

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO CAUSADO NA
PROTEÇÃO PELA INTERLIGAÇÃO DE
PRODUTORES INDEPENDENTES NO SISTEMA DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA**

TEMÓSTENES NUNES TAVARES

**FLORIANÓPOLIS
2003**

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO CAUSADO NA
PROTEÇÃO PELA INTERLIGAÇÃO DE
PRODUTORES INDEPENDENTES NO SISTEMA DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA**

Dissertação submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

TEMÓSTENES NUNES TAVARES

Florianópolis, Dezembro de 2003

AVALIAÇÃO DO IMPACTO CAUSADO NA PROTEÇÃO PELA INTERLIGAÇÃO DE PRODUTORES INDEPENDENTES NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

Temóstenes Nunes Tavares

‘Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas de Energia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.’

Jacqueline Gisèle Rolim, Dra. Eng.
Orientadora

Jefferson Luiz Brum Marques, Ph. D.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Jacqueline Gisèle Rolim, Dra. Eng.
Presidente

Hans Helmüt Zürn, Ph.D.

Jorge Coelho, D.Sc.

Geraldo Kindermann, M.Sc.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por toda a força, iluminação e sabedoria que me permitiram concluir mais uma importante etapa na minha vida.

Aos meus pais, pelo carinho, apoio e incentivo no desenvolvimento deste trabalho e de toda a minha vida, pois sem eles eu nada seria.

Especialmente aos grandes amigos **Alfredo Metzger, Ulisses Massaro, Luís L'Aiglon, Alysson Nunes, Fabio Vieira, Joni Coser**, por tudo! Sem vocês amigos...

À Prof.^a, amiga e incentivadora Jacqueline Rolim, pela valorosa orientação na realização desta pesquisa.

Aos professores e colegas do LABSPOT, por todo auxílio, incentivo e compreensão, em todos momentos e pelas contribuições a este trabalho.

A todos(as) os(as) amigos(as) e colegas que, direta ou indiretamente contribuíram, em todas as épocas, para a realização deste trabalho. Meu muito obrigado.

Ao CNPq, pelo apoio financeiro concedido.

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

AVALIAÇÃO DO IMPACTO CAUSADO NA PROTEÇÃO PELA INTERLIGAÇÃO DE PRODUTORES INDEPENDENTES NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

Temóstenes Nunes Tavares

Dezembro/2003

Orientador: Jacqueline Gisèle Rolim, Dra. Eng.

Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Palavras-chave: proteção de sistemas elétricos, sistemas de distribuição, produtores independentes, coordenação da proteção.

Número de Páginas: 121.

Resumo: O presente trabalho tem como objetivo apresentar uma análise acerca dos impactos, positivos e negativos, causados pela interconexão de produtores independentes de energia nos sistemas de distribuição. Esta avaliação aborda principalmente o comportamento dos sistemas de proteção empregados nas concessionárias de energia, visando detectar problemas e características inerentes que se apresentam nos sistemas quando os mesmos estão sob conexão dos novos agentes de geração. Outros temas que naturalmente se relacionam à interligação de novos produtores também foram abordados, como modificações nos níveis de curto circuito, redistribuição de fluxos de potência, elevações nos perfis de tensão e carregamento dos alimentadores dentre outros. Para tais avaliações foram utilizadas ferramentas computacionais para a realização de simulações. Uma ferramenta computacional para verificar a coordenação entre os dispositivos de proteção empregados nos sistemas de distribuição foi implementada. Dispondo de uma interface gráfica, o programa verifica a coordenação entre as proteções, traçando as curvas dos dispositivos num gráfico log-log, exibindo se existe seletividade entre os mesmos. Um sistema teste real foi utilizado nas simulações deste trabalho. Composto de um alimentador radial em nível de tensão 13,8 kV, com ramos de derivação, o sistema teste possui 45 nós. Foi estudado o caso de um produtor independente com geradores síncronos conectados ao longo de diferentes posições no alimentador, com seus respectivos perfis de geração. Os resultados obtidos indicaram que os dispositivos não direcionais perdem a seletividade com os novos fluxos de corrente, sendo necessário rever os esquemas de proteção adotados. Resultados benéficos como melhoria da regulação de tensão e suporte de reativos foram observados, porém possibilidades de ilhamentos, substituição de dispositivos, ônus financeiros contrapõem tais ganhos nas condições operativas do sistema.

Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

EVALUATING THE IMPACT ON PROTECTION CAUSED BY THE INTERCONNECTION OF INDEPENDENT POWER PRODUCERS ON ENERGY DISTRIBUTION SYSTEMS

Temóstenes Nunes Tavares

December/2003

Advisor: Jacqueline Gisèle Rolim, Ph.D.

Area of Concentration: Electric Energy Systems.

Keywords: power systems protection, distribution systems, independent power producers, coordination of protection.

Number of Pages: 121.

Abstract: This study aims to analyse the positive and negative impacts caused by the interconnection of independent power producers to energy distribution systems. This evaluation is mainly concerned with the behaviour of the protection systems installed in distribution networks, aiming to detect problems that may arise when new generating agents are connected. Other subjects, relevant to the connection of a new producer are also discussed, for instance changes in the short circuit current levels, redistribution of power flows, increase in voltage and loading profiles. Computational tools were employed to perform those analyses. In order to verify the coordination between protective devices used in energy distribution systems, a program was implemented. Through a friendly graphical interface, the program verifies the coordination between devices, informing if the selectivity criterion is satisfied and plotting the current versus time curves on a log-log scale. A real test system was used in the simulations. This system is formed by a radial 13.8 kV feeder, with several laterals and 45 nodes. The case of the insertion of an independent power producer with synchronous machines was studied considering its connection in several different locations along the feeder with different generating levels. The results indicate that usually the non-directional protection devices lose their previous selectivity and it is necessary to review their settings or even replace them. Benefits like improvement in loading and voltage profile were observed.

SUMÁRIO

Capítulo I	1
Introdução	1
1.1 Descrição do Problema	1
1.2 Revisão Bibliográfica	4
1.3 Estrutura da Dissertação	9
Capítulo II	11
Produção Independente de Energia	11
2.1 Reestruturação do Setor Elétrico	11
2.2 Produtores Independentes de Energia e Autoprodutores	13
2.2.1 A Cogeração	16
A. Cogeração em Usinas Termelétricas	18
B. Cogeração em Indústrias	18
2.2.2 Outras Fontes para Geração de Energia	20
2.3 Implicações da Conexão de Produtores Independentes	23
2.3.1 Redistribuição dos Fluxos de Potência	24
2.3.2 Níveis de Curto Circuito	26
2.3.3 Níveis de Tensão	27
2.3.4 Desequilíbrios no Sistema	28
2.3.5 Falhas nos Sistemas de Proteção	29
2.4 Conclusões	30
Capítulo III	31
Proteção de Sistemas Elétricos	31
3.1 A Arte da Proteção	31
3.2 Proteção de Sistemas de Distribuição	34
A. Sistema Não-Efetivamente Aterrado	35
B. Sistema Não Aterrado ou Isolado	36
C. Sistemas Efetivamente Aterrados	36
3.2.1 Fusíveis	37
3.2.2 Relés	39
3.2.3 Religadores	43
3.2.4 Disjuntores	46
3.2.5 Seccionalizador	47
3.3 Proteção Típica de Produtor Independente	48
3.4. Coordenação da Proteção em Sistemas de Distribuição	52
3.4.1 Sem Presença de PIE	53
3.4.2 Com Presença de PIE	54
3.5. Conclusões	54
Capítulo IV	56
Metodologia Utilizada	56
4.1 Metodologia	56
4.2 Estudos de Curto Circuito e Coordenação da Proteção	57
4.2.1 Estudos de Curto Circuito	57
4.2.2 Estudos de Seletividade	64
4.3 Programa para Verificação da Coordenação	66
4.4 Estudos de Fluxo de Potência e Carregamento	69
4.5 Conclusões	70

