulação, ar comprimido de regulação, bomba de drenagem do poço da turbina, bomba de água de resfriamento, bombas de circulação de óleo dos mancais, comporta de emergência ou válvula borboleta, sistema



de frenagem, sistema de ventilação forçada do transformador elevador, bomba de injeção de óleo nos mancais (para as máquinas verticais de maior porte), carregadores de bateria, ar comprimido de serviço, bombas de drenagem da Casa de Força, comportas de vertedouro, motores de acionamento de chaves seccionadoras, sistema de ventilação da Casa de Força, máquina limpa-grade, equipamento de comunicação, aquecimento de painéis, ponte rolante, pórtico rolante ou monovia, sistema de esgotamento, dentre outras.

As cargas e equipamentos precisam se comunicar com as UAC, e isto é feito através de sensores e transdutores que possibilitam a interface entre os equipamentos de potência e o sistema digital, ou seja, será necessária a instalação destes equipamentos em grande parte das cargas citadas acima.

Muitos equipamentos deverão ser substituídos por outros de tecnologia digital, sendo exemplo disto o regulador de velocidade e o sistema de excitação. Os equipamentos componentes destes dois sistemas são constituídos de partes hidráulicas e eletromecânicas e dessa forma, muitas vezes, não é possível trocar apenas uma parte destes sistemas visto que os novos equipamentos necessitariam de interfaces eletro-hidráulica ou eletro-mecânica, o que nem sempre é possível e fácil de ser obtido. Em alguns casos a quantidade de equipamentos a serem trocados é muito elevada e consequentemente o investimento pode se tornar desproporcional com o benefício adquirido.

Outro problema é levar os sinais referentes aos diversos equipamentos até as UAC. Isto é feito através de cabos, e neste ponto muitas dificuldades podem ser encontradas, como por exemplo: o custo dos cabos pode se tornar muito elevado em função dos tipos de cargas e das distâncias percorridas até seu destino, a disposição física dos equipamentos dentro ou fora da casa de força pode dificultar os trajetos e conexões, dependendo do tipo de alteração todo o quadro de comando será modificado, além de que em alguns casos torna-se necessária a intervenção civil para possibilitar este trabalho.



8.2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE A AUTOMAÇÃO

Como pôde ser notado, o problema de automação é uma decisão essencialmente econômica. Devem ser comparadas as possibilidades de operação convencional, automação parcial ou total da usina. A análise da necessidade de automatizar a PCH deve focar a participação dos usuários de manutenção e operação do sistema, associada à análise de viabilidade técnica e avaliação dos custos envolvidos. Não existe uma forma única de abordar o problema de automação, sendo que este possui uma infinidade de variáveis que devem ser analisadas e discutidas para cada caso particular. O nível de automação é resultado da necessidade de cada usina, algo imprescindível para uma pode ser desnecessária para outra, determinada alteração pode ser obtida com facilidade em uma e ser extremamente complicada em outra, certa alteração pode gerar um benefício alto em uma e irrisório em outra.

Como resultado do estudo será obtida a especificação técnica do sistema digital de supervisão e controle a ser implementado, com os custos e benefícios associados à todas as modificações.

8.3 ESTRUTURAS CIVIL/ELETROMECÂNICAS

O primeiro passo para modernizar uma usina é se fazer um diagnóstico preciso sobre as condições de operação da mesma. Alguns dos aspectos desta análise, segundo Djalma Caselato (1994), serão apresentados a seguir.

8.3.1 DIAGNÓSTICO DAS INSTALAÇÕES

Estruturas de Concreto

As estruturas civis, principalmente as barragem, vertedouro, tomadas d'água e a casa de força, devem ser minuciosamente analisadas no seu aspecto estrutural e de tecnologia de concreto, não só



com visitas mas também com a submissão de amostras do concreto a testes em laboratórios especializados.

As inspeções a serem realizadas para a verificação das condições do concreto devem atentar em especial para a ocorrência de fissuras, trincas, erosões, juntas abertas, desagregações de massa, corrosão das armaduras, entre outras.

Comportas da Tomada d'Água

O mais importante, para este tipo de equipamento, é conhecer suas características operacionais e de manutenção com o intuito de avaliar a sua segurança e confiabilidade para uma eventual utilização como comporta de emergência. Para isto o diagnóstico tem que ser feito em cima de todos os documentos originais de projeto existentes e submeter os equipamentos a um apropriado programa de inspeções e ensaios.

Visualmente pode ser verificado o estado geral das estruturas da comporta, como as vigas, vedações, roletes ou rodas existentes, bem como dos cabos e do acionamento. Os testes de descida e subida das comportas sob pressão equilibrada e de sua abertura parcial (cerca de 10 cm) para enchimento do respectivo conduto, permitem verificar o funcionamento dos guinchos e medir a rotação de seus motores, determinar a velocidade de descida e subida, além do tempo de enchimento do conduto.

