

MARCOS KOEHLER

**IMPACTOS NO SISTEMA DE PROTEÇÃO DA REDE DE
DISTRIBUIÇÃO COM A LIGAÇÃO DE
PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS**

Dissertação apresentada à
Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo
para obtenção do Título de
Mestre em Engenharia.

São Paulo

2006

MARCOS KOEHLER

**IMPACTOS NO SISTEMA DE PROTEÇÃO DA REDE DE
DISTRIBUIÇÃO COM A LIGAÇÃO DE
PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS**

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do Título de
Mestre em Engenharia.

Área de Concentração:
Engenharia Elétrica

Orientador:
Prof. Doutor
Carlos César Barioni de Oliveira

São Paulo
2006

Ao meu filho, Bruno, pelo qual muitas vezes tive que sacrificar os momentos a ele destinados.

AGRADECIMENTOS

Ao nosso Professor Orientador Carlos César Barioni de Oliveira pelo profundo conhecimento sobre o tema em questão e por suas preciosas orientações.

Pela oportunidade oferecida para realização deste curso, à COPEL Distribuição, em especial aos Engenheiros Roberto Cambuí e José Molinari Pinto.

Aos meus pais, Ralf e Beatriz , meus irmãos, Mônica e Ralf Jr e meus sobrinhos, Vivian , Vinícius e Rafael pelo apoio, compreensão e estímulo, principalmente durante as horas dedicadas a pesquisa e elaboração deste trabalho.

RESUMO

Geração Distribuída é uma expressão utilizada para designar a geração elétrica proveniente de locais próximos ou juntos de consumidores, não interferindo a potência, tecnologia ou fonte de energia empregada. Estudos indicam que, até o ano de 2010, 20% do total de geração (em termos mundiais) serão provenientes desta forma de obtenção, uma vez que se torna fático sua vantagem sobre a geração central, por oferecer economia em matéria de investimentos relacionados à transmissão, redução de perdas e melhoria acerca da estabilidade do serviço de energia elétrica. Exemplos de geração distribuída são observados em **pequenas centrais hidrelétricas**, eólicas, térmicas, fotovoltaicas e geradoras de emergência, por terem pequeno porte e serem integradas ao sistema elétrico. Voltando-se por hora ao potencial hidráulico passível de exploração no país, associado por sua vez às pequenas centrais hidrelétricas, tem-se cerca de 4% da potência instalável total (parcela extremamente significativa). De acordo com o Plano 2.015 da ELETROBRÁS, centrais que atingem até 30 MW de potência instalada representam um potencial de 9.456 MW. Informações de Geração da ANEEL indicam que há cerca de 254 PCH em operação no país, totalizando 1327 MW (1,4% do total), 40 empreendimentos em construção (500 MW) e 211 projetos outorgados (construção não iniciada) que, se implantados, adicionarão ao sistema elétrico 3426 MW. O panorama da reordenação da matriz energética nacional não tem apresentado abundância no que diz respeito ao investimento público, direcionado a grandes empreendimentos. Desta forma, as quedas d'água de pequeno e médio porte representam uma evidente opção de geração. As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) surgem então como uma alternativa viável, como já especificado anteriormente. Oferece vantagens primeiramente pelo custo acessível, pelo menor prazo de implementação e maturação do investimento, pelas facilidades oferecidas pela legislação, pela disposição das concessionárias de energia elétrica de comprarem o excedente de energia gerada por autoprodutores e finalmente

por disponibilizarem o acesso às suas linhas de distribuição e transmissão à longa distância. A partir do incentivo proveniente do Governo Federal para a construção de PCH e descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, propiciou-se a ligação de novos pontos de geração de energia no sistema de Distribuição. Com a finalidade de reduzir os custos de transportes de energia, visa-se a localização dos novos pontos de geração próxima aos pontos de consumo potencial. Sendo assim, na medida em que a rede garante a regulação de frequência e a absorção permanente da potência total, os grupos serão equipados com geradores que não requerem controle com comando sofisticado. Há, todavia, a possibilidade da construção de interligações que devem ser estudadas mesmo quando se tratando de rede de pequeno porte. Sua vantagem está no fato de permitir a utilização de geradores assíncronos, os quais são menos onerosos e mais robustos. Os efeitos da geração nos sistemas de distribuição irão depender do tamanho, do tipo e do local onde será instalada a geração. Atualmente não se tem dado a devida importância aos impactos na proteção da rede de distribuição da concessionária - fato lamentável já que se poderia evitar a degradação da qualidade de energia, confiabilidade e operação - uma vez que se dá prioridade aos benefícios como a energia de backup, a redução dos afundamentos de tensão, a energia de ponta, dentre outras. A partir do momento em que estas PCH são instaladas nas redes de Distribuição, transforma-se um sistema anteriormente radial em um sistema em anel, com mais de uma fonte de contribuição de corrente de curto-circuito. Sendo assim, têm-se como diretrizes deste trabalho abordar temas relacionados aos problemas com falta de coordenação e sensibilidade dos equipamentos de proteção, bloqueio de religamento, necessidade de proteção de sobre-corrente com função direcional, coordenação com consumidores e ramais (gerando problemas de segurança com pessoas e equipamentos) e continuidade de energia. Portanto, é de suma importância a realização sistemática de estudos de proteção de redes com geração de PCH em paralelo, uma vez que é determinante para a segurança e melhoria dos índices de continuidade de serviço. Finalmente, são descritos e

analisados detalhadamente, os impactos no sistema de proteção nas redes de distribuição com a ligação de Pequenas Centrais Hidrelétricas, sendo propostas soluções para a redução deste impacto.

ABSTRACT

Distributed Generation is an expression used to designate the electric generation source in places near or contiguous to consumers, regardless of the power, technology or energy source used. Studies show that, by the year 2010, 20% of the total amount of generation (worldwide) will be acquired this way. The advantages of distributed generation, over central generation, are obvious and include: lower investment needed for transmission, reduction of losses and better performance regarding stability in the electric energy service. Examples of distributed generation include: small hydro electrics, wind turbines, thermals, photovoltaics and emergency generators. These examples are small in size and are interconnected to the electric system. Hydraulic power, which is available through exploration in the country, could comprise about 4% of the total power to be generated (which is a very significant portion) in small hydro electrics. According to ELETROBRÁS' Plan 2,015, a power station that reaches up to 30 MW of installed power represents a potential of 9,456 MW. ANEEL' information about Generation shows that there are about 254 "PCH"¹ in operation in the country, which total 1,327 MW (1.4% of the total), 40 enterprises under construction (500 MW) and 211 approved projects (construction has not yet begun) that, when finished, will add 3,426 MW to the electric system. Substantial public investments have not been directed toward the larger enterprises since the re-arrangement of the national energy center. Thus, small and medium sized waterfalls represent a very interesting generation option. The small hydro electrics ("PCH") appear as a possible choice, as mentioned before. They offer advantages, such as affordable cost, a short implementation time required, return of investment, support through legislation, the willingness of the electric power utilities to buy the exceeded energy generated by self-producers and, finally, the possibility of access to its distribution and transmission lines through long distances. The connection of new points of energy generation in the Distribution system was made possible with the

¹ Translator note: "PCH" stand for "Pequenas Centrais Hidrelétricas", which means "Small Hydro electrics", as mentioned later on in the text.

support from the Federal Government, through encouragement for “PCH” constructions and tax discounts for use of the transmission and distribution systems.

We plan on locating the new points of generation next to the points of potential consumers with the objective of decreasing energy transportation costs. Thus, as the network guarantees the regulation of frequency and the permanent absorption of the total power, groups are equipped with generators that do not require a sophisticated command control. There is, however, the possibility of building interconnections, which must be studied even when related to the small potency network. The advantage lies in the facts that asynchronous generators can be used - which are cheaper and stronger. The effects of generation on distribution systems will depend on size, type and location where the generation will be installed. The protection of the utilities distribution network should be assigned a higher priority. Instead, we prioritize the benefits of energy production, such as the backup energy, voltage sags, top-notch energy, among others. This is unfortunate, since the protection of the utilities distribution network will avoid the degradation of the energy quality, of reliability and of operations. From the moment that these “PCH” are installed on the Distribution networks, a radial system is turned into a ring system with more than one source of short-circuit current contribution. Thus, the guidelines for this work are the approach to topics related to problems with the lack of coordination and sensibility of protection equipment, re-connection blockage, necessity of protection of overcurrent with directional function, coordination with consumers and extension lines (causing security problems with people and equipment) and energy continuity. It is of great importance to perform systematic studies on the protection of networks with the simultaneous generation of “PCH” since they are essential for the security and improvement of the current levels of continuity of service. Finally, the impacts on the distribution system protection of networks with connections to Small Hydroelectric Centrals are described and analyzed in detail, followed by proposals of solutions for the reduction of such impacts.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Exemplo de alimentador rural com GD instalada onde G (Subestação da concessionária), F_x fusíveis SC_x pontos de curto-circuito e DG usina, CB disjuntor da usina. Fonte: [9].....	24
Figura 2 – Variações das Tensões nos Barramentos dos Geradores para desligamento do disjuntor da concessionária. Fonte : [19]	27
Figura 3 – Variações das Freqüências dos Geradores para desligamento do disjuntor da concessionária. Fonte : [19].....	28
Figura 4 – Tempo de religamento de um religador na subestação da concessionária. Fonte: [10].....	29
Figura 5 – Variações das Tensões nos Barramentos dos Geradores para curto-circuito trifásico na rede. Fonte [19].....	31
Figura 6 – Variações das Freqüências dos Geradores para curto-circuito trifásico na rede - Fonte [19]	31
Figura 7 – Exemplo de grande variação da carga após um ilhamento. (a) Magnitude da tensão, (b) Fase e (c) Freqüência. Fonte: [11]	33
Figura 8 – Sistema de Distribuição dividido em zonas. Fonte:[4].....	34
Figura 9 – Oscilograma da Corrente de Curto-circuito.....	59
Figura 10 – Oscilograma da Corrente de Curto-circuito simétrico sem a componente contínua.....	59
Figura 11 – Coordenação religador com elo fusível.....	62
Figura 12 – Coordenação elo fusível com religador.....	62
Figura 13 – Coordenação religador com religador.....	63
Figura 14 – Seletividade relé com elo fusível	64
Figura 15 – Coordenação Religador da Concessionária com Relé do consumidor - Fonte :[38]	65
Figura 16 – Coordenação Elo Fusível x Elo Fusível do consumidor - Fonte :[38]	66
Figura 17 – Coordenação Elo Fusível x Relé do consumidor - Fonte:[38].	67
Figura 18 –Coordenação Relé do consumidor x Elo Fusível do consumidor - Fonte :[38].....	68

Figura 19 –Coordenação Elo Fusível do consumidor x Disjuntor de BT do consumidor - Fonte :[38]	69
Figura 20 –Coordenação entre o Relé do disjuntor de AT do consumidor com o Disjuntor de BT do consumidor - Fonte :[38]	70
Figura 21 – Seletividade entre fusível tipo ACR – Alta Capacidade de Ruptura do consumidor. Fonte :[38].....	71
Figura 22 – Croqui do alimentador padrão de concessionária adotado nas simulações	83
Figura 23 – Croqui do alimentador padrão adotado nas simulações	87
Figura 24 – Coordenação Disjuntor Geral (curva azul) com Religador do alimentador (curva verde) , sem geração de PCH	88
Figura 25 – Curto na barra 3001 – transformadores estrela-aterrado / delta com os geradores fora de operação	89
Figura 26 – Defeito no alimentador adjacente - barra 3001 – Verificação da coordenação entre o disjuntor da usina e o religador do circuito adjacente na subestação da concessionária	91
Figura 27 – Coordenação Disjuntor da PCH (curva azul) com Religador do alimentador adjacente (curva verde).....	92
Figura 28 – Defeito na barra 3013 – Verificação da coordenação entre o religador de trecho e o fusível do ramal	93
Figura 29 –Coordenação Religador de trecho (curva azul)com fusível do ramal – 40K (curva verde) – curto na barra 3013 - PCH no final do alimentador.	94
Figura 30 – Coordenação Religador de trecho (curva azul) com fusível do ramal – 40K (curva verde)-curto na barra 3013-PCH no final do alimentador.	94
Figura 31 – Curto na barra 3013 – Verificação da coordenação entre o religador de trecho e o fusível do ramal	96
Figura 32 –Verificação da sensibilidade do disjuntor da PCH para defeitos no ponto mais distante da usina -curto na barra 3003.	98
Figura 33 –Verificação dos níveis de tensão para defeitos no ponto mais distante da usina -curto na barra 3003.....	100

Figura 34 –Verificação da suportabilidade dos equipamentos – curto na Barra 3001	102
Figura 35 – Curto na barra 3013 – Verificação da coordenação entre o religador de trecho e o fusível do ramal com a PCH ligada em linha expressa.....	104
Figura 36 – Gráfico dos afundamentos de tensão na barra 3007 para curtos-circuitos TRIFÁSICOS na barra 3001	106
Figura 37 – Gráfico dos afundamentos de tensão na barra 3007 para curtos-circuitos FASE-TERRA na barra 3001	106
Figura 38 – Gráfico dos afundamentos de tensão na barra 3007 para curtos-circuitos TRIFÁSICOS na barra 3017	107
Figura 39 – Gráfico dos afundamentos de tensão na barra 3007 para curtos-circuitos FASE-TERRA na barra 3017	107
Figura 40– Arranjo típico de uma turbina PELTON.....	145
Figura 41 Arranjo típico de uma turbina FRANCIS.	145
Figura 42 - Arranjo típico de uma turbina Michell-Banki.	146
Figura 43 - Arranjo típico de uma turbina HÉLICE.....	147

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tipos de ligação de transformadores de conexão com a rede da concessionária – problemas e vantagens. Fonte: [37].....	54
Tabela 2 – Projetos por tipo de fonte	76
Tabela 3 – PCH por região	76
Tabela 4 – Extensão e bitola dos cabos de alimentador padrão de distribuição 13,8kV.....	84
Tabela 5 – Resumo das correntes de curto-circuito e contribuições da concessionária e da PCH - simulado com $X'd$ – reatância em regime transitório.	87
Tabela 6 – Resumo das correntes de curto-circuito e contribuições da concessionária e da PCH simulado com $X'd$ – reatância transitória.	89
Tabela 7 – Resumo das correntes de curto-circuito e contribuições da concessionária e da PCH simulado com $X'd$ – reatância transitória.	91
Tabela 8 – Resumo das correntes de curto-circuito e contribuições da concessionária e da PCH simulado com $X'd$ – reatância transitória.	93
Tabela 9 – Resumo das correntes de curto-circuito e contribuições da concessionária e da PCH - simulado com $X'd$ – reatância transitória.	96
Tabela 10 – Resumo das correntes de curto-circuito e contribuições da concessionária e da PCH – simulado com X_d – reatância síncrona.	98
Tabela 11 – Resumo dos níveis de tensão.....	100
Tabela 12 – Resumo das correntes de curto-circuito e contribuições da concessionária e da PCH – simulado com $X''d$ – reatância subtransitória.	102

Tabela 13 – Resumo das correntes de curto-circuito e contribuições da concessionária e da PCH – com Linha expressa - simulado com $X'd$ – reatância transitória.	104
Tabela 14 – Classificação de PCH	139
Tabela 15 – Classificação das PCH quanto à potência e quanto à queda de projeto	143
Tabela 16 - Campo de aplicação dos diversos tipos de turbina.....	147
Tabela 17 – Classificação de geradores e tensão de geração.	150
Tabela 18 – Classificação de geradores e a tensão primária do transformador isolador.	150

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

dj	disjuntor
elo K,T	Elo fusível de característica atuação rápida e lenta
$I_{CC \ \emptyset\emptyset}$	Corrente de curto-circuito fase-fase
F 1 , F2	Fusível 1 e Fusível 2
$I_{CC \ \emptyset T \ \text{máx}}$	Corrente de curto-circuito fase-terra máxima, sem a resistência de falta
$I_{CC \ \emptyset T \ \text{mín}}$	Corrente de curto-circuito fase-terra mínimo, considera a resistência de falta
$I_{CC \ 3\emptyset}$	Corrente de curto-circuito trifásico simétrica
$I_{CC \ 3\emptyset \ \text{ASS}}$	Corrente de curto-circuito trifásico assimétrica
$I_{CC \ \text{máx}\cdot}$	Corrente de curto-circuito máxima
$I_{CC \ \text{mín}\cdot}$	Corrente de curto-circuito mínima
Icc	Corrente de curto-circuito
If	Corrente de falta
Rf	Resistência de falta, considerar $3R_f = 40 \ \text{Ohms}$
R	Religador
t	tempo
ta	Tempo de atuação do religador a
tb	Tempo de atuação do religador b
TI	Curva tempo-corrente do tipo Inversa
TMI	Curva tempo-corrente do tipo muito Inversa
tmi	Tempo máximo de atuação do elo fusível
tmf	Tempo mínimo de fusão do elo fusível
UI	Unidade Instantânea do relé do disjuntor
Z1	Impedância de seqüência positiva
Z0	Impedância de seqüência zero

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	20
2	ESTADO DA ARTE.....	22
2.1	Revisão Bibliográfica	22
2.1.1	Sistema de Proteção.....	23
2.1.2	Transformador Isolador.....	25
2.1.3	Direcionalidade	25
2.1.4	Sensibilidade.....	26
2.1.5	Suportabilidade	27
2.1.6	Desligamento do disjuntor da concessionária.....	27
2.1.7	Religamento Automático	28
2.1.8	Proteção de alimentadores adjacentes de uma Subestação	29
2.1.9	Afundamentos de Tensão	29
2.1.10	Ilhamento	32
2.1.11	Métodos de Coordenação.....	33
2.2	Requisitos Técnicos exigidos pelas Empresas de Energia para a Conexão de PCH	36
2.3	Conclusão do Capítulo 2.....	39
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	40
3.1	Correntes de defeito gerados por PCH.....	41
3.2	Direção do fluxo de Corrente	42
3.3	Efeitos nos ajustes dos Relés	42
3.4	Suportabilidade	43
3.5	Problemas de Coordenação	43
3.6	Impactos nos fusíveis dos ramais	45
3.7	Impactos na Sensibilidade e nos tempos de atuação dos equipamentos de proteção.....	46
3.8	Verificação de sincronismo nos equipamentos do sistema.....	48
3.9	Ligação de transformadores de conexão ao Sistema da Concessionária na Usina PCH.....	49

3.9.1	Instalação de PCH utilizando transformadores com primário ligado em Estrela-aterrado e secundário em Delta [37].....	49
3.9.2	Instalação de PCH utilizando transformadores com primário ligado em Estrela-aterrado e secundário em Estrela-aterrado [37]	49
3.9.3	Instalação de PCH utilizando transformadores com primário não aterrado (delta ou estrela) [37].....	50
3.10	Questões de Proteção para sistemas com transformadores não aterrados no lado primário [37]	51
3.10.1	Problemas com perda da fonte principal da Concessionária	51
3.10.2	Operação em Ilhamento	51
3.10.3	Proteção da barra de alta tensão da Usina com abertura do Disjuntor.....	52
3.10.4	Requisitos da concessionária para a proteção da linha.....	52
3.10.5	Sobretensões no sistema	53
3.10.6	Correntes de curto-circuito.....	53
3.11	Resumo dos tipos de ligação de transformadores	54
3.12	Necessidade de Transferência de disparo nos circuitos com usinas.....	55
3.12.1	Sinal de Transferência de Disparo (Transfer Trip)	56
3.13	Quesitos de Segurança.....	57
3.14	Parâmetros do Gerador	59
3.15	Estudo de Coordenação de Proteção	60
3.16	Critérios Gerais de Coordenação adotados pelas concessionárias nos Equipamentos de Proteção de Sobrecorrente de circuitos radiais	61
3.16.1	Seletividade entre fusíveis	61
3.16.2	Coordenação entre o religador x elo fusível.....	61
3.16.3	Coordenação entre religadores.....	63
3.16.4	Seletividade entre o relé x elo fusível	64
3.16.5	Seletividade entre o relé eletromecânico x religador	64
3.17	Critérios de Coordenação com Consumidores Industriais [38]	65

3.17.1	Coordenação entre o religador da concessionária x relé do consumidor	65
3.17.2	Coordenação entre elo fusível do ramal x elo fusível do consumidor	66
3.17.3	Coordenação entre elo fusível do ramal x relé do consumidor ..	67
3.17.4	Coordenação entre o relé do disjuntor do consumidor com o elo fusível dos transformadores internos do consumidor.....	68
3.17.5	Coordenação entre o elo fusível de AT do consumidor x disjuntor de BT do consumidor	69
3.17.6	Coordenação entre o relé de AT do consumidor x disjuntor de BT do consumidor	70
3.17.7	Seletividade entre fusíveis de alta capacidade de ruptura.....	71
3.18	Arcabouço Legal e Regulatório.....	72
3.18.1	Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro	72
3.18.2	PROINFA	76
3.18.3	Produtores Independentes.....	77
3.18.4	Exigências Legais de Qualidade de Energia.....	78
3.19	Conclusão do Capítulo 3.....	79
4	METODOLOGIA	80
4.1	Características Técnicas do Alimentador Padrão de uma Concessionária	82
4.2	Dados Técnicos e Ajustes dos Equipamentos de Proteção:.....	84
4.3	Conclusão do Capítulo 4.....	86
5	ESTUDO DE CASO – SIMULAÇÕES E RESULTADOS.....	87
5.1	Simulação 1 – sem PCH.....	87
5.2	Simulação 2 – com PCH – geradores fora de operação.....	89
5.3	Simulação 3 – com PCH – defeitos em alimentadores adjacentes	91
5.4	Simulação 4 – PCH instalada no final do alimentador	93
5.5	Simulação 5 – PCH instalada no meio do tronco rural do alimentador	96
5.6	Simulação 6 – PCH em condição de ilhamento	98

5.7	Simulação 7 – PCH em condição de ilhamento - instalada através de transformadores estrela (não aterrada) /delta.....	100
5.8	Simulação 8 – PCH instalada próximo a Subestação.....	102
5.9	Simulação 9 – PCH instalada através de linha expressa diretamente a barra da subestação da concessionária.....	104
5.10	Simulação 10 - análise dos afundamentos de tensão com a ligação de PCH no alimentador de distribuição.....	106
6	CONCLUSÃO	108
	REFERÊNCIAS	112
	GLOSSÁRIO.....	116
	APÊNDICE A - Conceitos Fundamentais de Proteção de Sistemas de Distribuição	121
	APÊNDICE B - Equipamentos de Proteção de Sobrecorrente	127
	APÊNDICE C- Programa de Coordenação de Proteção – PCP	130
	APÊNDICE D- Relatório do Software CCINT.....	131
	ANEXO A - Elementos Fundamentais para Estudos de Implantação de PCH	138
	ANEXO B - Tabela ASA.....	159

1 INTRODUÇÃO

Durante muitos anos a energia foi sempre gerada por grandes usinas. Esta energia é transmitida aos grandes centros de longas distâncias usando diferentes níveis de tensão. Este tipo de estrutura é operado por centros de controle e permite que seja monitorado e controlado continuamente, ou seja, a geração é instantaneamente ajustada em função do consumo. Porém com o advento da desregulamentação do setor elétrico com o novo modelo institucional tornou-se necessário privatizar as empresas pois, se apresentava um cenário de mercado competitivo. Assim sendo, novas tecnologias em geração foram desenvolvidas e o sistema deve se adequar a esta nova realidade.

Nos sistemas de distribuição a topologia dos alimentadores é normalmente radial, com o propósito de facilitar fatores inerentes à proteção e controle, tais como coordenação e atenuação de correntes de curto-circuito e coordenação de dispositivos de controle de tensão (banco de capacitores e reguladores de tensão).

A introdução de fontes de geração distribuída causa um impacto significativo sobre o sistema, representado principalmente pela influência na qualidade do suprimento e em itens como: fluxo de potência, níveis de curto-circuito e aspectos de controle e proteção. Na maioria das vezes a influência da geração distribuída, devido ao seu pequeno porte, é local ou regional.

A presença de geração distribuída em sistemas de distribuição causa impacto positivo e desejável, tais como: suporte de tensão, melhoria na qualidade do suprimento, redução das perdas, melhoria do fator de potência com liberação da capacidade de atendimento e possibilidade de ilhamento para atendimento de carga local. Entretanto, surgem algumas questões críticas na operação do sistema com a conexão de agentes geradores de energia elétrica em sistemas de distribuição, tais como: aumento nos níveis de curto-circuito, descoordenação da proteção, harmônicos devido a conversores, flicker e competição por regulação de tensão. Assim Sendo, o objetivo deste trabalho é levantar os impactos no sistema de proteção de distribuição com a ligação de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), apresentando os

problemas e propondo possíveis soluções para esta nova configuração, de forma a auxiliar na definição dos critérios a serem adotados para liberação do acesso aos sistemas de distribuição pela PCH.

O trabalho está organizado da seguinte forma : No **capítulo 2** é apresentada uma revisão bibliográfica sobre o tema. São apresentados alguns trabalhos sobre o impacto da geração distribuída na rede de distribuição e análise da sua contribuição e viabilidade de implantação. Neste capítulo também é apresentada uma pesquisa levantada de manuais de procedimentos de conexão de algumas concessionárias, sobre os critérios adotados com a ligação de PCH na rede de Distribuição.

No **capítulo 3** apresentam-se os conceitos fundamentais sobre proteção de distribuição, onde são relatados os possíveis problemas gerados na proteção de distribuição com a instalação de PCH nos alimentadores, os critérios adotados pelas concessionárias de energia na coordenação de equipamentos de proteção. Neste capítulo são também apresentadas as Leis que estabelecem as disposições relativas à ligação de PCH e as exigências legais de qualidade de energia.

No **capítulo 4** é apresentada a metodologia utilizada para comprovar os impactos no sistema de proteção da distribuição com a ligação de PCH.

No **capítulo 5** são apresentadas as simulações realizadas, bem como os resultados obtidos e respectivas conclusões.

No **capítulo 6** são apresentadas as conclusões gerais.

2 ESTADO DA ARTE

2.1 Revisão Bibliográfica

A revisão da literatura deste trabalho aborda a vantagens da ligação de Geração Distribuída (GD) nos sistema de Distribuição no Brasil e de outros países, e os impactos destas pequenas usinas no sistema de proteção distribuição, bem como os métodos de coordenação dos equipamentos de forma a evitar a degradação da qualidade de energia, confiabilidade e a operação do sistema.

Pode-se verificar nos artigos que durante os últimos anos, os impactos desfavoráveis como por exemplo: deterioração da qualidade de energia, problemas operacionais, segurança e necessidade de substituição do sistema de proteção não foram muito considerados e discutidos, sendo dado prioridade aos benefícios da ligação destas usinas na rede, como por exemplo: fontes alternativas de energia, diversificação de fontes de energia, redução de perdas de energia, redução do carregamento das linhas, redução da fonte de reativos, energia de backup, redução de afundamentos de tensão, energia de ponta, redução dos custos de expansão do sistema, geração próximo ao centro de carga, ...etc.[1][2][3][4][5][6][7]

O assunto é de extrema importância para as concessionárias, pois os estudos indicam que até 2010, 20% do total de geração serão provenientes de geração distribuída, ou seja isto sugere que o esquema de distribuição radial num futuro próximo será mais raro. Deve-se, portanto, garantir que a qualidade de energia fornecida aos consumidores de um circuito radial não seja reduzida com a ligação de geradores na rede. [10]

2.1.1 Sistema de Proteção

A correta operação de equipamentos de proteção se denomina de estudo de coordenação de proteção. O objetivo é reduzir a área a ser interrompida em função de um defeito na rede. Existem dois tipos de defeito, o permanente e o temporário. A maioria dos defeitos é do tipo temporário, pois quase a totalidade destes circuitos é de concepção aérea.

O sistema de proteção convencional nas redes de distribuição tanto no Brasil como na maioria dos outros países foi concebido para circuitos radiais, ou seja a fonte é a subestação da concessionária e a carga está ligada nos alimentadores, portanto para defeitos nas redes tem-se apenas uma fonte de contribuição de corrente de curto-circuito. Nesta premissa, os estudos de fluxo de potência, a regulação de tensão, e os estudos de proteção estão baseados numa só fonte de suprimento. Alimentadores radiais possuem equipamentos de proteção como disjuntores com relés, religadores automáticos e fusíveis, que tem os ajustes definidos através dos valores de carga e curto-circuito. [4]

A utilização de religadores automáticos nos sistemas de distribuição é necessária, considerando que da ordem de 80% das interrupções são de caráter temporário. Relativamente aos estudos de proteção de circuitos radiais pode-se afirmar que as coordenações dos equipamentos de proteção bem como os equipamentos de sobre-corrente empregados são bastante simples. [1][2][3][4][9]

Com a inclusão de GD nos alimentadores, ocorrerá circulação de correntes de contribuição de curto-circuito de valores diferentes, devido à mudança de magnitude, duração e direção da corrente, ocasionando impactos na coordenação, seletividade e sensibilidade da proteção. [4]

O impacto no sistema de proteção da rede de distribuição dependerá se o gerador sair antes ou depois da saída do sistema. Isto cria uma série de conflitos operacionais relativos as sobrecorrentes e tensões.[10]

Na figura 1 tem-se um circuito de distribuição rural com geração distribuída conectada.

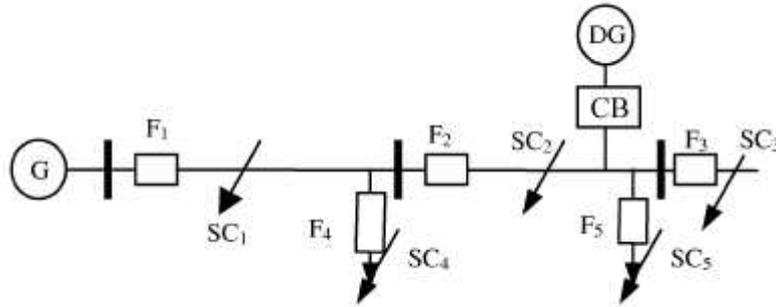


Figura 1 - Exemplo de alimentador rural com GD instalada onde G (Subestação da concessionária), F_x fusíveis SC_x pontos de curto-circuito e DG usina, CB disjuntor da usina. Fonte: [9]

Para defeitos em SC_1 , a sobrecorrente do sistema deverá abrir o fusível F_1 e se o disjuntor CB do gerador não for suficientemente rápido deverá abrir também o fusível F_2 . A abertura do F_2 causará uma confusão na localização do defeito e manterá o resto do circuito ilhado. O ilhamento normalmente não é permitido pelas concessionárias em função dos requisitos mínimos de qualidade de fornecimento.

Para defeitos em SC_2 , a sobrecorrente do sistema deverá abrir o fusível F_2 , e a sobrecorrente da fonte do gerador irá abrir o disjuntor CB. Para defeitos em SC_3 , a soma das sobrecorrentes do sistema e do gerador deverá abrir o fusível F_3 . Se os fusíveis F_2 e F_3 estiverem corretamente coordenados sem a geração distribuída, a nova situação irá aumentar a coordenação em função do aumento da corrente no fusível F_3 .

Para defeitos em SC_4 , o único fusível que deverá abrir é o F_4 . Se o Fusível F_1 estiver corretamente coordenado não deverá abrir. O problema de descoordenação deverá ocorrer com o fusível 2 se o fusível F_4 for de menor amperagem.[9]

Logo a única maneira de manter os mesmos equipamentos e ajustes é de que num defeito todas as GD sejam retiradas do circuito instantaneamente. Porém isto implicaria na retirada das GD até em defeitos momentâneas. [5]

A ligação de GD nos alimentadores de Distribuição pode trazer aspectos positivos e negativos que vão depender das características técnicas e operativas de cada sistema.

Pode-se afirmar que o impacto no sistema de proteção depende diretamente do tamanho do gerador, do tipo do gerador, local de instalação da GD (montante ou a jusante de um dispositivo de proteção) e da ligação do transformador de conexão. [3][4]

2.1.2 Transformador Isolador

Um dos fatores mais importantes para avaliar os impactos nos sistemas de proteção é com relação à escolha do tipo de ligação do transformador de conexão com a rede da concessionária. Transformadores com primário não aterrado não contribuem significativamente para defeitos fase-terra. [1][9]

A maioria das ligações é feita com a ligação em estrela aterrado no lado do gerador e delta no lado da concessionária, oferecendo então um filtro para as harmônicas de terceira ordem como benefício para o sistema e as máquinas. Porém é necessário avaliar os problemas de sobretensão nas fases sãs caso a GD permaneça alimentando o defeito.[10]

2.1.3 Direcionalidade

A corrente de contribuição do acessante poderá circular em sentido contrário ao da carga, necessitando portanto de dispositivos de proteção com funções de sobre-corrente direcionais (67). Porém religadores antigos e fusíveis não possuem esta característica e para a concessionária é

economicamente inviável substituir todo o sistema de proteção. Com o aumento da potência de curto-circuito, a seletividade dos religadores e fusíveis ficam totalmente impraticáveis, dependendo do local do defeito pois a corrente de curto que circula no fusível é maior que no religador.[3][4][7]

Nem todos os tipos de geração distribuída contribuem com correntes de contribuição dos defeitos, como por exemplo os geradores fotovoltaicos e eólicos possuem proteção contra subtensão que retiram os geradores de operação tão logo sintam o afundamento da tensão.[2]

2.1.4 Sensibilidade

A perda de sensibilidade e a coordenação entre disjuntores, religadores automáticos e fusíveis tanto da concessionária como da GD deve ser considerado nas análises dos impactos. Na maioria dos casos a corrente de contribuição de defeito da concessionária diminui podendo ocasionar defeito de sensibilidade dos religadores, com sérios problemas de avarias na rede e ferimentos em pessoas.

Da mesma forma, para a sensibilidade da GD, se permanecer alimentado um defeito, a sensibilidade depende do número de geradores que estiver em serviço, portanto, uma forma de resolver este problema seria de instalar equipamentos com grupos de ajustes alternativos com mudança automática em função do número de geradores conectados para reduzir este impacto. [3][10]

Para que a concessionária, que é responsável pela segurança dos trechos de redes aéreas, tenha certeza que a usina seja desligada do sistema em casos de defeito na rede, deve obrigar a instalação de dispositivos de transferência de disparo de forma a garantir a saída dos geradores da rede da concessionária quando ocorrer abertura do religador da subestação [2].

2.1.5 Suportabilidade

Outro ponto que deverá ser observado pelos engenheiros das concessionárias é com relação ao aumento da potência de curto-circuito, que em algumas vezes poderá ultrapassar os valores de suportabilidade dos equipamentos, ou até a impossibilidade de instalação de mais transformadores nas subestações das concessionárias para atendimento a novas cargas.[3]

2.1.6 Desligamento do disjuntor da concessionária

O desligamento da concessionária é um tipo de perturbação crítica para os geradores, pois submete o gerador a uma condição de sobrecarga. Isto ocorre porque o gerador ficará, instantaneamente, com todas as cargas da sua planta e mais as cargas de outros consumidores ligados à mesma linha. Nesta situação, o gerador tentará alimentar todas as cargas, acarretando queda na sua tensão e frequência e levar ao desligamento das cargas e a perda do gerador. A figura 2, mostra tensões nos barramentos dos geradores Gerador 1 de média tensão e Gerador 2 de baixa tensão, que atingem valores não tão baixos como no caso de defeito, até o instante de abertura de sincronismo com a concessionária.

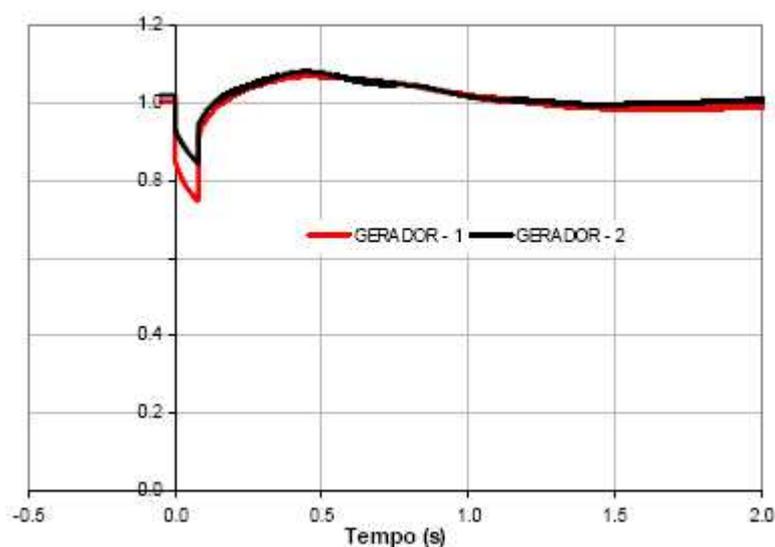


Figura 2 – Variações das Tensões nos Barramentos dos Geradores para desligamento do disjuntor da concessionária. Fonte : [19]

Na figura 3 tem-se o comportamento das freqüências dos geradores, Gerador 1 de média tensão e Gerador 2 de baixa tensão, durante e após o período de perturbação, onde se pode também notar uma maior variação da freqüência do Gerador 2, pelo mesmo motivo do caso anterior.