Capítulo V	<u>72</u>
Simulações e Resultados Obtidos	<u>72</u>
5.1 Introdução	<u>72</u>
5.2 Sistema Teste Adotado	<u>72</u>
5.3 Estudos de Casos	<u>75</u>
5.3.1 Análises de Fluxo de Potência	<u>77</u>
5.3.2 Análises de Curto Circuito	<u>85</u>
5.3.3 Verificação da Coordenação	<u>96</u>
5.4 Conclusões	<u>111</u>
Capítulo VI	<u>113</u>
Conclusões	<u>113</u>
6.1 Considerações Finais	<u>113</u>
6.2 Recomendações para Trabalhos Futuros	<u>117</u>
Referências Bibliográficas	<u>119</u>

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

1.1 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

Como pressuposto fundamental para o fornecimento de energia elétrica confiável, segura e com qualidade, a proteção dos sistemas elétricos figura como um elemento-chave na operação de sistemas de potência. Seja nos níveis de transmissão ou distribuição, a preocupação com as características básicas de seletividade, sensibilidade, rapidez, confiabilidade, dentre outras, permanece através do tempo, acompanhando a evolução da "arte de proteger".

Os esquemas de proteção são compostos principalmente por relés, que são sensores presentes no sistema elétrico capazes de detectar, localizar, identificar e enviar sinais de comando para disjuntores em caso de falta ou outros problemas no sistema protegido. A proteção por relés é a mais largamente utilizada atualmente, possuindo uma gama de dispositivos com princípios de funcionamento diferentes que podem ser aplicados às mais variadas funções de proteção.

Com o desenvolvimento da tecnologia, os dispositivos de proteção sofreram diversas mudanças. A filosofia de proteção permaneceu praticamente inalterada, sofrendo algumas alterações para se adaptar aos novos dispositivos digitais. Os relés se aperfeiçoaram, desde a chamada proteção eletromecânica que utilizava componentes com partes fixas e móveis, segundo princípios de conversão de energia elétrica em mecânica; passando pelos constituídos por componentes eletrônicos, a proteção estática, que possibilitou o aperfeiçoamento destes

dispositivos para mais aplicações, melhorando a eficiência dos esquemas em geral; chegando ao “estado-da-arte” que hoje se encontra, com o uso de microprocessadores e arquitetura computacional, tornando-os mais modernos, compactos, com a possibilidade de assumir funções de controle, monitoração, denominando-se proteção digital ou numérica.

Frente à situação atual do setor elétrico no país, vivenciando momentos sérios de racionamento de energia, aliados à carência de investimentos em geração e transmissão, a preocupação com a proteção dos sistemas torna-se mais veemente, sendo corroborada pelos sucessivos defeitos que são enfrentados pelas concessionárias de energia, em diversos níveis de tensão. Os mais diversos problemas enfrentados no sistema elétrico, como por exemplo, as faltas ocasionadas por falha humana, erros de manutenção ou defeitos intrínsecos aos dispositivos, mostram que os esquemas de proteção devem sempre estar coordenados, verificados e testados, com o intuito de responderem corretamente quando lhes for exigido. Para isso, os engenheiros de proteção devem ter em sua disposição ferramentas que os auxiliem na execução destes procedimentos.

Junto a estes fatos relatados anteriormente, um novo cenário despontou e cresce atualmente na área: o novo modelo do setor elétrico brasileiro. Com a desregulamentação que se iniciou no ano de 1995 (BRASIL, 1995), onde o governo criou uma lei (9.074/95) que busca desverticalizar a indústria de energia elétrica, além de incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização, mantendo-se regulados apenas os segmentos de transmissão e distribuição. As várias mudanças vêm se desenrolando, sendo impactante também na proteção dos sistemas. Uma das mudanças mais importantes com respeito à proteção, é a conexão dos chamados Produtores Independentes de Energia (PIE) e os autoprodutores. Os novos agentes PIE e Autoprodutor foram criados (TAVARES e ROLIM, 2002) pela lei 9.074/95 da União, considerando-se as seguintes definições:

Produtor Independente de Energia - A pessoa jurídica ou um consórcio de empresas que podem receber concessão ou autorização para produzir energia elétrica e comercializá-la, toda ou apenas uma parte, por sua conta e risco; ou

seja, um novo tipo de entidade que opera usinas ou fontes geradoras de energia, e vende esta energia (toda ou em parte) produzida em suas instalações para as concessionárias ou consumidores de energia elétrica, seja em níveis de transmissão ou distribuição. Estes novos produtores de energia elétrica, podem se constituir em pequenas unidades geradoras dispersas, geralmente instaladas nos sistemas de distribuição, ou em plantas de grande capacidade que podem se instalar nos sistemas de transmissão;

Autoprodutor de Energia Elétrica - A pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo. Deste ponto em diante, neste trabalho, trataremos para fins da nossa análise, tanto o PIE quanto o autoprodutor com a denominação genérica de PIE, visando alcançar indistintamente o objetivo desta pesquisa. Há uma preocupação por parte das concessionárias com a instalação de tais PIE, pois, os mesmos podem causar danos aos seus equipamentos e clientes. A introdução destes geradores, constitui uma fonte indesejada de redistribuição de correntes de carga, fluxos e correntes de falta, assim com uma possível fonte de sobretensões. Dessa forma, um requisito fundamental para haver essa conexão, é a coordenação perfeita entre os esquemas de proteção do PIE/Autoprodutor e da concessionária. A proteção de interconexão bem projetada deve atender aos requisitos de segurança tanto do novo produtor, quanto da concessionária (MOZINA, 1999).

Se por um lado, existem benefícios trazidos pela geração distribuída (outro termo utilizado para definir os PIE e autoprodutores), como aumento da capacidade do sistema para mais consumidores, e o possível suporte de tensão, por outro lado a instalação dos mesmos pode vir a causar danos em equipamentos da concessionária e de seus clientes. Este cenário caracterizado por diversas nuances, motiva o estudo da presença desta nova geração de energia no sistemas de distribuição. Busca-se então avaliar o impacto que estes novos agentes do setor elétrico trarão aos sistemas de energia, com seus benefícios e suas desvantagens.

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

As conexões dos novos agentes de geração têm um potencial de impacto significativo sobre a operação, proteção e controle dos referidos sistemas de distribuição/transmissão. Algumas experiências na avaliação deste impacto, foram relatadas por ROGERS(1998), na *National Grid Company* – Reino Unido. Foram analisadas algumas instalações industriais em níveis de tensão de 6,6 ou 11kV. Pequenas Centrais Hidroelétricas – PCH – também foram verificadas, juntamente com pequenos geradores instalados em redes rurais, todos sob tensão de 11kV. Os pontos principais desta avaliação foram os benefícios trazidos pela geração distribuída, como o aumento da capacidade do sistema e o suporte de tensão que pode ser conseguido, de acordo com as características do sistema. A possibilidade de ilhamentos pela desconexão por faltas, níveis de falta, capacidade de curto-circuito, impacto nos sistemas de distribuição, controle de tensão, de forma automática ou por compensadores de queda de tensão (LDC), além de perdas no sistema, foram tópicos também abordados.