Condutos Forçados

Testes que determinem a espessura dos condutos proporcionam a estimativa da sobrevida deste equipamento. Deve ser definido um número adequado de pontos e de seções do conduto forçado para serem analisados. Quando o conduto forçado é aparente não se pode menosprezar a possibilidade de ocorrências de fadigas provenientes de vibrações induzidas por flutuações de pressão.



Pontes Rolantes

Deve-se proceder de um programa adequado de testes com e sem carga para verificar sua condição de operacionalidade, confiabilidade e segurança. Devem ser determinadas as velocidades máximas dos guinchos principais e a mínima de translação das pontes rolantes, observando-se eventuais ocorrências de vibrações anormais, ruídos e superaquecimento dos motores durante os testes, além do comportamento dos freios dos sistemas de levantamento de carga e de translação. Outras partes estruturais das pontes rolantes como as vigas, cabeceiras, rodas, cabos de aço, tambores e ganchos, devem ser verificadas visualmente.

Gerador

As investigações para avaliação das condições técnicas dos equipamentos de geração podem ser processadas pela análise dos registros históricos de ocorrências e de manutenções realizadas nos mesmos, bem como atentar para as observações dos técnicos e operadores que lidam com equipamentos (CASELATO, 1994).

Quanto ao gerador, além da inspeção visual, recomendam-se alguns testes como, por exemplo, o de aquecimento, de magnetização (para verificar as perdas e condições de aquecimento do núcleo), de eficiência, de medição de resistência de isolamento, entre outros. Uma verificação das condições do gerador, e principalmente das condições do isolamento dos enrolamentos do rotor e do estator, são fundamentais para um bom diagnóstico. Registros históricos que mostram principalmente dados sobre os enrolamentos, como o número de vezes que sofreram curtos circuitos ou quantas vezes foram trocados, ajudam a avaliar tecnicamente as condições dos mesmos.

Materias utilizados para a isolação das bobinas tem sofrido modificações ao longo dos anos, o que torna interessante a possibilidade de repotenciação das máquinas sem a troca dos enrolamentos.



Evidentemente, no caso de uma repotenciação, uma análise mais cuidadosa deve ser processada para o caso de se utilizar o mesmo enrolamento, o que nem sempre é viável.

Turbina

No caso das turbinas, muitos de seus componentes não requerem diagnóstico, uma vez que usualmente são substituídos por peças novas. O diagnóstico então, é aplicado às partes que não podem ser facilmente substituídas, partes essas cujas tensões não podem ser facilmente avaliadas e aquelas que, quando falham, chegam a afetar severamente outras partes da turbinas, ou a própria.

A turbina é uma máquina complexa, constituída de uma série de equipamentos, dentre os quais se destaca a roda da turbina por estar sujeita a impacto da vazão de água e por ser um elemento dinâmico. A própria operação normal da máquina coloca-a em estado permanente de cargas cíclicas que acarreta oscilações nas tensões mecânicas durante a sua vida útil, podendo causar trincas por fadiga mecânica, expondo toda a máquina a uma situação indesejável.

Existem programas computacionais capazes de estudar as vibrações na turbina com o objetivo de determinar a origem das excitações e verificar a possibilidade de ressonância na máquina. Existem muitos problemas provenientes de vibrações como, por exemplo, ressonância mecânica nos suportes dos mancais, vibrações auto-excitada, vibração no rotor, vibração no mancal, etc.

É desejável a realização de ensaios de eficiência na turbina. Este interesse se justifica porque nem sempre as condições operacionais são as mesmas das condições dos projetos originais e também pela grande evolução que ocorreu nessa área. As perdas energéticas que ocorrem nas turbinas são bem significativas, o que influi diretamente na produtividade da usina e na escolha final das alternativas que podem ser propostas para a sua reabilitação. Em caso de dispensa dos ensaios de eficiência, por serem muito onerosos, é interessante possuir pelo menos as curvas de colina (curvas de rendimento) originais da máquina. Entretanto, se a turbina sofreu mudança de rotação devido a



mudança de rotação devido a mudança de freqüência, torna-se ainda mais importante o ensaio de eficiência.

Especial atenção deve ser dada à ocorrência da cavitação nas turbinas e de pulsações de pressão significativas nos tubos de sucção das mesmas, que podem acarretar pulsações de potência nas unidades. A cavitação afeta o funcionamento da turbina produzindo perda de potência, queda de rendimento, vibrações, ruídos e erosão. A cavitação exige reparos freqüentes e imediatos (quando detectado) das turbinas, sem a qual compromete-se a utilização da mesma.