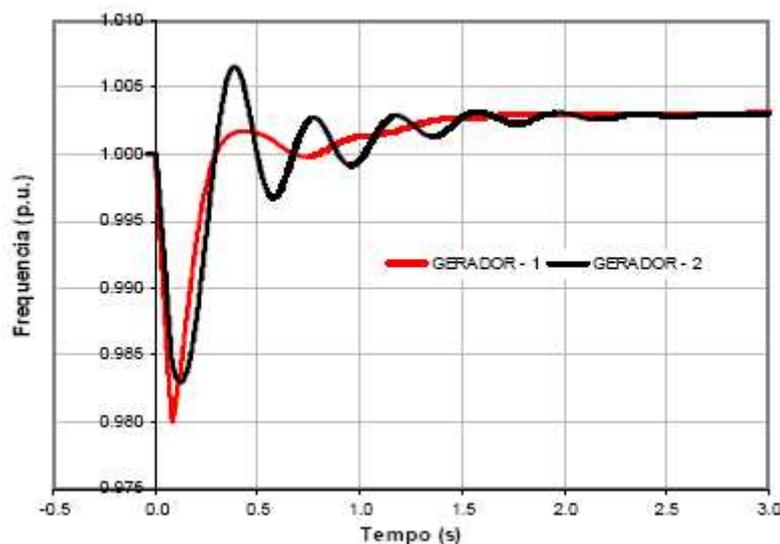


Figura 3 – Variações das Freqüências dos Geradores para desligamento do disjuntor da concessionária. Fonte : [19]

2.1.7 Religamento Automático

O religamento automático adotado pelas concessionárias para reduzir as interrupções de caráter transitórias é uma prática comum e deve ser avaliado na ligação de GD nos alimentadores. Este religamento automático acontece num tempo muito pequeno, que se o gerador não for retirado de operação haverá a possibilidade de danos mecânico na máquina, pois ao retornar a energia poderá estar fora de fase em relação ao gerador, podendo levar a um conjugado resistivo aplicado subitamente no eixo da máquina.[19]

Nestes casos seria necessário desconectar todas as GD do sistema antes do primeiro religamento, por problemas de sincronismo. Pode-se notar que pelo ponto de vista do gerador, a possibilidade de danos na máquina

devido a um fechamento fora de sincronismo deve ser considerada nos estudos de proteção, de forma a evitar este tipo de problema no gerador.[8][10]

A figura 4 apresenta uma oscilografia do instante em que a GD deverá ser desconectada durante o ciclo de religamento da proteção da concessionária.

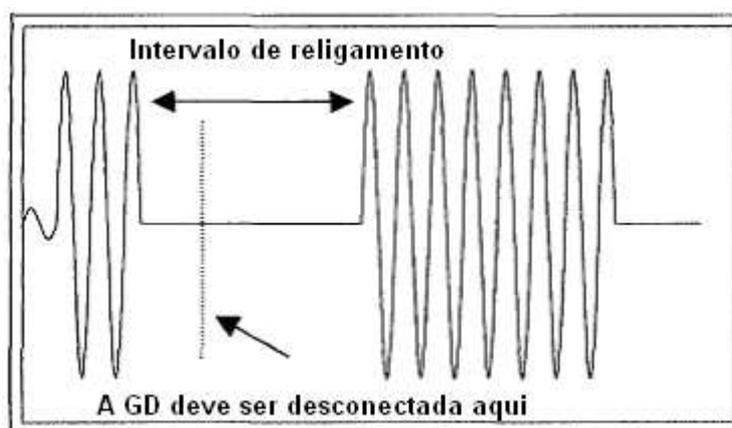


Figura 4 – Tempo de religamento de um relógio na subestação da concessionária. Fonte: [10]

2.1.8 Proteção de alimentadores adjacentes de uma Subestação

A interferência da GD na proteção de alimentadores adjacentes de uma subestação deve ser considerada nas análises de coordenação de tal forma que consumidores não sejam prejudicados por atuações indevidas. [5]

2.1.9 Afundamentos de Tensão

Os artigos relatam que a entrada de GD no sistema de Distribuição reduz os afundamentos de tensão na barra de uma subestação, causados por curtos-circuitos nos alimentadores, com menor impacto nos consumidores.

A Norma ANSI/IEEE (1001) indica que a proteção da GD deverá abrir o disjuntor de interligação com o sistema se a tensão cair para 0,5p.u. num tempo de 6 ciclos, que é o ponto de coordenação da curva CBEMA (Computer Business Equipment Manufacturing Association) .

O método proposto de coordenação de um dispositivo de sobrecorrente com equipamentos sensíveis a afundamentos de tensão é transformar a curva característica tempo/corrente em uma curva característica tempo/tensão, e plotar a característica de queima do fusível na mesma curva do padrão CBEMA .[9]

A proposta apresentada nesta metodologia para coordenar tempos de atuação dos equipamentos de proteção em função dos afundamentos de tensão, com ou sem GD no circuito, possibilita reduzir as interrupções permanentes devido aos afundamentos de tensão nos defeitos da rede de distribuição.

Dependendo do local do defeito, o curto circuito trifásico na linha de distribuição da concessionária é a condição mais desfavorável para os geradores porque a tensão na linha de distribuição, no caso de curto-circuito trifásico, vai a zero e as tensões nos terminais dos geradores caem bruscamente e todas as cargas sofrem o impacto desta subtensão.

A figura 5 mostra as tensões nos barramentos dos geradores Gerador 1 de média tensão e Gerador 2 de baixa tensão, durante e após o desacoplamento dos sistemas. Nela pode-se notar que as variáveis atingem valores muito baixos até o instante em que se dá a abertura de sincronismo com a concessionária.

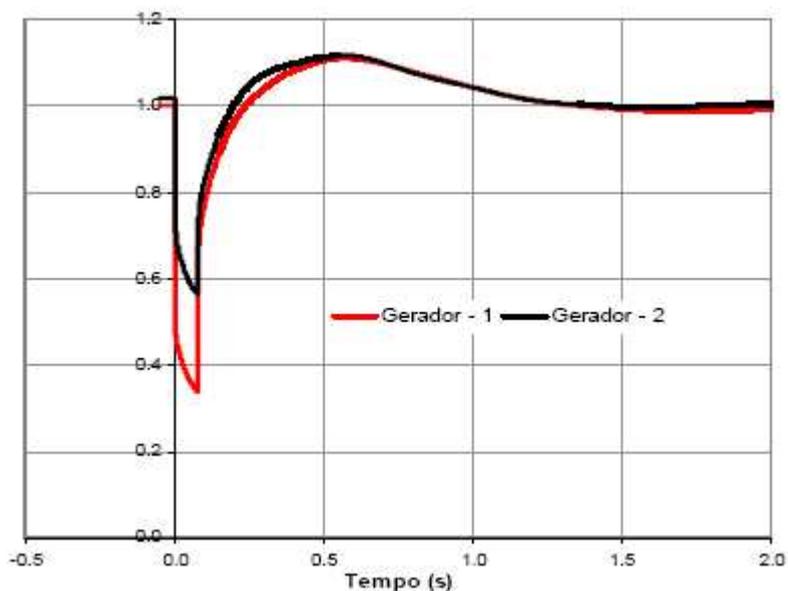


Figura 5 – Variações das Tensões nos Barramentos dos Geradores para curto-circuito trifásico na rede. Fonte [19]

Na figura 6, tem-se o comportamento das freqüências dos geradores, Gerador 1 de média tensão e Gerador 2 de baixa tensão, durante e após período de defeito, onde se pode notar a maior variação da freqüência do gerador 2. Isto ocorre porque, além das oscilações no seu barramento, esse gerador também acompanha as variações do barramento do gerador G1.

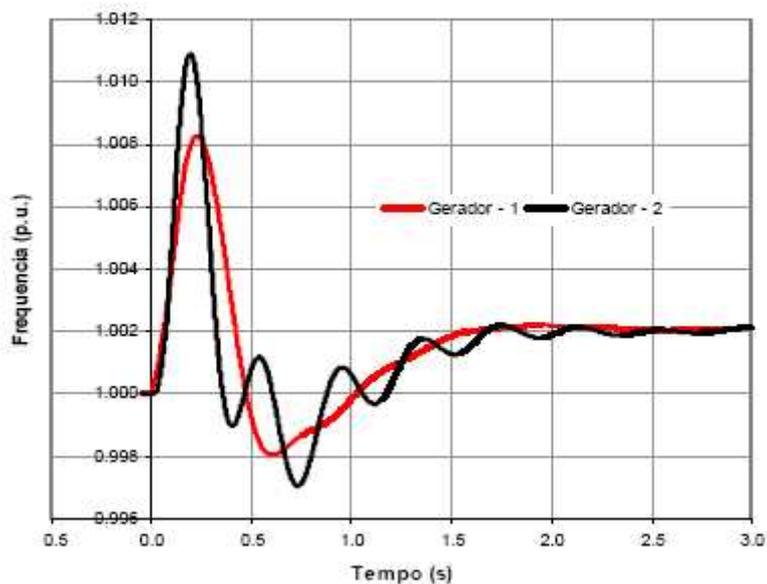


Figura 6 – Variações das Freqüências dos Geradores para curto-circuito trifásico na rede - Fonte [19]

2.1.10 Ilhamento

O termo ilhamento, corresponde à operação isolada de uma PCH atendendo as cargas de um alimentador de Distribuição quando a fonte principal da concessionária estiver em contingência.

Outros aspectos como a possibilidade de ocorrência de ilhamento deve ser analisada para evitar possíveis transtornos com os consumidores e operadores das concessionárias.[1]

O ilhamento normalmente não é permitido pelas concessionárias em função dos requisitos mínimos de qualidade de fornecimento.[9]

A manutenção dos equipamentos de proteção instalados nas usinas e nos pontos de interligação com a concessionária é de responsabilidade do acessante, portanto as concessionárias normalmente não operam estes equipamentos tornando muito complicado o gerenciamento da rede principalmente durante um ilhamento. Desta forma torna-se necessário detectar uma situação de ilhamento e com a maior rapidez desconectar a GD da rede.

A elaboração dos acordos operativos das usinas deve considerar todos estes aspectos relativos à operação, manutenção e proteção. [1][11]

Normalmente se houver grande variação da carga durante a perda da fonte da concessionária, pode-se detectar um ilhamento através dos seguintes parâmetros: magnitude da tensão, deslocamento de fase, monitoramento da impedância e variação na frequência, conforme figura 7.

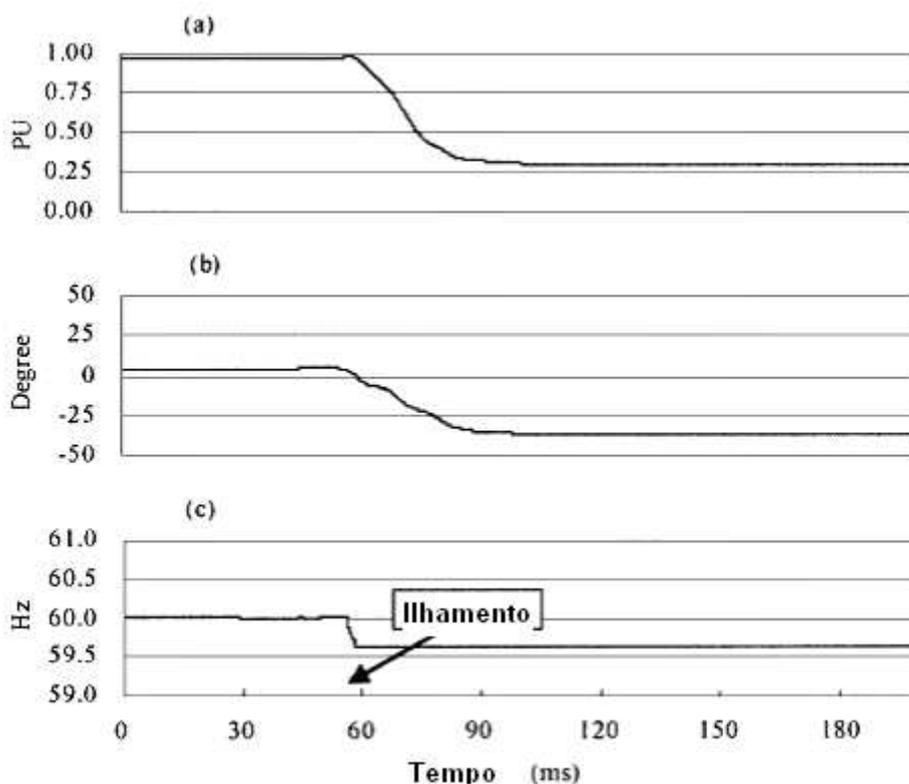


Figura 7 – Exemplo de grande variação da carga após um ilhamento. (a) Magnitude da tensão, (b) Fase e (c) Freqüência. Fonte: [11]

Porém se não houver esta variação da carga na usina, torna-se mais difícil detectar que o sistema está numa situação de ilhamento.[11]

2.1.11 Métodos de Coordenação

Um dos métodos que se pode destacar para realizar as coordenações dos equipamentos de proteção de um sistema com mais de uma fonte de contribuição foi desenvolvido por **SO** e **LI** (2002) [2], chamado TCM – Time Coordination Method.

Este método executa a simulação de vários pontos de curto-circuito alternando a entrada e saída de geradores e avalia a coordenação dos equipamentos envolvidos no anel nas diversas configurações possíveis.

O objetivo do software é selecionar um ajuste ótimo de forma a reduzir os desligamentos, bem como, os distúrbios no sistema. No desenvolvimento do TCM foi utilizado o programa MEP Modified Evolutionary Programming que é um método estocástico para multi variáveis. Utiliza a metodologia de procura de multi pontos para selecionar o melhor ajuste do relé, fixando, porém o número de geradores e o critério de coordenação entre os dispositivos.[2]

O método apresentado é complexo porém é possível aplicar em redes em anel, pois se terão inúmeros pontos de curto-circuito e em diversas condições de operação dos grupos geradores.

Outro artigo apresentado por **BRAHMA** e **GIRLIS (2004)** [4] corresponde a um método utilizado para realizar as coordenações em sistemas com inúmeras GD que tem o objetivo de fornecer um esquema de proteção alternativa para não reduzir a qualidade de fornecimento.

Inicialmente deve-se dividir o circuito em zonas (Z_x), conforme figura 8, onde a carga e a GD se equivalem, sendo que a GD deve ser um pouco maior que a carga. Além disso, a maior GD deverá possuir capacidade de controlar a carga.

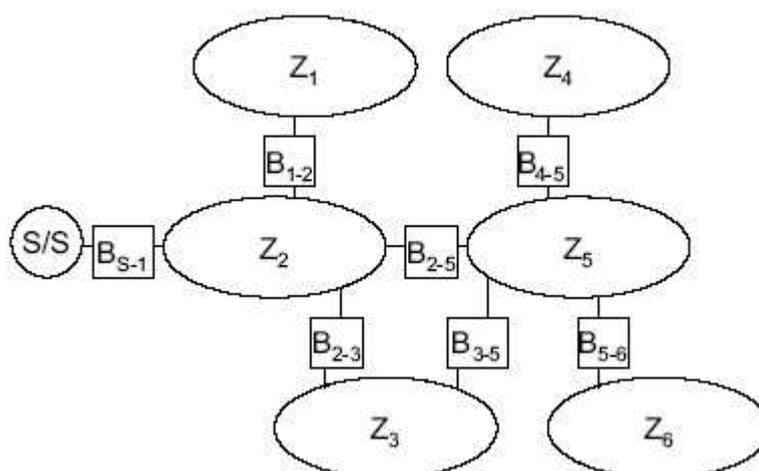


Figura 8 – Sistema de Distribuição dividido em zonas. Fonte:[4]

Estas zonas deverão estar separadas por religadores (B_{x-y}). Estes equipamentos deverão possuir capacidade de receber sinais de abertura e fechamento do relé principal da subestação. Estes religadores deverão possuir também as funções de sincronismo. O relé da subestação deverá receber todas as informações de carga e curto-circuito dos religadores das zonas, de forma que num defeito poderá identificar o local e o tipo de defeito. Com isto ele irá isolar esta seção abrindo os religadores correspondentes. Assim as demais zonas poderão operar normalmente.

O religamento para defeitos temporários deverá ser analisado pelo relé da Subestação. Deverão estar disponíveis também, as curvas tempo-corrente dos elos fusíveis. Quando ocorre um curto em algum local, as correntes que circulam são maiores que a corrente de carga, portanto indicando anormalidade no sistema.

Em função dos valores das correntes determina-se a localização do defeito. Localizado o defeito envia sinal aos religadores para isolar trecho. Em caso de defeito transitório deverá fazer a sincronização e fechar os religadores.

O processo de eliminação de defeito apresentado pelos autores tem grande aplicabilidade, porém as redes nem sempre tem esse tipo de configuração, o que tornaria mais difícil a sua aplicação.

Outro método apresentado pelos autores **NARA (2002)** [5] é chamado de FRIENDS (Flexible, Reliable and Intelligent Energy Delivery System), e é colocado como um definidor desta nova configuração.

O sistema FRIENDS busca a flexibilidade na reconfiguração do sistema em condições de defeito, a alta confiança no suprimento de energia, nível de carga e conservação de energia e gerencia a demanda.

Através do FRIENDS, o sistema poderá ser operado sem interrupção de energia aos consumidores pela flexibilidade de mudança da configuração da rede mesmo após a ocorrência de um defeito.

A operação e o controle das chaves provem de uma central de computação através de comunicação com os computadores das subestações e também de consumidores. Cada consumidor poderá escolher o tipo de qualidade de energia a ser fornecido.

O sistema apresentado parece ser uma maneira de oferecer um produto ao consumidor diferenciado e requer um custo muito alto de instalação e operacionalização.

2.2 Requisitos Técnicos exigidos pelas Empresas de Energia para a Conexão de PCH

Atualmente está em fase de revisão na ANEEL os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema de Distribuição – PRODIST – Módulo 3 que se refere ao Acesso aos Sistemas de Distribuição. Enquanto não houver um procedimento padrão de acesso aos sistemas de Distribuição, as empresas concessionárias do Brasil adotam procedimentos e exigências diferentes .

Os requisitos mínimos exigidos que envolvem aspecto de proteção são:

- O acessante é responsável pela proteção dos geradores, linha de interconexão e equipamentos do Acessante de Geração e não poderá afetar a proteção do sistema elétrico, a qualidade do fornecimento de energia aos consumidores em geral (níveis de tensão e freqüência) nem a segurança do pessoal de manutenção e operação do sistema [12][13][14][15][16][17] . Este requisito obriga o acessante a projetar um sistema de proteção adequado para suas instalações de tal forma que seus equipamentos operem corretamente e

não prejudiquem a qualidade de energia, a segurança e a operação do sistema de distribuição da concessionária.

- A conexão com a Rede Elétrica deverá ser feita em subestações através de alimentador exclusivo, não sendo permitido a conexão através de uma derivação de uma linha. [12][13][14][15][16][17]. Este requisito reduz muitos os impactos na proteção do sistema de distribuição da concessionária, mantendo a PCH em um alimentador exclusivo, onde não existem consumidores ao longo do alimentador. O impacto na proteção só ocorre nos religadores dos circuitos adjacentes e no disjuntor geral da subestação da concessionária.

As Concessionárias limitam a potência de curto-circuito simétrico durante o paralelismo.[12][13][14] . Este requisito tem o objetivo de evitar que a potência de curto-circuito do sistema ultrapasse a suportabilidade dos equipamentos, garantindo a integridade do sistema.

Funções de proteção exigidas nos relés de proteção dos religadores e disjuntores com transformadores onde o primário esteja ligado em estrela aterrado / e o secundário em delta : sobrecorrente direcionais de fase e de neutro (67/67N), sobrecorrente de fase e de neutro (50/51 – 50/51N), sobre e sub tensão – (59/27), sobre e sub Freqüência (81 O/U), potência reversa (32), Oscilografia e Grupos de ajustes ; Sistema tipo “DEAD-LINE” (linha morta) .[12][13][14][15]. Este requisito define o mínimo de funções de proteção necessário para manter pequenas centrais hidrelétricas ligadas no sistema de distribuição de uma concessionária de tal forma que seja garantido a qualidade de fornecimento de energia aos consumidores do alimentador.

Funções de proteção exigidas nos relés de proteção dos religadores e disjuntores com transformadores onde o primário esteja ligado em estrela não aterrado ou delta : desequilíbrio de tensão (59N) e seqüência negativa (59Q) . [13] Relé de sobre corrente com restrição de tensão (51V) [14].

Sistema de transferência de disparo “TRANSFER TRIP” [12] [14]. Este requisito tem o objetivo de garantir a abertura do disjuntor de interligação quando ocorrer a abertura do religador da concessionária, evitando assim a operação emilhamento e garantindo a falta de sensibilidade dos relés do disjuntor da usina frente aos defeitos próximos ao religador da concessionária.

A Concessionária não permite o ilhamento da usina.[12][13] Considerando que as concessionárias não podem controlar o desempenho da geração e da proteção das usinas em casos de ilhamento, este requisito evita que prejuízos maiores sejam causados, por problemas de tensão, frequência e mau desempenho da proteção, aos consumidores da concessionária.

2.3 Conclusão do Capítulo 2

Na revisão bibliográfica, nota-se que os artigos normalmente abordam os pontos positivos de uma ligação de GD na rede e que os problemas advindos da área da proteção são pouco detalhados. Problemas com religamento, sensibilidade, direcionalidade, ilhamento, sobretensão, suportabilidade e afundamento de tensão devem ser cuidadosamente analisados pelos engenheiros das concessionárias, antes de efetivar a ligação de GD em alimentadores da Distribuição.

Pelo levantamento dos requisitos mínimos exigidos sob aspectos de proteção das Distribuidoras pode-se concluir que é grande a preocupação em relação à segurança e a qualidade de energia, pois em todas as empresas notou-se que não permitem ilhamento de cargas da concessionária e não permitem que a conexão resulte em redução da qualidade de energia aos consumidores instalados na rede.

No próximo **capítulo 3** apresentam-se os conceitos fundamentais sobre proteção de distribuição, onde são abordados os impactos na proteção do sistema de distribuição de uma concessionária com a ligação de usinas, os critérios de coordenação de proteção de uma concessionária e em relação aos consumidores especiais. Neste capítulo são também apresentadas as Leis que estabelecem as disposições relativas à ligação de Pequenas Centrais Hidrelétricas e as exigências legais de qualidade de energia.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Com a necessidade de fornecer uma energia com maior confiabilidade e com baixos custos, a Pequena Central Hidrelétrica (PCH) tem sido empregada substancialmente nos sistemas de Distribuição de energia. A PCH quando inserida nas redes de distribuição tem introduzido no sistema impacto na operação, na proteção e na integridade dos equipamentos e do sistema elétrico da concessionária.

O objetivo deste trabalho é estudar algumas destas questões, particularmente em respeito ao sistema de proteção. Os tópicos a serem abordados na explanação são:

- A segurança deverá estar comprometida devido à dupla fonte de corrente de contribuição de curto-circuito;
- A possibilidade de ilhamento deverá ser considerada;
- Os esquemas de religamento automático deverão ser re-analisados;
- A estabilidade do sistema deverá ser re-avaliada;
- Problemas de suportabilidade dos equipamentos deverão ser considerados;
- O sistema de Distribuição das concessionárias é projetado para operação radial ou seja apenas um caminho para corrente de carga e corrente de curto-circuito.
- Relé de proteção aplicado em sistemas de distribuição radial não dispõe de funções direcionais, coordenações para correntes reversas e/ou sensores para detectar correntes reversas.

A instalação de PCH no sistema de distribuição não deverá apenas alterar a topologia das redes, mas o fluxo de corrente circulará em múltiplas direções. Portanto o maior impacto com a inserção de PCH no sistema de distribuição será no sistema de proteção.

Os esquemas de proteção para sistemas radiais são normalmente simples onde fusíveis protegem os ramais e religadores são utilizados para retaguarda e protegem os troncos dos alimentadores. Apenas sensores de sobrecorrente sem direcionalidade são utilizados.

Portanto sistemas avançados de proteção deverão ser implantados nos alimentadores de tal forma que se possa operar com ou sem geração nos alimentadores. Este sistema de proteção dependerá das medições de pontos estratégicos para modificar os grupos de ajustes dos relés. Assim sendo, o sistema de proteção deverá estar integrado ao sistema de automação de distribuição.

Muitos pontos com PCH no alimentador poderão ocasionar problemas de estabilidade e frequência, que são normalmente encontrados apenas nos sistemas de transmissão.

3.1 Correntes de defeito gerados por PCH

Quando uma PCH é conectada ao sistema de distribuição da concessionária, se devem considerar três configurações para análise das correntes de defeito. Primeiro o sistema sem a usina, segundo o sistema com a usina e o terceiro apenas com a usina em operação. As concessionárias tentam manter o sistema coordenado de relés, religadores e fusíveis para estas três configurações. Embora a usina não esteja normalmente ligada ao sistema sem a fonte da concessionária, esta condição poderá ocorrer num ciclo de religamento durante um defeito na linha de distribuição.

Conforme literatura, se o transformador de conexão da usina estiver ligado em Estrela-aterrada no primário e Delta no secundário, poderá haver uma segunda fonte circulação de corrente de seqüência zero para curtos-circuitos fase-terra, mesmo se o gerador estiver fora de operação.

Na elaboração dos ajustes do relé de proteção do disjuntor de conexão da usina devem-se considerar os tempos de operação dos religadores da concessionária. Os cálculos de curto-circuito e a coordenação deverão ser realizados considerando o período da reatância transitória dos geradores (3 a 6 ciclos) , pois os equipamentos de proteção não operam no período da reatância subtransitória (0 a 3 ciclos).

3.2 Direção do fluxo de Corrente

Na maioria dos casos, a fonte da concessionária é mais forte que a fonte da usina, portanto para defeitos entre a concessionária e a usina, as correntes de contribuição da concessionária não sofrem redução. Portanto nestes casos a sensibilidade e a coordenação do equipamento da concessionária não necessitam alteração. Porém se a usina estiver entre o sistema e o defeito então deverá reduzir as correntes de contribuição do sistema da concessionária tornando portanto obrigatório à revisão dos ajustes do equipamento da concessionária.

Da mesma forma se a fonte da usina, ou de mais usinas ligadas no mesmo circuito, for mais potente que a fonte da concessionária haverá um impacto nas correntes de contribuição, tornando necessária à verificação da coordenação e sensibilidade dos equipamentos da concessionária.

3.3 Efeitos nos ajustes dos Relés

As instalações de usinas conectadas nos sistemas de distribuição podem ser vantajosas, em relação à distribuição de fluxos de carga, queda de tensão e carregamentos de linhas, porém, causam grande impacto nos equipamentos de proteção, particularmente na coordenação.

3.4 Suportabilidade

Existem considerações que devem ser analisadas para correntes de defeito em relação à suportabilidade dos equipamentos. Os equipamentos de sobrecorrente devem ser apropriadamente dimensionados para suportar correntes de defeito. Ajustes de mínimo disparo e curvas de operação de religadores, fusíveis e relés devem estar disponíveis para a realização dos estudos de coordenação apropriados.

Dependendo do tipo de ligação do transformador de conexão algumas ou todas as correntes de defeito serão aumentadas em função da ligação de PCH no sistema de distribuição. Os equipamentos existentes e os a serem adquiridos deverão suportar o aumento da potência de curto-circuito com a conexão das Usinas.

3.5 Problemas de Coordenação

A ligação de usinas num sistema de distribuição que normalmente está designado para proteger apenas circuitos radiais, ou seja com apenas uma fonte de contribuição de correntes de defeito, acarretam em inúmeros problemas relacionados com a coordenação de equipamentos de proteção.

Um circuito normalmente possui um religador na saída da subestação, com fusíveis variando de 6K à 65K (tipo rápido) protegendo os ramais e em alguns casos onde o circuito possui consumidores rurais também se utilizam religadores de trecho.

Equipamentos de proteção instalados a jusante da usina terão um benefício na coordenação com o aumento da corrente de contribuição. Para defeitos entre a concessionária e a usina, haverá correntes de contribuição reversa circulando pelos equipamentos de proteção instalados neste trecho, que deverão possuir proteção direcional para realizar corretamente a separação da área com defeito.

Da mesma forma para defeitos em circuitos adjacentes, as correntes reversas circularão no circuito da usina causando portanto descoordenações nos equipamentos instalados neste circuito, se não possuírem sensores de sobrecorrente direcionais.

Para obter-se a coordenação, o tempo de atuação dos equipamentos instalados no circuito da usina deverá ser mais lento que os do circuito adjacente de forma que se evite que defeitos nos circuitos adjacentes realizem a abertura dos equipamentos do circuito da usina. Esta situação deve ser bem analisada para evitar que consumidores sejam afetados por defeitos externos ao circuito que alimenta as cargas.

Assim como os ajustes dos equipamentos da usina devem ter a atuação suficientemente lenta para não operarem com defeitos em circuitos adjacentes. Se o religador do circuito adjacente estiver ajustado com uma curva muito lenta, então esta descoordenação indevida poderá ocorrer abrindo o circuito da usina.

As correntes de contribuição da usina para defeitos em circuitos adjacentes são diferentes se o sistema estiver em paralelo e para um mesmo defeito são menores se o sistema da concessionária estiver alimentando o defeito. Portanto se as correntes de contribuição são menores os tempos de atuação deverão ser plotados corretamente para que se avalie esta coordenação.

Caso o tempo de atuação do equipamento do circuito adjacente seja muito lento, as alterações nos ajustes das curvas serão necessárias e todas as simulações deverão ser realizadas para os demais circuitos do barramento. Porém a prática ensina que para atender a todos os tipos de defeitos e todos os circuitos adjacentes, não se consegue uma coordenação ideal utilizando equipamentos sem direcionalidade.

Então a substituição dos equipamentos convencionais por equipamentos com sensores direcionais de sobrecorrente (67) é necessária tanto no circuito da usina como também no circuito geral da barra da subestação.

3.6 Impactos nos fusíveis dos ramais

A instalação de PCH em circuitos com fusíveis, deve impactar na operação correta destes fusíveis.

Os circuitos normalmente possuem religadores em série com fusíveis protegendo os ramais.

Os religadores são coordenados com os fusíveis dos ramais para que num defeito temporário no ramal, como por exemplo galhos de árvores tocando a linha de distribuição, a curva rápida do religador seja sensibilizada e realize a abertura e em seguida o religamento, evitando assim a queima do fusível para um defeito de caráter temporário.

Este tipo de coordenação evita que os consumidores do ramal sejam afetados permanentemente para defeitos temporários. Porém a instalação de usinas nestes circuitos de distribuição com religadores de trecho e fusíveis nos ramais, irão afetar a coordenação dos equipamentos devido à contribuição de correntes de defeito pela usina.

Os fusíveis nesta situação poderão operar antes do religador ou muitas vezes ambos poderão operar fusíveis e religadores para um defeito temporário. Para tanto se recomenda a verificação da seletividade e se não houver outra forma substituir os fusíveis por seccionalizadores para conseguir realizar a seletividade em todos os tipos de defeito.

3.7 Impactos na Sensibilidade e nos tempos de atuação dos equipamentos de proteção

Equipamentos de proteção possuem normalmente sensores de neutro para possibilitar maior sensibilidade para defeitos a terra. A impedância de seqüência zero dos circuitos de distribuição é maior que a de seqüência positiva. Isto portanto causa uma redução rápida nos valores de defeitos a terra conforme vai se movendo da subestação até o final do trecho. [37]

Em alguns casos o valor da corrente de defeito poderá ser menor que a corrente de carga máxima do circuito de distribuição. Os sensores de fase não podem ser ajustados com valores de disparo abaixo do valor de carga máxima, portanto se utiliza o sensor de neutro para realizar esta sensibilidade.

Os ajustes de neutro podem ser realizados com valores abaixo do valor da carga máxima de forma a possibilitar a sensibilidade necessária para efetuar a abertura de baixos valores de corrente de defeito.

Porém este ajuste de neutro está limitado apenas pelo máximo desbalanceamento das cargas nas fases do circuito de distribuição. Se usinas forem instaladas no circuito através de transformadores Estrela-aterrada no primário e delta no secundário, têm-se assim correntes de contribuição de duas fontes para alimentar os defeitos no circuito.

Assim sendo, a corrente de contribuição do sistema para o defeito deve reduzir ocasionando em alguns casos a falta de sensibilidade dos equipamentos da concessionária, com riscos para a segurança e problemas de coordenação dos equipamentos.

Esta redução de corrente de contribuição do sistema irá aumentar o tempo de atuação da curva de neutro, a menos que seja implementado um outro ajuste com a ligação da usina no circuito de distribuição.

Outro problema que aparece nas análises de proteção de neutro é com relação ao local que esta usina está sendo instalada, ocasionando portanto uma variação grande nas correntes de contribuição da concessionária. A localização da usina pode piorar a coordenação da curva de neutro de relés e religadores com a dos fusíveis dos ramais. A pior das situações é quando a usina está instalada no final do circuito de distribuição.

Relativamente à dimensão da potencia de geração, em relação a potencia do sistema da concessionária, pode-se concluir que quanto maior for a potencia da usina em relação a potencia do sistema, menor será a sensibilidade dos equipamentos de proteção da concessionária devido ao baixo valor da impedância de seqüência zero dos geradores da usina.

O aterramento do neutro do gerador é recomendado para grandes geradores de forma a prevenir a sobretensão devido ao deslocamento do neutro. Porém deve-se sempre considerar a baixa sensibilidade para defeitos a terra quando se têm no sistema da distribuição grandes geradores. Quando se tem uma pequena unidade de geração, porém conectada ao sistema da concessionária através de um transformador com primário aterrado, a perda de sensibilidade não é tão significativa tendo em vista a grande impedância do transformador.

Entretanto se forem instaladas inúmeras unidades geradoras neste circuito então o problema de falta de sensibilidade para defeitos a terra se equivale a uma grande unidade geradora. Quanto a defeitos trifásicos e fase-fase a instalação de geradores no circuito não acarreta os mesmos problemas de sensibilidade que ocorre com os defeitos a terra.

Os valores medidos dos defeitos não afetam a sensibilidade dos sensores de fase dos religadores das subestações de circuitos com geradores. Pois o valor de corrente de defeito aumenta com a inserção de geradores no circuito. Entretanto este aumento de corrente de defeito acaba interferindo na coordenação dos religadores com os fusíveis dos ramais.

3.8 Verificação de sincronismo nos equipamentos do sistema

Caso seja permitido o ilhamento, e a usina suporte a carga, será necessário instalar equipamentos de verificação de sincronismo nos religadores para que possam retornar com a fonte principal sem desligar a usina e os consumidores.

Para ligar um gerador em paralelo com um barramento energizado, é necessário verificar as seguintes condições :

1. Mesma seqüência de fases;
2. Mesmo nível de tensão;
3. Mesma freqüência;
4. Mesmo ângulo de fase.

Com exceção da seqüência de fases, as demais condições devem ser ajustadas durante a operação de paralelismo. A este ajuste chama-se de "sincronização". A sincronização pode ser manual ou automática.

O sincronizador automático é um equipamento que compara os níveis de tensão e freqüência dos dois sistemas a serem sincronizados e os ajusta enviando pulsos para os reguladores de tensão e velocidade.

Quando todas as condições de sincronismo são verificadas, o sincronizador fecha o disjuntor. Esta função poderá estar disponível nos equipamentos da concessionária para evitar o desligamento temporário para retorno do sistema fonte da concessionária em paralelo com o da usina em caso de ilhamento.

3.9 Ligação de transformadores de conexão ao Sistema da Concessionária na Usina PCH

A escolha da ligação dos transformadores de conexão tem a maior importância de como a PCH irá interagir com o sistema de proteção da concessionária.