Posteriormente, as perspectivas da geração distribuída vistas no *Northern Ireland Electricity*, foram observadas por HODGKINSON (1998). Uma das principais características deste sistema é a presença de circuitos relativamente longos e levemente carregados. A análise abordou os tipos de geradores que podem ser conectados à rede (síncronos e assíncronos com fator de potência corrigido), o impacto nos níveis de tensão devido às variações nos fluxos das linhas, a necessidade de restringir os níveis de geração em função dos limites de queda de tensão, implicando na construção de conexões robustas, ou seja, que possuam maior estabilidade, avaliação do aumento nos níveis de falta do sistema, bem como sua interrupção, tendo em vista a contribuição maior ou menor do novo gerador. Considerações no sistema de proteção de igual modo foram realizadas, verificando a velocidade de operação dos relés, e os efeitos pertinentes à operação intermitente de entrada e saída, ou seja a forma de despacho, que os geradores podem ter. Em redes rurais, quando os níveis de falta do sistema podem ser equiparados ao do possível PIE, este comportamento da geração é

observado. Atenta-se para os requisitos de proteção como, deslocamento de tensão de neutro, sobrecorrente, faltas à terra, potência reversa, assim como as perdas na proteção principal, de acordo com o porte do gerador. Quanto à qualidade de energia, foram avaliados os níveis de flutuação de tensão e corrente do alimentador que recebe o novo gerador, as taxas de distorção harmônica e desbalanceamentos.

Como já dito anteriormente, os fluxos de potência e o perfil de tensão nas linhas de transmissão ou alimentadores, são afetados pela presença do PIE. Faz-se necessário então, a utilização de ferramentas para estudar o carregamento e os possíveis efeitos provenientes da ligação destes geradores, como variações nos níveis de curto, quedas ou elevações de tensão, redistribuição de fluxos de potência etc. Para os sistemas de distribuição, existem ferramentas que podem avaliar a distribuição dos fluxos de potência nos alimentadores, como exemplo temos a ferramenta desenvolvida por MEDEIROS e outros (1995), que permite avaliar alguns efeitos da conexão dos PIE utilizando o método da soma das potências demonstrou robustez nos dois módulos de cálculo: o de planejamento, utilizando fatores de demanda especificados para calcular as correntes e tensões; o de operação, considerando valores de potência medidas nas subestações e/ou alimentadores.

Sendo um assunto relativamente novo, poucas pesquisas foram desenvolvidas tentando abordar novos tópicos nesta análise dos PIE. Um estudo realizado por PROENÇA e outros (1999), descreve um sistema de planejamento e análise do impacto da conexão de geradores independentes no sistema elétrico de distribuição. Este sistema é desenvolvido para atuar em computadores pessoais, caracterizando certa flexibilidade. Outros aspectos analisados foram o cálculo de perdas, confiabilidade, análise de curto-circuito, análise dinâmica do comportamento do sistema, e viabilidade econômica das alternativas de custo dos equipamentos à serem instalados. Este trabalho tratou de uma especificação para uma ferramenta de análise do impacto individual dos novos geradores, realizado para redes de distribuição da cidade do Porto em Portugal.

Na experiência obtida por WILLIS (2000), na concepção de regras e instruções para modelagem do impacto de geração distribuída nas redes elétricas, foram realizadas análises de fluxos reversos nos alimentadores, localização dos novos geradores em relação à carga, uso de regras práticas para reduzir o impacto nas perdas e nos níveis de tensão. Com a conexão dos novos PIE, o planejamento e os modelos para os sistemas de distribuição devem mudar, e com este trabalho algumas orientações são fornecidas para modificar os paradigmas tradicionais que permeiam esses sistemas.

Os efeitos da inserção de uma planta de cogeração nos desbalanceamentos de tensão e corrente, de uma rede de distribuição a quatro fios, é analisada por CHEN e YANG (2001). O impacto nas perdas do alimentador também é verificados. São apontadas duas das principais causas do desbalanceamento, uma como sendo a geração de energia da planta, e a outra, a forma de conexão com a rede, se via transformador isolador ou diretamente em paralelo. Um sistema teste radial na tensão de 11.4 kV, comprimento de 4.8 km, é simulado, com determinados pontos de operação sendo testados. Os resultados indicam que a energia gerada e os tipos de conexão dos enrolamentos dos transformadores de isolação têm efeitos adversos ao sistema conectado. Os desbalanceamentos causados nos níveis de tensão e corrente também são identificados, bem como o aumento das contribuições nas correntes de seqüência zero, dependendo das conexões dos transformadores de isolação, implicando em elevação de perdas, interferências em telecomunicações, e possível mau-funcionamento de relés de proteção.

Em outro trabalho publicado por SILVA e outros (1999) ambientado no Sistema Elétrico de Serviço Público em Portugal, descreve-se a experiência obtida da análise do impacto numa rede de média tensão, de instalações de produção independente descentralizada baseada em cogeração. Verificou-se através de diversos cenários de exploração (configurações dos produtores de energia), tendo em vista também as disposições legais relativas à energia reativa fornecida à rede pelas plantas de cogeração, os resultados globais no comportamento do sistema em regime permanente, relativos aos perfis de tensão, congestionamento nos

ramos e perdas na rede. Estes resultados concluíram, segundo os autores, que o impacto destes “cogeradores” é globalmente benéfico para a rede e subestação estudadas.

No trabalho desenvolvido por REIS FILHO e outros (2001), é proposto um algoritmo digital para implementar um dos pontos fundamentais para interligação de autoprodutores (neste caso analisado, plantas de cogeração industriais) com o sistema da concessionária: a proteção da interligação. No foco principal está a avaliação das condições críticas de desligamento/religamento automático decorrentes de curto-circuito na concessionária, oscilações de potência, ilhamentos, e a correta atuação da proteção em cada caso específico. Segundo os autores, a ferramenta se mostrou eficiente e rápida, sendo ainda necessárias simulações criteriosas para se obter as faixas de desvio padrão para posterior etapa de classificação das condições operativas.

A experiência brasileira com a interligação de PIE é ainda incipiente. Apenas alguns casos são observados e sumariamente descritos pelos engenheiros das concessionárias envolvidas. Uma dessas experiências é relatada por SOUZA e outros (2001) junto à CEMIG e aos PIE interligados a seu sistema. Avaliou-se o impacto causado pelos mesmos (PIE), especialmente no que diz respeito aos esquemas de proteção e controle da concessionária. Aspectos importantes nas etapas de planejamento, projeto e especificação são enfatizados, bem como a necessidade veemente da comunicação entre técnicos e engenheiros das áreas de proteção/controle da empresa distribuidora, e os responsáveis pelas instalações do PIE. Pontos-chave como a coordenação entre proteção de sobre e sub-excitação e limitadores de capacidade de potência gerada, cálculo dos ajustes, parametrização e comissionamento dos sistemas de proteção, são enfocados.

Os esquemas de proteção existentes na concessionária podem necessitar de novos ajustes, e até substituição, de acordo com as características do PIE que se instalará em seu sistema. Isso pode envolver custos que deverão ser analisados cuidadosamente pelos engenheiros responsáveis da concessionária. Serão necessários novos ajustes nos relés e nos outros dispositivos de proteção existentes, como religadores e chaves-fusível, que não verificam a direção dos

fluxos de corrente para atuar. Como estes fluxos podem mudar com a localização do PIE, ou seja, tem-se a possibilidade de correntes de curto-circuito fluindo em direção contrária ao sentido usual (Subestação \Rightarrow Carga), os dispositivos de proteção citados podem vir a atuar indevidamente ou não atuar na eliminação de uma falta. Faz-se necessário estudar as situações possíveis, para se obter uma perfeita coordenação entre os esquemas de proteção envolvidos. O presente trabalho tem como um dos objetivos, a análise do impacto da conexão do PIE no sistema de distribuição, em relação aos fluxos de corrente e potência não mais unidirecionais nos alimentadores envolvidos, verificando a coordenação entre os esquemas de proteção existentes, e as possíveis soluções para problemas verificados nos mesmos.

Assim como no trabalho desenvolvido por KLOCK JR (1998) para sistemas de transmissão, o programa computacional implementado nesta dissertação visa a verificação da coordenação e auxílio na determinação dos ajustes de relés de sobrecorrente.