Em turbinas antigas é grande a possibilidade dos distribuidores apresentarem desalinhamentos, propiciando vazamentos de água quando a máquina estiver parada, ocasionando deste modo um deslocamento rotacional indesejável. Neste caso se faz necessária uma análise estrutural das palhetas do distribuidor e de seus mecanismos de acionamento.

Nas turbinas mais antigas é comum a existência de mancais de guia construídos de madeira e que vêm operando até os dias de hoje graças ao sistema de manutenção incessante mantido pelos proprietários das usinas. Normalmente existem relatórios detalhados elaborados através do tempo, sobre a situação desses mancais de guia. Neste caso é importante efetuar medições de vibração e de deslocamento radiais nos eixos para analisar o comportamento vibracional da máquina.

Os reguladores de velocidade utilizados no passado estão completamente superados. Normalmente, trata-se de sistemas hidráulicos de baixa pressão, consistindo de volumosos reservatórios, acumuladores e tubulações de interconexões entre componentes. Estes reguladores antigos em geral não permitem a substituição por outro semelhante, além disso, não existem no mercado peças para reposição, exigindo, portanto um alto custo de manutenção e paradas excessivas. Entretanto existem alguns reguladores de velocidade que, com algumas modificações em seus componentes e com a adição de outros, podem ser transformados do tipo mecânico em tipo elétrico.



Transformador Elevador

Este equipamento, por se tratar de um componente fundamental para o processo de transmissão da energia elétrica, deve ser minuciosamente examinado, fazendo-se alguns testes para sua correta avaliação.

Uma análise cromatográfica do óleo isolante é de fundamental importância para detectar a presença de gases no interior do equipamento, exame dos enrolamentos de alta e baixa tensão para avaliar a presença de carvão em sua superfícies, exame dos conectores e terminais, verificação nos registros de operação da existência ou não de superaquecimento do equipamento, entre outros. Analogamente ao caso da turbina e do gerador, deve-se processar uma análise de seu histórico operacional e de manutenção.

8.3.2 MELHORIAS

Turbinas

A reabilitação de turbinas antigas em conjunto com melhorias no regulador de velocidade visa propiciar um aumento de potência, bem com o valor da eficiência, além do aumento da confiabilidade e diminuição do tempo gasto em manutenção.

Abaixo se encontram diversos tipos de trabalhos que podem ser realizados nas turbinas:

- Roda: a substituição por nova roda feita de aço fundido de qualidade superior trás como vantagens uma maior resistência à erosão e cavitação, menor quantidade de manutenção, maior potência de saída e maior eficiência.
- Pás do distribuidor: a substituição por uma nova unidade ou reparação por solda ou qualquer outro processo térmico melhora muito a resistência contra à erosão e cavitação.



- Mancal de guia: a substituição por mancais autolubrificantes implica em menores perdas.
- Mancais das pás do distribuidor: a substituição por mancais sem lubrificação facilita a manutenção, pois elimina os equipamentos de lubrificação.
- Válvula de entrada: substituição por nova válvula, reparos ou substituição do anel de vedação.
- Regulador de velocidade: a instalação de reguladores de velocidade do tipo eletro-hidráulico, ou até de reguladores digitais diminuem consideravelmente a quantidade de manutenção, além de facilitar ajustes mesmo com a máquina em operação.

Atualmente vêm sendo desenvolvidos e aplicados em algumas turbinas, servomotores elétricos para operar as pás do distribuidor. Esses servomotores requerem menores espaços e menor quantidade de acessórios, o que reduz sensivelmente os trabalhos de manutenção neste equipamento.

Existe ainda a possibilidade de repotenciar a turbina, o que geraria um aumento da energia gerada. Abaixo se encontram algumas das possíveis possibilidades para se repotenciação:

- Maior potência para a mesma queda nominal: consiste em se permitir uma abertura maior do distribuidor da turbina, possibilitando assim uma vazão maior de água, o que acarreta num acréscimo de potência gerada.
- Aumento da queda nominal: a turbina sempre tem condição de operar para uma queda maior que a de projeto, ela sai um pouco do ponto ótimo de operação mas não há grandes problemas decorrentes desta situação, entretanto, deve-se destacar que nem sempre é possível alterar a queda nominal.
- Modificações na roda existente: estas modificações podem ser feitas com pequenas alterações nas pás das turbinas, mudando ligeiramente o ângulo de entrada e saída de água.



- Substituição da roda da turbina: sempre é possível instalar uma outra turbina com uma potência maior no mesmo local da turbina antiga.