3.9.1 Instalação de PCH utilizando transformadores com primário ligado em Estrela-aterrado e secundário em Delta [37]

Neste tipo de conexão se tem mais uma fonte de corrente de seqüência zero para curtos-circuitos fase-terra no sistema , pois a corrente se dividirá entre o sistema e o aterramento do transformador da usina, sendo que o valor desta corrente dependerá dos valores de impedância do sistema e do transformador da usina. Esta questão poderá impactar significativamente na coordenação com os relés de neutro da concessionária. Porém se têm vantagens pois o religador da concessionária não “enxerga” curtos fase-terra no secundário do transformador e também não ocorre sobretensões nas fases sãs do sistema caso ocorra abertura de RA da concessionária para curtos-circuitos fase-terra no sistema.

3.9.2 Instalação de PCH utilizando transformadores com primário ligado em Estrela-aterrado e secundário em Estrela-aterrado [37]

Este tipo de ligação estabelece também uma fonte de corrente de seqüência zero se o gerador estiver ligado em estrela-aterrado. Problemas de coordenação com o sensor de neutro do religador poderão ser considerados analisados neste tipo de ligação. A ausência de uma ligação em delta para filtrar a circulação de correntes de seqüência zero aumenta a complexidade dos estudos de proteção. Portanto os religadores da concessionária estarão sensíveis a curtos circuitos no secundário do transformador da usina e portanto deve-se considerar esta situação na definição da coordenação dos sensores de neutro.

Para curtos-circuitos fase-terra no sistema de distribuição da concessionária a circulação de correntes de seqüência zero será dependente da situação do gerador. Caso o gerador estiver fora de operação haverá apenas uma fonte de contribuição, ou seja esta situação deverá ser considerada durante as análises dos estudos de coordenação de proteção. Com este tipo de ligação não haverá problemas de sobretensão nas fases sãs em casos de ilhamento devido à abertura do religador da concessionária devido a curto-circuito fase-terra permanente.

3.9.3 Instalação de PCH utilizando transformadores com primário não aterrado (delta ou estrela) [37]

Nesta configuração, o gerador da PCH não contribui com correntes de seqüência zero para faltas a terra no sistema da concessionária, portanto se tem apenas uma fonte de contribuição, o que é uma vantagem na hora de fazer a coordenação. Outra vantagem aparece nos curtos-circuitos fase-terra no secundário do transformador onde o religador do sistema não será sensível a esta ocorrência pois não circulará corrente de seqüência zero. Porém como desvantagem pode-se relacionar a ocorrência de sobretensão nas fases sãs para curtos-circuitos fase-terra no sistema da concessionária, com a abertura do religador, ocorrendo então o ilhamento em sistema não aterrado. Portanto, o isolamento dos equipamentos da rede deverá ser dimensionado para suportar esta sobretensão, caso contrário poderá sofrer sérias avarias.

Instalações de usinas PCH utilizando transformadores com primário não aterrado só poderão ser aplicadas no sistema se a capacidade de geração for menor que a metade da carga do circuito, desta forma a geração não conseguirá manter esta condição de sobretensão. Para utilização deste tipo de ligação é, necessária, a instalação de relés supervisores de tensão, de tal forma que se ocorrer sobretensão nas fases o relé realize a abertura do disjuntor da usina.

Outro problema no sistema se deve ao fato de haver duas fontes de contribuição de corrente de curto-circuito para falta fase-fase, portanto gerando problemas de coordenação e sensibilidade dos equipamentos de proteção da distribuição.

3.10 Questões de Proteção para sistemas com transformadores não aterrados no lado primário [37]

3.10.1 Problemas com perda da fonte principal da Concessionária

Quando ocorre abertura do religador da concessionária significa que a fonte principal do sistema está fora, por motivos de defeitos na rede ou por aberturas manuais, ocasionando novos problemas relacionados abaixo com a sensibilidade dos relés e a coordenação.

3.10.2 Operação em Ilhamento

Com a abertura da fonte principal da concessionária, a usina poderá manter os sistemas ligados se houver um razoável balanço entre carga e geração. Normalmente o ilhamento não é uma prática permitida pelas concessionárias. Por esta razão é que as concessionárias exigem sistemas de “TRANSFER TRIP” (transferência de disparo) para o disjuntor da usina em casos de ocorrência de ilhamento. Em casos raros o ilhamento poderá ser uma opção desejável pela concessionária, quando a carga estiver ligada a uma linha aérea de longa distância e radial e com inúmeras interrupções permanentes. Durante esta condição de ilhamento, as correntes de curto-circuito são reduzidas e portanto os equipamentos de proteção de sobrecorrente convencionais não poderão ser utilizados. Assim devem-se dar atenção aos equipamentos com relés numéricos onde se pode optar por ajustes de menor disparo, grupos de ajustes alternativos e com proteção para subtensão.

3.10.3 Proteção da barra de alta tensão da Usina com abertura do Disjuntor

Esta situação poderá ocorrer se o disjuntor de conexão com o sistema da concessionária estiver aberto e portanto haverá um trecho da barra entre o transformador e o disjuntor que ficará sem proteção para curtos-circuitos fase-terra.

Caso exista a possibilidade do gerador energizar esta barra deve-se prever uma proteção para defeitos a terra. Normalmente se utilizam relés supervisores de tensão de neutro para isolar o gerador para estes tipos de defeito, ou também adotar um sistema de transferência de disparo se o disjuntor de conexão estiver aberto.

3.10.4 Requisitos da concessionária para a proteção da linha

A usina PCH será uma fonte de contribuição no sistema de distribuição da concessionária. Se a geração da usina for pequena comparada com a mínima carga do sistema, então não há necessidade de proteção para o sistema em relação a colapso de tensão e frequência, portanto se houver abertura do religador da concessionária o sistema de proteção da usina irá operar.

Caso exista alguma condição em que a proteção da usina não seja sensível deve-se utilizar a transferência de disparo nestas situações. Muitos esquemas de proteção utilizam relés de subtensão na barra da usina para detectar perda da fonte da concessionária. Portanto em todas as conexões com sistema através de transformador não aterrado no lado de alta tensão, se devem fazer as análises necessárias para contemplar os equipamentos para efetuar a conexão.

A interligação da usina com o consumidor ou com um sistema elétrico existente é feita através da linha de distribuição.

Para a linha de distribuição, devem ser definidas a tensão de distribuição e a seção nominal dos condutores, com base nos valores de potência a transmitir e comprimento da linha. A tensão de distribuição deverá ser definida através de um estudo de alternativas para interligação entre a usina e o ponto de interligação com o sistema que resulte na solução economicamente mais interessante.

Para efeito dos estudos preliminares, a seção nominal dos condutores pode ser determinada utilizando os parâmetros elétricos da linha para a configuração escolhida.

3.10.5 Sobretensões no sistema

Sobretensões poderão ocorrer em linha de distribuição com defeitos fase-terra se o sistema de proteção da concessionária for mais rápido que o da usina. Portanto deve-se assegurar que os tempos de operação dos relés da usina sejam menores que os tempos de operação dos religadores da concessionária, evitando assim o ilhamento e a sobretensão nas fases sãs.

3.10.6 Correntes de curto-circuito

Quando uma usina é conectada ao sistema da concessionária através de um transformador com primário (lado da concessionária) não aterrado, este tipo de ligação não proporciona um caminho para a passagem de corrente de defeito a terra ou uma corrente de desbalanceamento. No diagrama de seqüência zero pode-se notar que no lado da usina o circuito fica aberto. Portanto toda a corrente de defeito a terra circula pelo transformador da concessionária, sendo que esta corrente é um pouco maior em função da redução das impedâncias de seqüência positiva e negativa da rede com a usina. Portanto para os equipamentos de proteção da concessionária os efeitos da instalação de usinas nos circuitos não afetam a sensibilidade. [37]

Com relação à sensibilidade para defeitos trifásicos ou fase-fase ocorre da mesma forma com no caso de transformadores com lado do primário

aterrado, ou seja, os valores medidos dos defeitos não afetam a sensibilidade dos sensores de fase dos religadores das subestações de circuitos com geradores. Pois o valor de corrente de defeito aumenta com a inserção de geradores no circuito. Entretanto este aumento de corrente de defeito acaba interferindo na coordenação dos religadores com os fusíveis dos ramais.

3.11 Resumo dos tipos de ligação de transformadores

Os tipos de ligação de transformadores mais utilizados pelas concessionárias são descritos abaixo na Tabela 1. Cada uma destas conexões tem vantagens e desvantagens para a coordenação e sensibilidade da proteção da concessionária. A concessionária deverá definir a que melhor se adapte ao sistema de distribuição.[37]

Tabela 1 – Tipos de ligação de transformadores de conexão com a rede da concessionária – problemas e vantagens. Fonte: [37]

ALTA TENSÃO	BAIXA TENSÃO	PROBLEMAS	VANTAGENS
DELTA	DELTA	- ocorre sobretensão nas fases para curtos fase-terra no sistema, com a abertura do RA da concessionária, ocorrendo então o ilhamento em sistema não aterrado. O isolamento dos equipamentos da rede deverá ser dimensionado para suportar a tensão fase-terra, caso contrário poderá sofrer sérias avarias.	1- o gerador não contribui com correntes de seqüência zero para faltas a terra no sistema da concessionária, nesta situação terá apenas uma fonte de contribuição. 2- o religador da concessionária não “enzerga” curtos fase-terra no secundário do transformador.
DELTA	ESTRELA-ATERRADA		
ESTRELA	DELTA		
ESTRELA ATERRADA	DELTA	- correntes de contribuição indesejáveis de terra em curtos-circuitos fase-terra na rede supridora da concessionária comprometendo a coordenação.	1-o religador da concessionária não “enzerga” curtos fase-terra no secundário do transformador. 2-não ocorrem sobretensões no sistema para curtos-circuitos fase-terra no sistema da concessionária
ESTRELA-ATERRADA	ESTRELA-ATERRADA	- curtos-circuitos no secundário dos transformadores serão sentidos pelos religadores do alimentador	- não ocorrem sobretensão no sistema para curtos-circuitos fase-terra se o neutro do gerador estiver conectado em estrela aterrado por baixa impedância

3.12 Necessidade de Transferência de disparo nos circuitos com usinas

Sistemas de comunicação entre os equipamentos da concessionária e os equipamentos da usina, normalmente tem duas funções:

- Enviar um sinal de abertura (“TRANSFER TRIP”) do religador da concessionária para o equipamento de proteção da usina
- Enviar para o religador da concessionária um sinal de que o equipamento de proteção da usina está aberto.

Circuitos com usinas devem dispor de um sistema de comunicação adequado para realizar a função de transferência de disparo se houver a mínima possibilidade da usina permanecer ligada após a abertura dos religadores da concessionária. Portanto nesta situação o equipamento da concessionária irá saber que a usina ainda está operando e então enviará um sinal de abertura do equipamento de proteção da usina, retirando então a usina do circuito. [37]

Em alguns circuitos onde a concessionária deseja que estas usinas se mantenham ligadas em função da importância da carga, será necessário então que no equipamento da concessionária possua um relé de check de sincronismo, para que seja possível realizar o sincronismo com a usina para repor a fonte principal.

Porém na maioria dos casos, obriga-se que a usina desligue seu gerador para então permitir o fechamento do religador da concessionária pois raramente a concessionária poderá efetuar o controle de velocidade e ângulo para sincronizar com o gerador da usina.

3.12.1 Sinal de Transferência de Disparo (Transfer Trip)

O sinal de transferência de disparo é enviado do equipamento da concessionária para o equipamento de proteção da usina de forma a garantir que a usina será removida do sistema se o religador da concessionária operar. [37]

O critério para enviar o sinal de abertura para o equipamento de proteção da usina depende do tamanho da usina. Portanto existem circuitos onde a usina é suficientemente grande para atender as cargas do circuito e poderá se manter em serviço mesmo após a abertura do religador da concessionária.

Esta situação chama-se de ilhamento, colocando em risco os operadores da concessionária, ou mantém-se alimentando o defeito resultando em avaria de equipamentos e possibilidade de acidentes e ferimentos em pessoas.

O sinal enviado pelo equipamento da usina para o equipamento da concessionária, deve ser usado para adaptar os ajustes do religador da concessionária e também liberar o religamento do circuito e também para a equipe de operação saber como se encontra o status da usina.

Para finalidade de proteção, a comunicação entre o religador e o equipamento da usina é feita através de sinal binário. Portanto significa que o circuito de comunicação poderá ser usado através dos seguintes meios: carrier, telefone, fibra óptica, radio...etc...

O critério de escolha do meio de comunicação vai depender da viabilidade, confiabilidade, velocidade de operação e também do custo.

3.13 Quesitos de Segurança

Religamentos automáticos são utilizados nos casos de defeitos temporários, porém para defeitos permanentes os religadores irão realizar o ciclo de operações e permanecerão bloqueados e abertos até que a equipe de manutenção repare o problema. Desta forma o sistema de proteção garante a segurança a pessoas que poderiam entrar em contato com equipamentos ou cabos energizados e também do pessoal de operação e manutenção para identificar o defeito, manobrar a rede e reparar o defeito.

Adequados sistemas de proteção e comunicação dos equipamentos envolvidos com a proteção de circuitos de usinas, vão garantir a abertura da usina em casos de defeito na rede.

A aplicação errada de equipamentos e ajustes de proteção poderá resultar em falta de sensibilidade para defeitos no circuito. Em circuitos onde são instaladas grandes usinas, um estudo minucioso de proteção deve ser elaborado para garantir que a contribuição da usina para a corrente de defeito não venha a tirar a sensibilidade do religador da concessionária ou descoordenações quando os defeitos forem ocorrerem em circuitos adjacentes.

Porém em alguns casos onde haja interesse da concessionária a usina poderá alimentar as cargas se for necessário abrir o religador manualmente para realizar manutenção. Portanto cada uma destas situações deverá ser bem avaliada pelo pessoal de proteção em conjunto com o pessoal de operação e manutenção do sistema de distribuição.

Os operadores das redes de distribuição estão acostumados em operar sistemas radiais, onde após a abertura do religador o circuito estará desenergizado e portanto em condições seguras de ser manuseado. Porém se houver uma usina pendurada neste circuito poderá manter energizado e criará uma situação insegura para o pessoal de operação e manutenção da concessionária.

Portanto os operadores deverão estar avisados de que este circuito possui PCH penduradas de forma a se preocupar em verificar se existe tensão na rede antes de iniciar os trabalhos. Inspeção visual no equipamento de proteção da PCH deverá ser realizada para garantir que a usina está separada do sistema.

As concessionárias devem exigir que o equipamento de proteção no ponto de conexão com a usina seja possível visualizar que este se encontra desenergizado e bloqueado para fechamento utilizando se possível um sistema com cadeado. A concessionária deverá dispor de um plano de segurança se houver a possibilidade da usina em energizar um circuito de distribuição. A instalação de usinas nos circuitos de distribuição poderá resultar em condições de avaria nos equipamentos da concessionária.

O aumento da potência de curto-circuito no sistema, com a ligação de PCH poderá acarretar, em alguns casos, na ultrapassagem da suportabilidade dos equipamentos da rede. Usinas que continuam ligadas em condições de defeito transitório na rede poderão ser afetadas com o religamento automático da concessionária.

Ainda em alguns tipos de conexão de usinas podem-se ter transformadores não aterrados no lado da concessionária gerando portanto a possibilidade de haver sobretensões se a usina permanecer ligada em condições de defeito. Nesta situação poderá avariar para-raios e até diversos e caros equipamentos instalados na rede da distribuidora e também de consumidores que estejam ligados no sistema. Outra situação de perigo no ilhamento é na transferência de cargas deste circuito para outro alimentador da subestação utilizando um religador de transferência ou até fazer a transferência da carga numa chave instalada na própria rede. Caso a equipe de operação não saiba, que o circuito está operando ilhado, e realizar o fechamento do paralelo com a usina sem uma verificação de sincronismo, poderá ocorrer avarias nos equipamentos e ferimentos em pessoas.

3.14 Parâmetros do Gerador

Os parâmetros do gerador para cálculo dos valores das correntes de defeito no sistema de distribuição deverão ser fornecidos pelo fabricante:

- X''_d : Reatância subtransitória segundo o eixo direto
- X''_q : Reatância subtransitória segundo o eixo em quadratura
- X'_d : Reatância transitória segundo o eixo direto
- X_d : Reatância síncrona segundo o eixo direto
- T''_d : Constante de tempo subtransitória segundo o eixo direto
- T'_d : Constante de tempo transitória segundo o eixo direto

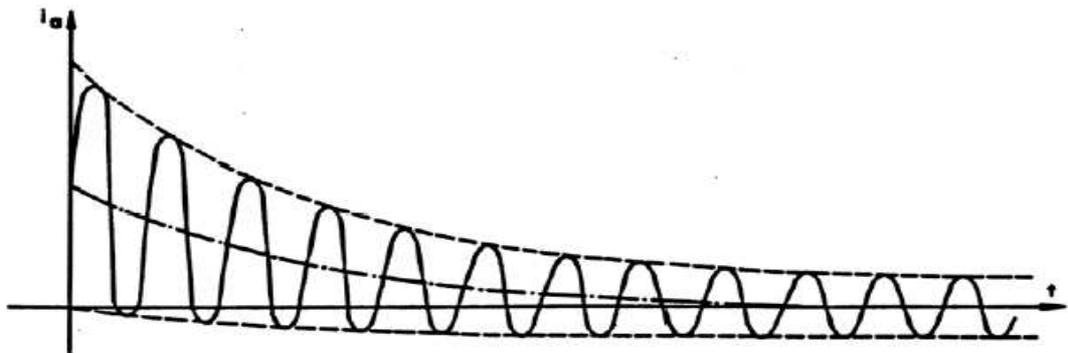


Figura 9 – Oscilograma da Corrente de Curto-circuito

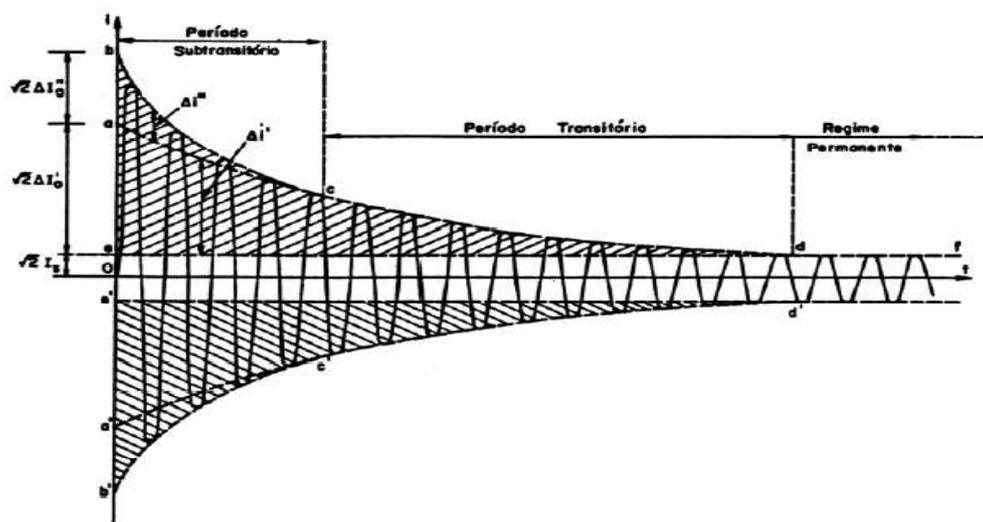


Figura 10 – Oscilograma da Corrente de Curto-circuito simétrico sem a componente contínua

3.15 Estudo de Coordenação de Proteção

Para iniciar o estudo de coordenação de proteção é necessário iniciar-se o mesmo marcando-se diversos pontos ao longo do circuito (linha tronco e ramais) para o cálculo das correntes de curto-circuito.

Os pontos são marcados sempre nos finais de cada circuito, nas trocas de bitolas de condutores, em locais onde estão instalados equipamentos de de proteção, tais como religadores, chaves fusíveis e disjuntores, em locais onde estão instalados consumidores especiais.

Na instalação de elos fusíveis ou religadores em derivações é necessário que se conheça o nível de corrente de curto-circuito a que estes dispositivos estarão sujeitos a fim de escolher o equipamento mais adequado. Entre os parâmetros a serem observados no dimensionamento de religadores, cita-se os seguintes :

- capacidade de interrupção (dado de placa);
- tempo de atuação;
- seqüência de operações;
- sensibilidade;
- corrente de carga.

3.16 Critérios Gerais de Coordenação adotados pelas concessionárias nos Equipamentos de Proteção de Sobrecorrente de circuitos radiais

3.16.1 Seletividade entre fusíveis

A seletividade entre os elos fusíveis é satisfatória, quando o tempo total de interrupção do elo fusível protetor não exceder a 75% do tempo mínimo de fusão do elo protegido.

Para ampliar a faixa de seletividade entre os elos fusíveis e reduzir ao mínimo os tipos dos elos fusíveis, é prática nas concessionárias utilizar somente os elos preferenciais (6,10, 15, 25, 40 e 65K ou T).

Para evitar a queima desnecessária ocasionada pelos surtos de descargas atmosféricas, além de garantir-se a seletividade com os elos fusíveis dos transformadores, recomenda-se utilizar como a menor capacidade nominal, os elos 15K ou T zona urbana e 10K ou T na zona rural.

O elo deverá suportar a corrente de energização dos transformadores instalados a jusante um tempo de 0,1s.

3.16.2 Coordenação entre o religador x elo fusível

A coordenação entre o religador e os elos fusíveis do lado da carga é obtida quando, para todos os valores de curto-circuito possíveis no trecho do alimentador, protegidos pelo elo fusível, o tempo mínimo de fusão do elo fusível for maior que o tempo de abertura do religador na curva rápida multiplicada pelo fator 1,5.

O fator 1,5 é função do número de operações rápidas e dos intervalos de religamento.

Para todos os valores de defeitos possíveis no trecho do circuito protegido pelo elo fusível, tempo total de interrupção do elo fusível for menor ou igual ao tempo mínimo de abertura do religador na curva temporizada.

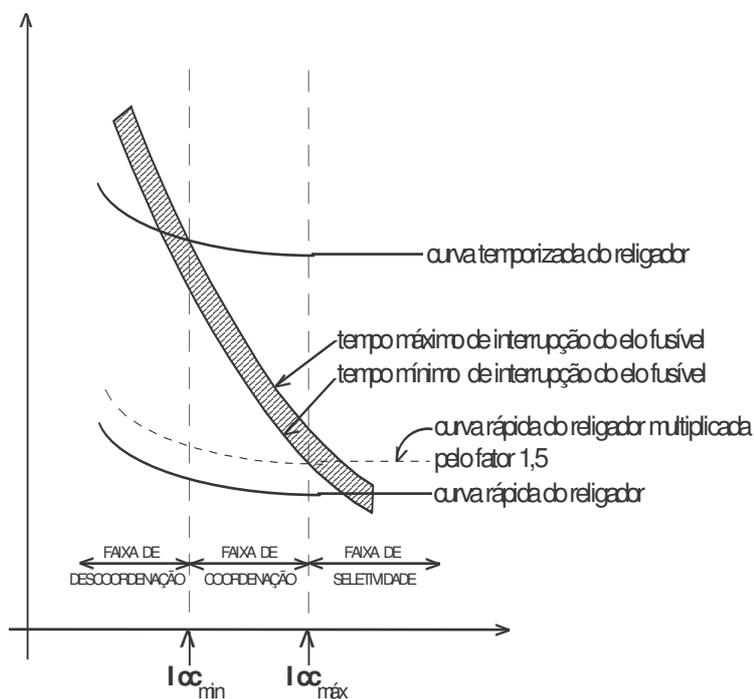


Figura 11 – Coordenação religador com elo fusível

A coordenação entre o religador e o elo fusíveis do lado da fonte é obtida quando: o tempo mínimo de fusão do elo fusível for maior que o tempo de abertura do religador (curva retardada) multiplicada pelo fator 2 (dois), para um curto-circuito trifásico no ponto de instalação do religador.

Obs: O fator 2 (dois) é função do número de operações rápidas e retardadas e do intervalo de tempo de religamento.

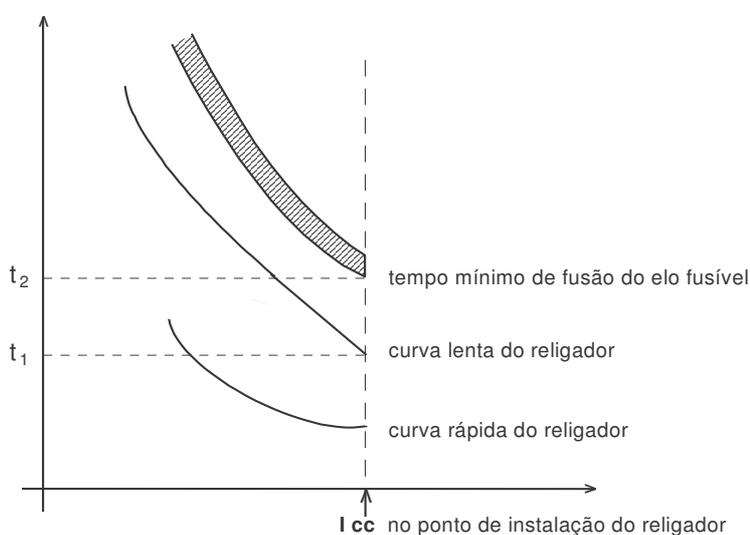


Figura 12 – Coordenação elo fusível com religador

Nota: Este caso de coordenação é geralmente encontrado em certos tipos de subestação, onde os religadores estão instalados na saída dos alimentadores e o elo fusível no lado de alta tensão do transformador.

3.16.3 Coordenação entre religadores

Para a coordenação entre dois ou mais religadores instalados em série deve-se atender os seguintes critérios:

O religador de retaguarda não deve atuar na sua curva lenta, antes do religador protetor, para qualquer valor de curto-circuito dentro da zona de proteção mútua, conforme figura 13.

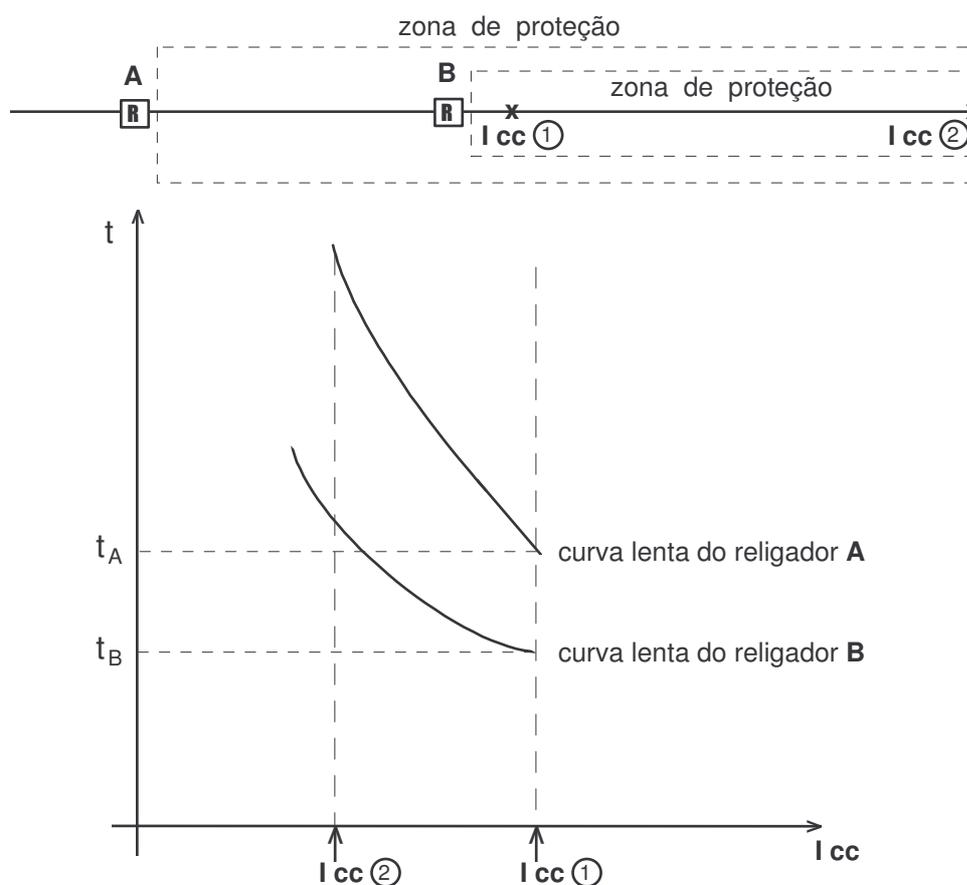


Figura 13 – Coordenação religador com religador

A diferença entre os tempos de operação das curvas lentas dos religadores deverá ser maior que 0,2s (12 ciclos).

É muito difícil se obter coordenação entre as curvas rápidas dos religadores devido ao intervalo de tempo entre eles. Portanto, é admissível operação simultânea entre os religadores, neste caso.

3.16.4 Seletividade entre o relé x elo fusível

Para assegurar a seletividade do relé com o elo fusível é necessário que a curva de tempo do relé fique acima da curva do máximo tempo de fusão dos elos fusíveis instalados à jusante, para os valores máximos e mínimos de curtos-circuitos dentro da zona de proteção, conforme figura 14.

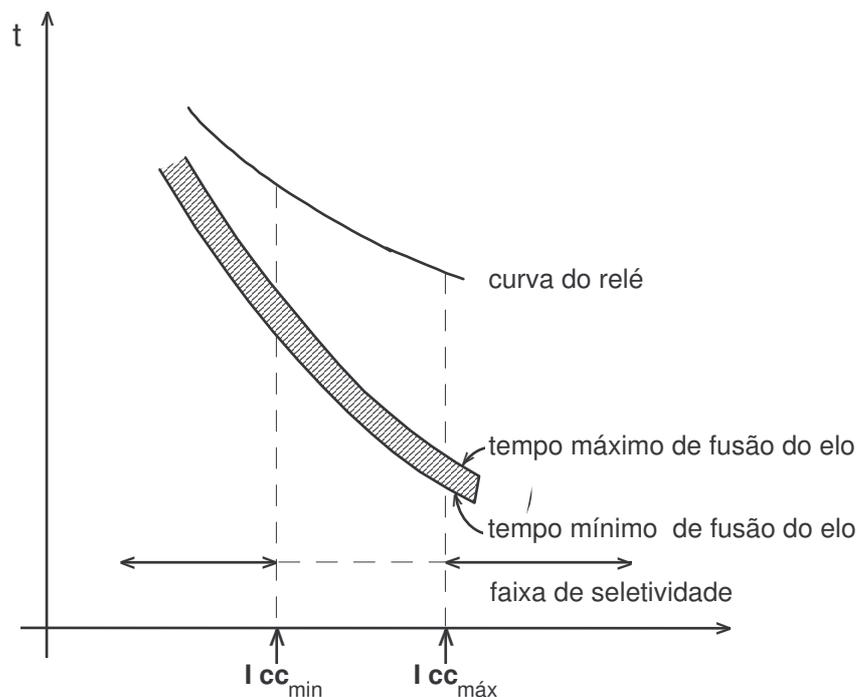


Figura 14 – Seletividade relé com elo fusível

3.16.5 Seletividade entre o relé eletromecânico x religador

A seletividade entre o relé e o religador fica assegurada, quando a soma percentual relativa dos avanços do relé, durante as operações do religador, seja inferior a 80%.