Por se tratar de uma aplicação para redes de distribuição de energia elétrica, também serão considerados os fusíveis e os religadores, comumente empregados na proteção destes sistemas. Outra experiência verificada com autoprodutores e PIE, pode ser vista no trabalho de KREFTA (1998), onde o mesmo mostra alguns problemas decorrentes da operação destes novos agentes em paralelo, principalmente, nos sistema de distribuição em 34,5 e 13,8 kV da COPEL. O trabalho descreve os tipos e forma de operação dos grupos geradores conectados, além de comentar sobre a modelagem dos mesmos. Também versa sobre as proteções e necessidade de se alterar os ajustes, bem como da dificuldade de determinar certos ajustes para as funções de proteção, devido a complexidade do comportamento do sistema em perturbações ocorridas. O autor concluiu que se faz necessário esclarecer junto aos PIE, a avaliação necessária sobre os aspectos de disponibilidade de potência da região, os consumidores afetados, a disponibilidade da potência fornecida pelo produtor, restabelecimento de sincronismo, forma de operação e aspectos de proteção e controle. A operação

em paralelo deve ser de tal forma que seja eficiente tanto para a concessionária quanto para o PIE, evitando prejuízos a ambos e a terceiros.

Um estudo desenvolvido por SALMAN e RIDA (2001), que analisa principalmente o comportamento dinâmico de geradores empregados em geração distribuída conectados em redes de distribuição, discute o comportamento destas redes frente aos impactos causados nos ajustes dos dispositivos de proteção das mesmas. Os autores modelam o sistema elétrico e os geradores usando o software EMTP (Eletromagnetic Transient Program), simulando os comportamentos dinâmicos e transitórios. São simulados sistemas em níveis de tensão de 132 a 11 kV, bem como geradores do tipo síncrono e do tipo indução. Os resultados encontrados mostram que a ferramenta EMTP é eficiente nas simulações de geração distribuída conectada em sistemas de distribuição; além disso, mostram que a coordenação dos dispositivos de proteção presentes deve ser bem observada quanto aos tempos de eliminação de faltas. Verificou-se que também podem ocorrer perda de sincronismo e fortes mergulhos de tensão, se o tempo de eliminação da falta não for diminuto, respectivamente para o caso de gerador síncrono e de indução conectados.

Em BRITO *et al* (2002), os autores relatam problemas que a ELETRONORTE experimentou após a conexão de produtores independentes em seus sistemas, principalmente nos sistemas isolados, devido a características de operação, proteção e controle dos PIE estarem incompatíveis com o desempenho do sistema como um todo. As dificuldades relatadas incluem manutenção nos níveis de tensão e comportamento inadequado das proteções de subfreqüência com esquemas de alívio de carga.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

A estrutura básica adotada nesta dissertação é descrita a seguir. No capítulo 2 será discutida a produção independente de energia, passando pela reestruturação do setor elétrico, falando acerca dos novos agentes PIE e

autoprodutores seus tipos e características, as implicações da conexão dos novos agentes e conclusões. O capítulo 3 é dedicado à proteção de sistemas elétricos, onde são exibidas as filosofias da proteção, os sistemas de proteção empregados em redes de distribuição, os estudos de curto-circuito, insumos básicos para a parametrização das proteções, a cadeia de proteção tipicamente empregada em PIE, a coordenação que deve existir entre os dispositivos de proteção utilizados com e sem a presença de PIE e as conclusões pertinentes. No quarto capítulo é descrita a metodologia empregada neste trabalho, com as explicações sobre as ferramentas computacionais utilizadas nas simulações. No capítulo 5 são descritos os resultados obtidos a partir das simulações e análises. O sexto capítulo trata das conclusões obtidas nesta pesquisa, além de propor desenvolvimentos futuros que podem ser implementados.

CAPÍTULO II

PRODUÇÃO INDEPENDENTE DE ENERGIA

2.1 REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

Em torno de duas décadas atrás o setor de energia elétrica, quase no mundo inteiro, era caracterizado por forte estrutura monopolista, exercida pelos governos num controle direto, seja por uma concessionária estatal, ou por outorga a uma concessionária particular, onde era exercida uma regulamentação por parte do governo, com o intuito de evitar abusos por parte da entidade privada, que naturalmente decorriam do monopólio existente (BAJAY, 1995).

Com o desenvolvimento das cadeias produtivas, associadas ao crescimento natural das cidades e das populações, os custos de comercialização da energia aumentaram, juntamente com a demanda deste insumo. Logo, percebeu-se que para amenizar a elevação crescente destes custos, seria possível inserir competição no setor, na tentativa de modificar o quadro existente. Instaurou-se a idéia de considerar a energia elétrica como um produto de consumo, uma mercadoria com diversos usos, com preços mais atraentes, e qualidade de fornecimento melhor.

Um dos primeiros locais a iniciar estas mudanças foi na Grã-Bretanha (BAJAY, 1995), que possuía toda sua geração e transmissão de energia elétrica concentradas nas mãos do governo. Foi então desmembrada a geração, em várias concessionárias, que em parte ficaram nas mãos do estado, e em parte foram privatizadas. A transmissão ficou com um agente individual, juntamente com o operador do sistema.

Outra experiência, esta mais atual, foi a da Argentina, que privatizou o seu parque gerador, basicamente todo composto por termelétricas, porém não alterando a forma de despacho das usinas. Observa-se que com estas medidas de privatização da geração, as perspectivas de competição passam a ser maiores.

No caso brasileiro, o governo vem reunindo esforços desde 1995 para o processo de reestruturação do setor elétrico nacional, conjuntamente com os diversos agentes participantes, tanto no plano estatal quanto no plano privado. Os esforços partiram do plano de privatizações das empresas do setor elétrico, que procurou “aliviar” das mãos do estado os investimentos na área. Após o início de privatizações, o governo criou uma agência reguladora e fiscalizadora, visando desverticalizar as atividades de geração, transmissão, distribuição e até a comercialização de energia. Essa agência foi a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), que é um órgão governamental, ligado ao Ministério de Minas e Energia.

O cenário atual do setor elétrico nacional mostra-se com uma conjuntura nova, principalmente depois das medidas adotadas pelo governo, após o período crítico da crise energética instaurada. A preocupação com os erros cometidos no passado alertou os agentes envolvidos para uma participação mais ativa nas decisões que impactavam o setor. Como não é o objetivo deste trabalho, não serão discutidos amplamente todos os tópicos relacionados, mas, citados alguns como forma de informação. Temos então:

- A criação do Mercado Brasileiro de Energia Elétrica (MBE) em substituição ao MAE (Mercado Atacadista de Energia) e a ASMAE (Administradora do Mercado Atacadista);
- Mudanças nas estruturas tarifárias para comercialização da chamada “energia velha”, para evitar o choque tarifário de janeiro de 2003;
- Novas definições para consumidores livres e consumidores cativos;
- Proposta de completa desverticalização do setor, separando-se as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, com o intuito de favorecer a competição entre os agentes;

- Redução dos poderes do Conselho de Administração do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), deixando as decisões técnicas de operação do sistema elétrico interligado, apenas para a sua Diretoria.
- Mudanças no chamado VN (Valor Normativo) – limite de repasse de custo de compra de energia pelas distribuidoras para repasse dos consumidores cativos, que passaria a ser único para todas as fontes, mas poderia variar por região e horário;
- A eliminação de subsídios cruzados visando reduzir a diferença de preços entre a categoria industrial e residencial.

Estes são alguns dos pontos que permeiam o cenário atual do setor elétrico no Brasil, todos na tentativa de alcançar um modelo melhor, que possa atender os requisitos de uma energia limpa, de qualidade, e confiável.

Um dos tópicos que não foram abordados acima, mas, que merece especial atenção, pois é o objeto deste trabalho, é a figura dos produtores independentes de energia (PIE), e dos autoprodutores, que são agentes privados que surgiram no início do processo de desregulamentação do setor, advindos justamente da intenção de um modelo mais competitivo. Eles serão tratados com mais profundidade a seguir.