Outro item importante são os mancais, que são elementos mecânicos fundamentais para o desempenho da unidade geradora. As máquinas de eixo vertical possuem um mancal de escora e dois ou três mancais de guia para proporcionar a estabilidade dinâmica da linha de eixo requerida pelas máquinas. Após uma análise detalhada dos mancais, pode-se concluir pela sua reabilitação ou não, sendo citadas a seguir algumas das possibilidades para a sua reabilitação: novas sapatas para os mancais, reusinagem dos mancais, modificação nas sapatas, modificação na formação da película de óleo do mancal de escora, etc.

Regulador de Velocidade

A substituição do regulador de velocidade deve se integrar à solução imposta para o grupo turbina-gerador. O regulador do tipo eletrônico é mais compacto, possui maior confiabilidade, é mais preciso e mais rápido na sua resposta diante de uma mudança de carga e de velocidade, sem comprometer a estabilidade dinâmica da máquina.

No passado, o regulador de velocidade tinha a função de controlar freqüências e hoje em dia, requisita-se dele também, a função de controlar a carga. Os reguladores eletro-hidráulicos não só atendem a esses requisitos, como proporcionam maior flexibilidade operacional e de controle. O sistema permite o controle conjunto de carga, equaliza automaticamente as cargas para as várias unidades em controle, controlando um ou todos os geradores da usina com um mínimo de distúrbio no sistema elétrico de potência.

Geradores

A modernização dos geradores tem como objetivo aumentar a disponibilidade da máquina, a confiabilidade e eficiência. Nos últimos anos os geradores têm se desenvolvido nos aspectos



mecânico-estrutural, isolação de enrolamentos e sistema de resfriamento. A modificação mais comumente efetuada na repotenciação do gerador consiste na substituição do enrolamento estatórico e na utilização do mesmo enrolamento do rotor e equipamento de excitação, pois em geral a excitatriz e o enrolamento de campo suportam o acréscimo de potência imposto à máquina.

As modificações realizadas na turbina acabam, na maioria das vezes, acarretando modificações específicas no gerador. Alguns dos parâmetros que influenciam no gerador são: velocidade de disparo, peso e inércia das partes girantes, empuxo axial hidráulico e incremento de pressão e velocidade.

Além disto, a análise térmica do gerador pode exigir alterações específicas no sistema de resfriamento do gerador.

Sistema de Excitação

No passado o sistema de excitação era feito através de uma máquina rotativa instalada no eixo do gerador. Ela podia ser tanto de corrente alternada como de corrente contínua. Quando de corrente alternada, alimentava um motor de indução, que por sua vez acionava uma máquina de corrente contínua fornecedora da energia exigida pelo campo do gerador. Quando de corrente contínua, alimentava diretamente o campo do gerador.

Na maioria das vezes essas máquinas auxiliares estão em bom estado de operação. Assim sendo, dependendo do estado em que se encontram, pode-se optar pela sua inteira substituição por um sistema estático (tiristorizado) ou por uma modernização parcial. O sistema de excitação do tipo estático tem a vantagem de exigir menor quantidade de manutenção de rotina melhores características como resposta mais rápida, contribuindo para a estabilidade do sistema.



Transformadores Elevadores

Em usinas antigas é muito comum encontrar transformadores monofásicos e caso o estado dos mesmos seja precário é recomendável a sua substituição, para tanto é conveniente se fazer um estudo econômico para decidir entre bancos de transformadores monofásicos ou transformadores trifásicos. Considera-se pouco provável apenas a troca dos enrolamentos dos transformadores.

Comportas Ensecadeiras

As comportas ensecadeiras, tanto as de montante para fechamento da tomada d'água, quanto as de jusante para o fechamento do tubo de sucção, caso não estejam em boas condições de operação, devem ser substituídas por um novo conjunto. A movimentação das comportas ensecadeiras deve ser feita por pórtico ou o equipamento de movimentação existente, e caso necessário deve haver a substituição por um pórtico mais apropriado.

Ponte Rolante

Para as pontes rolantes, pequenas alterações são mais convenientes para uma adequada solução técnico-econômica. Muitas vezes, com as substituições dos motores elétricos das pontes, com curvas de conjugados mais adequadas às suas funções e melhoria no sistema de controle, consegue-se atingir bons resultados. Outros detalhes a serem modificados, caso necessário, são a instalação de chaves-limites para os movimentos de translação e direção das cargas, instalação de detectores de cabos frouxos e instalação de frenagem dos carros, o mecanismo de movimento de translação e de elevação das cargas, além da troca dos cabos de aço dos guinchos e troca dos pára-choques dos carros.



Serviços Auxiliares

O sistema de serviços auxiliares quase sempre exige algum tipo de modificação devido as alterações realizadas no resto da usina. Os sistemas considerados obsoletos e não suficientemente seguros devem ser substituídos.