3.17 Critérios de Coordenação com Consumidores Industriais [38]

3.17.1 Coordenação entre o religador da concessionária x relé do consumidor

A diferença entre os tempos de operação das curvas lentas do religador da concessionária e o relé do disjuntor do consumidor deverá ser maior que 0,4s, conforme figura 15:

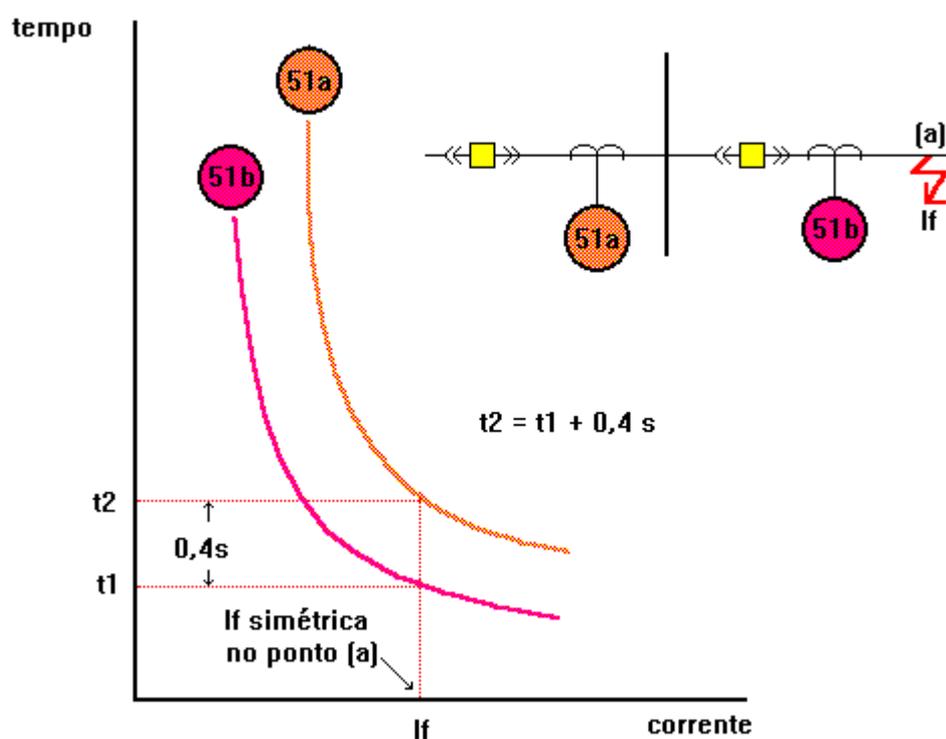


Figura 15 – Coordenação Religador da Concessionária com Relé do consumidor - Fonte :[38]

3.17.2 Coordenação entre elo fusível do ramal x elo fusível do consumidor

A seletividade entre os elos fusíveis é satisfatória, quando o tempo total de interrupção do elo fusível protetor não exceder a 75% do tempo mínimo de fusão do elo protegido, conforme figura 16:

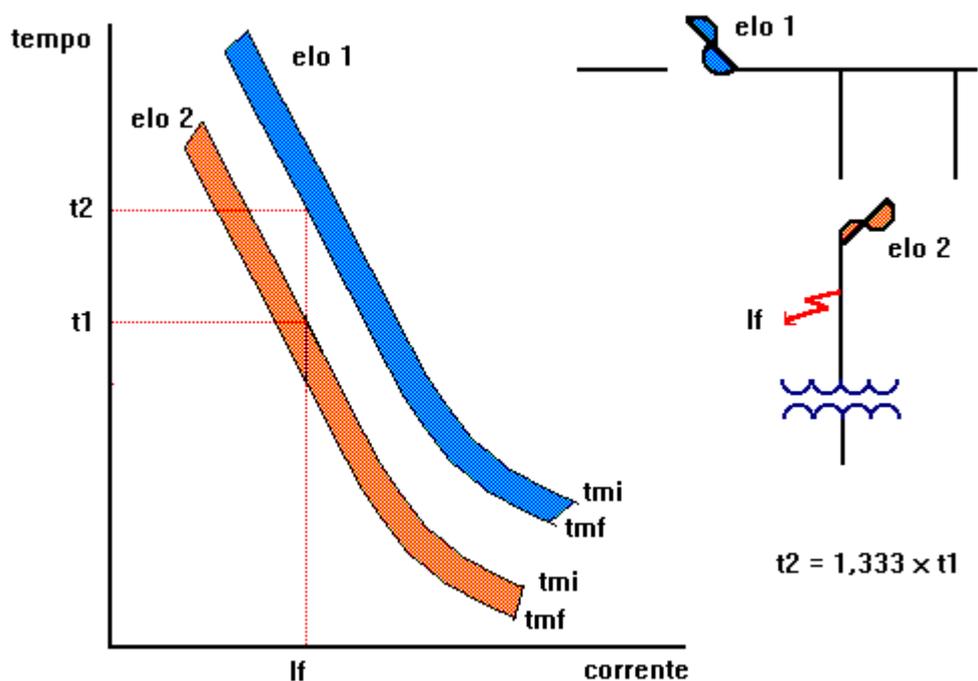


Figura 16 – Coordenação Elo Fusível x Elo Fusível do consumidor - Fonte :[38]

3.17.3 Coordenação entre elo fusível do ramal x relé do consumidor

A coordenação do elo fusível do ramal com o relé do disjuntor do consumidor é obtida se a diferença de tempos de atuação entre os dispositivos for maior que 0,2s, conforme figura 17:

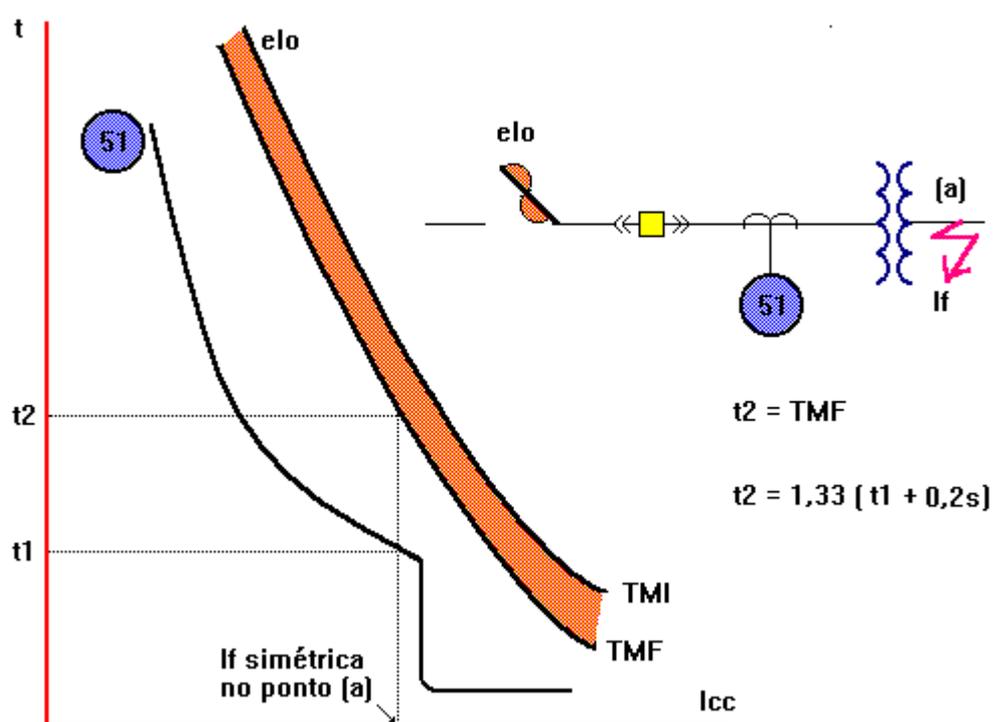


Figura 17 – Coordenação Elo Fusível x Relé do consumidor - Fonte:[38]

3.17.4 Coordenação entre o relé do disjuntor do consumidor com o elo fusível dos transformadores internos do consumidor

A coordenação do elo fusível do transformador com o relé do disjuntor geral do consumidor é obtida quando o tempo de atuação do relé for maior ou igual ao tempo de atuação do fusível adicionado de 0,2s e multiplicado pelo fator 1,33, conforme figura 18:

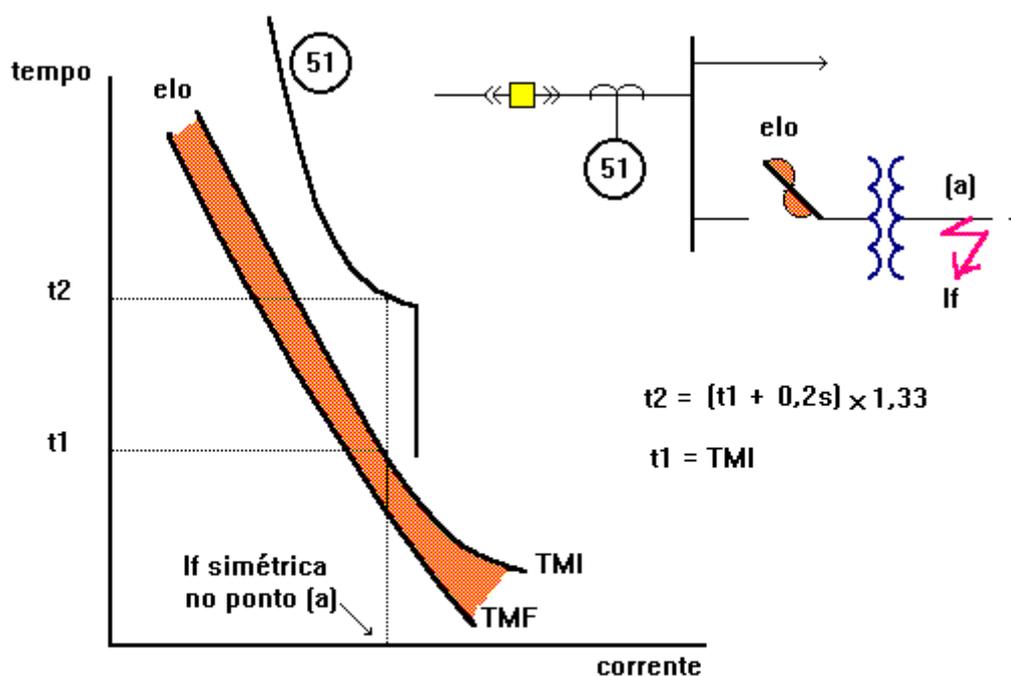


Figura 18 –Coordenação Relé do consumidor x Elo Fusível do consumidor -
Fonte :[38]

3.17.5 Coordenação entre o elo fusível de AT do consumidor x disjuntor de BT do consumidor

A coordenação do elo fusível do transformador e o relé do disjuntor do de baixa tensão do consumidor é obtida conforme figura 19:

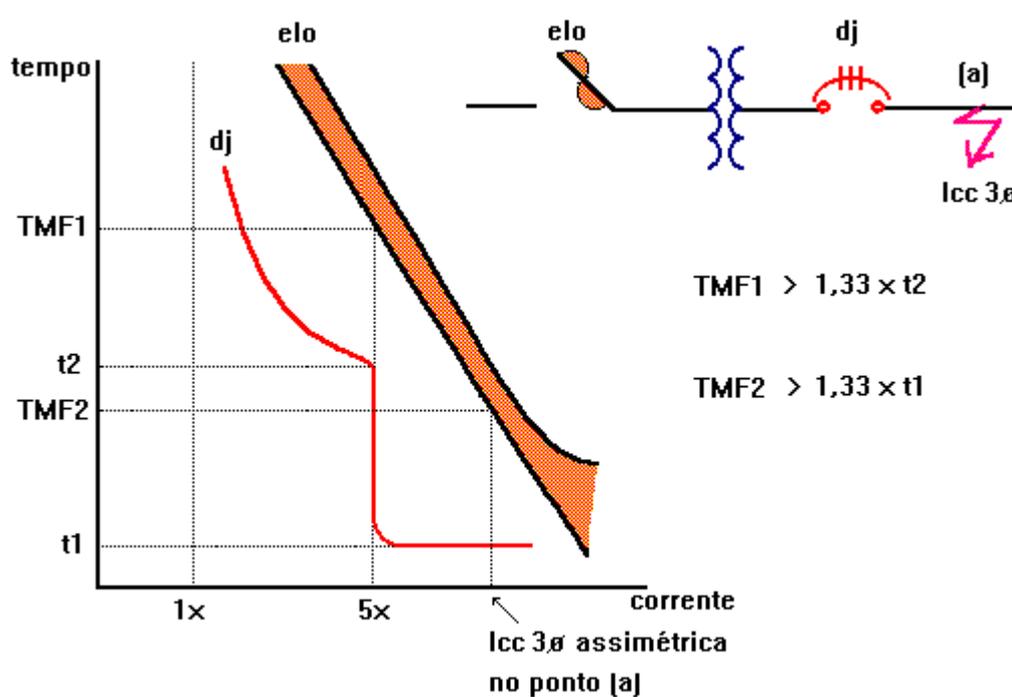


Figura 19 –Coordenação Elo Fusível do consumidor x Disjuntor de BT do consumidor - Fonte :[38]

3.17.7 Seletividade entre fusíveis de alta capacidade de ruptura

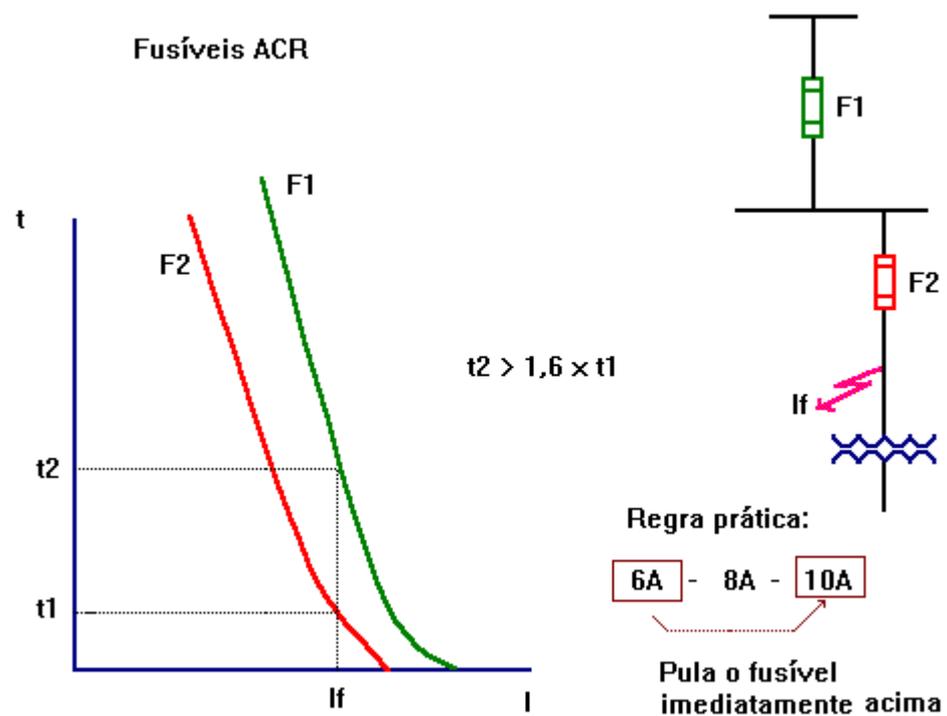


Figura 21 – Seletividade entre fusível tipo ACR – Alta Capacidade de Ruptura do consumidor. Fonte :[38]

3.18 Arcabouço Legal e Regulatório

3.18.1 Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro

A partir do artigo 175 da Constituição Federal de 1998, que trata dos serviços públicos federais, estaduais e municipais e define que as concessões e permissões deverão ser objeto de processo licitatório, e de leis ordinárias subseqüentes, o setor elétrico brasileiro iniciou um processo de reestruturação com a introdução da competição nas etapas extremas da cadeia produtiva da energia elétrica de geração e comercialização e o livre acesso naquelas, até então tidas como monopólios naturais transmissão e distribuição ocasionando assim, maior transparência e oportunidades, inclusive para as fontes renováveis de energia. [21]

A lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências, entre elas a isenção do pagamento de compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, para empreendimentos hidrelétricos de pequeno porte (PCH). Já o decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996, definiu e regulamentou a produção independente e a autoprodução de energia elétrica, modalidades importantes na geração de energia elétrica com fontes alternativas e renováveis.

Em 06 de agosto de 1997, foi sancionada a lei nº 9.478, que dispõe sobre a política energética nacional e, entre outros aspectos, determina as diretrizes para o uso racional das fontes de energia, incluindo as fontes e as tecnologias alternativas, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis (inciso VIII do art. 1º, da lei).

Particularmente importantes foram os incentivos dados pela lei nº 9.648/42, de 27 de maio de 1998, as PCH que ficaram isentas do pagamento de “royalties” aos estados e municípios, tiveram redução de pelo menos 50% nas tarifas de transmissão e distribuição, passaram a poder comercializar energia diretamente com qualquer consumidor acima de 500 kW e foram dispensadas de processos de licitação, sendo apenas objeto de autorização pela ANEEL.

A resolução nº 112, de 18 de maio de 1999, da ANEEL, estabelece os requisitos necessários à obtenção de registro ou autorização para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas, fotovoltaicas e de outras fontes alternativas de energia, destinadas à comercialização da energia sob forma de produção independente, uso exclusivo ou ainda à execução de serviço público.

Essa resolução foi estabelecida em virtude da necessidade de atualizar e complementar os procedimentos contidos em normas anteriores, visando facilitar a entrada de novas fontes de geração, simplificando regras e padronizando procedimentos. Entre outras disposições, estabelece a obrigatoriedade de registro para centrais com capacidade de geração de até 5 MW e de autorização (outorga) para centrais com capacidade superior a esse valor.

Em 2 de julho de 1999, o MME, por meio da portaria nº 227, determinou que a Eletrobrás promovesse uma chamada pública para identificação dos excedentes de energia elétrica provenientes de co-geração, com o objetivo de comercialização no curto prazo. Determinou, ainda, que a mesma Eletrobrás estabelecesse os mecanismos adequados à compra, diretamente ou por meio de suas controladas, dos excedentes de energia elétrica produzidos por co-geradores, devidamente autorizada pela ANEEL.

Em 11 de agosto de 1999, a resolução nº 245 da ANEEL estabeleceu as condições e os prazos para a sub-rogação dos benefícios do rateio da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) aos projetos a serem estabelecidos em sistemas elétricos isolados em substituição à geração termelétrica que utilize derivados de petróleo.

A resolução permitiu o uso dos recursos da CCC em substituição total ou parcial, assim como para atendimento a novas cargas devido à expansão do mercado. Foram listados explicitamente: aproveitamentos hidrelétricos de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, caracterizado como PCH; e outros empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas que façam uso de recursos naturais renováveis.

Em conformidade com as disposições legais pertinentes, principalmente o que estabelece o § 4º do art. 11 da lei nº 9.648, de 1998, e tendo em vista a compatibilidade das PCH e demais fontes e tecnologias alternativas de geração de energia elétrica com as características dos sistemas elétricos isolados, a resolução nº 245 da ANEEL procura induzir formas de geração de energia elétrica com menor custo e impacto ambiental, de forma a promover o desenvolvimento socioeconômico e a redução das desigualdades regionais.

A resolução nº 281, de 1 de outubro de 1999, estabeleceu as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Em termos de incentivo a fontes alternativas, destaca-se a redução não inferior a 50% nos encargos de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição para empreendimentos hidrelétricos de pequeno porte (PCH).

Estabelece, ainda, a isenção desse encargo para os empreendimentos que iniciarem a operação até 31 de dezembro de 2003.

A resolução nº 21, de 20 de janeiro de 2000, estabeleceu os requisitos à qualificação de centrais cogeneradoras de energia. Tais requisitos impõem um percentual mínimo de economia de energia com relação à simples utilização do calor, e beneficiam tanto as pequenas unidades, de potência inferior a 5 MW, como aquelas superiores a 20 MW.

Os aspectos institucionais e legais, de interesse à realização do Projeto Básico de uma PCH deverão ser considerados, desde o registro até a “aprovação do estudo” pela ANEEL e abrangem uma faixa ampla da legislação vigente, tendo como linhas mestras a “Constituição da República Federativa do Brasil”, de 1988, o “Código de Águas” – Decreto no 24.263, de 10 de julho de 1934, Lei 8.987 de 13 de fevereiro de 1995, Lei 9.427 de 26 de dezembro de 1996 que instituiu a ANEEL e a legislação complementar.

De acordo com a Constituição Federal, os potenciais de energia hidráulica constituem bens da União (Capítulo II, art. 20, inciso VIII).

De acordo, ainda, com a Constituição, compete à União explorar diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão, o aproveitamento energético dos cursos d’água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos (Capítulo II, art. 21, inciso XII, alínea b).

Do ponto de vista legal e dentro do escopo destas Diretrizes, que contempla usinas hidrelétricas com potência instalada entre 1 MW e 30 MW e com reservatório igual ou inferior a 3 km² (Resolução ANEEL 394/98), o Projeto Básico representa a condição para a obtenção da autorização/concessão para exploração do aproveitamento hidrelétrico. De acordo com o banco de Informações de Geração da ANEEL (dados de 2005), há 254 PCH em operação no país, totalizando 1327 MW (1,4% do total), 40 empreendimentos em construção (500 MW) e 211 projetos outorgados (construção não iniciada), que, se implantados, adicionarão ao sistema elétrico mais 3426 MW.

3.18.2 PROINFA

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, em seu art. 3º, instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, para aumentar a participação da energia elétrica gerada a partir de unidades de produção baseadas em biomassa, eólicas e PCH no Sistema Interligado Nacional – SIN. O PROINFA é um importante instrumento para a diversificação da matriz energética nacional, garantindo maior confiabilidade e segurança ao abastecimento.

O Programa, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), estabelece a contratação de 3.300 MW de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), produzidos por fontes eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH), sendo 1.100 MW de PCH.

O PROINFA contará com o suporte do BNDES, que criou um programa de apoio a investimentos em fontes alternativas renováveis de energia elétrica. A linha de crédito prevê financiamento de até 70% do investimento.

Tabela 2 – Projetos por tipo de fonte

PROJETOS PROINFA	POTÊNCIA (MW)	QUANTIDADE
EÓLICOS	1.046,5	25
PCH	1.100,0	62
BIOMASSA	574,5	26
TOTAL	2721,0	113

Tabela 3 – PCH por região

REGIÃO	PCH (MW)
NORDESTE	41,8
SUL	391,3
SUDESTE	179,0
CENTRO-OESTE	385,7
NORTE	102,2
TOTAL	1.100,0

A Eletrobrás assegurará 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. Os contratos terão duração de 20 anos e envolverão projetos selecionados que devem entrar em operação até dezembro de 2006.

3.18.3 Produtores Independentes

Caracterizam-se como Produtores Independentes de Energia (PIE) os empreendedores que atuem no segmento de geração por sua conta e risco.

Um PIE poderá vender energia para:

- Consumidores livres;
- Agente comercializador, para atendimento a consumidores livres;
- Conjunto de distribuidores, por meio do ACEE;
- Consumidores, integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais, o produtor independente também, forneça vapor oriundo de processo de cogeração.

Em condições normais, serão objetos de produção independente:

- Pequenas centrais hidrelétricas,
- Centrais termelétricas, com exceção de usinas nucleares,
- Plantas de cogeração, e
- Centrais de produção de energia a partir de fontes alternativas.

O PIE hidráulico, que comercializar sua energia fora do pool, deverá assumir os riscos de exposição no curto prazo e, em contrapartida, os resultados financeiros daí decorrentes serão revertidos a seu favor.

3.18.4 Exigências Legais de Qualidade de Energia

A portaria 046/78 e a revisão pela Resolução número 24/2000 estabelece que não devem ser ultrapassados valores máximos de duração (DEC) e frequência (FEC) de interrupções totalizadas no período de um ano, por conjunto de consumidores e por consumidor individualmente considerado (DIC e FIC).

- **DEC** - índice de duração equivalente de interrupção por consumidor - que exprime o espaço de tempo em que, em média, cada consumidor do conjunto considerado ficou privado de fornecimento de energia elétrica, no período.
- **FEC** - índice de frequência equivalente de interrupção por consumidor - que exprime o número de interrupções que, em média, cada consumidor do conjunto considerado sofreu no período.

A Lei nº 8987, de 13/02/1995, Art. 6º define que “toda a concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato”. Define, ainda, no § 1º, deste mesmo Art., serviço adequado como sendo “o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas”.

A Lei nº 9.074, de 07/07/95, § 1º, do Art.25: " Os contratos de concessão e permissão conterão, além do estabelecido na legislação em vigor, cláusulas relativas a requisitos mínimos de desempenho técnico da concessionária ou permissionária, bem assim, sua aferição pela fiscalização através de índices apropriados. O § 2º do mesmo artigo cita: " No contrato de concessão ou permissão, as cláusulas relativas à qualidade técnica, referidas no parágrafo anterior, serão vinculadas a penalidades progressivas, que guardarão proporcionalidade com o prejuízo efetivo ou potencial causado ao mercado."

3.19 Conclusão do Capítulo 3

Neste capítulo foram abordados os possíveis problemas com a ligação de pequenas centrais hidrelétricas na rede de distribuição de uma concessionária. Entre estes problemas pode-se citar : correntes de contribuição reversas, descoodenações dos equipamentos de proteção, suportabilidade dos equipamentos, sensibilidade e segurança de operadores, vantagens e desvantagens do tipo de ligação do transformador de conexão da usina com o sistema da concessionária, operações em ilhamento, sobretensões no sistema de distribuição, necessidade de um sistema de transferência de disparo.

Os critérios gerais de coordenação de equipamentos de proteção em sistemas radiais foram contemplados neste capítulo.

As leis e os aspectos legais e regulatórios foram detalhados neste capítulo com a regulamentação de um nicho de mercado criado para a geração distribuída.

As Distribuidoras podem efetuar contratos bilaterais para adquirir geração distribuída e foi estabelecida uma regra clara para o repasse do preço da energia distribuído contratada para a tarifa dos consumidores. Como conseqüência disso a otimização do uso da capacidade da rede passou a ser o principal foco do incremento da rentabilidade das distribuídas (geração distribuída) e a Cogeração deixou de ser uma atividade concorrente da geração comercializada pelas distribuidoras e tornou-se uma oportunidade de negócio para empresas que tiveram seu escopo econômico muito limitado.

No próximo **capítulo 4** apresenta-se a metodologia adotada neste trabalho para constatação dos impactos com a instalação PCH nos alimentadores de distribuição.

4 METODOLOGIA

A simulação consistiu na verificação dos impactos no sistema de Distribuição 13,8kV com a ligação de Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH. Considerou-se a ligação de unidades de geração de 2,5MVA em alguns pontos estratégicos do alimentador.

Para as simulações de curto-circuito adotou-se um programa de curto-circuito interativo, denominado de “CCINT” desenvolvido na COPEL – Companhia Paranaense de Energia com base na dissertação de mestrado defendida pelo Eng. Heinz Arthur Niederheitmann Junior na Escola Federal de Engenharia de Itajubá [36]. As limitações do programa são 3000 barras e 5000 ramos, portanto não houve problemas de capacidade nas simulações.

Para verificar a coordenação de proteção utilizou-se um programa desenvolvido na COPEL – Companhia Paranaense de Energia, denominado de “PCP- Programa de Coordenação de Proteção” [34].

Este programa apresenta as faixas de descoordenação entre dois equipamentos ajustados. Esta ferramenta foi desenvolvida para auxiliar no processo de elaboração de estudos de proteção, padronizando o processo e agilizando a elaboração dos estudos de proteção.

Esta verificação engloba a coordenação dos equipamentos da rede, problemas de religamento automático, problemas de sensibilidade, afundamentos de tensão e de ilhamento.

Inicialmente verificou-se a coordenação dos equipamentos sem a ligação da PCH na rede, sendo que os resultados dos valores de curto-circuito e dos afundamentos de tensão foram retirados dos relatórios do programa CCINT, conforme **APÊNDICE D**.

Com os valores das correntes que circulam nos equipamentos de proteção, foram lançados os ajustes dos equipamentos no programa PCP para obter a verificação da coordenação das curvas tempocorrente. Os resultados dos estudos de coordenação e cálculos das correntes de curto-circuito e contribuições das fontes são apresentados no capítulo 5.

Definiram-se alguns pontos estratégicos para o cálculo dos valores de curto-circuito de forma a avaliar o desempenho da proteção da rede, bem como a necessidade de modificações do sistema de proteção tradicional.

Foram realizadas as seguintes simulações:

- 1- **Sem PCH** - verificação da coordenação na situação radial;
- 2- **PCH (sem geração)** – verificação do impacto nas correntes devido à utilização de transformadores estrela-aterrada/delta na conexão com a rede;
- 3- **PCH instalada no final do alimentador**– verificação do impacto devido as correntes reversas geradas em curtos-circuitos de alimentadores adjacentes;
- 4- **PCH instalada no final do alimentador** – verificação do impacto na coordenação do religador de trecho com os fusíveis dos ramais;
- 5- **PCH instalada no meio do tronco rural do alimentador** – verificação do impacto na coordenação do religador de trecho com os fusíveis dos ramais;
- 6- **PCH em condição de Ilhamento** – verificação da **sensibilidade** do disjuntor da PCH frente a defeitos no alimentador;

7- **PCH em condição de Ilhamento** - instalada através de transformadores estrela (**não aterrada**) /delta - verificação do **impacto nas tensões** das fases sãs devido ao tipo de ligação do transformador de conexão.

8- **PCH instalada próximo à subestação** - verificação do impacto na **suportabilidade** dos equipamentos de proteção da concessionária devido ao aumento da potência de curto-circuito.

9- **PCH instalada através de linha expressa diretamente a barra da subestação** da concessionária - verificação do impacto nas correntes de curto-circuito e na coordenação do religador do alimentador em relação aos fusíveis dos ramais.

10- **PCH instalada** – verificação do comportamento dos afundamentos de tensão nas barras do consumidor de AT .

Para determinar os impactos no sistema de proteção de distribuição com a instalação de Pequenas Centrais Hidrelétricas torna-se necessário simular as inúmeras condições de curto-circuito do sistema, do tipo de ligação do transformador de conexão, de localização da PCH no alimentador e da capacidade de geração.

4.1 Características Técnicas do Alimentador Padrão de uma Concessionária

Adotou-se então, uma configuração padrão da rede de Distribuição de uma concessionária, na tensão de 13,8kV , sistema Estrela-aterrado, transformadores de distribuição ligados em delta/estrela aterrado, com tronco urbano e rural protegido por religadores de subestação e de trecho respectivamente, ramais rurais e urbanos protegidos por elos fusíveis e consumidores industriais protegidos por disjuntores com relés secundários, de maneira a levantar o impacto na coordenação de proteção e nos afundamentos de tensão.

Consideraram-se equipamentos de proteção convencionais com poucos recursos para coordenação e adotados normalmente em circuitos radiais. Os equipamentos de proteção utilizados nas simulações correspondem a equipamentos básicos com funções de proteção de sobrecorrente (funções 50/ 51 e 50/51N) e fusíveis.

No diagrama unifilar abaixo, foram locados os equipamentos de proteção e foi definido o número das barras de 3001 a 3018, localizadas em pontos estratégicos para simulação da instalação da PCH, conforme figura 22:

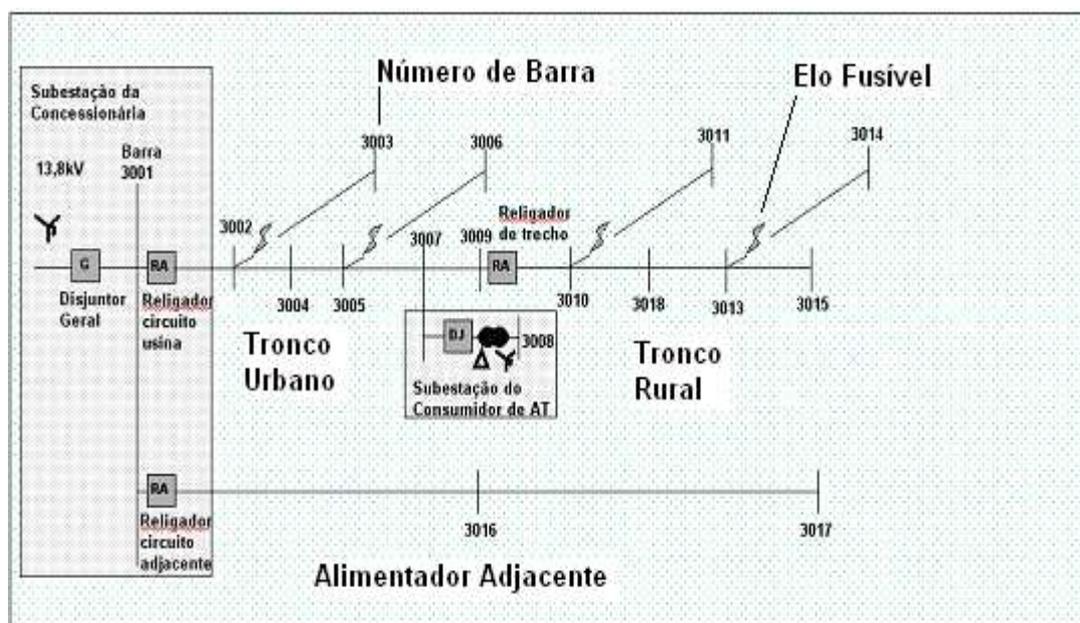


Figura 22 – Croqui do alimentador padrão de concessionária adotado nas simulações

As extensões dos trechos e bitolas dos cabos foram escolhidas conforme padrão de construção de uma concessionária, ou seja tronco urbano de 5 quilômetros em cabo 336,4MCM, tronco rural de 10 quilômetros em cabo 2/0CAA, ramais urbanos de 1 quilômetro em cabo 02CA e ramais rurais de 3 quilômetros em cabo 04 CAA.

Tabela 4 – Extensão e bitola dos cabos de alimentador padrão de distribuição 13,8kV

TRECHO	KM	BITOLA
3001-3002	1	336,4CA
3002-3004	1	336,4CA
3004-3005	1	336,4CA
3005-3007	1	336,4CA
3007-3009	1	336,4CA
3009-3010	2,5	2/0CAA
3010-3018	2,5	2/0CAA
3018-3013	2,5	2/0CAA
3013-3015	2,5	2/0CAA
3001-3016	5	336,4CA
3016-3017	10	336,4CA
3002-3003	1	02CA
3005-3006	1	02CA
3010-3011	3	04CAA
3013-3014	3	04CAA

4.2 Dados Técnicos e Ajustes dos Equipamentos de Proteção:

Fonte da Concessionária

Estrela-aterrada : $Z_1 = 0,5590$ p.u. 86,3 graus / $Z_0 = 0,5613$ p.u. 80,6graus

Resistência de Falta para cálculo do curto-circuito fase-terra $3R_F = 40$ Ohms

Tensão base = 13,8kV e Potência Base = 100MVA

Dados da Usina

Gerador de 2,5MVA - Tensão : 6,6 KV

$X''_d = 10\%$ / $X'_d = 19,6\%$ / $X_d = 89,6\%$ / $X_0 = 5,2\%$

Transformador isolador 13,8/6,6kV de 2,5MVA ligação estrela-aterrada / delta

– $Z\% = 6,0\%$

Equipamento 1 : Disjuntor geral da subestação da Concessionária

Código PCP : G_SE_USP

Disjuntor com relés INEPAR

Fase : 800 A – Instantâneo Bloqueado – Curva Temporizada : TMI – 0,2

Neutro : 100 A – Instantâneo Bloqueado – Curva Temporizada : TI – 0,4

Equipamento 2 : Religador do alimentador

Código PCP : RA_SE_USP

Religador marca Westinghouse tipo ESV – 3810 – controle RESCO

Fase : 240 A – Curva Rápida Bloqueada – Curva Temporizada : TMI – G

Neutro : 26 A – Curva Rápida Bloqueada - Curva Temporizada : TMI – Q

Equipamento 3 : Disjuntor do Consumidor Industrial

Código PCP : G_SE_USP

Disjuntor com relés Eletromecânicos GE IAC51 e IAC53

Fase : 50 A – Instantâneo : 500 A – Curva Temporizada : TI – 2

Neutro : 10 A – Instantâneo : 260 A – Curva Temporizada : TMI – 5

Equipamento 4 : Religador de Trecho rural

Código PCP : RA_TRE_USP

Religador marca MC Graw Edison tipo RVE – controle ME

Fase : 50 A – Curva Rápida : TI - A – Curva Temporizada : TMI – C

Neutro : 12,5 A – Curva Rápida : TI - 1 - Curva Temporizada : TI – 2

Equipamento 5 : Disjuntor da Usina PCH

Código PCP : DISJ_GERAC

Disjuntor COOPER com relé microprocessado F6

Fase : 50 A – Curva Rápida Bloqueada – Curva Temporizada : TMI – 133

Neutro : 25 A – Curva Rápida Bloqueada - Curva Temporizada : TI – 140

Elos Fusíveis dos ramais: 40K (característica rápida)

4.3 Conclusão do Capítulo 4

O objetivo da Pesquisa é avaliar os impactos da ligação de PCH no sistema de proteção de uma rede padrão de Distribuição de uma concessionária de energia. Para tanto, focamos as simulações nos aspectos mais determinantes da influência da PCH nos estudos de proteção dos diversos equipamentos de uma rede, considerando os problemas de correntes reversas, falta de sensibilidade, falta de coordenação, suportabilidade e afundamentos de tensão.

O **capítulo 5** apresenta os resultados das simulações de curto-circuito e verificação das coordenações dos equipamentos, com respectivas conclusões.

5 ESTUDO DE CASO – SIMULAÇÕES E RESULTADOS

5.1 Simulação 1 – sem PCH

Objetivo: verificação do comportamento das correntes de curto-circuito e da coordenação dos equipamentos de proteção na configuração radial, sem usina PCH no alimentador. Verificação da coordenação entre o disjuntor geral da subestação e o religador do alimentador - curto na barra 3001 – sem PCH no alimentador:

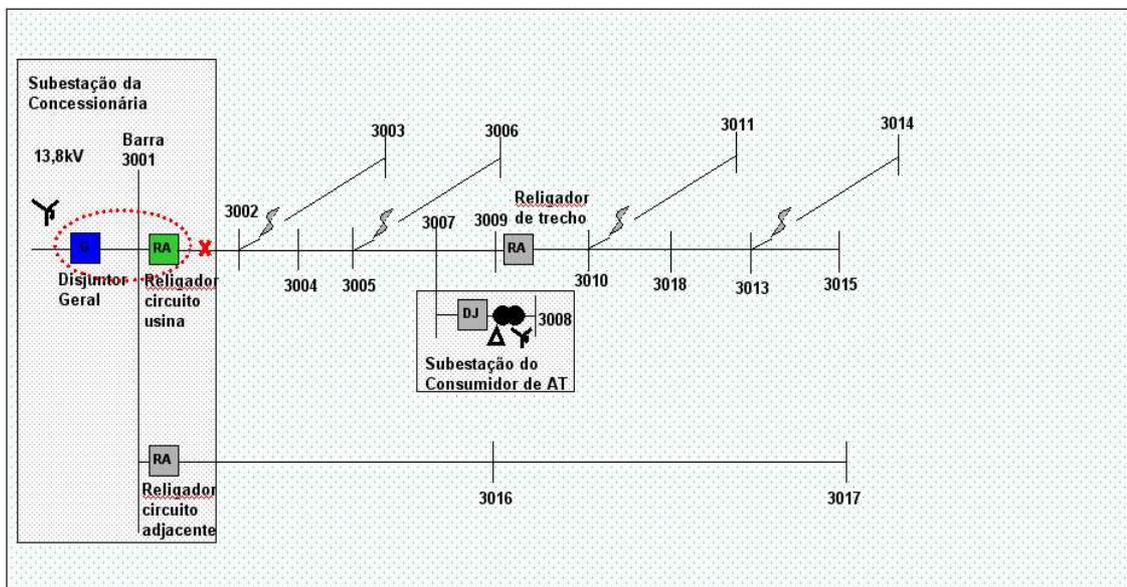


Figura 23 – Croqui do alimentador padrão adotado nas simulações

Tabela 5 – Resumo das correntes de curto-circuito e contribuições da concessionária e da PCH - simulado com $X'd$ – reatância em regime transitório.