2.2 PRODUTORES INDEPENDENTES DE ENERGIA E AUTOPRODUTORES

Com a abertura do setor foi possível, a partir da nova legislação, permitir-se a introdução do produtor independente e do autoprodutor em maior escala, os quais entram em competição direta com as empresas já existentes, tendo como objetivos uma melhor alocação dos recursos, sua expansão e a concorrência por meio da qualidade, confiabilidade e melhor preço para o consumidor. A princípio, somente os grandes consumidores de energia possuem liberdade de escolha quanto ao fornecedor, mas no futuro este privilégio também será estendido ao consumidor cativo.

Tanto o Produtor Independente de Energia quanto o Autoprodutor dependem de concessão de uso de bem público e podem ser interligados aos sistemas de distribuição ou transmissão de energia. Para que isso ocorra, é necessária uma autorização da ANEEL, além de um estudo de viabilidade técnica realizado pela concessionária à qual o novo produtor pretende se conectar.

As condições de interligação desses novos agentes são determinadas e ratificadas após uma completa verificação da concessionária local quanto a requisitos de segurança, qualidade e confiabilidade das instalações do novo agente, se este se destinar a vender energia elétrica, usando para isso o sistema de transmissão/distribuição da concessionária. Algumas concessionárias brasileiras já possuem normas técnicas que ditam os procedimentos e requisitos que os novos produtores necessitam possuir para se interligarem ao sistema. Pode-se citar, por exemplo, CPFL (CPFL, 2000), ESCELSA, CEMIG (SOUSA *et al*, 2001), como algumas concessionárias que hoje possuem novos agentes geradores instalados em seus sistemas, onde antes de conectados, foram completamente comissionados para atender aos requisitos de ligação em paralelo ao sistema. Geralmente, os requisitos mínimos necessários são observados sob os aspectos de:

- Proteção contra faltas;
- Qualidade no fornecimento;
- Operação do paralelismo;
- Projeto elétrico.

Todos esses itens são verificados pelo corpo técnico das concessionárias, sendo permitida a interligação somente se a mesma não resultar em problemas técnicos e de segurança para os outros consumidores em geral, ao próprio sistema elétrico e o pessoal de operação e manutenção da concessionária (CPFL, 2000) .

Algumas concessionárias, a CPFL, por exemplo, classificam os autoprodutores em diversos tipos. Vejamos alguns destes tipos (CPFL, 2000) :

Autoprodutores com venda de excedentes – são consumidores que possuem geração própria em paralelo com o sistema e que vendem seus excedentes de geração para a concessionária ou à terceiros, utilizando o sistema da mesma;

Autoprodutores sem venda de excedentes – são os consumidores com geração própria em paralelo com o sistema da concessionária e que não possuem excedentes para a venda;

Autoprodutores com paralelismo momentâneo – são consumidores cuja geração própria ficará em paralelo com o sistema da concessionária somente pelo tempo necessário para que os geradores assumam as cargas ou sejam aliviados das mesmas; tempo este que durará apenas algumas dezenas de segundos.

Algumas concessionárias têm requisitos técnicos mais rigorosos, visando prevenir determinados problemas que possam denegrir o bom funcionamento do sistema. Dentre eles pode-se citar a exigência da interligação dos geradores à rede primária através de transformadores de isolamento, ou que a capacidade total de curto-circuito em qualquer ponto da rede com o paralelismo efetuado não exceda 10kA simétrico, ou ainda que os fluxos de potência reativa exportados devem ser apenas para permitir o fluxo ativo contratado com manutenção dos níveis de tensão operativos (CPFL, 2000). De forma geral, a capacidade de geração distribuída deve ser dimensionada de forma que em caso de contingências, as correntes que fluem do gerador para o sistema não interfiram na correta operação da proteção etc.

Para o procedimento de medição, nos casos de venda de energia excedente, além dos equipamentos comumente instalados por parte da concessionária, são exigidos dois conjuntos de medição, que são constituídos por: um medidor de energia ativa (kWh) com indicador de demanda (kW), um medidor de energia reativa (kVARh), e registrador digital de tarifa diferenciada (RDTD) juntamente com acessórios. Estes dois conjuntos devem ser instalados para medição, um no sentido concessionária para o novo produtor, outro em sentido contrário. Ao tornar clara a possibilidade de vender excedentes elétricos com remuneração satisfatória e disponibilizar a compra de energia à rede, podem ser criadas condições para uma saudável contribuição de autoprodutores e produtores

independentes na expansão do sistema elétrico e com elevada eficiência energética.

Os produtores independentes a serem conectados aos sistemas de distribuição ou transmissão se apresentam com usinas termelétricas, de ciclo simples e ciclo combinado, pequenas centrais hidroelétricas (PCH), parques eólicos (*wind farms*), ou ainda como parques de geração fotovoltaica, geralmente encontrados nos grandes desertos espalhados pelo mundo, dentre outros. Alguns autores, geralmente internacionais, usam os termos geração distribuída ou geração embutida, para falar dos produtores independentes. Aqui neste trabalho preferimos utilizar os termos nacionalmente aceitos. Para os autoprodutores, que na sua grande maioria, apenas geram para seu próprio consumo, as unidades se enquadram como geradores à diesel, pequenos geradores movidos à gás natural, ou ainda outras formas de insumos energéticos. Nessa categoria um termo é bem utilizado para definir o próprio processo de geração de energia elétrica, dentre outras. A cogeração é uma modalidade de geração de energia, que freqüentemente produz eletricidade e outros produtos como água quente e vapor. Teceremos mais a seu respeito a seguir.

2.2.1 A COGERAÇÃO

A re-estruturação do setor elétrico tem ampliado as oportunidades para a cogeração. Devido aos riscos de investimentos relativamente baixos, a cogeração tem sido cada vez mais empregada para suprir energia elétrica como produtores independentes ou autoprodutores. No entanto, a cogeração apresenta características de operação que diferem daquelas de geradores totalmente dedicados.

A cogeração é a produção conjunta de energia térmica e energia elétrica (ou mecânica) a partir da queima de combustível, dentro de um processo de manufatura (LEÃO, 1999). Pode-se ainda definir a cogeração como a integração dos processos térmicos e elétricos na indústria ou na usina de geração. A cogeração não tem a mesma flexibilidade de uma concessionária dedicada ou

produtor independente para responder às exigências do sistema elétrico. Durante condições de emergência, o objetivo da geração de energia elétrica pode conflitar com a da produção de manufatura. A cogeração de eletricidade e vapor é um conceito que surgiu há mais de 100 anos. Consiste na utilização de um determinado combustível para gerar simultaneamente os dois insumos energéticos mais usados nas indústrias, a *eletricidade* e o *vapor*. A cogeração tomou um grande impulso a nível mundial após a década de 70 tendo como elemento motivador a mudança de legislação ocorrida nos EUA (1978), que criara boas condições para que os cogeradores vendessem, a preços justos, energia à rede.

A principal diferença entre a cogeração e a chamada geração termelétrica convencional é que na segunda é gerada apenas eletricidade, sem aproveitamento de parte significativa da energia do combustível. O termo cogeração indica a produção simultânea de calor útil e trabalho, seja como energia elétrica ou mecânica (eixo de um turbocompressor ou moenda) a partir de uma única fonte de calor. Na figura 2.1 temos a ilustração da diferença entre a geração térmica convencional e a cogeração.