O sistema de água de resfriamento utilizado pelos mais diferentes trocadores de calor da PCH, em geral, precisam ser melhorados para atingir o grau de confiabilidade e os critérios operacionais normalmente estabelecidos para a reabilitação. Isto também ocorre ao sistema de ar comprimido que deve ser revisto e adaptado à nova concepção da PCH. O sistema de água de drenagem para coletar água oriunda de infiltrações, lavagem de pisos e vazamentos, deve ser melhorado no que se refere ao sistema de bombeamento de água do poço de drenagem. Já o sistema de combate contra incêndio para os transformadores e geradores deve ser analisado e se for o caso, substituídos por sistemas adaptados às novas condições da PCH.

Outros sistemas devem ser analisados, dentro dos mesmos princípios adotados nos estudos de reabilitação.

Subestações

Em subestações mais antigas é comum encontrar disjuntores à grande volume de óleo sem o adequado aparato contra incêndio, que consiste de um sistema de água nebulizada e de uma bacia destinada a receber o óleo e com tanque separador de água e de óleo isolante. No caso da inexistência deste aparato ele deverá ser previsto.

Muitas vezes é interessante trocar os disjuntores existentes por outros com maior capacidade de interrupção ou trocar as chaves seccionadoras por chaves motorizadas para a adequação ao sistema de controle.



9 ANÁLISE ECONÔMICA

Até o momento foi analisada a possibilidade de ampliar os benefícios gerados por uma PCH com largo tempo de operação a partir de estudos hidrológicos, automação e reavaliação, com a possível troca de equipamentos eletromecânicos.

A energia assegurada da PCH é o parâmetro utilizado para se fazer contratos de venda de energia de longo prazo, caso os estudos hidrológicos-energéticos e/ou a automação indiquem um aumento do valor desta energia, a PCH passará a vender mais e consequentemente ampliará seus lucros. Entretanto, um fator que ainda não foi levado em consideração foi os custos de se fazer os estudos citados, automatizar a usina trocando todos os equipamentos necessários e repotenciar os geradores. Uma pergunta que o proprietário de uma PCH pode fazer é se o investimento valerá de fato a pena em função do aumento de energia assegurada obtida.

Para tentar responder esta pergunta tem-se a seguir uma breve análise econômica que busca analisar as hipóteses e situações possíveis.

9.1 TEORIA DA ANÁLISE ECONÔMICA

Custo de oportunidade

As análises de investimentos devem reconhecer o valor do dinheiro no tempo servindo de decisões voltadas para o futuro. Para levar este fator em consideração define-se o chamado custo de oportunidade, através de um exemplo. Imagine que os bancos pagam 20% de juros ao ano, então, manter uma quantia qualquer de dinheiro sem investi-lo incorre-se num custo de oportunidade de 20% ao ano que este dinheiro deixa de render. Se existir uma outra oportunidade de investimento que renda 50% ao ano, o custo de oportunidade de manter o dinheiro sem investi-lo será de 50%.



O custo de oportunidade é um conceito relativo e depende das possibilidades de investimentos existentes. Constitui o que se “paga” por não se preferir a oportunidade de maior rendimento.

Juros Compostos

Outro conceito importante é o de juros compostos, neste caso, após cada período de capitalização os juros são somados à quantia existente, e passam a render juros no período seguinte. Este conceito é ilustrado a seguir:

$$\text{Após 1º período: } F_1 = P \cdot (1+i)$$

$$\text{Após 2º período: } F_2 = F_1 \cdot (1+i) = P \cdot (1+i)^2$$

$$\text{Após 3º período: } F_3 = F_2 \cdot (1+i) = P \cdot (1+i)^3$$

$$\text{Após o } n\text{-ésimo período: } F_n = P \cdot (1+i)^n$$

Onde:

P = principal ou capital na data de hoje

i = taxa de juros no período considerado

n = número de períodos de juros

Fluxo de Caixa e Símbologia

A visualização de um problema envolvendo receitas e despesas que ocorrem em instantes diferentes do tempo é bastante facilitada por uma representação gráfica simples chamada diagrama de fluxo de caixa.

A representação do fluxo de caixa de um projeto consiste em uma escala horizontal onde são marcados os períodos de tempo e na qual são representados com setas para cima os recebimentos e com setas para baixo os desembolsos de capital. A unidade de tempo deve coincidir com o período de capitalização de juros considerado.



Valor Presente Líquido (VPL)

O valor presente líquido de um fluxo de caixa é o valor monetário do ponto zero da escala do tempo, que é equivalente à soma de suas parcelas futuras, descontadas para o ponto zero, com uma determinada taxa de juros. Sendo o VPL positivo, a proposta de investimento é atrativa. No caso de duas ou mais propostas, escolhe-se a de maior valor presente. Matematicamente tem-se:

$$VPL = \sum_{t=0}^n R_j \cdot (1+i)^{-t} - \sum_{t=0}^n C_j \cdot (1+i)^{-t}$$

Onde:

R_j = valor atual das receitas;

C_j = valor atual dos custos;

i = taxa de juros;

j = período em que as receitas ou os custos ocorrem; e

n = número de períodos ou duração do projeto.