RESUMO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO (A)						
BARRA DE DEFEITO - 3001 - SUBESTAÇÃO			LOCAL DA PCH : SEM GERAÇÃO			
SEM USINA PCH	TRIFÁSICO	FASE-FASE	FASE-TERRA máx.	FASE-TERRA mín.		
CURTO NA BARRA	7484	6480	7482	591		
CONTRIBUIÇÃO	TRIFÁSICO	FASE-FASE	211+I0	310	211+I0	310
CONCESSIONÁRIA	7484	6480	7482	7482	591	591
USINA PCH	0	0	0	0	0	0

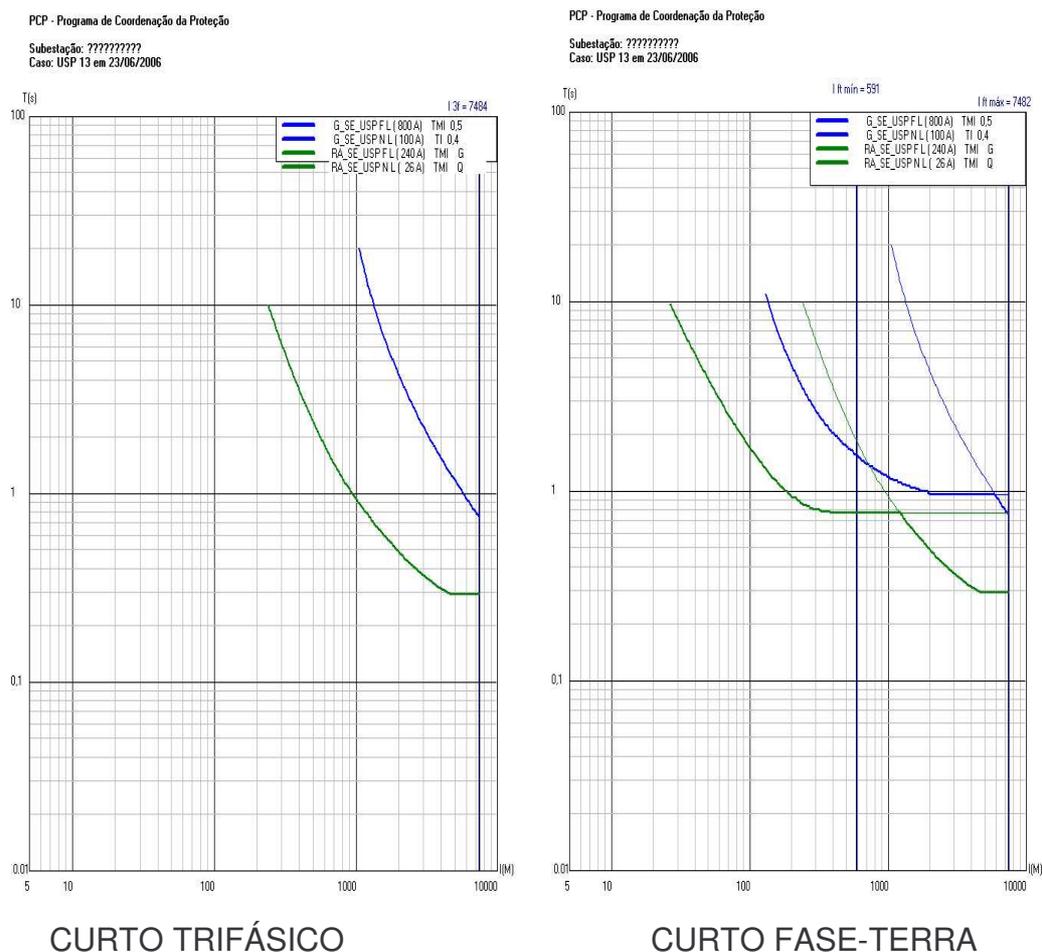


Figura 24 – Coordenação Disjuntor Geral (curva azul) com Religador do alimentador (curva verde) , sem geração de PCH

Conclusão : Considerando que um circuito radial possui apenas uma fonte de contribuição de curto-circuito, a coordenação dos equipamentos de sobrecorrente fica muito simples de se alcançar, conforme pode ser verificado nos coordenogramas acima na figura 24. O religador do circuito da usina nesta configuração encontra-se coordenado com o disjuntor geral para curtos-circuitos trifásicos e fase-terra na barra 3001. Os equipamentos de proteção necessitam apenas das funções 50/51 , 50/51N e 79 para operarem coordenados com os disjuntores gerais e fusíveis de ramais e religadores de trecho. Muitos destes equipamentos ainda são do tipo eletromecânico e estático.

Observação: Foram simulados curtos-circuitos nas barras 3002 , 3005, 3007 , 3009 , 3010, 3013 e foi constatado que todos os equipamentos de proteção encontram-se coordenados tanto para curtos-circuitos trifásicos como fase-terra, para esta configuração sem usina no circuito.

5.2 Simulação 2 – com PCH – geradores fora de operação

Objetivo : verificação do comportamento das correntes de curto-circuito devido à utilização de transformadores estrela-aterrada/delta na conexão dos geradores da PCH, com os geradores fora de operação e o impacto na proteção.

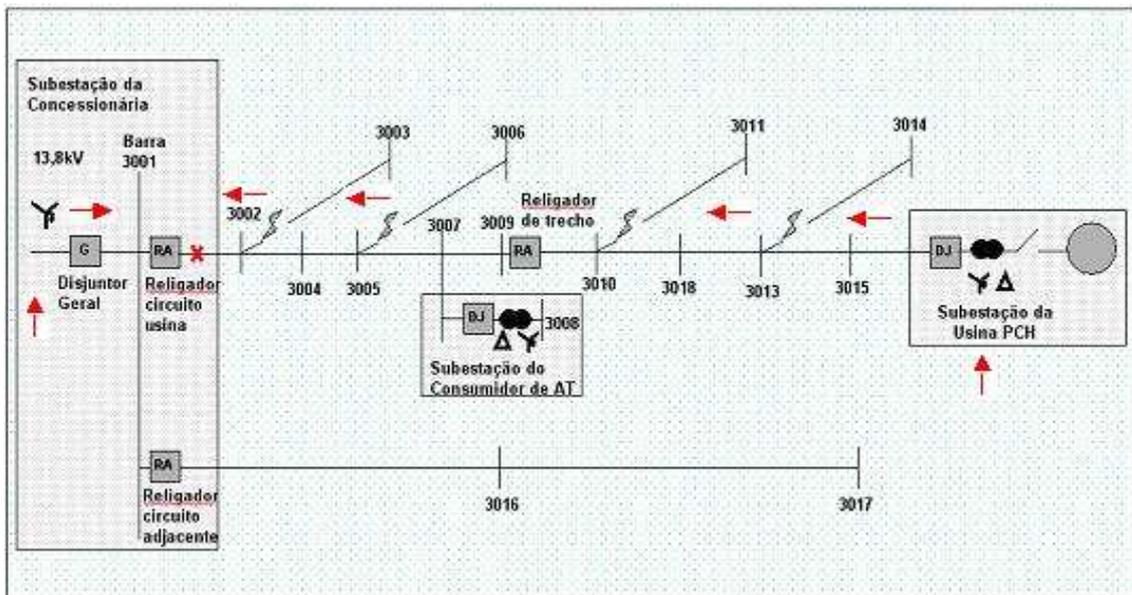


Figura 25 – Curto na barra 3001 – transformadores estrela-aterrado / delta com os geradores fora de operação

Tabela 6 – Resumo das correntes de curto-circuito e contribuições da concessionária e da PCH simulado com $X'd$ – reatância transitória.

RESUMO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO (A)						
BARRA DE DEFEITO - 3001 - SUBESTAÇÃO				LOCAL DA PCH : 3015 GERAÇÃO FORA		
SEM USINA PCH	TRIFÁSICO	FASE-FASE	FASE-TERRA máx.	FASE-TERRA mín.		
CURTO NA BARRA	7482	6480	7482	591		
CONTRIBUIÇÃO	TRIFÁSICO	FASE-FASE	2I1+I0	3I0	2I1+I0	3I0
CONCESSIONÁRIA	7482	6480	7482	7482	591	591
USINA PCH	0	0	0	0	0	0
COM PCH 2,5MVA	TRIFÁSICO	FASE-FASE	FASE-TERRA máx.	FASE-TERRA mín.		
CURTO NA BARRA	7482	6480	7546	589		
CONTRIBUIÇÃO	TRIFÁSICO	FASE-FASE	2I1+I0	3I0	2I1+I0	3I0
CONCESSIONÁRIA	7482	6480	7483	7353	585	577
USINA PCH	0	0	63	192	4	12

Conclusão : Pode-se constatar que nesta configuração irão aparecer correntes de seqüência zero circulando através dos transformadores da PCH para curtos-circuitos fase-terra no alimentador, devido ao tipo de ligação dos enrolamentos do transformador da usina ser estrela-aterrado/delta, reduzindo a sensibilidade do sensor de neutro do religador do circuito da usina. A corrente que circula no sensor de neutro do religador da subestação reduz de 591 A para 577 A, devido à contribuição dos transformadores. Isto não ocorre com as correntes de curto-circuito trifásicas e fase-fase. Caso a usina seja ligada no alimentador através de um transformador delta ou estrela não aterrada, e se os geradores estiverem desligados, então as correntes se comportam como se fosse um circuito radial.

5.3 Simulação 3 – com PCH – defeitos em alimentadores adjacentes

Objetivo: verificação do impacto nas correntes de contribuição reversas para curtos circuitos nos alimentadores adjacentes - PCH instalada no final do trecho do alimentador - na barra 3015 – ligada através de transformador estrela-aterrada/delta , e com os geradores em operação.

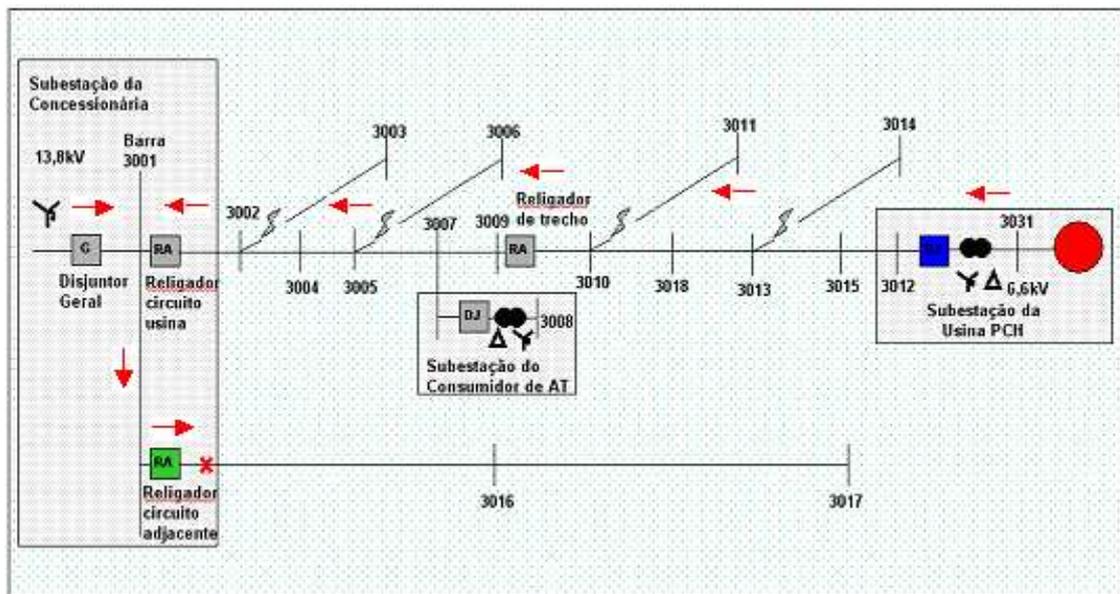


Figura 26 – Defeito no alimentador adjacente - barra 3001 – Verificação da coordenação entre o disjuntor da usina e o religador do circuito adjacente na subestação da concessionária

Tabela 7 – Resumo das correntes de curto-circuito e contribuições da concessionária e da PCH simulado com $X'd$ – **reatância transitória**.

RESUMO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO (A)						
BARRA DE DEFEITO - 3001 - SUBESTAÇÃO			LOCAL DA PCH : BARRA 3015			
SEM USINA PCH	TRIFÁSICO	FASE-FASE	FASE-TERRA máx.		FASE-TERRA mín.	
CURTO NA BARRA	7482	6480	7482		591	
CONTRIBUIÇÃO	TRIFÁSICO	FASE-FASE	211+10	310	211+10	310
CONCESSIONÁRIA	7482	6480	7482	7482	591	591
USINA PCH	0	0	0	0	0	0
COM PCH 2,5MVA	TRIFÁSICO	FASE-FASE	FASE-TERRA máx.		FASE-TERRA mín.	
CURTO NA BARRA	7642	6618	7654		589	
CONTRIBUIÇÃO	TRIFÁSICO	FASE-FASE	211+10	310	211+10	310
CONCESSIONÁRIA	7482	6480	7479	7458	577	577
USINA PCH	160	138	175	196	12	12

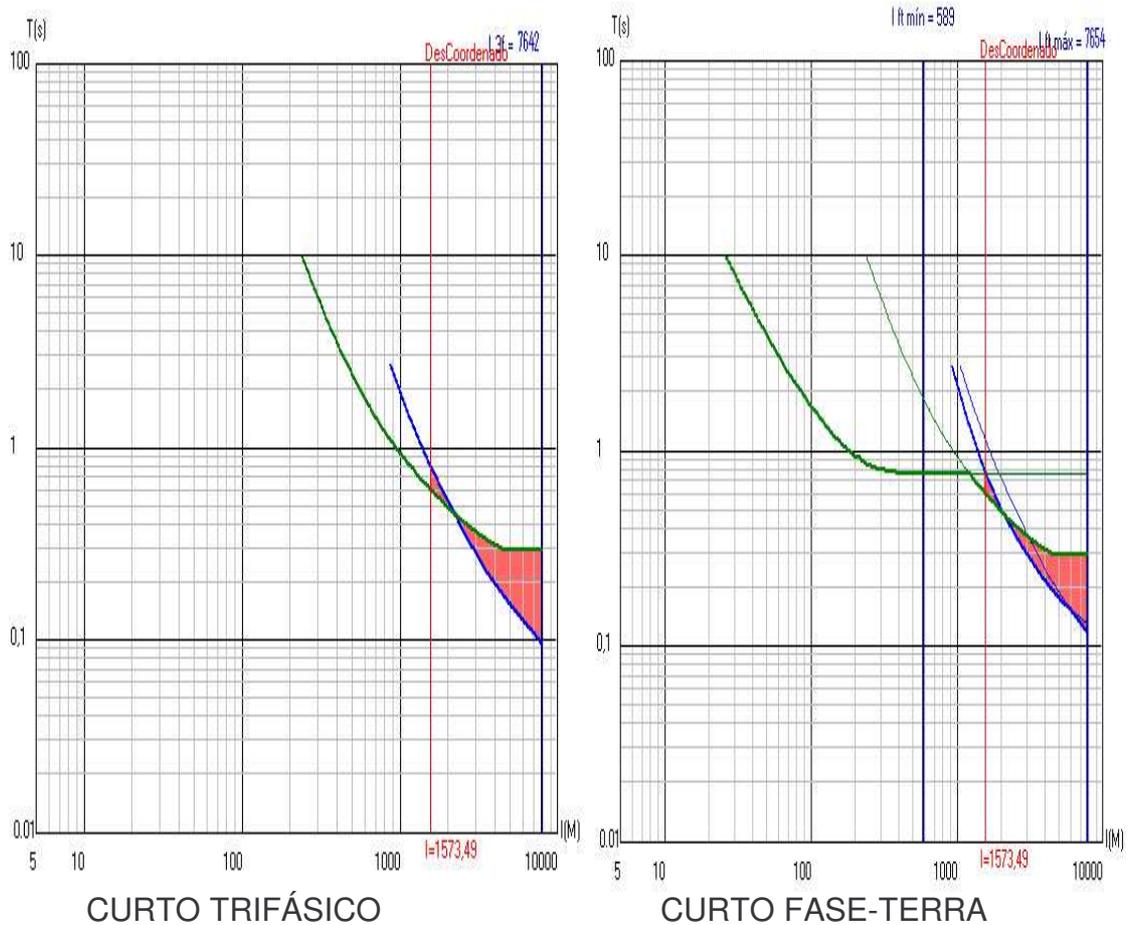


Figura 27 – Coordenação Disjuntor da PCH (curva azul) com Religador do alimentador adjacente (curva verde).

Conclusão : Verifica-se na figura 26, que para curtos-circuitos em alimentadores adjacentes as correntes de contribuição da usina circularão reversamente pelos religadores de trecho e da subestação da concessionária causando descoordenações. Na figura 27, nota-se que o disjuntor da usina encontra-se também descoordenado com o religador do circuito adjacente. Uma solução para este problema seria manter as curvas de atuação dos equipamentos do alimentador e do disjuntor da usina acima do religador do alimentador adjacente. Mas como esta é uma prática difícil de ser alcançada, principalmente, por existir muitos alimentadores adjacentes e muitos equipamentos em série, recomenda-se que sejam instalados religadores com funções direcionais ASA 67 no alimentador da usina e no religador de trecho.

5.4 Simulação 4 – PCH instalada no final do alimentador

Objetivo: verificação do impacto nas correntes de curto-circuito e na coordenação do religador do alimentador em relação aos fusíveis dos ramais para a seguinte configuração: PCH instalada no final do trecho do alimentador - na barra 3015 – ligada através de transformador estrela-aterrada/delta , e com os geradores em operação.

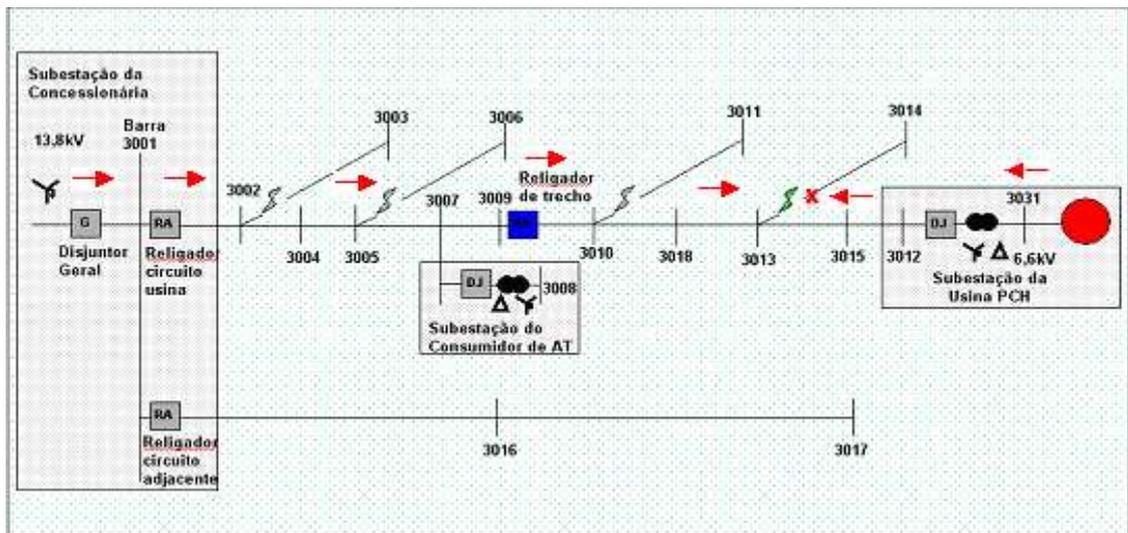
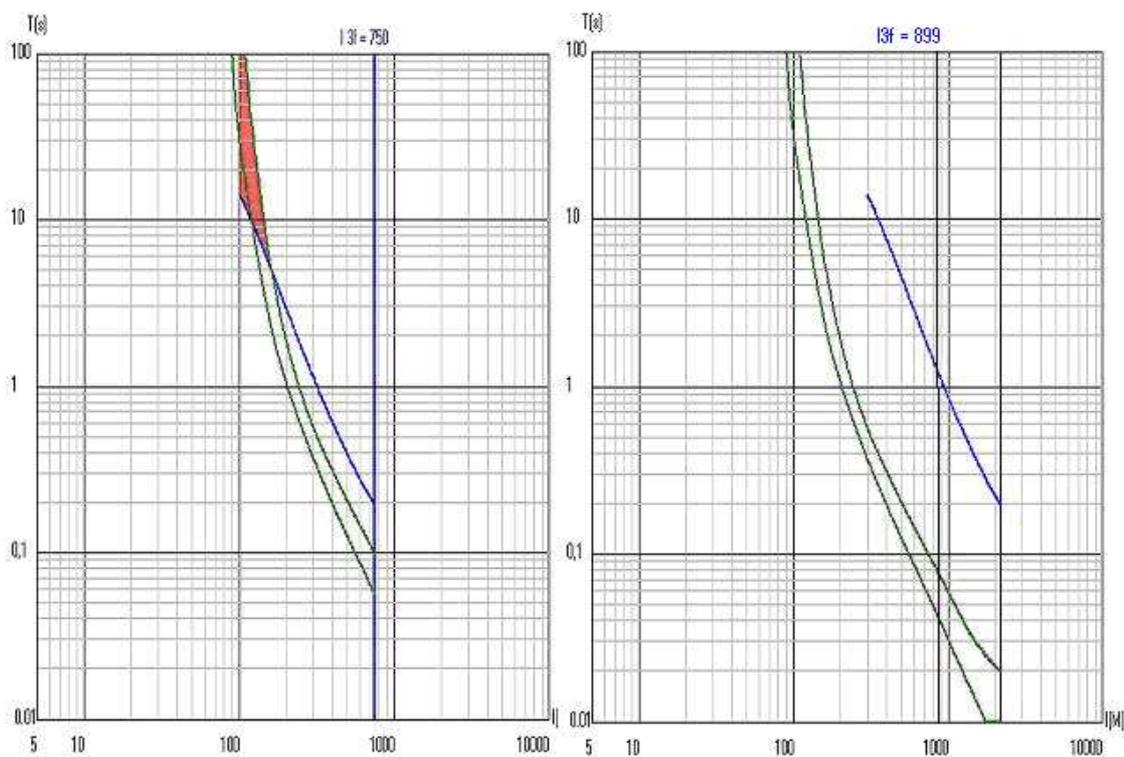


Figura 28 – Defeito na barra 3013 – Verificação da coordenação entre o religador de trecho e o fusível do ramal

Tabela 8 – Resumo das correntes de curto-circuito e contribuições da concessionária e da PCH simulado com $X'd$ – reatância transitória.

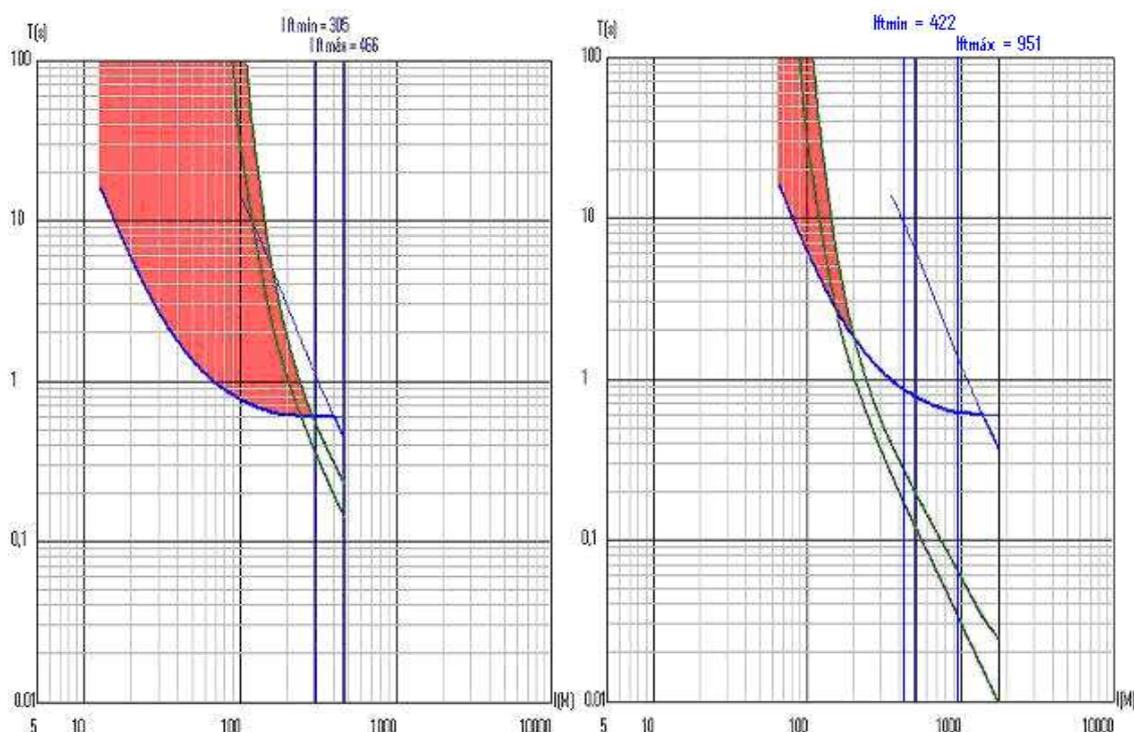
RESUMO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO (A)						
BARRA DE DEFEITO - 3013 - RAMAL RURAL			LOCAL DA PCH : BARRA 3015			
SEM USINA PCH	TRIFÁSICO	FASE-FASE	FASE-TERRA máx.		FASE-TERRA mín.	
CURTO NA BARRA	750	649	466		305	
CONTRIBUIÇÃO	TRIFÁSICO	FASE-FASE	2I1+I0	3I0	2I1+I0	3I0
CONCESSIONÁRIA	750	649	466	466	305	305
USINA PCH	0	0	0	0	0	0
COM PCH 2,5MVA	TRIFÁSICO	FASE-FASE	FASE-TERRA máx.		FASE-TERRA mín.	
CURTO NA BARRA	899	780	951		422	
CONTRIBUIÇÃO	TRIFÁSICO	FASE-FASE	2I1+I0	3I0	2I1+I0	3I0
CONCESSIONÁRIA	750	649	607	238	267	104
USINA PCH	150	131	344	713	145	317



CURTO TRIFÁSICO SEM PCH

CURTO TRIFÁSICO COM PCH

Figura 29 – Coordenação Religador de trecho (curva azul) com fusível do ramal – 40K (curva verde) – curto na barra 3013 - PCH no final do alimentador.



CURTO FASE-TERRA SEM PCH

CURTO FASE-TERRA COM PCH

Figura 30 – Coordenação Religador de trecho (curva azul) com fusível do ramal – 40K (curva verde)-curto na barra 3013-PCH no final do alimentador.

Conclusão : As correntes de defeito nas barras aumentam com a entrada em operação de usinas PCH nos alimentadores, conforme tabela 8, as correntes de curto-circuito trifásicas na barra 3013 aumentaram de 750 A para 899 A e as correntes de curto-circuito fase-terra de 466 A para 951 A . Porém pode-se constatar que as correntes de contribuição da fonte da concessionária para curtos trifásicos (750 A) e fase-fase (649 A) não sofrem redução com a entrada de operação de PCH no final de um alimentador - barra 3015, logo a coordenação dos equipamentos de proteção não será prejudicada nos curtos dos ramais entre a concessionária e a usina. O aumento das correntes de curto-circuito nas barras melhora a coordenação dos religadores com os elos fusíveis dos ramais, conforme pode ser observado nos coordenogramas das figuras 29 e 30. Porém para curtos-circuitos fase-terra, as correntes de contribuição podem sofrer alterações, conforme tabela 8, fazendo com que a coordenação e a sensibilidade tenham que ser reavaliadas.

5.5 Simulação 5 – PCH instalada no meio do tronco rural do alimentador

Objetivo: verificação do impacto nas correntes de curto-circuito e na coordenação do religador do alimentador em relação aos fusíveis dos ramais para a seguinte configuração: PCH instalada no meio do troco rural do alimentador - na barra 3018 – ligada através de transformador estrela-aterrada/delta , e com os geradores em operação.

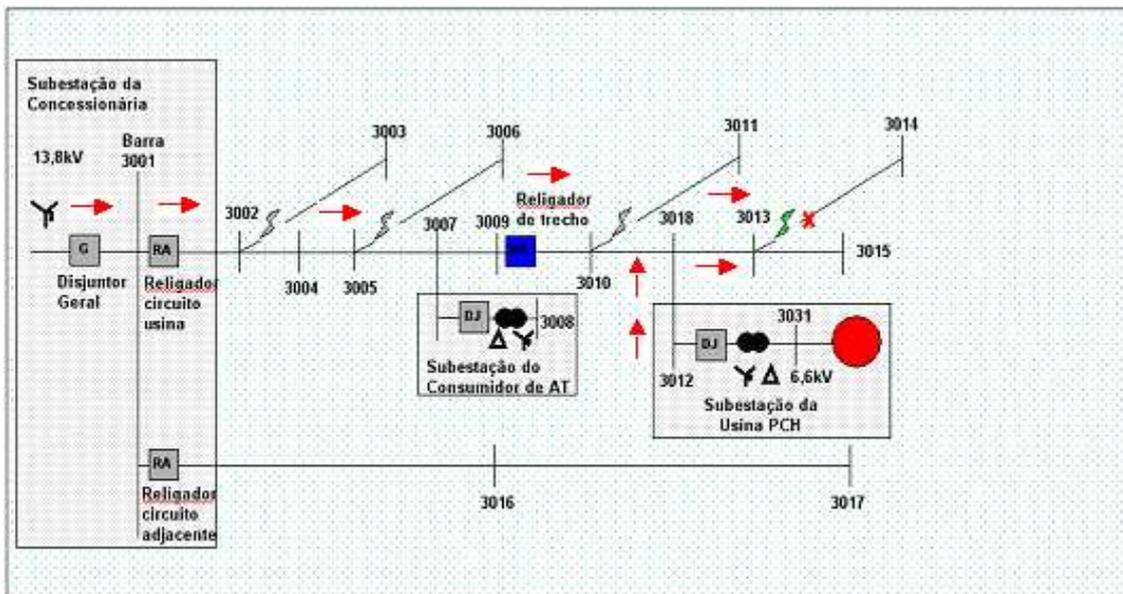


Figura 31 – Curto na barra 3013 – Verificação da coordenação entre o religador de trecho e o fusível do ramal

Tabela 9 – Resumo das correntes de curto-circuito e contribuições da concessionária e da PCH - simulado com $X'd$ – reatância transitória.

RESUMO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO (A)						
BARRA DE DEFEITO - 3013 - RAMAL RURAL			LOCAL DA PCH : BARRA 3018			
SEM USINA PCH	TRIFÁSICO	FASE-FASE	FASE-TERRA máx.		FASE-TERRA mín.	
CURTO NA BARRA	750	649	466		305	
CONTRIBUIÇÃO	TRIFÁSICO	FASE-FASE	211+I0	3I0	211+I0	3I0
CONCESSIONÁRIA	750	649	466	466	305	305
USINA PCH	0	0	0	0	0	0
COM PCH 2,5MVA	TRIFÁSICO	FASE-FASE	FASE-TERRA máx.		FASE-TERRA mín.	
CURTO NA BARRA	853	739	861		405	
CONTRIBUIÇÃO	TRIFÁSICO	FASE-FASE	211+I0	3I0	211+I0	3I0
CONCESSIONÁRIA	732	633	539	148	255	67
USINA PCH	121	106	322	715	150	338

Conclusão : Se a usina estiver instalada entre a concessionária e o defeito, os valores de contribuição da concessionária reduzirão, de 466 A para 148 A em curtos-circuitos fase-terra e de 750 A para 732 A em defeitos trifásicos, sendo necessário então verificar a sensibilidade e a coordenação com equipamentos de proteção, conforme valores da tabela 9.

5.6 Simulação 6 – PCH em condição de ilhamento

Objetivo: verificação do impacto nas correntes de curto-circuito e na sensibilidade do disjuntor da PCH na seguinte configuração: PCH instalada no final do alimentador - na barra 3015 – ligada através de transformador estrela-aterrada/delta , com os geradores em operação e simulado com X_d – reatância síncrona .

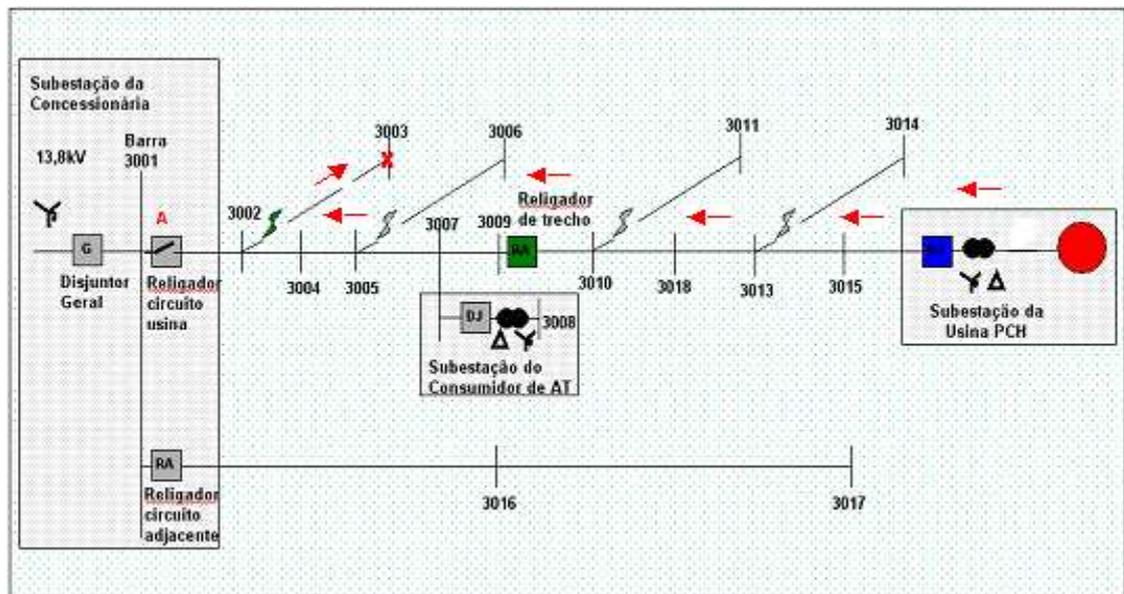


Figura 32 –Verificação da sensibilidade do disjuntor da PCH para defeitos no ponto mais distante da usina -curto na barra 3003.

Tabela 10 – Resumo das correntes de curto-circuito e contribuições da concessionária e da PCH – simulado com X_d – reatância síncrona.

RESUMO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO (A)						
BARRA DE DEFEITO - 3003 - RAMAL URBANO			LOCAL DA PCH : BARRA 3015			
X_d do gerador						
COM PCH 2,5MVA	TRIFÁSICO	FASE-FASE	FASE-TERRA máx.	FASE-TERRA mín.		
CURTO NA BARRA	41	36	58	58		
CONTRIBUIÇÃO	TRIFÁSICO	FASE-FASE	211+10	310	211+10	310
CONCESSIONÁRIA	0	0	0	0	0	0
USINA PCH	41	36	58	58	58	58

Conclusão : Com a abertura da fonte principal da concessionária, a usina poderá manter o sistema ligado se houver um razoável balanço entre carga e geração. As correntes de curto-circuito reduzem muito após a abertura do religador da concessionária, e as contribuições de corrente da Usina são muito baixas (41 A para curto trifásico) , sendo portanto necessário verificar a sensibilidade do disjuntor da usina PCH. Caso o valor da corrente esteja abaixo dos ajustes de disparo será necessário prever um sistema de transferência de disparo “TRANSFER TRIP”, para garantir a abertura do disjuntor da usina PCH. O número de geradores durante a ocorrência de ilhamento poderá ser variável , logo o disjuntor da usina deverá dispor de grupos de ajustes alternativos intertravados com o número de geradores em operação para que o disjuntor da usina seja sensível aos defeitos na rede com qualquer número de geradores em operação. Grupos de ajustes alternativos estão disponíveis apenas em relés microprocessados.

5.7 Simulação 7 – PCH em condição de ilhamento - instalada através de transformadores estrela (não aterrada) /delta

Objetivo: verificação do impacto nas tensões das fases sãs devido ao tipo de ligação do transformador de conexão. Esta situação poderá ocorrer em caso de abertura do disjuntor da concessionária durante um curto-circuito fase-terra e com a usina em condições de ilhamento.

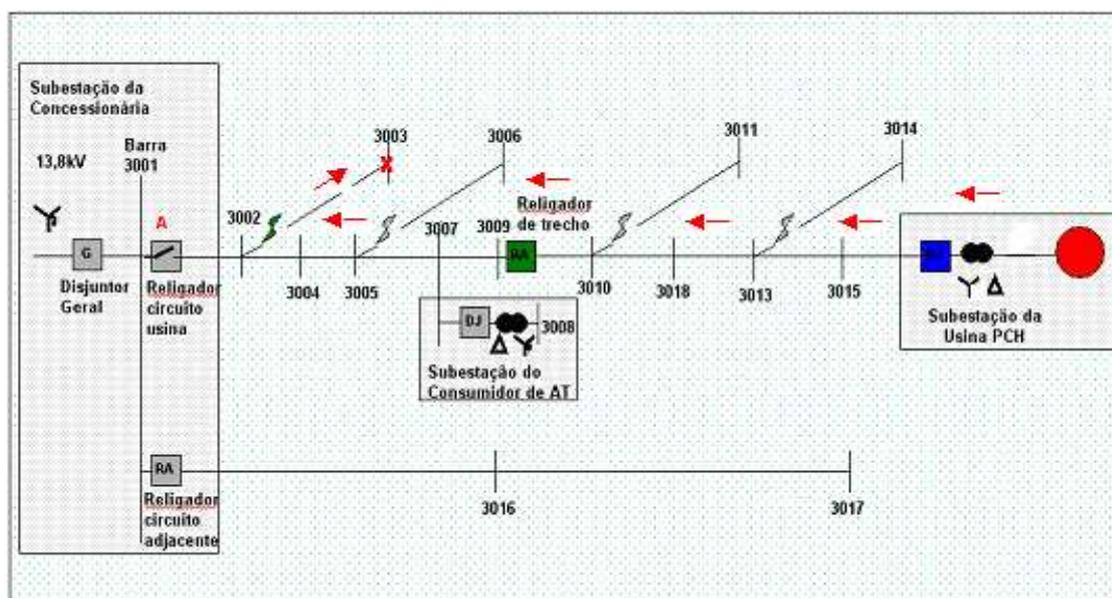


Figura 33 –Verificação dos níveis de tensão para defeitos no ponto mais distante da usina -curto na barra 3003.