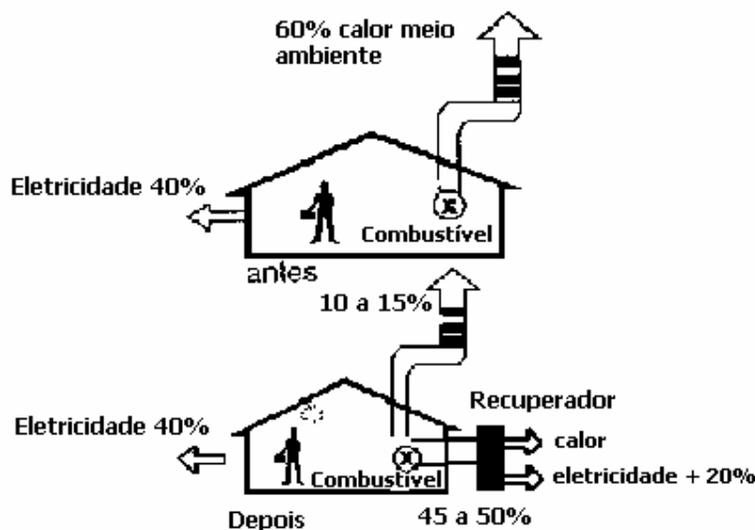


Fig. 2.1 – Diferenças entre Geração Térmica e Cogeração

Aproveitando os "resíduos" que eram liberados para o meio-ambiente sem nenhuma utilização, consegue-se agregar mais para o processo produtivo. A eficiência máxima das usinas de geração termelétrica é hoje da ordem de 55%,

havendo expectativa de que, por volta dos próximos anos, os materiais existentes permitirão a utilização de temperaturas de funcionamento da ordem de 1400°C a 1600°C, vencendo a barreira dos 60%. De qualquer modo, a única forma de aproveitar os restantes 40% da energia dos combustíveis é usando-a na forma de calor, como realizado nas plantas de cogeração. Este motivo, aliado ao crescente valor dos combustíveis e à mudança das leis, explicam o fantástico crescimento da co-geração no mundo na última década.

Com a cogeração busca-se melhorar a qualidade da energia produzida por um combustível, reduzindo as perdas que ocorrem em sua utilização. O fluxo de calor rejeitado nos ciclos de potência pode ser empregado em:

- Algum processo industrial;
- Redes de calefação para aquecimento de residências e edifícios, que utilizem calor em níveis de temperatura não muito elevados;
- Para a geração de frio, mediante os ciclos de absorção.

A produção combinada de calor e potência pode acontecer sob dois modos (LEÃO, 1999):

A. - COGERAÇÃO EM USINAS TERMELÉTRICAS

Onde são gerados grandes blocos de potência, em que o calor é um subproduto da geração de eletricidade. O calor (ou frio) é distribuído para usuários mediante dutos de água quente ou vapor de baixa pressão. Tal concepção é conhecida como *district heating*, encontrada em países frios.

B. - COGERAÇÃO NA INDÚSTRIA

Em quase todas as indústrias é freqüente a utilização de calor, em sua grande parte sob níveis não muito altos de temperatura, em torno de 150 a 200°C. Esta é a temperatura típica para os processos de secagem, cozimento, evaporação, etc. Para a produção desta energia térmica são geralmente empregados combustíveis, cujas chamas estão entre 1400 e 1800°C. Em outras palavras, o processo convencional de produção e utilização de calor em indústrias, parte de uma energia térmica de alta qualidade (grande capacidade calorífica)

para fornecer uma energia de baixa qualidade. A cogeração, ao produzir trabalho e calor úteis, reduz as perdas de energia e permite abastecer ambas demandas (calor e potência elétrica) com quase o mesmo consumo de combustível.

Existem muitos sistemas de cogeração que são utilizados na indústria, ou mesmo em usinas termelétricas de grande porte, para uso interno dos subprodutos ou comercialização para consumidores finais. A produção combinada de energia elétrica e de calor útil pode, em princípio, ser realizada empregando qualquer ciclo térmico de potência com:

- ❑ Motores alternativos de combustão interna;
- ❑ Ciclo Diesel;
- ❑ Ciclo Otto;
- ❑ Turbinas a vapor;
- ❑ Turbinas a gás.

Entretanto, considerando a cogeração na indústria, os ciclos com turbinas a vapor ou a gás tendem a ajustar-se melhor aos requisitos típicos de energia elétrica e calor de processo para cogeração, e portanto, são os mais adotados. No caso dos consumidores do setor terciário, como hospitais, hotéis e supermercados, os motores alternativos também apresentam interesse. Na utilização do calor residual de processos, como disponível nos fornos cerâmicos, para geração de energia elétrica, a tecnologia das turbinas a vapor é a única alternativa tecnologicamente madura.

A re-estruturação institucional por que passa o setor elétrico, com estímulos à participação do segmento privado na produção de eletricidade, deverá conduzir a uma ampliação significativa da cogeração, à semelhança de países como EUA, Japão, e Europa. Também contribuem para esta expansão a maior disponibilidade de gás natural e a significativa evolução das turbinas a gás nos últimos anos. As possibilidades de compensar o tempo necessário para licitar os aproveitamentos do potencial hidrelétrico ainda disponíveis são feitas por meio da implantação de algumas térmicas a gás natural e carvão, nos próximos anos. Além disso, já é consensual a necessidade de capacitação tecnológica para crescimento considerável da geração térmica a partir dos primeiros momentos da crise

energética por qual estamos passando até o fim da primeira década do século XXI.

Observando sob uma ótica econômica, de acordo com KAGAN *et al* (2002) no atual cenário do mercado de energia nacional, a produção independente, ou autoprodução com fins de venda de energia, mostra-se mais competitiva quando em comparação à energia produzida a partir de centrais termelétricas, num ambiente competitivo. Fica claro que a vantagem significativa da proximidade ao usuário, aliada ao porte mais apropriado aos requisitos funcionais, leva à geração distribuída para um patamar mais eficiente em comparação às centrais térmicas. Além do que é mais eficiente produzir calor e eletricidade combinados que separadamente, como dois produtos energéticos.

Outras formas de aproveitamento de fontes renováveis, como a energia eólica e a solar, estão sendo empregadas para produzir energia elétrica em produtores independentes e autoprodutores. Vamos falar mais um pouco acerca destas fontes para esta aplicação.

2.2.2 OUTRAS FONTES PARA GERAÇÃO DE ENERGIA

O aproveitamento de energia eólica e solar pelo homem remonta há milhares de anos, para as mais variadas funções: mover moinhos, bombeamento de água, aquecimento, dentre outros. Todavia, o aproveitamento para geração de energia elétrica é algo recente (tendo em vista o início das pesquisas no século passado) do ponto de vista do desenvolvimento tecnológico. Não menos importante, este ramo da produção de energia teve seu impulso maior a partir das crises constantes nas últimas décadas dos recursos não-renováveis, os combustíveis fósseis.

Tanto os ventos quanto a radiação solar têm seus comportamentos estudados para condicionamento na geração de energia aproveitando sua disponibilidade contínua, ou seja, por serem fontes renováveis. Ambos os recursos podem ser encontrados em abundância em várias regiões do mundo, principalmente nas zonas litorâneas, no caso da energia eólica, onde a incidência

de ventos oceânicos é elevada; ou nas regiões tropicais, favoráveis à captação de energia solar.

Com a forte busca por fontes alternativas de produção de energia a utilização de aerogeradores para a obtenção de energia elétrica a partir da energia eólica, vem ganhando destaque, sendo uma alternativa tecnológica bastante pesquisada, e utilizada em várias regiões do mundo. Nas últimas décadas vem crescendo o interesse na utilização de aerogeradores, muitas vezes formando conjuntos denominados fazendas eólicas (*wind farms*) ou parques eólicos, interligados às redes elétricas convencionais de grande porte, operando em conjunto com fontes convencionais de energia. Exemplos desse tipo de arranjo podem ser encontrados em várias partes do mundo, principalmente nos Estados Unidos e na Europa.