9.2 CONSIDERAÇÕES E METODOLOGIA DE ANÁLISE

Para cada uma das alternativas de modernização, deve-se levar em consideração os custos associados dos equipamentos a serem adquiridos, o transporte desses equipamentos, o custo de montagem e testes, assim como a mão-de-obra. Outro fator muito importante também é a energia que a PCH deixará de gerar no período de obras, que deve ser considerada como uma perda.

Os benefícios são calculados para as diversas alternativas, de acordo com o resultado das simulações energéticas. É usual elaborar o estudo econômico para um horizonte de 30 anos ou mais e calcular o valor presente com taxa de juros de 10% ao ano.



Devido a todos os motivos já citados anteriormente, não é possível citar custos referentes ao processo de automação e de substituição ou reforma dos equipamentos eletromecânicos. Portanto tem-se aqui apenas uma possível forma de se abordar uma metodologia para se realizar a análise econômica.

Primeiramente é importante citar que existe uma série de alternativas, mutuamente excludentes, que deverão ser analisadas separadamente, não se podendo esquecer que se deve reconhecer o valor do dinheiro no tempo.

O investimento de cada alternativa não deve ser considerado isoladamente, mas sim em conjunto com os possíveis benefícios produzidos por cada alternativa. Para se fazer este tipo de análise é necessário quantificar os valores dos investimentos de cada alternativa, o aumento dos valores pagos em impostos, a redução dos custos de O&M, o aumento da disponibilidade da PCH, o aumento de rendimento do grupo turbina-gerador, redução de gastos com pessoal dentro da PCH, o tempo que a PCH ficaria sem faturar com a geração devido à reforma dos geradores, e todos os outros possíveis movimentos financeiros, positivos ou negativos. De posse de todos estes valores quantificados pode-se partir para a análise.

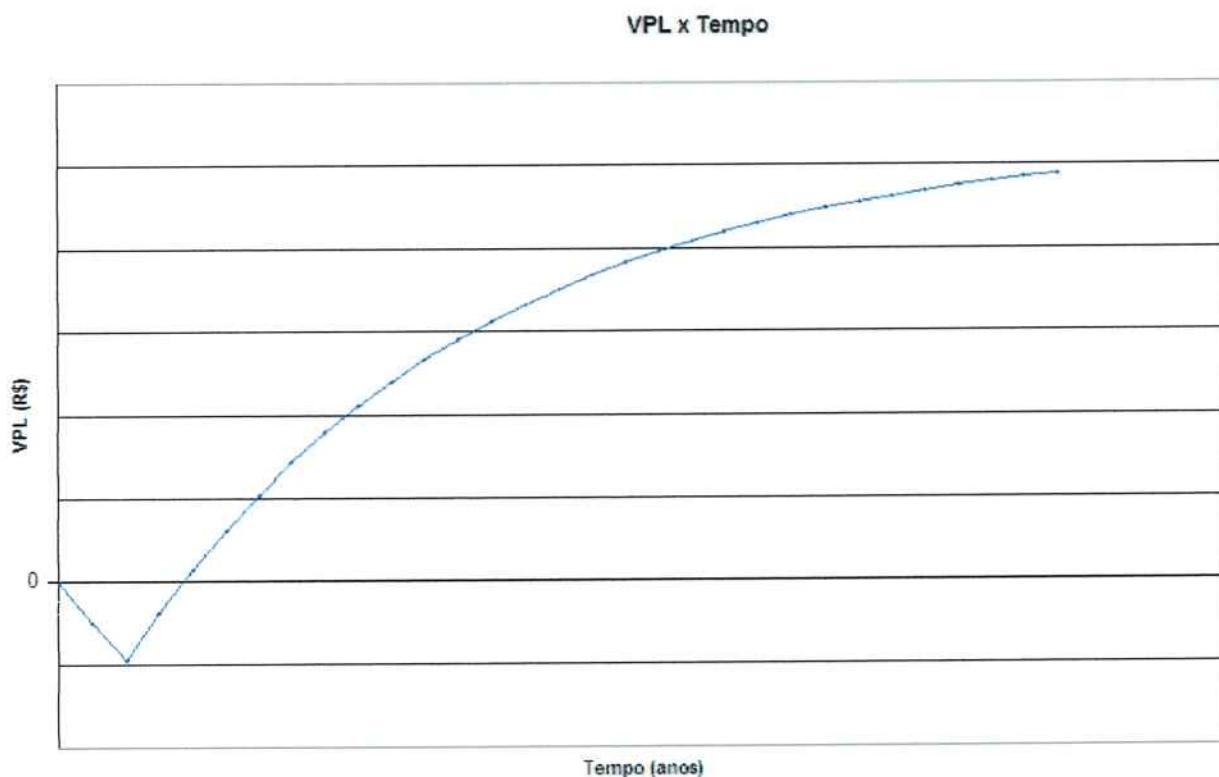
A partir de análise conjunta de elementos citados acima, são definidas as premissas para elaboração de projeções de resultados de um determinado empreendimento para os próximos anos. Uma forma convencional de avaliar o desempenho futuro de projetos é através de Fluxo de Caixa. Este fluxo deve ser constituído de movimentos financeiros de receitas, despesas, encargos e tributos.