Tabela 11 – Resumo dos níveis de tensão.

TENSOES EM PU / GRAUS								B A R R A		
CC	FASE	A	FASE B	FASE C	SEQ. +	SEQ. -	SEQ. 0			
3F	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3001	SE.FO.13	13
	.0	240.0	120.0	.0	.0	.0	.0			
FT	.000	1.732	1.732	1.000	.000	1.000	.000			
	.0	-150.0	150.0	.0	.0	-180.0	.0			
FF	1.000	.500	.500	.500	.500	.500	.000			
	.0	180.0	180.0	.0	.0	.0	.0			
3F	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3002	FUS1.URB	13
	.0	240.0	120.0	.0	.0	.0	.0			
FT	.000	1.732	1.732	1.000	.000	1.000	.000			
	.0	-150.0	150.0	.0	.0	-180.0	.0			
FF	1.000	.500	.500	.500	.500	.500	.000			
	.0	180.0	180.0	.0	.0	.0	.0			
3F	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3003	RAM1.URB	13
	.0	240.0	120.0	.0	.0	.0	.0			
FT	.000	1.732	1.732	1.000	.000	1.000	.000			
	.0	-150.0	150.0	.0	.0	-180.0	.0			
FF	1.000	.500	.500	.500	.500	.500	.000			
	.0	180.0	180.0	.0	.0	.0	.0			

Conclusão : Caso o transformador da conexão estiver ligado em delta ou estrela não aterrado, sobretensões no valor de **1.732 p.u.** nas fases são poderão ocorrer no alimentador para curtos-circuitos fase-terra. Se o sistema de proteção da concessionária for mais rápido do que o da usina deve-se assegurar que os tempos de operação dos relés da usina sejam menores que os tempos de operação dos religadores da concessionária, evitando assim o ilhamento e por conseguinte a sobretensão. Caso não seja possível, deve-se instalar o sistema de transferência de disparo “transfer trip” e também relés de sobretensão 59G.

5.8 Simulação 8 – PCH instalada próximo a Subestação

Objetivo: verificação do impacto na suportabilidade dos equipamentos de proteção da concessionária devido ao aumento da potência de curto-circuito gerado pela instalação de PCH na rede de distribuição. PCH instalada próxima à subestação na barra - 3004 – ligada através de transformador estrela aterrada /delta , e com os geradores em operação.

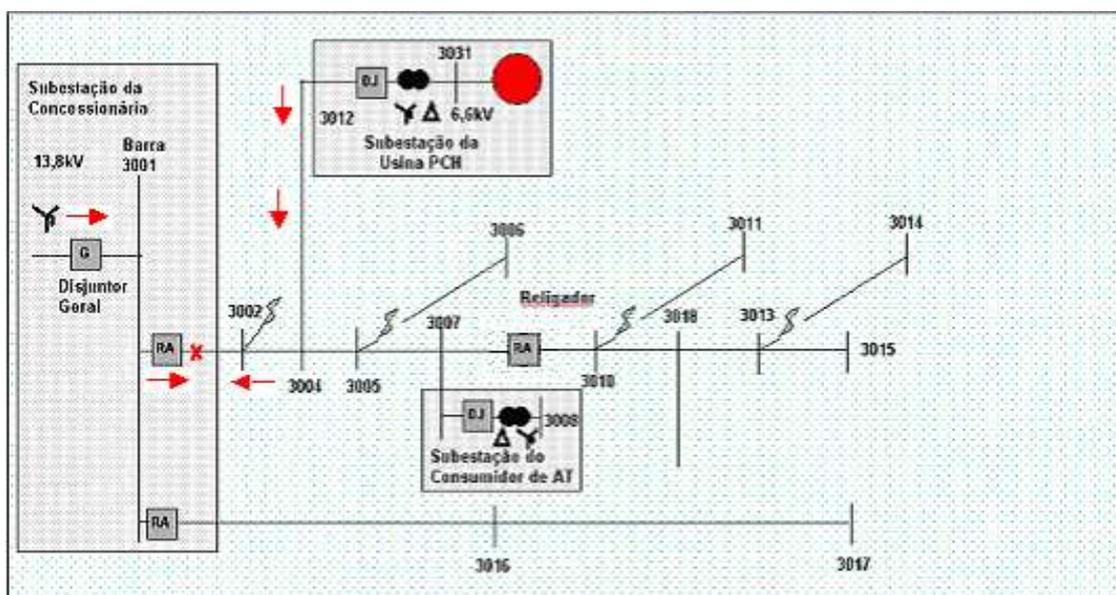


Figura 34 –Verificação da suportabilidade dos equipamentos – curto na Barra 3001 .

Tabela 12 – Resumo das correntes de curto-circuito e contribuições da concessionária e da PCH – simulado com $X''d$ – reatância subtransitória.

RESUMO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO (A)						
BARRA DE DEFEITO - 3001 - SUBESTAÇÃO			LOCAL DA PCH : BARRA 3004			
$X''d$ do gerador						
SEM USINA PCH	TRIFÁSICO	FASE-FASE	FASE-TERRA máx.		FASE-TERRA mín.	
CURTO NA BARRA	7482	6480	7482		591	
CONTRIBUIÇÃO	TRIFÁSICO	FASE-FASE	2I1+I0	3I0	2I1+I0	3I0
CONCESSIONÁRIA	7482	6480	7482	7482	591	591
USINA PCH	0	0	0	0	0	0
COM PCH 2,5MVA	TRIFÁSICO	FASE-FASE	FASE-TERRA máx.		FASE-TERRA mín.	
CURTO NA BARRA	7797	6752	7914		589	
CONTRIBUIÇÃO	TRIFÁSICO	FASE-FASE	2I1+I0	3I0	2I1+I0	3I0
CONCESSIONÁRIA	7483	6480	7483	7257	564	539
USINA PCH	314	272	430	656	25	49

Conclusão : Constata-se que a entrada da PCH no sistema de Distribuição aumenta a potência de curto-circuito trifásico. Este aumento poderá, dependendo da potência da usina comprometer a suportabilidade dos equipamentos da concessionária e dos consumidores, que deverão conduzir estas correntes. As concessionárias poderão impor restrições sob aspectos de disponibilidade para ligação de PCH em função da potência de curto máxima admissível do sistema. Equipamentos de distribuição geralmente suportam 12kA na tensão de 13,8kV e 10kA para tensão de 34,5kV.

5.9 Simulação 9 – PCH instalada através de linha expressa diretamente a barra da subestação da concessionária

Objetivo: verificação do impacto nas correntes de curto-circuito e na coordenação do religador do alimentador em relação aos fusíveis dos ramos para a seguinte configuração: PCH instalada em linha expressa do alimentador adjacente - na barra 3017 – ligada através de transformador estrela-aterrada/delta , geradores em operação.

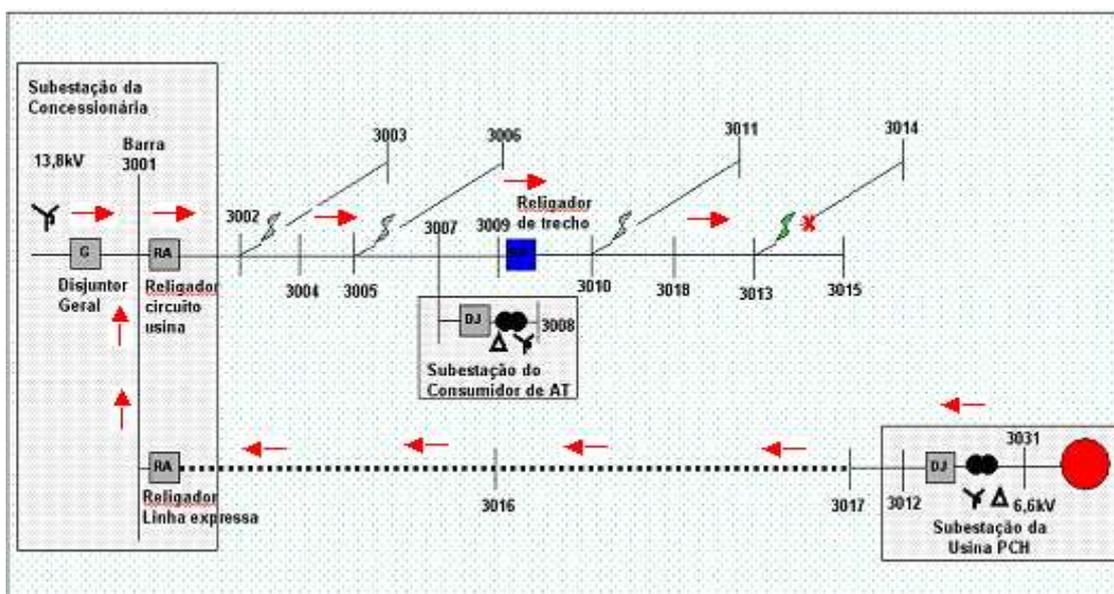


Figura 35 – Curto na barra 3013 – Verificação da coordenação entre o religador de trecho e o fusível do ramal com a PCH ligada em linha expressa.

Tabela 13 – Resumo das correntes de curto-circuito e contribuições da concessionária e da PCH – com Linha expressa - simulado com X'd – reatância transitória.

RESUMO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO (A)						
BARRA DE DEFEITO - 3013 - RAMAL RURAL			LOCAL PCH : B. 3017 LINHA EXPRESSA			
SEM USINA PCH	TRIFÁSICO	FASE-FASE	FASE-TERRA <u>máx.</u>		FASE-TERRA <u>mín.</u>	
CURTO NA BARRA	750	649	466		305	
CONTRIBUIÇÃO	TRIFÁSICO	FASE-FASE	211+I0	310	211+I0	310
CONCESSIONÁRIA	750	649	466	466	305	305
USINA PCH	0	0	0	0	0	0
COM PCH 2,5MVA	TRIFÁSICO	FASE-FASE	FASE-TERRA <u>máx.</u>		FASE-TERRA <u>mín.</u>	
CURTO NA BARRA	753	652	468		305	
CONTRIBUIÇÃO	TRIFÁSICO	FASE-FASE	211+I0	310	211+I0	310
CONCESSIONÁRIA	732	633	451	443	292	288
USINA PCH	21	19	16	24	12	16

Conclusão: A construção de uma linha expressa reduz em muito os impactos no sistema de distribuição da concessionária. Problemas de correntes reversas só ocorrem nos disjuntores gerais da subestação da concessionária e no religador do próprio alimentador da usina. Problemas de descoordenação poderão ocorrer apenas entre o disjuntor geral com os religadores dos alimentadores. No trecho dos alimentadores adjacentes ao da usina não devem ocorrer problemas de coordenação entre os religadores e os fusíveis dos ramais pois as correntes que circulam possuem apenas uma fonte.

5.10 Simulação 10 - análise dos afundamentos de tensão com a ligação de PCH no alimentador de distribuição

Objetivo: Verificar o impacto nos afundamentos de tensão causados por curtos-circuitos na rede de distribuição. Curtos-circuitos em alimentadores adjacentes causam afundamento de tensão na barra da Subestação, nos alimentadores e consumidores da barra.

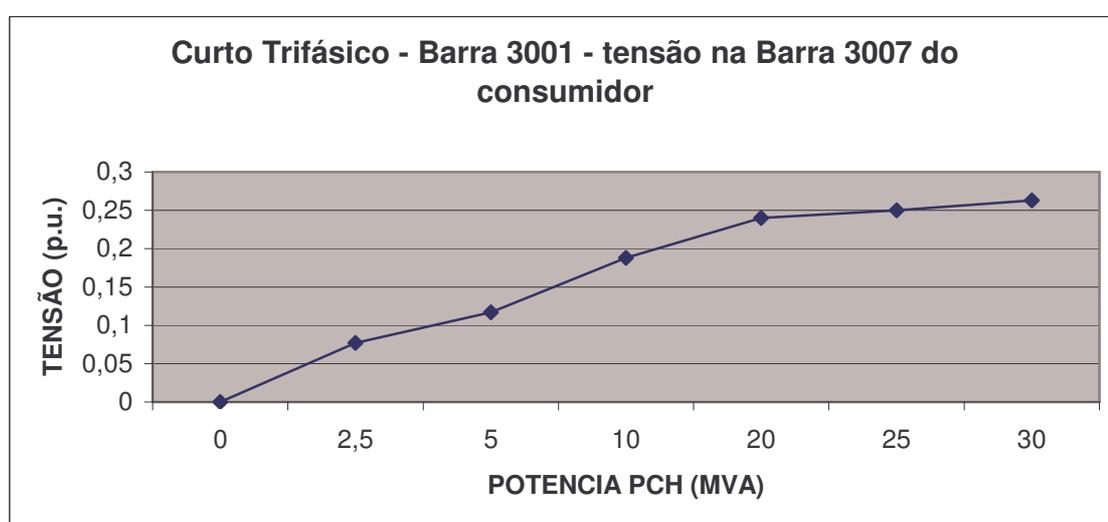


Figura 36 – Gráfico dos afundamentos de tensão na barra 3007 para curtos-circuitos TRIFÁSICOS na barra 3001

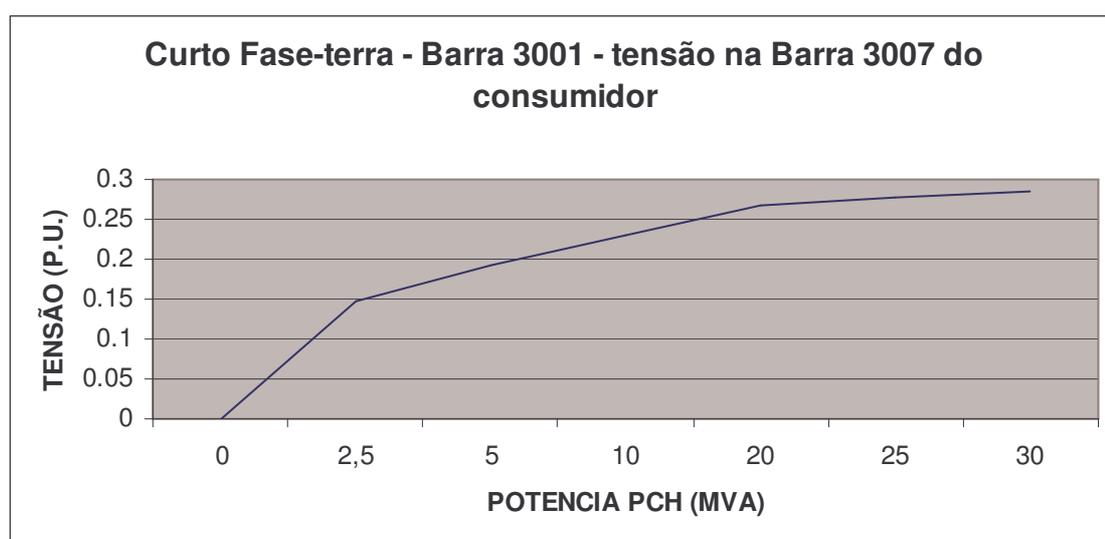


Figura 37 – Gráfico dos afundamentos de tensão na barra 3007 para curtos-circuitos FASE-TERRA na barra 3001

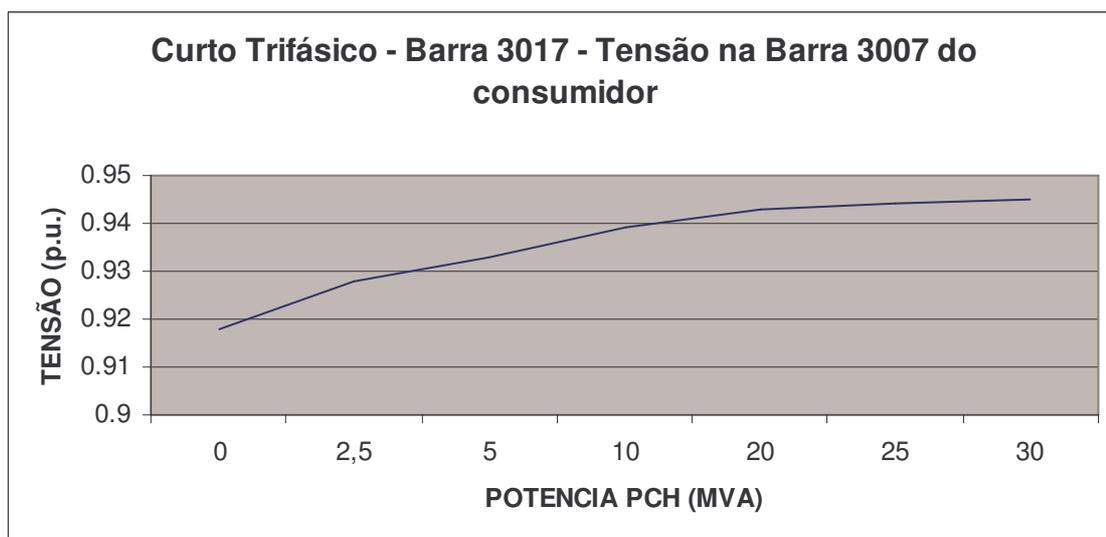


Figura 38 – Gráfico dos afundamentos de tensão na barra 3007 para curtos-circuitos TRIFÁSICOS na barra 3017

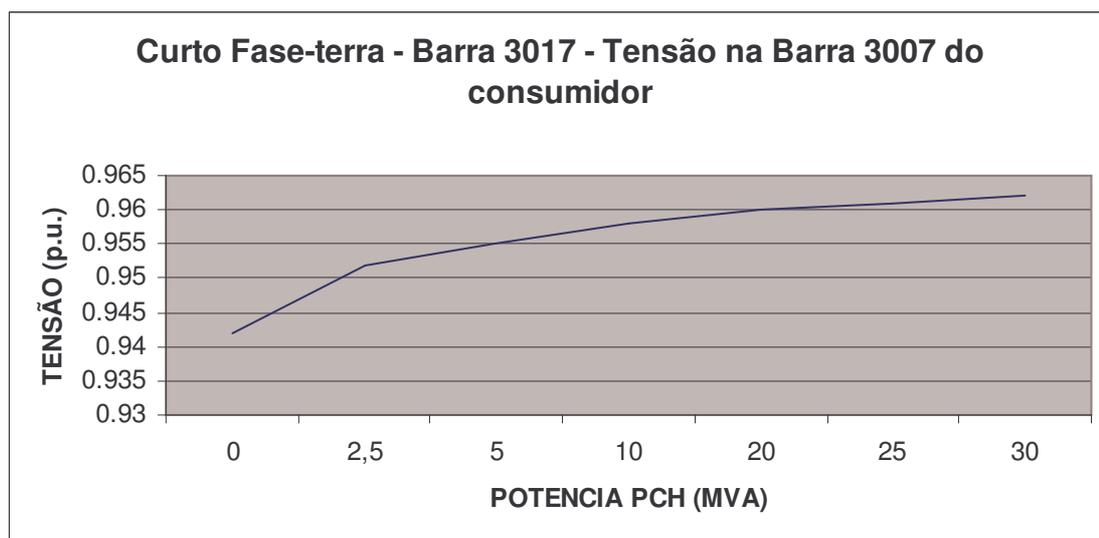


Figura 39 – Gráfico dos afundamentos de tensão na barra 3007 para curtos-circuitos FASE-TERRA na barra 3017

Conclusão : Em relação aos afundamentos de tensão, pode-se concluir que a ligação de PCH no sistema de distribuição reduz os afundamentos de tensão nos consumidores dos alimentadores adjacentes. Portanto se a PCH for instalada através de Linha expressa, então todos os consumidores serão beneficiados com a redução dos afundamentos de tensão.

6 CONCLUSÃO

A PCH é uma importante alternativa para auto-produção de energia e para complementação de sistemas de grande porte em função do menor risco de investimento.

Os sistemas de Distribuição são tradicionalmente concebidos como radiais, ou seja com apenas um sentido de fluxo de corrente. Este tipo de sistema pode ser protegido por equipamento relativamente simples e de fácil coordenação e seletividade, garantindo a continuidade de fornecimento em casos de defeito no alimentador. Os equipamentos de proteção de circuitos radiais necessitam apenas das funções de sobrecorrente de fase (50/51), neutro (50/51N) e religamento (79) para operarem coordenados com os disjuntores gerais, religadores de trecho e fusíveis de ramais. Muitos destes equipamentos ainda são do tipo eletromecânico e estático.

A entrada de pequenas centrais hidrelétricas nos circuitos de distribuição, converte um sistema simples em uma rede complicada sob aspectos de proteção, sendo portanto, necessário realizar profundas modificações em alguns equipamentos envolvidos no alimentador e na subestação da concessionária.

Pode-se concluir pelas simulações que os impactos da ligação de PCH na rede de distribuição dependerão do local onde será instalada, do tamanho da usina, do tipo de ligação do transformador de conexão e da configuração do sistema de distribuição.

A escolha da ligação dos transformadores de conexão é o aspecto mais importante de como a PCH irá interagir com o sistema de proteção da concessionária. Depende então da Concessionária escolher o tipo de ligação para que a PCH venha a ter menores impactos no sistema de Distribuição, tanto sob aspectos de sensibilidade e coordenação de equipamentos de sobrecorrente ou sob aspectos de sobretensão.

As correntes de contribuição da fonte da concessionária não sofrem redução se os defeitos se localizarem entre a concessionária e a PCH. Assim nestes casos a sensibilidade e a coordenação dos equipamentos da concessionária (reliador , fusíveis de ramais) não necessitam alteração. No entanto se a PCH estiver entre a concessionária e o defeito então deverá reduzir as correntes de contribuição do sistema da concessionária tornando portanto obrigatório à revisão dos ajustes de sensibilidade e coordenação do equipamento da concessionária.

No caso de defeitos em alimentadores adjacentes as correntes de contribuição da usina circularão reversamente pelos reliaadores de trecho e da subestação causando descoordenações. Uma solução para este problema seria manter as curvas de atuação dos equipamentos do alimentador e do disjuntor da PCH acima dos reliaadores dos alimentadores adjacentes. Mas como esta é uma prática difícil de ser alcançada, principalmente, por haver muitos alimentadores adjacentes e equipamentos em série, recomenda-se que sejam instalados reliaadores com funções de sobrecorrente direcionais (67) nos reliaadores da subestação e de trecho do alimentador da PCH. Estas funções estão normalmente disponíveis em equipamentos microprocessados.

Um dos impactos encontrados nas simulações é o problema de sensibilidade dos equipamentos da usina em caso de ilhamento de trechos do alimentador. Portanto a distribuidora poderá exigir a instalação de um esquema de comunicação para realizar a transferência de disparo “TRANSFER TRIP”, de forma a evitar a ocorrência de ilhamento. Assim caso o reliaador da concessionária seja aberto por sobrecorrente ou manualmente, o sistema de transferência de disparo deverá abrir o disjuntor de interligação com a PCH.

Com o objetivo de manter ativado o religamento automático do alimentador de distribuição garantindo a continuidade de fornecimento em casos de defeitos temporários, há necessidade de se instalar dispositivos de detecção de linha morta “DEAD LINE” para possibilitar que o religador realize o ciclo de religamento (79) sem comprometer a integridade do gerador da PCH.

Outro problema encontrado sob aspectos de proteção é a variedade de valores de corrente de contribuição da PCH para o defeito na rede, em função do número de unidades geradoras em operação na PCH. Portanto a Distribuidora deverá exigir que o equipamento de interligação, responsável pela proteção do alimentador do lado da usina tenha disponíveis grupos de ajustes comutáveis automaticamente em função do número de geradores em operação. Estas funções também estão normalmente disponíveis apenas em equipamentos microprocessados.

Constata-se também, que o aumento da potência de curto-circuito em função da ligação da PCH, poderá comprometer a suportabilidade dos equipamentos, que deverão conduzir estas correntes. As concessionárias poderão impor restrições sob aspectos de disponibilidade para ligação de PCH em função da potência de curto máxima admissível do sistema.

As Distribuidoras poderão exigir a construção de linhas expressas se, dependendo do ponto de ligação da PCH, vier a piorar os índices de continuidade dos consumidores ligados no alimentador. A construção de uma linha expressa até a subestação mais próxima reduz em muito os impactos no sistema de proteção de distribuição da concessionária. Nesta configuração, os impactos com as correntes reversas só ocorrem no religador do próprio alimentador da PCH. Os problemas de descoordenação poderão ocorrer apenas entre o disjuntor geral da Subestação com religadores dos alimentadores adjacentes. Nos equipamentos de proteção (religadores e fusíveis) de alimentadores adjacentes não devem ocorrer problemas de coordenação pois as correntes que circulam nos fusíveis dos ramais são os mesmos que circulam nos religadores de trecho.

Nota-se portanto, que a ligação de PCH no sistema de Distribuição acarretará um impacto no desempenho dos equipamentos de proteção. Este impacto se não for devidamente corrigido deverá comprometer os aspectos de operação e manutenção do sistema de distribuição, da segurança de pessoas e equipamentos, com risco de acidentes, bem como, com possíveis aumentos dos índices de continuidade DEC e FEC dos alimentadores de Distribuição, devido a problemas de descoordenação, podendo até incorrer e multa por parte da ANEEL.

Em relação aos afundamentos de tensão, pode-se concluir que a ligação de PCH no sistema de distribuição reduz o impacto dos afundamentos de tensão nos consumidores, principalmente se os defeitos forem em alimentadores adjacentes.

Nesta Pesquisa foram avaliados os impactos no sistema de proteção de distribuição de uma concessionária, com a ligação de PCH no alimentador, sendo que os pontos que mereceram destaque foram : sensibilidade, suportabilidade, religamento, coordenação dos equipamentos de proteção , segurança e afundamentos de tensão.

Outros aspectos importantes a serem objeto de futuras pesquisas referem-se aos algoritmos de localização de faltas e da performance de indicadores de defeitos nos alimentadores aéreos de Distribuição com PCH instalada.

REFERÊNCIAS

- [1] BARKER, PHILIP P.; MELLO, ROBERT W. – Power Technologies Inc. - ***Determining The Impact Of Distributed Generation On Power Systems: Part 1 – Radial Distribution Systems*** - PROCEEDINGS OF THE IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE,V3,2000,p 1645 - 1656
- [2] SO, C.W.; LI, K.K. – The Hong Kong Polytechnic University – China – TENCON'02 - ***Protection Relay Coordination On Ring-Fed Distribution Network With Distributed Generation*** – IEEE REGION 10 ANNUAL INTERNATIONAL CONFERENCE, PROCEEDINGS/TENCON,V3,2002,p 1885-1888
- [3] DOYLE, MICHAEL T. - ***Reviewing The Impacts Of Distributed Generation On Distribution System Protection*** - PROCEEDINGS of the IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE,V1,N summer,2002,p 103 - 105
- [4] BRAHMA, SUKUMAR M. ; GIRGIS, ADLY A. - ***Development of Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems With High Penetration of Distributed Generation*** – IEEE TRANSACTION ON POWER DELIVERY,V19,n1, JANUARY,2004,p 56-63
- [5] Nara, K. – ***Enabler Of Introducing Distributed Generator And Its Effect To Power Distribution Systems*** - PROCEEDINGS of the IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE,V1,n ASIA pacific,2002,p 584 - 589
- [6] Hadjsais, N. ; Canard J.F. ; Dumas F. – IEEE – 1999 - ***Dispersed Generation Increases The Complexity Of Controlling , Protection And Maintaining The Distribution Systems***
- [7] Ackermann, T. ; Knyazkin, V. - ***Interaction Between Distributed Generation And The Distribution Network : Operation Aspects*** - PROCEEDINGS of the IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE,V2,n ASIA PACIFIC,2002,p 1357 - 1362
- [8] MOSCARDI, A.C. - ***Proteção de Plantas Termoelétricas Industriais Operando Em Coogeração*** – Dissertação de Mestrado – departamento PEA - USP – 2004 -
- [9] GOMEZ, J.C. ; MORCOS, M.M. – ***Coordination Of Voltage Sag and Overcurrente Protection in DG Systems*** - IEEE TRANSACTION ON POWER DELIVERY,V20,n1, JANUARY,2005,p 214-218

- [10] DUGAN, R.C. ; MCDERMOTT, T.E. – IEEE – **Operation Conflits for Distributed Generation on Distribution Systems** – PAPERS-RURAL ELETIC POWER CONFERENCE,2001,PA31 – A36
- [11] JANG, S.L.; KIM, K.H.– **An Islanding Detection Method for Distributed Generations Using Voltage Unbalance and Total Harmonic Distortion of Current** - – IEEE 2004 TRANSACTION ON POWER DELIVERY,V19,n2, APRIL,2004,p 745-752
- [12] COPEL - **Requisitos Técnicos para a Conexão de Geração em Paralelo com o Sistema Elétrico da COPEL**
- [13] CELESC- **Requisitos Gerais para Conexão de Autoprodutor e Produtor Independente de Energia À Rede da CELESC** - Manual de Procedimentos I -432.0003
- [14] – COELBA / COSERNE / CELPE **Manual de Acesso, Conexão e Uso do Sistema de Distribuição por Agentes Geradores de Energia Elétrica– PCI.00.03**
- [15] ELEKTRO - **Conexão de Consumidores dos Grupos A2 E A3, Clientes Livres, Autoprodutores e Produtores Independentes de Energia ao Sistema Elétrico da ELEKTRO nas Tensões de Fornecimento de 69, 88 e 138 kV – Critérios Gerais** - NORMA ND.63
- [16] CPFL - **Ligação de Autoprodutores em Paralelo com o Sistema de Distribuição da CPFL - 15 Kv- NORMA TÉCNICA**
- [17] MOREIRA,M.A.R.G. ; PINAUD, R.Z. ; FREITAS, M.A.V. **Alguns Tipos de Instalações, Sistemas e Componentes– UFRJ**
- [18] ELETROBRÁS - **Diretrizes para Projetos de PCHs**
- [19] MOACARDI, A.C. ; GRIMONI, J.A.B. – USP - **Proteção de Planta Termoelétrica Operando em Cogeração** – BOLETIM TÉCNICO DA USP DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE ENERGIA E AUTOMAÇÃO – BT /PEA/0412-ISSN 1413-2214, P 1-10 , 2004 EPUSP
- [20] FILHO, G.L.T. ; ALENCAR, H.S. – CERPCH - **Panorama Elétrico das PCHs**
- [21] Oliveira, A. –**Novo Modelo Elétrico – Papel Ampliado para Geração Distribuída** - UFRJ - seminário INE -
- [22] Vianna, A.L.J. ; Vieira, L.S.R. ; Nascimento,M.V.G. – CEPEL - **Manual de Aplicação de Sistemas Descentralizados de Geração de Energia Elétrica para projetos de Ietrificação Rural – Pequenas Centrais Hidroelétricas – PCH's – versão 1**

- [23] GIGUER,S., *Proteção de Sistemas de Distribuição* , editora sagra, **G461p, Porto Alegre, 1988**
- [24] KINDERMANN, GERALDO, *Curto Circuito, editora Sagra-DC Luzzato, 1 edição, Porto Alegre,1992*
- [25] WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION – *Applied Protective Relaying, Florida, USA, 1973*
- [26] COOPER POWER SYSTEM, NOVA *Recloser and Form 5 Instruction Manual, S280-79-2, Waukesha, USA, 1995*
- [27] BRUSH SWITCHGEAR, PMR *Auto Recloser and Dynatrip control, Instruction Manuals, Loughborough, Leicestershire, England, 1985*
- [28] HAWKER SIDDELEY SWITCHGEAR, PMR 3 *Auto Recloser Instruction Manual, 55/4124, Falcon Works, England, 1997*
- [29] MCGRAW EDISON, *KF,RX, KFE, RVE, VSML with ME Recloser Control, Bulletin n.84001, Pittsburgh, USA, 1984*
- [30] WESTINGHOUSE ELETRIC GROUP, *Recloser ES and ESM, catalog 38-404 D MD P , São Paulo, 1979*
- [31] WHIPP&BOURNE, GVR *recloser and Panacea control Instruction Manual, Castleton, England , 1997*
- [32] SIEMENS, 7SJ62 and 7SJ61 *Overcurrent Relay and Medium Voltage Switchgear Catalog HA 41.11, Germany, 2001*
- [33] GE POWER MANAGEMENT, DFP100 and DFP200 *Digital Feeder Protection Instruction Manuals, GE do Brasil, São Paulo, 1997*
- [34] COPEL - COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA - LACTEC, *PCP – Programa de Coordenação de Proteção, Curitiba, 2001.*
- [35] COPEL - COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA, *Manuais de Instruções Técnicas de Proteção de Redes de Distribuição contra Sobrecorrentes – MIT's 162501, 162502 e 162503, Curitiba, 2001.*
- [36] Heinz Arthur Niederheitmann Junior *CCINT - Curto-Circuito Interativo – Software de Calculo de Curto-circuito.* – Dissertação de Mestrado apresentada na Escola Federal de Engenharia de Itajubá
- [37] SEEGERS T.,BIRT K., - *Impact of Distributed Resources on Distribution Relay Protection* – A REPORT TO THE LINE PROTECTION SUBCOMMITTEE OF THE POWER SYSTEM RELAY COMMITTEE OF THE IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY – GROUP D3 – AUGUST 2004, p1 – 24

[38] Moises Nami Neto – ***Apostila curso de Proteção de Consumidores de AT*** - COPEL - COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA, ***Curitiba, 2001.***

GLOSSÁRIO

Acesso aos Sistemas Elétricos - É assegurado aos Agentes de Geração livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, mediante o pagamento dos encargos correspondentes e nas condições gerais estabelecidas pela ANEEL.

Acordo Operativo - Acordo celebrado entre as partes (parte integrante do Contrato de Conexão), que descreve e define as atribuições e responsabilidades técnicas - operacionais, estabelecendo os procedimentos necessários ao relacionamento operacional entre as mesmas.

Acordo Comercial - Acordo celebrado entre as partes (parte integrante do Contrato de Conexão), que estabelece as condições comerciais relativas ao acesso e conexão.

ASMAE - Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - É uma empresa de direito privado, criada pela Assembléia Geral do MAE em 10 de fevereiro de 1999.É responsável por todas as atividades requeridas à administração do MAE, inclusive financeiras, contábeis e operacionais, sendo as mesmas reguladas e fiscalizadas pela ANEEL.

ASA – American Standard Association

ACEE - Administrador dos Contratos de Energia Elétrica - Administração da contratação das instalações de geração e liquidação das diferenças contratuais de todos os agentes do sistema.

Agente de Geração - Nesta Norma, refere-se indistintamente a um Autoprodutor de Energia Elétrica ou Produtor Independente de Energia Elétrica .

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - Mediação, regulação e fiscalização do funcionamento do sistema elétrico, envolvendo cumprimento das normas do marco regulatório em geral e das obrigações dispostas nos atos de outorga (contratos de concessão, autorização ou permissão) dos serviços de geração, transmissão e distribuição.

ANSI - American National Standards Institute

APE - Autoprodutor de Energia Elétrica - Pessoa física, jurídica ou empresas reunidas em consórcio que receba concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

AT – Alta Tensão

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento

BT – Baixa Tensão

CA – Cabo Nú de Alumínio

CAA – Cabo Nú de Alumínio com alma de aço

CBEMA - Computer Business Equipment Manufacturing Association

Cogeração - Processo industrial que produz vapor para seu processo fabril e gera energia elétrica de forma complementar, visando o aumento da eficiência da utilização do energético considerado. Pode ser utilizado tanto por APE quanto por PIE.

Concessão - Refere-se ao aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1 MW, por produtor independente ou superior a 30 MW, por autoprodutor.