Durante a operação dos aerogeradores integrados a uma rede elétrica, a potência fornecida pelos mesmos tende a variar continuamente devido à própria condição de intermitência do vento (fonte de energia primária). Também em condições de altas velocidades associadas ao regime dos ventos pode ocorrer perda repentina da produção, quando os dispositivos de segurança promovem a retirada de operação dos aerogeradores. Obviamente, em condições de faltas tais como curtos-circuitos na rede, os aerogeradores também seriam retirados de operação. As oscilações de potência a partir da operação dos aerogeradores vão produzir variações de tensão e de frequência que serão injetadas na rede elétrica. Esses distúrbios poderão afetar a rede em maior ou menor grau dependendo do nível de penetração da geração eólica no conjunto de geração do sistema. Como consequência, estudos devem ser realizados analisando a estabilidade transitória, qualidade da energia, coordenação da proteção, confiabilidade e análise de segurança, desses sistemas na presença da geração eólica, visando avaliar o impacto, ou seja, o nível de penetração das unidades eólicas na rede elétrica (AMORA, 2001).

Apesar dos contínuos avanços tecnológicos, a utilização de sistemas fotovoltaicos para a conversão de energia elétrica ainda apresenta custos elevados. Mesmo com suas características especiais como abundância, ser

renovável, permanente e limpa, a energia solar não constitui uma grande fonte para fornecimento de energia em grandes blocos para utilização em escala comercial. Algumas tentativas estão sendo realizadas em grandes áreas com forte incidência solar, como em desertos nos EUA e Rússia.

Os sistemas de energia solar são capazes de gerar energia elétrica a partir da captação da luz solar através de módulos. Tais módulos geram energia em corrente contínua, que a seguir pode ser condicionada se for interesse utilizá-la como corrente alternada, ou regulada por controladores para depois ser armazenada em acumuladores (baterias) para uso posterior. Como no caso da energia eólica, quaisquer sistemas fotovoltaicos que desejam se interligar aos sistemas de distribuição / transmissão, devem ser analisados e aprovados, se for o caso, antes do início da sua operação interligada. Abaixo temos um esquema de interligação de um sistema fotovoltaico com a rede elétrica (LEÃO, 1999).

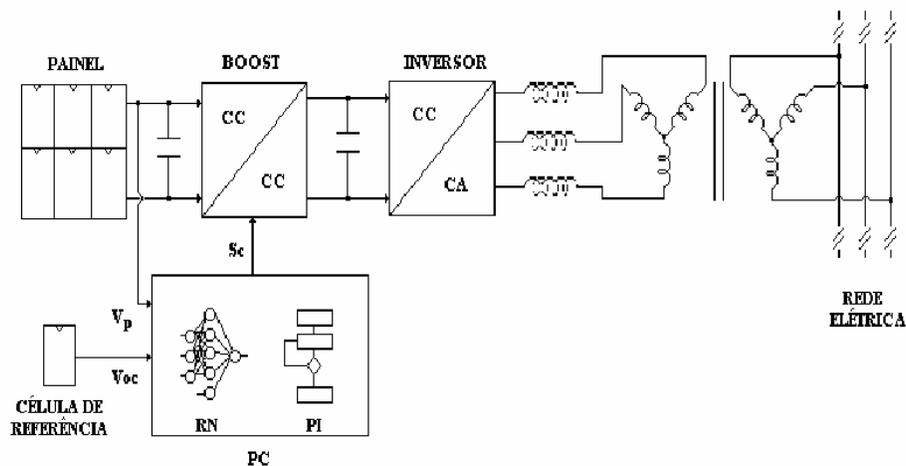


Fig. 2.2 – Esquema de Interligação de Sistema Fotovoltaico à Rede Elétrica

Observa-se a necessidade de equipamentos condicionadores da energia, como conversores estáticos, que permitem tal interligação ocorrer. Estes equipamentos podem causar implicações na qualidade do fornecimento, além de possíveis problemas com estabilidade e proteção dos outros componentes do sistema, sendo imprescindível sua análise.

2.3 IMPLICAÇÕES DA CONEXÃO DE PRODUTORES INDEPENDENTES

Os novos produtores podem se constituir de pequenas unidades geradoras dispersas, geralmente instaladas nos sistemas de distribuição, ou no caso de plantas de grande capacidade, nos sistemas de transmissão.

Como dito anteriormente, a instalação dos novos agentes produtores tem um potencial de impacto significativo sobre a operação, proteção e controle dos sistemas de distribuição e transmissão. Se por um lado existem benefícios trazidos pela geração distribuída (outro termo utilizado para definir os PIE e autoprodutores), que podem ser conseguidos de acordo com as características do sistema e dos geradores, por outro lado a instalação dos mesmos pode vir a causar danos em equipamentos da concessionária e de seus clientes. Este cenário caracterizado por diversas nuances, motiva o estudo da presença desta nova geração de energia no sistemas de distribuição.

Dentre as vantagens que podem ser obtidas com a geração distribuída está a melhoria da qualidade de fornecimento de energia, na medida em que as perdas no sistema são reduzidas, aumenta o suporte de tensão e reativos, há melhoria do fator de potência geral liberando potência total, dentre outros (SPIER e outros, 2002). Este tipo de geração permite manter o perfil de tensão em um alimentador quando existem restrições de tensão num período de pico de carga no sistema ou ilhamento, além da possibilidade de postergação de investimentos de expansão. Porém, deve-se buscar uma sintonia dos sistemas de controle de tensão empregados no PIE e no sistema de distribuição para que se obtenham níveis operacionais satisfatórios.

Podem surgir diversos problemas com a interligação dos PIE para o sistema da concessionária, bem como benefícios de forma global, pois os aspectos podem ser positivos ou negativos a depender de cada caso. Tais problemas que se evidenciam principalmente nas conseqüências negativas da redistribuição dos fluxos de potência (principalmente para os esquemas de proteção), alterações nos níveis de curto-circuito, sobretensões, e falhas nos sistemas de proteção. Outro fator crítico que deve ser mencionado refere-se a flutuação da geração de

potência ativa, que está intimamente condicionada a disponibilidade das fontes primárias como vento, sol, água, gás etc. Avaliando os impactos podemos distribuí-los em categorias de problemas, como descrito a seguir.

2.3.1 REDISTRIBUIÇÃO DOS FLUXOS DE POTÊNCIA

Antes da existência dos PIE a configuração dos sistemas elétricos fazia com que os fluxos de energia fossem transmitidos na direção fonte \Rightarrow carga. Com a presença destas novas máquinas, agora instaladas em pontos ao longo da extensão do sistema, geralmente mais próximas dos centros de carga, esta unidirecionalidade está comprometida.

Podem-se ter então, fluxos que percorram o sentido carga/PIE \Rightarrow fonte, ou seja, reverso ao sentido convencional, redistribuindo as correntes (fluxos de potência), bem como as perdas. Pode haver agora, duas fontes de potência no alimentador ou ramal. Esta condição depende da localização da interconexão, da potência dos geradores independentes, e das cargas que estão conectadas aos alimentadores. A relação entre a potência de saída e a carga no alimentador pode ditar o comportamento dos fluxos (WILLIS, 2000).

Se a potência de saída do PIE for menor que a carga à jusante da sua localização, as unidades do PIE reduzem o fluxo de potência entre o ponto de interconexão, e a subestação, sem impactos para as cargas à jusante do PIE. Caso a potência do PIE seja maior que a carga instalada à jusante de sua localização, a situação muda. Podem-se criar fluxos reversos em direção à subestação da concessionária, como pode ser visto nas figuras abaixo.

Na figura 2.3 temos o alimentador sem a presença de PIE conectado, implicando numa redução linear ao longo do alimentador. Na figura 2.4, o gerador do PIE está conectado a uma distância de 1 km da saída da subestação, causando um comportamento peculiar na distribuição de potências.