Uma vez constituídos os fluxos de caixa do projeto, pode-se avaliar seu valor atual através do Valor Presente Líquido (VPL), que consiste em trazer para o presente os fluxos futuros a uma taxa de desconto tecnicamente definida (custo de oportunidade do investidor – 10%, por exemplo). A idéia é considerar todos os fluxos de caixa provenientes dos custos dos investimentos e o benefício dos mesmos ao longo do tempo e “trazê-los” para o presente, quando este valor for positivo significa



que houve um retorno do investimento analisado. Para escolher entre duas ou mais alternativas escolhe-se a de maior VPL para um mesmo período. Desta forma o proprietário pode escolher, em função de seus objetivos, a melhor opção.

Como exemplo desta abordagem, tem-se abaixo a ilustração de um gráfico que mostra a variação do VPL em função do período. Pode-se observar que houve um investimento nos primeiros meses (valor presente negativo) e após este período obteve-se um determinado ganho de energia assegurada, ou seja, o aumento de energia assegurada gerou receita para a PCH. Após um determinado período o VPL passa a ser positivo mostrando, portanto, que a partir daquele ponto o investimento se torna lucrativo.





10 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O trabalho teve por objetivo criar um manual orientativo de diretrizes para maximizar os benefícios de PCH's com largo tempo de operação.

A primeira etapa contemplou, de forma geral, uma análise das normas e regulamentos referentes ao ambiente regulatório do setor elétrico brasileiro. A partir de algumas resoluções da ANEEL, pesquisas nos sites do Ministério das Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Centro de Desenvolvimento de PCH's (CndPCH), artigos e dissertações de mestrado, foi possível definir os critérios para enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central Hidrelétrica (PCH), identificar alguns incentivos concebidos a estas usinas e demonstrar como o cálculo da energia firme e assegurada é realizado.

Numa etapa subsequente buscou-se dados sobre a participação destas usinas no quadro energético nacional, analisando o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006/2015 que prevê um quadro de crescimento na participação das PCH's no setor energético, além do PROINFA que busca incentivar fontes alternativas de energia e que mostrou um aumento de 63 PCH's entre 2006 e 2007 com acréscimo de 1.191 MW ao sistema interligado nacional. Ainda nesta etapa foram definidas as duas usinas, Areal e Piabanha, que serviriam de base para o desenvolvimento da metodologia e apresentadas suas características estruturais de forma concisa.

Posteriormente criou-se uma breve análise inicial das alternativas que serão focadas pelos estudos durante o projeto. Estas alternativas são: estudos hidrológicos, automação dos processos, revisão das características das obras civis e equipamentos eletromecânicos. Nesta etapa foi discutido a que se propõe cada um destes itens, mostrando, de forma resumida, como eles podem ampliar os benefícios para as PCH's.



A HIDRO Consultores Energéticos LTDA., realizou os estudos hidrológicos e energéticos referentes as duas PCH's escolhidas, Areal e Piabanha. Esses estudos foram utilizados como base para se definir uma metodologia genérica, desde a obtenção dos dados necessários até a análise dos resultados, para se realizar estes estudos em qualquer PCH. Sempre que possível, os dados e resultados das simulações foram ilustrados com tabelas e gráficos provenientes das duas PCH's analisadas.

Já para as partes de automação e de avaliação das estruturas civil e eletromecânica, não foi possível contar com o trabalho de especialistas, como havia sido previsto, para poder generalizar uma metodologia de análise e atuação. Entretanto, através de artigos técnicos, livros, teses de mestrados, sites especializados e discussões com especialistas, foi possível criar uma descrição de como estes temas são abordados quando se visa modernizar a PCH.