Condições de Acesso - São as ampliações, adaptações de instalações e os reforços necessários à rede elétrica de distribuição, os prazos necessários para a sua implantação, bem como os requisitos técnicos estabelecidos nos Procedimentos de Distribuição e ou Condicionantes Técnicas, para que se possa efetivar o acesso.

CCC – Conta de Consumo de Combustíveis

CCINT – Programa de cálculo de curto-circuito interativo para sistemas em paralelo

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética - Homologação da política energética, em articulação com as demais políticas públicas

CUSD - Contrato de Uso do Sistema de Distribuição - Contrato que estabelece os termos e condições para o uso da rede da Distribuidora pelo acessante.

CCD - Contrato de Conexão à Distribuição e Acordos Operacionais - Contrato que estabelece os termos e condições para a conexão do

acessante à rede da Distribuidora. O Acordo Operativo e o Acordo Comercial são partes integrantes do CCD.

DEAD LINE – Sistema de supervisão da tensão do lado da linha da PCH para verificar se há tensão da usina antes de efetuar o religamento automático

DEC - índice de duração equivalente de interrupção por consumidor

DIC - índice de duração de interrupção do consumidor individualmente considerado

DEGREE - graus

DISTRIBUIDORA - Denominação dada a qualquer uma das empresas concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

ESV com controle RESCO– Tipo de Religador da marca Westinghouse

ELETROBRÁS - Financiamento, em caráter suplementar, da expansão do setor elétrico. Exercício da função de holding das empresas estatais federais

Administração de encargos e fundos setoriais. Comercialização da energia de ITAIPU e de fontes alternativas contempladas pelo PROINFA
Coordenação do OSI

FEC - índice de frequência equivalente de interrupção por consumidor

FIC - índice de frequência de interrupção do consumidor individualmente considerado

GD – Geração Distribuída

HZ – Hertz – unidade de frequência

IAC51 e IAC53 – tipos de relés eletromecânicos de sobrecorrente da marca GE - General Elétric

IEEE - Institute of Electrical and Electronic Engineers

ILHAMENTO – corresponde à operação isolada de uma PCH atendendo as cargas de um alimentador de Distribuição quando a fonte principal da concessionária estiver em contingência.

kW – quilo watts ($\times 10^3$) unidade de potência ativa

MAE – Mercado Atacadista de Energia

MCM – Mil circular mil

MEP – Modified Evolutionary Programming – método estocástico para multi variáveis.

MME - Ministério de Minas e Energia - Formulação de políticas para o setor energético a Implementação dessas políticas energéticas e Exercício do Poder Concedente

MVA – mega volt-ampere ($\times 10^6$) unidade de potência aparente

MW – mega watts ($\times 10^6$) unidade de potência ativa

ONS - Operador Nacional do Sistema - O Operador Nacional do Sistema, pessoa jurídica de direito privado, que exerce as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados e a ele são progressivamente transferidas as atividades e atribuições atualmente exercidas pelo GCOI e pelo CCON. Compete ao ONS contratar e administrar os serviços de transmissão de energia elétrica da Rede Básica dos sistemas elétricos interligados.

OSI - Operador dos Sistemas Elétricos Isolados - Coordenação da operação dos sistemas elétricos isolados

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

Ponto de Conexão - Equipamento ou conjunto de equipamentos que se destinam a estabelecer a conexão elétrica na fronteira entre os sistemas da Distribuidora e um ou mais agentes geradores.

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema de Distribuição - Documento a ser editado pela ANEEL, que estabelece os procedimentos e os requisitos técnicos para o planejamento, a implantação, o uso e a operação dos SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO, bem como as responsabilidades das partes envolvidas.

PCP – Programa de Coordenação de Proteção – ferramenta para verificação da coordenação entre equipamentos de proteção de distribuição.

PIE - Produtor Independente de Energia Elétrica - Pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio, que receba concessão ou autorização

para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

P.U. – por unidade

RVE com controle ME – Tipo de religador da Mc Graw Edison

SIN - Sistema Interligado Nacional

Solicitação de Acesso - É o requerimento, acompanhado de dados e estudos necessários à avaliação técnica do acesso, encaminhado à Distribuidora para que se possa definir as condições contratuais, os prazos de conexão e os respectivos encargos do requerente para a contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão.

TCM – Time Coordination Method

TRANSFER TRIP – Sistema de comunicação que efetua a de transferência de disparo de um equipamento de proteção para outro

APÊNDICE A - Conceitos Fundamentais de Proteção de Sistemas de Distribuição

Zona de Proteção

Define-se “zona de proteção” como sendo o trecho da rede protegido por um determinado dispositivo de proteção. As correntes mínimas de curto-circuito no final da zona de proteção devem ser superiores as correntes mínimas de atuação dos respectivos equipamentos protetores: elo-fusível, relés e religadores automáticos.

Seletividade

A proteção é seletiva quando é dimensionada de tal forma que para qualquer tipo de falta o dispositivo de proteção mais próximo da falta antecipe sua atuação, independente da natureza da falta, isolando o trecho defeituoso.

Coordenação

A proteção é coordenada quando é dimensionada e ajustada de tal forma, que permita dois ou mais equipamentos de proteção instalados em série, operarem segundo uma seqüência de operação pré-estabelecida.

Sensibilidade

É a capacidade que um equipamento de proteção tem de abrir o circuito em resposta aos valores mínimos de curto-circuito no final do trecho considerado.

Filosofia de Proteção

A proteção de sobrecorrente de um sistema de distribuição assume dois grandes compromissos, o da segurança (pessoas e equipamentos) e o de continuidade de serviço. Inerente a estes dois

compromissos pode-se citar: a Coordenação, Seletividade e o tempo de atuação dos equipamentos.

Filosofia de proteção é a técnica de selecionar, coordenar, ajustar e aplicar os vários equipamentos e dispositivos protetores a um sistema elétrico, de forma a guardar entre si uma determinada relação, tal que uma anormalidade no sistema possa ser isolada e removida, sem que as outras partes do mesmo sejam afetadas. Os requisitos da proteção são descritos abaixo:

- **Seletividade** : a proteção deve somente isolar a parte do sistema atingido pelo defeito, mantendo a continuidade do serviço das demais partes do sistema.
- **Rapidez** : as sobrecorrentes geradas pela seqüência ou sobrecargas devem ser extintas no menor tempo possível, reduzindo a probabilidade de propagação dos defeitos.
- **Sensibilidade** : a proteção deve ser suficientemente sensível a defeitos que possam ocorrer durante a operação do sistema.
- **Segurança**: o sistema de proteção não deve realizar uma falsa operação sob condições normais de operação, ou falhar no caso de faltas no sistema. Sob aspecto de segurança devem ser observados os seguintes detalhes: Segurança de terceiros: condutores ao solo devem ser desenergizados automática e rapidamente para evitarem-se acidentes irreparáveis e indenizações pesadas. Segurança de condutores e equipamentos, sobrecargas que causem danos permanentes em componentes do sistema de distribuição devem ser evitados, para diminuir-se as perdas de receitas e aumento de despesas com manutenção corretiva.
- **Proteção de Retaguarda** : a proteção de retaguarda deve estar ajustada de tal maneira que deverá atuar em caso de falha ou recusa de atuação da proteção principal.

Roteiro para Projeto de Proteção

A escolha dos pontos significativos para efetuar um estudo de coordenação de proteção deverá ser:

- - Barra da Subestação : maior valor de corrente de curto-circuito.
- - Troca de bitola : para possibilitar o calculo dos parametros dos trechos envolvidos.
- - Derivações : definem o máximo valor de corrente de curto-circuito que passará no ramal, que será utilizado para definição da capacidade de interrupção das chaves.
- - Fim de ramais e troncos : definem o menor nivel de corrente de curto-circuito servem para determinar a sensibilidade dos dispositivos de proteção.
- Consumidores especiais : para possibilitar a coordenação com os equipamentos do consumidor.
- Cadastro atualizado verifica-se portanto , que é fundamental a existência de um cadastro atualizado e com detalhes da região a ser estudada. Este cadastro que pode ser o próprio projeto físico ou então um diagrama unifilar que deve conter os seguintes dados :
- Saída do alimentador, indicando o equipamento de proteção instalado e seus ajustes atuais ;
- Número de condutores, bitola, tipo, e comprimento do condutor entre os diversos pontos
- Medição ou avaliação da carga em pontos estratégicos
- Seccionamentos existentes na rede
- Pontos de interligação com outros alimentadores, em condições de emergência
- Localização dos consumidores especiais e proteção destes consumidores

Característica T x I – Tempo x Corrente

Representa a resposta do equipamento de proteção para qualquer valor de ajuste em função da corrente de curto circuito e corrente de inrush, e é representado através de uma curva em escala log-log do tempo de atuação em relação a corrente de curto-circuito.

Coordenograma

A verificação da seletividade e da coordenação da proteção é através da utilização de um software chamado Programa de Coordenação de Proteção – PCP [34], das curvas tempo x corrente dos dispositivos de proteção.

Coordenação / Seletividade

Num estudo de coordenação/seletividade da proteção procura-se atender a segurança e a continuidade de serviço em sistemas, que possuem características limitantes, tais como: corrente de carga e de curto-circuito máximos e mínimos, corrente de partida de motores, de energização de transformadores e bancos de capacitores, limites térmicos dos condutores e de outros equipamentos, índices estatísticos de probabilidade de defeitos, características dos consumidores, etc.

Os valores máximos e mínimos de curto-circuito definem a faixa de coordenação do equipamento de proteção. A corrente de carga e a corrente mínima de curto-circuito definem a sensibilidade e a temporização é definida em função das características de cada equipamento de proteção dentro da zona de proteção.

A coordenação/seletividade é verificada através do uso correto das curvas características tempo-corrente dos equipamentos de proteção, fornecido pelo fabricante, apresentadas no livro "Curvas Características para Estudo de Proteção".

Projeto de Proteção

- Pesquisar dados dos alimentadores;

- Levantamento dos alimentadores críticos;
- No diagrama unifilar do alimentador marcar os pontos significativos;
- Preencher a planilha de curto-circuito;
- Com o software CCINT – Curto-circuito interativo, calcular as correntes de curto-circuito;
- Lançar no diagrama unifilar os valores das correntes de curto-circuito;
- Com o PCP traçar as curvas dos religadores da subestação e dos ramais;
- Com o PCP traçar as curvas dos elos fusíveis dos ramais;
- Obter a coordenação dos equipamentos de proteção;
- Efetuar o dimensionamento dos elos fusíveis;
- Definir os ajustes dos religadores;
- Cadastrar os ajustes no banco de dados de ajustes para posterior implantação;
- Iniciar a implantação em campo efetuando manobras;
- Verificar em campo por amostragem a implantação;
- Acompanhar o desempenho do circuito através dos relatórios de índices;
- Rever o estudo em caso de necessidade.

Levantamento de Dados Preliminares

a) Reclamações do Consumidor

b) Diagrama unifilar do alimentador, contendo:

- Saída do alimentador, indicando o equipamento de proteção instalado e seus ajustes atuais.
- Número, bitola, tipo e comprimento dos condutores de cada seção.
- Medição ou avaliação da carga em pontos estratégicos.
- Seccionamento existentes.

- Interligação com outros alimentadores com os valores medido ou devidamente avaliado, considerando condições de emergência.
- Consumidor especial.

c) Cálculo das correntes de curto-circuito trifásico, fase-fase, fase-terra e fase-terra mínimo, nos seguintes pontos:

- Mudança de bitola.
- Nas saídas das derivações.
- Final dos ramais.
- Possíveis pontos de instalação de equipamentos especiais de proteção.
- Consumidores importantes.

As correntes de curtos-circuitos poderão ser calculadas utilizando-se o microcomputador ou terminal de computador. Estas correntes de curto-circuito, deverão ser lançadas no diagrama unifilar. O roteiro para a entrada dos dados e cálculos de curto-circuito através do microcomputador ou do terminal de computador.

d) Análise dos índices de interrupção.

e) Análise do acesso no ponto de instalação dos equipamentos de proteção.

APÊNDICE B - Equipamentos de Proteção de Sobrecorrente

Elos Fusíveis

Os elos fusíveis normalmente utilizados nos circuitos de distribuição são do tipo "K" (rápidos) e "T" (lentos) sendo que os primeiros possibilitam a eliminação dos defeitos em tempos menores quando da ocorrência de surtos com intensidade de corrente elevada.

Os fusíveis de distribuição são utilizados, normalmente, para proteção de ramais, excepcionalmente, para seccionamento do alimentador principal, dependendo da proteção oferecida pelos relés ou religadores.

Os elos fusíveis do tipo EF e ES apresentam características similares as do tipo K e T, respectivamente e são utilizados nas chaves fusíveis tipo estação para proteção dos transformadores de força na subestação.

Religadores

O religador é um dispositivo automático cuja finalidade é eliminar as interrupções duradouras no fornecimento de energia quando da existência de defeitos transitórios, restabelecendo o fornecimento de acordo com os ajustes pré-estabelecidos.

A extinção de arco decorrente da abertura do circuito sob condição de curto-circuito, é feita normalmente por contatos de interrupção ou por torção magnética, que estão imersos em um meio isolante, sejam eles: óleo (religadores mais antigos), vácuo ou Hexa-Fluoreto de Enxofre (SF₆), este último da mais recente geração de religadores. Sendo sensibilizado pela corrente de curto-circuito, o religador interrompe o fluxo de corrente, religando-o automaticamente após um tempo pré-ajustado. Se no momento do religamento ainda persistir o defeito, a operação de "abertura-fechamento" é repetida até se completar o ciclo pré-determinado. Ao final desse ciclo o religador ficará desligado (condição de bloqueio) e o circuito aberto, indicando a existência de defeito permanente na rede ou na linha.

Atingida a condição de bloqueio, o religador somente poderá ser fechado mediante comando manual e novamente estará pronto a seguir seu ciclo de operação. O controle microprocessado possui as funções de modificação de curvas rápidas e lentas, ajustável para fase e neutro.

Relés de Sobrecorrente

Os relés de sobre-corrente de acordo com os tempos de atuação podem ser classificados nos seguintes tipos:

Relé de Sobrecorrente Instantâneo:

A operação se completa em um intervalo de tempo muito curto, após a ocorrência de sobre-corrente e, principalmente, independente de suas variações. Não há retardo de tempo propositalmente incluído na seqüência detecção-operação. O tipo construtivo que mais se adapta a esse tipo de operação é o de atração magnética.

Relé de Sobrecorrente de Tempo Inverso

O tempo de operação inversamente proporcional ao valor da corrente.

Relé de Sobrecorrente de Tempo Muito Inverso

São relés que apresentam variações mais acentuadas das características de tempo de atuação com a corrente de atuação.

Relé de Sobrecorrente de Tempo Definido

O tempo de atuação neste caso, independe do valor da corrente. Os relés de sobrecorrentes mais comuns instalados em sistemas de distribuição, são os seguintes: CO8, CO9 e CO11 da WESTINGHOUSE e IAC51, IAC53, IAC77 da GE. As características dos relés, tais como, faixa de ajuste de atuação e de restabelecimento, encontram-se em seus catálogos. As unidades que definem os ajustes do relé de sobrecorrente são as seguintes:

- TAP: corrente secundária de operação temporizada.
- INSTANTÂNEO: corrente secundária de operação instantânea.
- CURVA DE TEMPO: define o tempo de operação do para um valor de sobrecorrente em função do ajuste.
- Curvas de atuação tempo x corrente: o tempo de atuação do relé é dado em função do múltiplo da corrente de ajuste.
- Curva de restabelecimento: o tempo de restabelecimento não depende da corrente de atuação do relé, porém, depende exclusivamente da curva de atuação e do tipo do relé.
- O tempo de restabelecimento do relé definirá os ajustes dos intervalos de religamento para os circuitos que possuam relés de religamento. Portanto, o intervalo de religamento deverá ser maior ou igual ao tempo de restabelecimento do relé, para que o relé opere no mesmo tempo de atuação para todo o ciclo de operação, para garantir a coordenação com os demais equipamentos.

Relé de Religamento

Os relés de religamentos são relés auxiliares, usados para comandar o fechamento dos disjuntores correspondentes, depois de terem sido abertos por acionamento dos relés de sobrecorrente.

APÊNDICE C- Programa de Coordenação de Proteção – PCP

A complexidade dos estudos de proteção pode ser avaliada com base na quantidade de tipos de dispositivos e de seus modelos, e de possibilidades de ajustes possíveis para atender a imensa variedade de parâmetros reais que ocorrem em cada segmento do sistema de distribuição de energia elétrica.

Tomando como exemplo a área de Distribuição da Companhia Paranaense de Energia - COPEL, destaca-se aproximadamente: 30 tipos de religadores automáticos, 10 tipos de elos fusíveis e em torno de 120 variedades de relés, cujas atuações podem ser ajustadas por mais de 1000 curvas de característica tempo x corrente. Esta gama de possibilidades é aplicada a um sistema elétrico, com mais de 1200 saídas de circuitos de distribuição em alta tensão.

A elaboração de estudos de proteção em um sistema similar ao citado acima requer vários especialistas, o que eleva substancialmente os custos e tende a gerar uma não padronização de procedimentos.

Esta ferramenta foi desenvolvida para auxiliar no processo de elaboração de estudos de proteção, padronizando o processo e agilizando a elaboração dos estudos. Com isto, são reduzidos significativamente os tempos gastos com atividades repetitivas com aumento da qualidade dos estudos elaborados.

APÊNDICE D- Relatório do Software CCINT

SIMULAÇÃO DE CURTO-CIRCUITO ADOTADO NO ESTUDO DO CASO

1PAG. 23 16/06/06 09/25/35 CC - Versão 07/2003 ## SIMULACAO 2 COM 2_5 G BARRA 15

CURTO-CIRCUITO NA BARRA (SE.FO.13 13)								
CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO EM AMP / GRAUS							Z1	Z0
CC	FASE A	FASE B	FASE C	SEQ. +	SEQ. -	SEQ. 0		
3F	7644.	7644.	7644.	7644.	0.	0.	.5473	.5470
	-86.2	153.8	33.8	-86.2	.0	.0	86.2	80.4
FT	7654.	0.	0.	2551.	2551.	2551.		
	-84.3	.0	.0	-84.3	-84.3	-84.3		
FF	0.	6620.	6620.	3822.	3822.	0.		
	.0	3.8	-176.2	-86.2	-266.2	.0		
2T	0.	7866.	7422.	5096.	2550.	2552.		
	-90.0	154.8	34.8	-85.2	91.9	97.7		
CONTRIBUICOES EM AMP / GRAUS							BARRA P	BARRA Q
3F	7485.	7485.	7485.	7485.	0.	0.	0 REFERENCIA	3001 SE.FO.13 13
	-86.3	153.7	33.7	-86.3	.0	.0		
FT	7483.	12.	12.	2498.	2498.	2486.		
	-84.4	109.0	109.0	-84.4	-84.4	-84.5		
FF	0.	6482.	6482.	3742.	3742.	0.		
	.0	-176.3	3.7	-86.3	93.7	.0		
2T	12.	7693.	7264.	4990.	2497.	2487.		
	-69.1	154.7	34.6	-85.3	91.8	97.5		
1. VIZINHANCA								
3F	160.	160.	160.	160.	0.	0.	3002 FUS1 URB 13	3001 SE.FO.13 13
	-79.8	160.2	40.2	-79.8	.0	.0		
FT	173.	12.	12.	54.	54.	66.		
	-77.4	-71.0	-71.0	-77.9	-77.9	-76.6		
FF	0.	139.	139.	80.	80.	0.		
	-63.6	-169.8	10.2	-79.8	100.2	.0		
2T	12.	173.	160.	107.	54.	66.		
	110.9	158.1	45.3	-78.8	98.3	105.3		
3F	160.	160.	160.	160.	0.	0.	3003 RAM1 URB 13	3002 FUS1 URB 13
	-79.8	160.2	40.2	-79.8	.0	.0		
FT	173.	12.	12.	54.	54.	66.		
	-77.4	-71.0	-71.0	-77.9	-77.9	-76.6		
FF	0.	139.	139.	80.	80.	0.		
	.0	-169.8	10.2	-79.8	100.2	.0		
2T	12.	173.	160.	107.	54.	66.		
	110.9	158.1	45.3	-78.8	98.3	105.3		
3F	160.	160.	160.	160.	0.	0.	3004 B1 USINA 13	3003 RAM1 URB 13
	-79.8	160.2	40.2	-79.8	.0	.0		
FT	173.	12.	12.	54.	54.	66.		
	-77.4	-71.0	-71.0	-77.9	-77.9	-76.6		
FF	0.	139.	139.	80.	80.	0.		
	116.5	-169.8	10.2	-79.8	100.2	.0		
2T	12.	173.	160.	107.	54.	66.		
	110.9	158.1	45.3	-78.8	98.3	105.3		

1PAG. 24 16/06/06 09/25/35 CC - Versão 07/2003 ## SIMULACAO 2 COM 2_5 G BARRA 15

FT	173.	12.	12.	54.	54.	66.						
	-77.4	-71.0	-71.0	-77.9	-77.9	-76.6						
FF	0.	139.	139.	80.	80.	0.						
	116.4	-169.8	10.2	-79.8	100.2	.0						
2T	12.	173.	160.	107.	54.	66.						
	110.9	158.1	45.3	-78.8	98.3	105.3						

1PAG. 27 16/06/06 09/25/35 CC - Versão 07/2003 ## SIMULACAO 2 COM 2_5 G BARRA 15

CONTRIBUICOES EM AMP / GRAUS							B A R R A P			B A R R A Q		C
CC	FASE A	FASE B	FASE C	SEQ. +	SEQ. -	SEQ. 0						I
+												R
3F	160.	160.	160.	160.	0.	0.	3031 B GER 1 6.6			3012 USINA	13	1
	-79.8	160.2	40.2	-79.8	.0	.0						
FT	107.	54.	54.	54.	54.	0.						
	-77.9	102.1	102.1	-77.9	-77.9	.0						
FF	0.	139.	139.	80.	80.	0.						
	.0	-169.8	10.2	-79.8	100.2	.0						
2T	54.	143.	140.	107.	54.	0.						
	-75.9	179.5	21.2	-78.8	98.3	.0						
3F	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0 REFERENCIA			3012 USINA	13	1
	.0	240.0	120.0	.0	.0	.0						
FT	66.	66.	66.	0.	0.	66.						
	-76.6	-76.6	-76.6	.0	.0	-76.6						
FF	0.	0.	0.	0.	0.	0.						
	.0	.0	.0	.0	.0	.0						
2T	66.	66.	66.	0.	0.	66.						
	105.3	105.3	105.3	.0	.0	105.3						
3F	335.	335.	335.	335.	0.	0.	0 REFERENCIA			3031 B GER 1 6.6	13	1
	-79.8	160.2	40.2	-79.8	.0	.0						
FT	224.	112.	112.	112.	112.	0.						
	-77.9	102.1	102.1	-77.9	-77.9	.0						
FF	0.	290.	290.	168.	168.	0.						
	-90.0	-169.8	10.2	-79.8	100.2	.0						
2T	112.	299.	292.	224.	112.	0.						
	-75.9	179.5	21.2	-78.8	98.3	.0						

TENSOES EM PU / GRAUS							B A R R A					
CC	FASE A	FASE B	FASE C	SEQ. +	SEQ. -	SEQ. 0						
+												
3F	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3001 SE.FO.13 13					
	.0	240.0	120.0	.0	.0	.0						
FT	.000	.971	1.029	.667	.334	.334						
	.0	-121.0	119.0	-1.0	-178.1	176.2						
FF	1.000	.500	.500	.500	.500	.000						
	.0	180.0	180.0	.0	.0	.0						
2T	1.001	.000	.000	.334	.334	.334						
	-1.9	.0	.0	-1.9	-1.9	-1.9						
							1. VIZINHANCA					
3F	.009	.009	.009	.009	.000	.000	3002 FUS1 URB 13					
	-16.0	224.0	104.0	-16.0	.0	.0						
FT	.022	.963	1.024	.669	.331	.318						
	-2.0	-120.3	118.4	-1.0	-177.9	175.8						
FF	1.000	.502	.498	.504	.496	.000						
	.0	-179.2	179.2	-.1	.1	.0						
2T	.988	.021	.016	.339	.331	.318						
	-2.1	-157.2	157.3	-2.1	-1.8	-2.2						

1PAG. 28 16/06/06 09/25/35 CC - Versão 07/2003 ## SIMULACAO 2 COM 2_5 G BARRA 15

TENSOES EM PU / GRAUS							B A R R A					
CC	FASE A	FASE B	FASE C	SEQ. +	SEQ. -	SEQ. 0						
+												
3F	.031	.031	.031	.031	.000	.000	3003 RAM1 URB 13					

	-43.9	196.1	76.1	-43.9	.0	.0		
FT	.053	.956	1.018	.674	.326	.299		
	-21.0	-119.6	117.7	-1.5	-176.8	176.7		
FF	1.000	.519	.482	.511	.489	.000		
	.0	-177.9	177.7	-1.2	1.3	.0		
2T	.974	.058	.033	.349	.326	.299		
	-2.1	-168.4	126.8	-4.1	-.7	-1.3		
3F	.039	.039	.039	.039	.000	.000	3004	B1 USINA 13
	-37.9	202.1	82.1	-37.9	.0	.0		
FT	.074	.948	1.013	.677	.324	.283		
	-15.6	-119.0	117.0	-1.6	-176.7	176.4		
FF	1.000	.521	.480	.515	.485	.000		
	.0	-177.1	176.8	-1.3	1.4	.0		
2T	.961	.079	.048	.355	.324	.283		
	-2.3	-165.4	136.8	-4.3	-.5	-1.7		
3F	.047	.047	.047	.047	.000	.000	3005	FUS2 URB 13
	-33.9	206.1	86.1	-33.9	.0	.0		
FT	.095	.941	1.008	.680	.321	.267		
	-12.5	-118.3	116.3	-1.6	-176.5	176.1		
FF	1.000	.524	.479	.520	.481	.000		
	.0	-176.3	176.0	-1.4	1.6	.0		
2T	.949	.100	.064	.361	.321	.267		
	-2.4	-163.7	142.0	-4.5	-.4	-2.0		
3F	.069	.069	.069	.069	.000	.000	3006	RAM2 URB 13
	-40.6	199.4	79.4	-40.6	.0	.0		
FT	.127	.934	1.002	.685	.317	.249		
	-17.9	-117.6	115.6	-2.1	-175.4	177.1		
FF	1.000	.541	.463	.527	.474	.000		
	.0	-175.2	174.3	-2.5	2.7	.0		
2T	.935	.137	.081	.371	.316	.249		
	-2.5	-166.7	132.7	-6.3	.8	-.9		
3F	.077	.077	.077	.077	.000	.000	3007	CONS AT 13
	-37.9	202.1	82.1	-37.9	.0	.0		
FT	.148	.927	.998	.688	.314	.233		
	-15.6	-116.9	114.9	-2.2	-175.2	176.8		
FF	1.000	.544	.462	.531	.470	.000		
	.0	-174.4	173.4	-2.6	2.9	.0		
2T	.922	.158	.096	.377	.314	.233		
	-2.6	-165.4	136.8	-6.4	1.0	-1.3		

1PAG. 29 16/06/06 09/25/35 CC - Versão 07/2003 ## SIMULACAO 2 COM 2_5 G BARRA 15

TENSOES EM PU / GRAUS							B A R R A	
CC	FASE A	FASE B	FASE C	SEQ. +	SEQ. -	SEQ. 0		
+								
3F	.077	.077	.077	.077	.000	.000	3008	CONS BT .44
	-37.9	202.1	82.1	-37.9	.0	.0		
FT	.378	.860	.912	.688	.314	.000		
	-8.0	-102.6	101.9	-2.2	-175.2	.0		
FF	1.000	.544	.462	.531	.470	.000		
	.0	-174.4	173.4	-2.6	2.9	.0		
2T	.689	.387	.311	.377	.314	.000		
	-3.1	-174.9	166.8	-6.4	1.0	.0		
3F	.086	.086	.086	.086	.000	.000	3009	RA RURAL 13
	-35.7	204.3	84.3	-35.7	.0	.0		
FT	.169	.920	.994	.691	.311	.217		
	-13.9	-116.2	114.2	-2.2	-175.0	176.4		
FF	1.000	.547	.461	.535	.466	.000		
	.0	-173.7	172.5	-2.7	3.1	.0		
2T	.909	.179	.112	.383	.311	.217		
	-2.8	-164.5	139.7	-6.6	1.2	-1.7		
3F	.123	.123	.123	.123	.000	.000	3010	FUS3 RUR 13
	-36.5	203.5	83.5	-36.5	.0	.0		
FT	.235	.904	.983	.701	.302	.173		
	-14.9	-114.4	112.3	-2.8	-173.4	177.2		
FF	1.000	.570	.445	.551	.452	.000		
	.0	-171.4	168.9	-3.8	4.6	.0		

2T	.876	.250	.155	.404	.302	.173		
	-3.1	-164.7	137.4	-8.4	2.7	-.9		
3F	.123	.123	.123	.123	.000	.000	3011	RAM3 RUR 13
	-36.5	203.5	83.5	-36.5	.0	.0		
FT	.235	.904	.983	.701	.302	.173		
	-14.9	-114.4	112.3	-2.8	-173.4	177.2		
FF	1.000	.570	.445	.551	.452	.000		
	.0	-171.4	168.9	-3.8	4.6	.0		
2T	.876	.250	.155	.404	.302	.173		
	-3.1	-164.7	137.4	-8.4	2.7	-.9		
3F	.243	.243	.243	.243	.000	.000	3012	USINA 13
	-36.5	203.5	83.5	-36.5	.0	.0		
FT	.457	.855	.953	.736	.273	.027		
	-15.4	-107.7	105.8	-4.5	-167.9	-166.6		
FF	1.000	.648	.411	.602	.409	.000		
	.0	-164.8	155.7	-6.9	10.2	.0		
2T	.764	.485	.301	.477	.273	.027		
	-4.4	-164.5	135.9	-12.8	8.3	15.3		
1PAG.	30	16/06/06	09/25/35	CC - Versão 07/2003	##	SIMULACAO 2 COM 2_5 G	BARRA 15	

TENSOES EM PU / GRAUS							B A R R A	
CC	FASE A	FASE B	FASE C	SEQ. +	SEQ. -	SEQ. 0		
3F	.198	.198	.198	.198	.000	.000	3013	FUS4 RUR 13
	-37.1	202.9	82.9	-37.1	.0	.0		
FT	.369	.874	.963	.722	.284	.086		
	-15.8	-110.5	108.5	-3.9	-170.0	-178.8		
FF	1.000	.619	.420	.582	.425	.000		
	.0	-167.2	161.0	-5.9	8.1	.0		
2T	.810	.393	.242	.449	.284	.086		
	-3.8	-164.8	135.3	-11.4	6.1	3.1		
3F	.198	.198	.198	.198	.000	.000	3014	RAM4 RUR 13
	-37.1	202.9	82.9	-37.1	.0	.0		
FT	.369	.874	.963	.722	.284	.086		
	-15.8	-110.5	108.5	-3.9	-170.0	-178.8		
FF	1.000	.619	.420	.582	.425	.000		
	.0	-167.2	161.0	-5.9	8.1	.0		
2T	.810	.393	.242	.449	.284	.086		
	-3.8	-164.8	135.3	-11.4	6.1	3.1		
3F	.235	.235	.235	.235	.000	.000	3015	B3 USINA 13
	-37.3	202.7	82.7	-37.3	.0	.0		
FT	.436	.861	.955	.733	.275	.043		
	-16.0	-108.5	106.6	-4.4	-168.1	-170.7		
FF	1.000	.644	.410	.598	.413	.000		
	.0	-165.4	156.7	-6.8	9.9	.0		
2T	.776	.464	.286	.471	.275	.043		
	-4.2	-164.9	134.7	-12.8	8.0	11.2		
3F	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3016	URBAN AD 13
	.0	240.0	120.0	.0	.0	.0		
FT	.000	.971	1.029	.667	.334	.334		
	.0	-121.0	119.0	-1.0	-178.1	176.2		
FF	1.000	.500	.500	.500	.500	.000		
	.0	180.0	180.0	.0	.0	.0		
2T	1.001	.000	.000	.334	.334	.334		
	-1.9	.0	.0	-1.9	-1.9	-1.9		
3F	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3017	RURAL AD 13
	.0	240.0	120.0	.0	.0	.0		
FT	.000	.971	1.029	.667	.334	.334		
	.0	-121.0	119.0	-1.0	-178.1	176.2		
FF	1.000	.500	.500	.500	.500	.000		
	.0	180.0	180.0	.0	.0	.0		
2T	1.001	.000	.000	.334	.334	.334		
	-1.9	.0	.0	-1.9	-1.9	-1.9		
1PAG.	31	16/06/06	09/25/35	CC - Versão 07/2003	##	SIMULACAO 2 COM 2_5 G	BARRA 15	

TENSOES EM PU / GRAUS							B A R R A		
CC	FASE A	FASE B	FASE C	SEQ. +	SEQ. -	SEQ. 0			
3F	.160	.160	.160	.160	.000	.000	3018	B2	USINA 13
	-36.9	203.1	83.1	-36.9	.0	.0			
FT	.302	.888	.972	.712	.293	.129			
	-15.4	-112.5	110.4	-3.4	-171.8	178.5			
FF	1.000	.594	.431	.566	.438	.000			
	.0	-169.2	165.1	-4.9	6.3	.0			
2T	.843	.321	.199	.427	.293	.129			
	-3.4	-164.8	136.1	-10.0	4.4	.4			
3F	.293	.293	.293	.293	.000	.000	3031	B	GER 1 6.6
	-27.1	212.9	92.9	-27.1	.0	.0			
FT	.520	.852	.953	.757	.251	.000			
	-11.7	-107.4	105.5	-4.0	-167.9	.0			
FF	1.000	.655	.446	.634	.376	.000			
	.0	-159.9	149.6	-6.0	10.2	.0			
2T	.759	.531	.367	.518	.251	.000			
	-4.6	-158.4	135.8	-10.8	8.3	.0			
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
1PAG.	32	16/06/06	09/25/35	CC - Versão	07/2003	##	SIMULACAO 2	COM 2_5	G BARRA 15

ANEXO A - Elementos Fundamentais para Estudos de Implantação de PCH

A viabilidade de construção de uma PCH se traduz pela avaliação objetiva e conjugação equilibrada de três elementos fundamentais: Recurso Hidráulico, Transporte de Energia Elétrica e Destino da Energia [17].

Um recurso hidráulico é definido principalmente por uma queda e um regime de vazão. Para o aproveitamento deste recurso, os seguintes critérios essenciais devem ser considerados:

- Condições naturais: localização, meios de acesso, geologia, relevo, tipo de instalação projetada;
- Disponibilidade: efeitos da barragem a montante e a jusante, considerando aspectos associados à irrigação e à navegação;
- Regularidade e flutuação: variações periódicas ou sazonais da vazão do rio, hidrologia, climatologia, estiagem regime de enchentes anuais, etc.;
- Comportamento em casos excepcionais: grandes enchentes, amplitude de sismo, etc.

A localização do ponto de geração deve encontrar-se, portanto, na medida do possível, perto do ponto de consumo potencial ou de uma linha de transmissão/distribuição existente, a fim de reduzir os custos de transporte de energia.

A possibilidade de interligações, mesmo com uma rede de pequeno porte, deve ser estudada, porque permite a utilização de geradores assíncronos, que são menos onerosos e mais robustos.

A utilização prevista para a instalação, em termos de consumo, constitui um elemento determinante na escolha desta instalação e do investimento correspondente. Nesse contexto, uma pequena central pode: atender as necessidades de uma condição existente: cidade ou grupo de aldeias e povoados.

Servir, em locais pré-determinados, de pólo de desenvolvimento da demanda: pequenas fábricas e indústrias.

As Pequenas Centrais Hidrelétricas são opções de baixo custo, bastante viáveis, para o atendimento a comunidades isoladas ou cuja conexão à rede apresenta ainda custos proibitivos[22].

Atualmente, a classificação para as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) está subdividida em Micro, Mini e Midicentrais como mostra a Tabela 14.

Tabela 14 – Classificação de PCH

Características	Micro	Mini	Midi
Potência máxima (kw)	100	1000	30000
Altura máxima da barragem (m)	3	5	10
Vazão máxima da central (m ³ /s)	2	15	20
Nº mínimo de grupos geradores para vazão máxima	1	2	2
Potência máxima do grupo gerador (kw)	100	1000	30000
Período de recorrência para obras permanentes – extravasores – cheia máxima (anos)	-	500-1000	500-1000
Período máximo para implantação (meses)	6	12 a 24	18 a 36

O Brasil possui particularidades importantes que favorecem os pequenos e micro aproveitamentos hidráulicos tais como:

- Características hidrológicas, topográficas e geológicas altamente favoráveis.
- Domínio tecnológico, por parte de empresas brasileiras, no estudo, projeto e construção.
- Fabricação e operação a baixos custos, permitindo a geração hidroelétrica de alta rentabilidade.
- Existência de milhares de pequenos núcleos populacionais e pequenos empreendimentos rurais, onde PCH promoveria desenvolvimento e criaria futuros mercados para o sistema interligado.
- Existência de programas sociais dos governos Federal, Estadual e Municipal, de finalidades de usos múltiplos, nos quais a PCH se inserem de maneira integrada.

O uso da hidroenergia, principalmente através de aproveitamentos com micro e pequenas centrais hidroelétricas, tem

impacto direto sobre as questões ambientais, pois permite a redução do uso de combustíveis fósseis na geração de energia elétrica e as suas conseqüentes emissões gasosas.

A utilização da geração descentralizada com base em pequenas e micro centrais hidroelétricas tem mostrado grande potencial na eletrificação rural, devido aos baixos custos se comparados com a extensão de uma rede ou utilização de um sistema de geração diesel. A geração elétrica a partir deste tipo de tecnologia permite suprir pequenos grupos populacionais isolados e cria as condições para o desenvolvimento de micro redes e das condições básicas para formação de uma infra-estrutura local.

As micro centrais hidrelétricas são projetos com pequeno prazo de maturação, o que possibilita uma melhor distribuição no tempo dos investimentos e sua rápida absorção.

Os dados hidráulicos (queda e vazão) combinados determinam a potência total a ser gerada. A queda permite especialmente a escolha de um tipo de turbina e de instalação [17].

Para Quedas maior que 150 metros (instalação de alta queda) , os locais favoráveis encontram-se, na maioria dos casos, nas ribeiras de grande declives, com rápidos ou cascatas. As obras de tomada de água e de prevenção de enchentes são, em geral, de dimensões limitadas e, portanto, de custos reduzidos. A maior parte dos investimentos de construção civil é constituída pelo conduto hidráulico. A turbina utilizada, neste caso, será do tipo Pelton, com a utilização de geradores de velocidade de rotação elevada (superior a 1.000 rotações por minuto), cujas dimensões e, conseqüentemente, o preço por kVA instalado é sensivelmente mais baixo do que para as máquinas mais lentas.

Para Quedas entre 15 metros e 150 metros (instalação de queda média) , os investimentos de construção civil são distribuídos entre a tomada d'água, as obras de proteção contra as enchentes e o conduto hidráulico. As turbinas serão do tipo Francis, com velocidades de rotação na faixa de 750 a 500 rotações por minuto; por isso, no caso de

velocidades mais baixas, a utilização de um multiplicador, diminuindo o custo dos geradores, pode constituir uma solução vantajosa.

Para Quedas menores que 15 metros (instalação de baixa queda), a casa de força será integrada nas obras de tomada d'água ou localizada a uma pequena distância. As turbinas serão do tipo Kaplan ou Hélice, com velocidades de rotação baixa (de 70 a 350 rotações por minuto), correlativas de diâmetros importantes. O volume das obras civis pode ser reduzido mediante o uso de grupos axiais do tipo Bulbo. O custo dos geradores é também reduzido mediante a utilização de multiplicadores de velocidade. O equipamento inclui um conjunto de comportas, grades e máquinas limpa-grades, de dimensões adaptadas para a tomada d'água e proteção de jusante.

As pequenas centrais elétricas podem-se dividir em duas grandes categorias, conforme a natureza do funcionamento: interligadas a uma rede ou em sistemas isolados.

PCH interligada à rede elétrica são os grupos equipados com geradores que não requerem controle comando sofisticado desde que a rede possa garantir a regulação de frequência e a absorção permanente da potência total. Neste caso, o material instalado é o seguinte: Gerador síncrono ou assíncrono, Transformador, Painel de distribuição, Iluminação, Proteção Elétrica, etc.

Se ligadas a um sistema isolado a PCH deve atender a demanda dos consumidores sob o ponto de vista da tensão e da frequência. Os geradores são do tipo síncrono, equipados com uma regulação de tensão. O ajuste permanente da potência fornecida pelos grupos à carga solicitada pela rede é feito por intermédio de um regulador carga/velocidade que atua na turbina ou por meio de um dispositivo de absorção de energia. A estabilidade da frequência pode ser melhorada mediante instalação de volantes de inércia (aumento da inércia das partes rotativas). O material instalado, além do que é descrito acima, é o mesmo que o de uma PCH interligada à rede [17].

Os tipos de PCH, quanto à capacidade de regularização do reservatório [18], são:

- A Fio d'Água;
- De Acumulação, com Regularização Diária do Reservatório;
- De Acumulação, com Regularização Mensal do Reservatório.

PCH a Fio D'água

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

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

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

PCH de Acumulação, com Regularização Diária do Reservatório

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

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

PCH de Acumulação, com Regularização Mensal do Reservatório

Quando o projeto de uma PCH considera dados de vazões médias mensais no seu dimensionamento energético, analisando as

vazões de estiagem médias mensais, pressupõe-se uma regularização mensal das vazões médias diárias, promovida pelo reservatório.

Centrais quanto ao Sistema de Adução

Quanto ao sistema de adução, são considerados dois tipos de PCH:

- adução em baixa pressão com escoamento livre em canal / alta pressão em conduto forçado;
- adução em baixa pressão por meio de tubulação / alta pressão em conduto forçado.

Centrais quanto à Potência Instalada e Quanto à Queda de Projeto

As PCH podem ser ainda classificadas quanto à potência instalada e quanto à queda de projeto, como mostrado na Tabela 5, adiante, considerando-se os dois parâmetros conjuntamente, uma vez que um ou outro isoladamente não permite uma classificação adequada.

Tabela 15 – Classificação das PCH quanto à potência e quanto à queda de projeto

CLASSIFICAÇÃO DAS CENTRAIS	POTÊNCIA - P (kW)	QUEDA DE PROJETO - H_d (m)		
		BAIXA	MÉDIA	ALTA
MICRO	$P < 100$	$H_d < 15$	$15 < H_d < 50$	$H_d > 50$
MINI	$100 < P < 1.000$	$H_d < 20$	$20 < H_d < 100$	$H_d > 100$
PEQUENAS	$1.000 < P < 30.000$	$H_d < 25$	$25 < H_d < 130$	$H_d > 130$

Para as centrais com alta e média queda, onde existe um desnível natural elevado, a casa de força fica situada, normalmente, afastada da estrutura do barramento. Conseqüentemente, a concepção do circuito hidráulico de adução envolve, rotineiramente, canal ou conduto de baixa pressão com extensão longa.

Para as centrais de baixa queda, todavia, a casa de força fica, normalmente, junto da barragem, sendo a adução feita através de uma tomada d'água incorporada ao barramento [18].

Turbinas Hidráulicas

As turbinas hidráulicas utilizadas nas centrais hidrelétricas de pequeno porte devem ser selecionadas de modo a se obter facilidade de operação e manutenção, dando-se grande importância à sua robustez. Para selecionar o tipo de turbina, deve-se analisar a queda líquida em metros e a vazão em metros cúbicos por segundo (m^3/s) levando em consideração todas as perdas envolvidas.

Através destes dois parâmetros é possível, através do catálogo do fabricante, identificar qual a que melhor se adapta ao projeto. Basicamente existem dois tipos de turbinas hidráulicas: as de ação e as de reação.

Tradicionalmente, o uso de turbinas hidráulicas em centrais de pequeno porte, tem-se concentrado na roda Pelton, com um ou mais jatos, no caso das máquinas de ação. Francis, Hélice e Kaplan, no caso do tipo de reação. Para micro centrais, as turbinas de fluxo cruzado, tipo Michell Banki, têm sido bastante utilizadas devido à sua simplicidade e baixo custo.

Turbinas Pelton

São classificadas como turbinas de ação por possuírem a característica de transformar a energia cinética no jato injetor (Figura 33). uso é adequado para locais onde haja altas quedas e pequenas vazões. Apresenta bons rendimentos onde há grande variação de carga, podendo ser operadas entre 10 e 100% de sua potência máxima.

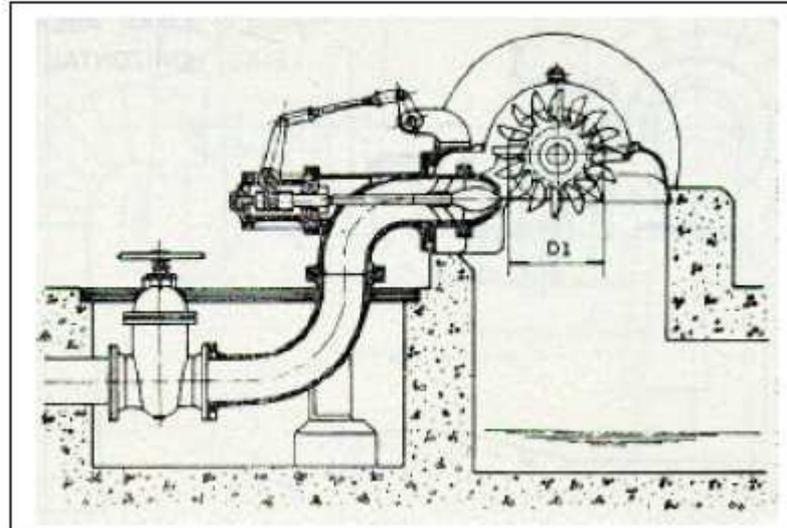


Figura 40– Arranjo típico de uma turbina PELTON.

Turbina Francis

É a turbina de maior uso em quedas e vazões médias (Figura 34). Apresentam um alto rendimento, tanto mais alto quanto maior for a potência. Para baixa potência o rendimento situa-se em torno de 77%. Grandes máquinas apresentam valores superiores a 90%. Esta turbina pode ser instalada em caixa espiral (média quedas – acima de 10 cm), ou em caixa aberta (baixa queda – abaixo de 10 m).

Pode-se lançar mão do uso de turbina Francis de rotor duplo ou gêmeo com o objetivo de substituir o rotor Hélice ou Kaplan que são de construção delicada e de alto custo.

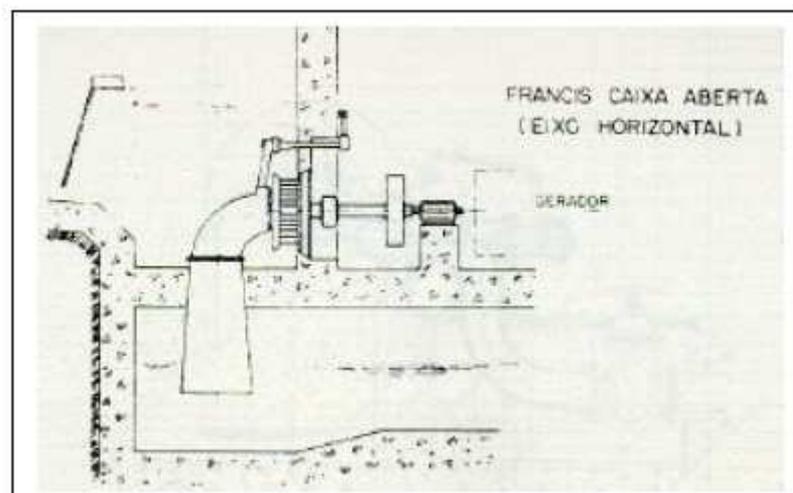


Figura 41 Arranjo típico de uma turbina FRANCIS.

Turbina Michell-Banki

Tipo de turbina largamente utilizada no mundo (Figura 35), mostra-se altamente indicada para uso em áreas rurais, particularmente em centrais de pequeno porte. De tecnologia bastante simples requer poucos equipamentos para a sua fabricação e manutenção, permitindo sua construção em oficinas pouco sofisticadas. O seu campo de aplicação atende quedas de 3 a 100 metros, vazões de 0,02 a 2,0 m³/s e potência de 1 a 100 kw. Devido à sua facilidade de padronização pode apresentar rotações específicas entre 40 e 200 rpm.

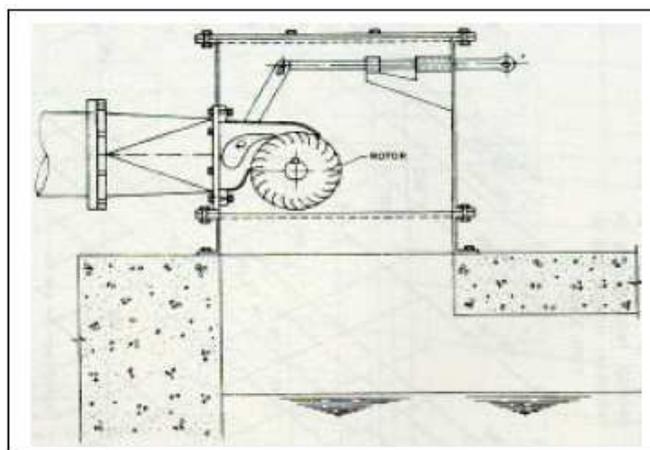


Figura 42 - Arranjo típico de uma turbina Michell-Banki.

Turbina Hélice

Também chamadas propulsoras, são fabricadas com as pás do rotor fixas e são indicadas para centrais de pequeno porte com grandes vazões e baixas quedas (Figura 43). Podem vir montadas dentro de uma caixa espiral ou tubular. Em ambos os casos, a vazão só é controlada pelo distribuidor. Devido às suas características hidrodinâmicas, este tipo de turbina é indicado somente para trabalhar a toda carga, permitindo pouca variação na vazão. Não são indicadas para uso em meio rural devido a sua dificuldade de dimensionamento e fabricação de alto custo.

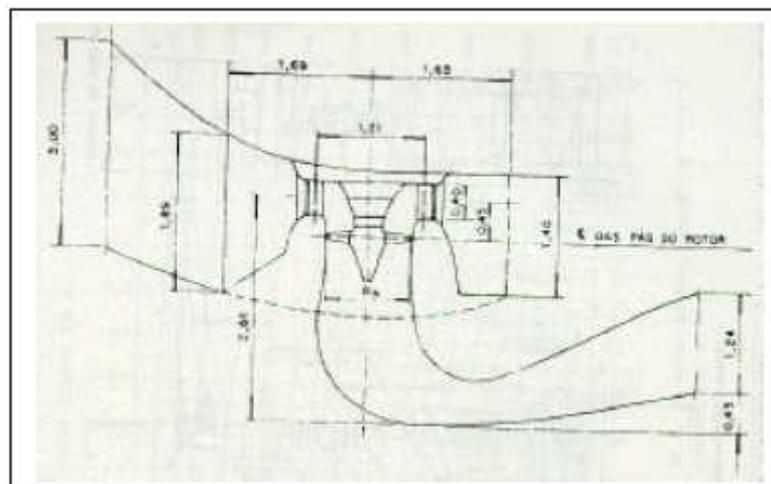


Figura 43 - Arranjo típico de uma turbina HÉLICE.

Tabela 16 - Campo de aplicação dos diversos tipos de turbina.

Tipos de Turbinas		n_s (rpm)	H (m)
Pelton	1 jato	18	800
	1 jato	18 – 25	800 – 400
	1 jato	26 – 35	400 – 100
	2 jatos	26 – 35	800 – 400
	2 jatos	36 – 50	400 – 100
	4 jatos	40 – 50	400 – 100
	4 jatos	51 – 71	500 – 200
Francis	6 jatos	72 – 90	400 – 100
	muito lenta	55 – 70	600 – 200
	lenta	71 – 120	200 – 100
	normal	121 – 200	100 – 70
	rápida	201 – 300	70 – 25
Propulsor, Kaplan, bulbo, tubulares, "Straflo"	extra-rápida	301 – 450	25 – 15
	8 pás	250 – 320	70 – 50
	7 pás	321 – 430	50 – 40
	6 pás	431 – 530	40 – 30
	5 pás	534 – 620	30 – 20
	4 pás	624	30

Casa de Máquinas

A casa de máquinas é o local onde são instalados as máquinas motrizes e os geradores. Geralmente abriga uma área destinada aos serviços de manutenção e instalação dos quadros de medição e de comando e dos circuitos de proteção.

A casa de máquinas é uma construção para abrigo do sistema gerador de energia elétrica e deve ser compatível com as máquinas ali instaladas. Os materiais de construção podem ser quaisquer, dependendo das disponibilidades locais. Usualmente são utilizadas madeira ou alvenaria de tijolo, materiais bastante difundidos e de custo baixo. As dimensões da casa de máquinas são determinadas em função das medidas do conjunto gerador. É usual providenciar-se uma folga equivalente a 70% dos maiores tamanhos horizontais do grupo gerador, e uma folga de 50% com relação à maior dimensão vertical. Se a rede de distribuição da energia exigir níveis de média tensão deverá existir uma estação transformadora. Neste caso o transformador deve ser montado fora da casa de máquinas para que dissipe calor devido a maior ventilação. Ele deve ser devidamente cercado por alambrados, por razões de segurança.

Geradores Elétricos

Os geradores elétricos utilizados em centrais produtoras de eletricidade são máquinas que produzem energia elétrica de corrente alternada com a frequência definida pela rotação a que são submetidas. A energia elétrica no Brasil adota a frequência de 60 Hz. Os geradores mais utilizados são do tipo monofásico para baixa potência e trifásico para motorização de hidrelétricas.

Máquinas síncronas são conversores rotativos que transformam energia mecânica de rotação em energia elétrica, ou, no sentido inverso, energia elétrica em energia mecânica de rotação. No primeiro caso constituem os geradores elétricos e no segundo os motores. Como funcionam com base nos princípios da indução magnética os motores e geradores são similares em sua forma construtiva diferindo apenas quanto ao emprego. A rotação da máquina depende de sua forma construtiva principalmente do número de pólos magnéticos de que é adotada. Como os pólos magnéticos só existem em pares, o gerador mais simples tem 2 pólos e sua rotação síncrona é de 3600 rpm.

A relação entre o número de pólos e a rotação do gerador, para uma freqüência de 60 Hz, é dada pela equação , na qual verifica-se que a rotação N , em rpm conhecida como rotação síncrona, é inversamente proporcional ao número de pólos. O gerador é especificado de forma simples, com base na especificação da turbina, feita anteriormente. Como já mencionado, o grupo turbina-gerador deve girar em uma rotação síncrona definida pela freqüência da tensão elétrica a ser gerada. O procedimento de cálculo seguido no anteprojeto da turbina hidráulica define a rotação da turbina e o número de pólos do gerador, faltando apenas determinar a sua potência, calculada em função da potência útil disponível no eixo da turbina. Para definição do gerador toma-se a potência no eixo como sendo a potência ativa do gerador. As potências desenvolvidas em centrais de pequeno porte são bastante reduzidas e não comportam a especificação de um gerador especial fabricado sob encomenda.

Nas centrais de pequeno porte utilizam-se geradores de linha comercial, também conhecido como “geradores de prateleira” que são fabricados em potência pré-determinadas. A escolha do gerador é geralmente feita pela potência imediatamente superior à potência calculada, precavendo-se contra possíveis sobrecargas. Normalmente são escolhidos geradores trifásicos, em detrimento dos monofásicos, devido ao seu melhor rendimento e maior disponibilidade no comércio.

Tensão de Geração da PCH

Quando o gerador está ligado ao sistema de transmissão através de um transformador, a determinação da tensão de geração é geralmente baseada em fatores econômicos. Os custos de um gerador, para uma determinada potência nominal e velocidade, variam com a tensão.

A escolha da tensão de geração deve considerar não só os custos do gerador, mas também os custos da interligação gerador–transformador e dos equipamentos ligados à tensão de geração. Recomenda-se, a menos que, haja razões especiais para se adotar uma

determinada tensão, que o valor especificado da tensão seja orientativo, dando-se liberdade aos fabricantes de apresentarem proposta para o valor que julgarem mais adequados ao seu fornecimento, o que evidentemente deve resultar num custo total final inferior. A tabela 17 serve como orientação para seleção da tensão de geração que resulta numa solução economicamente atraente.

Tabela 17 – Classificação de geradores e tensão de geração.

Tensão do Gerador	Potência do Gerador
220/380 ou 480 V	Até 2 MVA
2300 V	Até 3 MVA
4160 V	Até 5 MVA
6900 V	Até 15 MVA
13800 V	Acima de 10 MVA

Como a potência do transformador pode influenciar na tensão do gerador, apresenta-se também a tabela 18, sugerindo valores que resultam numa solução econômica para o transformador bem como de sua tensão primária, considerando o caso de dois geradores ligados ao sistema através de um transformador. Caso a potência do transformador seja ultrapassada, deve-se adotar o esquema unitário, ou seja, um transformador por gerador. Convém observar que a solução de adotar um transformador para cada dois geradores deve ser analisada também sob o aspecto econômico, considerando a perda de geração no caso de defeito no transformador.

Tabela 18 – Classificação de geradores e a tensão primária do transformador isolador.

Tensão primária	Potência do Transformador
220/380 ou 480 V	Até 2 MVA
2300 V	Até 5 MVA
4160 V	Até 10 MVA
6900 V	Até 15 MVA
13800 V	Até 30 MVA

Valores de Impedância

Exceto nos casos em que a potência da PCH seja grande em relação ao sistema elétrico ao qual será interligada, requerendo um estudo de estabilidade para definição dos parâmetros do gerador, recomenda-se que sejam adotados os valores naturais de impedância dos geradores propostos pelos fabricantes, que deverão ser compatíveis com as características do sistema de excitação, de modo a atender às especificações de desempenho da unidade geradora nas condições de regime permanente e transitório.

Aterramento

Os geradores devem ser adequados para ligação em estrela, fornecidos com terminais acessíveis para ligação do ponto neutro à terra. O aterramento do neutro do gerador está diretamente relacionado com a proteção do gerador contra os efeitos nocivos das faltas para terra. Os métodos mais comuns para o aterramento do neutro dos geradores são os relacionados a seguir:

Aterramento de baixa resistência com resistor no neutro. Este método é mais adequado para o caso em que os geradores estão ligados diretamente ao sistema, sem transformadores; o resistor é dimensionado para limitar a corrente que circula no neutro do gerador, no caso de uma falta para terra no sistema, a um valor suficiente para sensibilizar os relés de terra do sistema.

Aterramento de alta resistência com resistor no neutro.

Este método é utilizado tanto para geradores ligados diretamente ao sistema quanto para sistemas unitários. O neutro do gerador é ligado à terra através de um resistor com um transformador de potencial em paralelo. O resistor é dimensionado para limitar a corrente de falta fase-terra para valores da ordem de 5A a 25A.

Aterramento com transformador de distribuição.

Este método é muito utilizado nos sistemas de geração unitários. O neutro do gerador é ligado à terra através de um transformador monofásico de distribuição com um resistor no secundário, limitando a corrente de falta fase–terra nos terminais do gerador para valores da ordem de 5A a 25A.

Deve ser previsto um sistema de aterramento de todas as instalações da usina e respectiva subestação para a segurança do pessoal e dos equipamentos, atendendo aos seguintes requisitos:

- assegurar um trajeto de baixa resistência às correntes de curto-circuito à terra, de modo a permitir uma rápida e consistente operação das proteções;
- proporcionar um caminho de escoamento para terra adequada aos dispositivos de proteção contra descargas atmosféricas;
- assegurar um retorno para terra para os geradores e transformadores ligados em estrela com neutro aterrado;
- manter os potenciais de toque e de passo dentro de valores toleráveis.

Para o dimensionamento adequado do sistema de aterramento, os seguintes dados básicos deverão ser levantados no início do projeto:

- resistividade do solo e da água do rio no local do empreendimento;
- corrente máxima de defeito à terra na barra de alta-tensão da usina e/ou da subestação da usina, considerando-se a expansão futura do sistema;
- impedância dos condutores e cabos pára-raios e resistência de pé-de-torre das linhas de transmissão de alta tensão.

Transformadores Elevadores

O transformador elevador deverá ter potência nominal igual ou superior à potência máxima do gerador. Para potências nominais acima de 5 MVA, a utilização de transformadores com sistema de ventilação forçada começa a se tornar uma alternativa atraente. Recomenda-se a instalação dos transformadores elevadores o mais próximo possível da casa de força, de modo a utilizar um comprimento mínimo de cabos de interligação, o que possibilita obter uma redução nos custos de aquisição e instalação dos cabos e menores perdas.

Recomenda-se que, devido à importância do transformador elevador para a usina, os mesmos sejam especificados para os valores superiores de tensão suportável nominal de impulso atmosférico constantes da Norma ABNT NBR 5356.

Devem ser especificadas as seguintes características principais:

- potência nominal;
- frequência nominal;
- tensão nominal do enrolamento primário;
- tensão nominal do enrolamento secundário;
- designação da ligação dos enrolamentos;
- deslocamento angular;
- método de resfriamento;
- tensão suportável nominal de impulso atmosférico para os enrolamentos primário e secundário;
- impedância de curto-circuito;
- acessórios desejados;
- condições especiais;
- Norma aplicável: NBR 5356.

Sistema de Proteção da PCH

A escolha de um sistema de proteção para os equipamentos elétricos constituintes de uma PCH envolve aspectos operacionais, econômicos, de segurança física e pessoal, que devem ser analisados

caso a caso. Recomendações para proteção de unidades geradoras são geralmente encontradas em publicações editadas por fabricantes de relés. Estas recomendações podem ser utilizadas como um ponto de partida para a definição do esquema de proteção desejado.

Um fator importante a ser analisado na definição do grau de proteção desejado é a forma como a usina será operada, se assistida por operadores ou automaticamente. Nas usinas assistidas por operadores, algumas condições anormais de operação podem apenas acionar um alarme, permitindo que o operador decida se conserva a máquina em operação ou não.

No caso de usinas automáticas ou semi-automáticas a inexistência de operadores torna necessário prover desligamento para a maioria das condições anormais de operação que impliquem em risco para a integridade da máquina, mesmo que a longo prazo, como no caso de sobrecarga. O sistema de proteção deve constituir um sistema independente do sistema de controle digital e as proteções devem atuar diretamente, através de seus contatos de saída, sobre os disjuntores ou dispositivos de parada, de modo a garantir a parada da máquina sem necessidade do sistema de controle digital.

De um modo geral, os defeitos de origem elétrica devem atuar sobre um relé auxiliar de bloqueio, função 86E, não permitindo que a máquina seja repostada em operação antes de ter sido inspecionada. Este relé deve efetuar a parada total da máquina com abertura imediata dos disjuntores geral e de campo.

Os defeitos de origem mecânica, em particular os relacionados com aquecimento de mancais devem atuar sobre um relé de bloqueio, função 86M. Este relé deve efetuar a parada total da máquina após a retirada automática de carga da unidade de modo a evitar a ocorrência de sobrevelocidade após abertura do disjuntor com maior sobrecarga para os mancais. Atualmente, encontram-se disponíveis, quase que exclusivamente, relés de proteção com tecnologia digital.

Os relés digitais incorporam funções de medição que, eventualmente, podem dispensar a utilização de um sistema dedicado apenas à medição, exceto para os casos de medição para faturamento.

Os relés digitais possibilitam a utilização de transformadores de corrente com secundário de 5 A ou 1A. Como o consumo desses relés é extremamente pequeno, a maior parcela de carga imposta aos transformadores de corrente é representada pelos cabos de interligação entre os transformadores de corrente e o relé.

Alguns relés digitais permitem o controle de abertura e fechamento de disjuntor, interfaces de entrada e saída com outros equipamentos, assim como personalização através de alteração na lógica de programação, possibilitando a implementação de comandos externos e intertravamentos para subestações simples, como as que ocorrem nas PCH.

Para a proteção de geradores existem disponíveis relés multifunção, para máquinas de pequeno e grande porte. Para máquinas de médio porte, adota-se como solução a utilização de um relé multifunção básico, complementado por relés individuais para funções adicionais.

A seguir estão relacionadas as principais funções disponíveis nos relés de proteção digital para geradores:

- Proteção diferencial (87G)

Faltas internas no gerador geralmente se desenvolvem como uma falta à terra numa das fases do enrolamento e podem ocasionalmente envolver mais de uma fase. A proteção mais efetiva para falta entre fases é realizada pelos relés diferenciais. A utilização destes relés somente é possível quando os terminais de neutro de cada uma das fases forem acessíveis para a instalação dos transformadores de corrente.

- Proteção contra carga desequilibrada (46)

A ocorrência de faltas assimétricas externas à máquina, principalmente quando ocorre falha nas proteções de outros equipamentos, pode causar a circulação de correntes de seqüência negativa no estator da máquina. Estas correntes induzem correntes de freqüência dupla no rotor do gerador que causam sobreaquecimento e em casos mais severos danos à estrutura do rotor. A proteção para esta condição pode ser realizada por meio de relés de sobrecorrente de seqüência negativa.

- Proteção contra perda de excitação (40)

Quando ocorre a perda de excitação, a máquina passa a operar como um gerador de indução, girando abaixo da velocidade síncrona e absorvendo reativos do sistema. Esta situação pode causar colapso da tensão e tornar instável o sistema ao qual está conectada. A proteção para perda de excitação pode ser desejável nestes casos. Os relés para perda de excitação costumam utilizar unidades de impedância (tipo off-set mho), direcional ou subtensão.

- Proteção contra motorização (32)

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

- Proteção de retaguarda para faltas externas (21) ou (51V)

A Proteção de retaguarda para falhas externas opera de forma seletiva no caso de não operação do relé de proteção primária. A proteção de retaguarda deve possuir princípio de operação semelhante ao do relé primário. Se a proteção primária é feita por relés de

sobrecorrente a proteção de retaguarda deve ser feita por relés de sobrecorrente com restrição de tensão (51V). Se a proteção primária é feita por relés de distância a proteção de retaguarda deve ser feita por relés de distância (21).

- Proteção contra falta para terra no estator (51GN) ou (59GN)

A proteção contra faltas para terra no estator está diretamente relacionada com o método de aterramento do neutro adotado. Para aterramento de baixa resistência com resistor no neutro a proteção é feita por relé de sobrecorrente (51GN). Para aterramento de alta resistência com resistor no neutro ou aterramento de alta impedância com transformador de distribuição a proteção é feita por relé de sobretensão (59GN).

- Proteção contra sobrevelocidade (12)

Os geradores estão sujeitos a aceleração na ocorrência de rejeição de carga. A aceleração depende da inércia do gerador, da carga perdida e da dinâmica do regulador de velocidade. A proteção contra sobrevelocidade é dada por relés de velocidade normalmente associados ao regulador de velocidade e por uma chave centrífuga incorporada ao eixo do gerador.

- Proteção contra sobretensão (59)

Um gerador de pequena potência em relação ao sistema ao qual está interligado pode ficar sujeito às sobretensões oriundas do sistema devido à incapacidade do regulador de tensão em modificar a tensão do sistema. Sobretensões também podem ocorrer durante uma rejeição de carga devido a uma falha do regulador de tensão. A proteção sob estas condições é dada para o primeiro caso por um relé de sobretensão temporizado com ajuste acima de 105% da tensão nominal e para o segundo caso por um relé de sobretensão instantâneo com ajuste acima da máxima sobretensão limitada pelo regulador de tensão.

- Proteção contra sobrecarga (49)

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

ANEXO B - Tabela ASA

(AMERICAN STANDARD ASSOCIATION)

Nr	Denominação
1	Elemento Principal
2	função de partida/ fechamento temporizado
3	função de verificação ou interbloqueio
4	contator principal
5	dispositivo de interrupção
6	disjuntor de partida
7	disjuntor de anodo
8	dispositivo de desconexão da energia de controle
9	dispositivo de reversão
10	chave de sequência das unidades
11	reservada para futura aplicação
12	dispositivo de sobrevelocidade
13	dispositivo de rotação síncrona
14	dispositivo de subvelocidade
15	dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade ou frequência
16	reservado para futura aplicação
17	chave de derivação ou descarga
18	dispositivo de aceleração ou desaceleração
19	contator de transição partida-marcha
20	válvula operada eletricamente
21	relé de distância
22	disjuntor equalizador
23	dispositivo de controle de temperatura
24	Relé de sobreexcitação ou Volts por Hertz
25	relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
26	dispositivo térmico do equipamento
27	relé de subtensão
28	reservado para futura aplicação
29	contator de isolamento
30	relé anunciador
31	dispositivo de excitação
32	relé direcional de potência
33	chave de posicionamento
34	chave de sequência operada por motor

35	dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores
36	dispositivo de polaridade
37	relé de subcorrente ou subpotência
38	dispositivo de proteção de mancal
39	reservado para futura aplicação
40	relé de perda de excitação
41	disjuntor ou chave de campo
42	disjuntor/ chave de operação normal
43	dispositivo de transferência manual
44	relé de sequência de partida
45	reservado para futura aplicação
46	relé de desbalanceamento de corrente de fase
47	relé de sequência de fase de tensão
48	relé de sequência incompleta/ partida longa
49	relé térmico
50	relé de sobrecorrente instantâneo
51	relé de sobrecorrente temporizado
52	disjuntor de corrente alternada
53	relé para excitatriz ou gerador CC
54	disjuntor para corrente contínua, alta velocidade
55	relé de fator de potência
56	relé de aplicação de campo
57	dispositivo de aterramento ou curto-circuito
58	relé de falha de retificação
59	relé de sobretensão
60	relé de balanço de tensão/ queima de fusíveis
61	relé de balanço de corrente
62	relé temporizador
63	relé de pressão de gás (Buchholz)
64	relé de proteção de terra
65	regulador
66	relé de supervisão do número de partidas
67	relé direcional de sobrecorrente
68	relé de bloqueio por oscilação de potência
69	dispositivo de controle permissivo
70	reostato eletricamente operado
71	dispositivo de detecção de nível
72	disjuntor de corrente contínua

73	contator de resistência de carga
74	função de alarme
75	mecanismo de mudança de posição
76	relé de sobrecorrente CC
77	transmissor de impulsos
78	relé de medição de ângulo de fase/ proteção contra falta de sincronismo
79	relé de religamento
80	reservado para futura aplicação
81	relé de sub/ sobrefrequência
82	relé de religamento CC
83	relé de seleção/ transferência automática
84	mecanismo de operação
85	relé receptor de sinal de telecomunicação
86	relé auxiliar de bloqueio
87	relé de proteção diferencial
88	motor auxiliar ou motor gerador
89	chave seccionadora
90	dispositivo de regulação
91	relé direcional de tensão
92	relé direcional de tensão e potência
93	contator de variação de campo
94	relé de desligamento
95 à 99	usado para aplicações específicas

COMPLEMENTAÇÃO DA TABELA ASA:

50 N - sobrecorrente instantâneo de neutro

51N - sobrecorrente temporizado de neutro (tempo definido ou curvas inversas)

50G - sobrecorrente instantâneo de terra (comumente chamado 50GS)

51G - sobrecorrente temporizado de terra (comumente chamado 51GS e com tempo definido ou curvas inversas)

50BF - relé de proteção contra falha de disjuntor (também chamado de 50/62 BF)

51Q - relé de sobrecorrente temporizado de seqüência negativa com tempo definido ou curvas inversas

51V - relé de sobrecorrente com restrição de tensão

51C - relé de sobrecorrente com controle de torque

59Q - relé de sobretensão de seqüência negativa

59N - relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro (também chamado de 64G)

64 - relé de proteção de terra pode ser por corrente ou por tensão. Os diagramas unifilares devem indicar se este elemento é alimentado por TC ou por TP, para que se possa definir corretamente.

Se for alimentado por TC, também pode ser utilizado como uma unidade 51 ou 61.

Se for alimentado por TP, pode-se utilizar uma unidade 59N ou 64G.

A função 64 também pode ser encontrada como proteção de carcaça, massa-cuba ou tanque, sendo aplicada em transformadores de força até 5 MVA.

67 N - relé de sobrecorrente direcional de neutro (instantâneo ou temporizado)

67 G - relé de sobrecorrente direcional de terra (instantâneo ou temporizado)

67Q - relé de sobrecorrente direcional de seqüência negativa

Proteção Diferencial - 87:

O relé diferencial 87 pode ser de diversas maneiras:

87 T - diferencial de transformador (pode ter 2 ou 3 enrolamentos)

87G - diferencial de geradores;

87GT - proteção diferencial do grupo gerador-transformador

87 B - diferencial de barras. Pode ser de alta, média ou baixa impedância.

87M - diferencial de motores - Neste caso pode ser do tipo percentual ou do tipo autobalanceado.