Para a automação, foi possível avaliar que se trata de um problema de decisão essencialmente econômica. Devem ser comparadas as possibilidades de operação convencional ou a automação nos seus mais variados níveis. A análise da necessidade de automatizar a PCH deve focar a participação dos usuários de manutenção e operação do sistema, associada à análise de viabilidade técnica e avaliação dos custos envolvidos. Não existe uma forma única de abordar o problema de automação, sendo que este possui uma infinidade de variáveis que devem ser analisadas e discutidas para cada caso particular. Como resultado do estudo será obtida a especificação técnica do sistema digital de supervisão e controle a ser implementado, com os custos e benefícios associados à todas as alternativas.

Na avaliação das estruturas civil e eletromecânica, pode-se notar que existem muitas possibilidades de abordagem, assim como na automação. É de extrema necessidade a realização de uma avaliação detalhada das estruturas civis e do estado de funcionamento dos equipamentos eletromecânicos. A partir deste diagnóstico é possível definir, baseado também em critérios econômicos, quais das



estruturas serão reabilitadas ou substituídas, e quais são os impactos provenientes destas modificações no resto da PCH. Foi possível também observar que houve uma evolução muito grande no que diz respeito às tecnologias empregadas na fabricação de alguns equipamentos como, por exemplo, as turbinas hidráulicas e a isolação de cabos e enrolamentos, o que viabiliza em muitos casos uma repotenciação.

Concluindo, o material deste trabalho buscou abordar a maioria dos aspectos referentes à modernização de uma PCH, mostrando a atratividade de se fazer este tipo de investimento, principalmente devido: aos incentivos concedidos às PCH's; a metodologia do cálculo da energia assegurada, parâmetro utilizado para contemplar contratos de venda de energia elétrica; estudos energéticos que buscam recalcular a energia assegurada utilizando dados atualizados e métodos mais modernos e precisos; possibilidade de automação dos processos que pode gerar ganhos de produtividade, confiabilidade, qualidade e segurança, redução dos custos operacionais, melhor utilização do pessoal, melhor agilidade operativa e maior eficiência na manutenção; avaliação das estruturas civil e eletromecânica visando uma possível repotenciação do grupo turbina-gerador e reforma ou troca de diversos equipamentos que podem aumentar a confiabilidade e diminuir os custos operacionais e de manutenção; e por fim uma breve explicação sobre uma possível abordagem de uma análise econômica.



11 BIBLIOGRAFIA

1. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução nº. 652, de 09 de Dezembro de 2003. “Estabelece os critérios para enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central Hidrelétrica (PCH)”. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
2. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução nº. 077, de 18 de Agosto de 2004. “Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidroelétricos e aqueles com fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, com potência instalada menor ou igual a 30.000 kW”. Disponível em: <www.aneel.gov.br>
3. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução nº. 169, de 03 de Maio de 2001. “Estabelece critérios para a utilização do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE por centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente”. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
4. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). “Cadernos Temáticos ANEEL. Energia Assegurada”. Brasília DF, 2005.
5. CASELATO, D. “Modernização e Reabilitação de Usinas Hidrelétricas”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da USP, São Paulo (SP), 1994.
6. JARDINI, J. “Sistemas digitais para Automação da geração, Transmissão e distribuição de energia Elétrica”. Livro, São Paulo (SP), 1996.



7. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME) EM COLABORAÇÃO COM A EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). “Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica: 2006-2015”. Brasília, 2006. Disponível em <www.epe.gov.br>.
8. KELMAN, J., et al. “Energia Firme de Sistemas Hidrelétricos d Usos Múltiplos dos Recursos Hídricos”. Rio de Janeiro (RJ), 2002.
9. Operador Nacional do Sistema (ONS). “Submódulo 7.8 - Cálculo da Energia e Potência Asseguradas dos Aproveitamentos Hidroelétricos”. Brasília (DF), 2004.
10. POLIZEL, L.H. “Metodologia de Prospecção e Avaliação de Pré-Viabilidade Expedita de Geração Distribuída (GD): Caso Eólico e Hidráulico”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da USP, São Paulo (SP), 2007.
11. SOUZA, Z.; FUCHS, R.D., SANTOS, A.H.M. “Centrais Hidro e Termelétricas”. Livro, São Paulo, 1983.
12. CARNEIRO, E. M. et al. “Critérios para modernização de usinas antigas e em operação”. Revista Eletricidade Moderna, São Paulo, Maio/1996, páginas 110-116.
13. Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras SA). “Diretrizes para Projetos de PCH’s” Rio de Janeiro, 2000. Disponível em <www.eletrobras.gov.br>.
14. STACH, W.; REIMANN, M. “Modernizing control and excitation systems”. Siemens. Outubro, 1991.
15. HIRSCHFELD H. “Engenharia Econômica e Análise de Custos”. Livro, São Paulo, 1992.



12 ANEXO

ANEXO

**(Bacia Hidrográfica nas PCH's
Piabanha e Areal – Disponibilidade de
Dados Pluviométricos e
Fluviométricos)**



Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