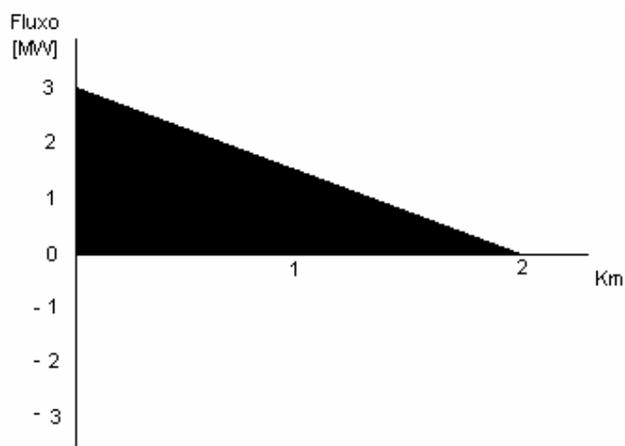


Fig. 2.3 – Distribuição de fluxo ativo em um alimentador sem a conexão de Produtor Independente

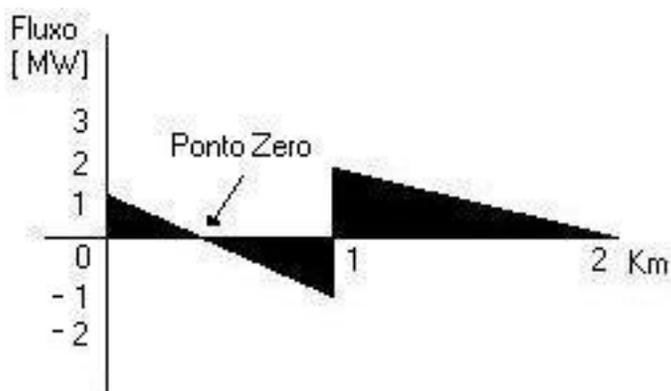


Fig. 2.4 – Produtor Independente produzindo 3 MW, sendo que 2 MW fluem à jusante do ponto de interconexão e 1MW flui em direção a subestação, criando o “chamado ponto zero”

Em sendo a potência maior do que a carga em todo o alimentador que o PIE está conectado, é criado um “ponto zero” entre o produtor e a subestação. Este ponto é devido ao fluxo reverso do gerador independente. Este “ponto zero” não é fixo, pois como a carga no alimentador e a potência do PIE não estão correlacionados por todo o tempo, o ponto poderá se mover. Quanto ao sentido dos fluxos nos outros alimentadores, esses permanecem inalterados.

De acordo com SILVA e outros (1999), o cenário da interligação, o comportamento das perdas nos alimentadores pode alternar, sendo benéfico em determinado período (dias úteis da semana, por exemplo), mas prejudicial em outro (fins-de-semana). Sendo muito dependente das características de cada região e sistema, fica difícil determinar com segurança um padrão geral.

2.3.2 NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO

Os níveis de curto-circuito tendem a aumentar com a presença de novos geradores conectados no sistema de distribuição, pois, nas regiões em que existia pouca geração, ou não existia, pode ser desenvolvida grande concentração de geração.

Neste contexto, pode ser necessário haver investimentos nos esquemas de proteção em caráter de melhoria ou substituição, para garantir-se a integridade e segurança do sistema. Faz-se imperioso então, que sejam verificados a partir de estudos e simulações, quão danosos podem ser os impactos de correntes de falta circulando em sentido reverso (em direção às subestações) provocando danos à consumidores e aos componentes do sistema elétrico.

Juntamente com os aspectos de elevação dos níveis de falta, deve-se observar a capacidade de interrupção dos equipamentos de operação do sistema para esse novo ponto de operação. Os equipamentos como disjuntores e chaves, devem ser avaliados para se garantir sua perfeita operação quando forem exigidos. Em caso de substituição dos mesmos, a análise de curto serve como subsídio para especificação e compra dos novos equipamentos.

Observando ao nível de transmissão, em AMON FILHO (2002) é discutido o problema do aumento dos níveis de curto circuito e seu respectivo controle, devido a conexão dos PIE à rede básica e dispositivos que podem ser empregados para reduzir estes valores, evitando a necessidade de troca dos dispositivos de manobra que não atendessem à nova capacidade de interrupção. Este aspecto também deve ser considerado, pois envolve a proteção do sistema e o próprio projeto da rede, durante condições normais e anormais de operação.

A contribuição dos geradores para as correntes de falta é mais significativa em redes urbanas com circuitos de baixa impedância, do que nas redes rurais, onde os níveis de falta são geralmente menores, e esta contribuição normalmente não ocasiona problemas conforme HODGKINSON (1998).

2.3.3 NÍVEIS DE TENSÃO

Com o aumento da potência gerada na rede, o suporte de reativos para o sistema de distribuição deve se modificar. Caso haja aumento dos reativos injetados, poderá refletir nos níveis de tensão do sistema. Portanto, um possível impacto dos novos produtores traduz-se pelo aumento dos níveis de tensão em algumas barras da rede. Interessa então verificar os valores máximos que podem ser atingidos de acordo com a localização e capacidade das máquinas a serem instaladas. O tipo de gerador, síncrono ou assíncrono, também influencia no aspecto perfil de tensões. Sabe-se que a máquina de indução com rotor em gaiola consome potência reativa da rede, em geral suprida por bancos de capacitores.

A possibilidade de sobretensões ou subtensões em determinados períodos de carga deve ser considerada. Neste caso, a concessionária pode por meio de contrato de fornecimento, acordar com o PIE, que o mesmo trabalhe com um nível de reativos controlado ou com controle automático de tensão.

O modo de operação dos geradores independentes também tem grande influência no comportamento da tensão (HODGKINSON, 1998). Se estiverem acompanhando a carga (*peak looping*) ou em corte de pico (*peak shaving*), sem exportação para o sistema de distribuição, os efeitos na tensão praticamente inexistem, permanecendo a mesma nos limites satisfatórios.

Caso haja exportação de energia, um comportamento adverso pode se apresentar. Neste modo, os geradores podem apresentar significativa impedância (ponto de acoplamento no alimentador) para pontos onde a potência pode ser injetada, implicando em afundamentos de tensão na direção dos terminais do gerador, partindo das barras da subestação. Isso pode ser explicado pelo fato da tensão nas barras poder ser considerada fixa (para o PIE ou para as cargas, a barra da subestação é considerada infinita). Este aspecto tenderá a ser um fator limitante na determinação da capacidade máxima dos geradores que podem ser conectados para um específico nível de tensão. O grau de afundamento estará relacionado ao tipo de gerador que será conectado, se síncrono ou assíncrono, e seus sistemas de controle (HODGKINSON, 1998)

2.3.4 DESEQUILÍBRIOS NO SISTEMA

Quando uma planta de cogeração, que pode ser considerada um novo agente de geração de energia, está operando em paralelo com o sistema de distribuição, algum desequilíbrio ou desbalanceamento nas tensões e correntes pode ser sentido. O desequilíbrio próprio do sistema – antes do novo gerador – pode tornar-se pior com a nova conexão, embora as máquinas tenham estrutura próxima a uma rede polifásica simétrica, conforme CHEN e YANG (2001).

As duas principais causas dos desequilíbrios no sistema, devido à operação paralela dos novos geradores, são o nível de potência gerada e os tipos de enrolamentos usados nos transformadores de conexão.

No primeiro caso tem-se que, como parte da energia fornecida às cargas advém da planta de cogeração, os fluxos mudam consideravelmente, implicando em mudanças nos perfis de tensão e corrente. As magnitudes e diferenças das cargas ao longo do alimentador, levam a diferentes níveis de desequilíbrio sob várias situações de geração.

Na segunda situação, a conexão do gerador particular se dá, em geral, por meio de um transformador isolador. A conexão direta também ocorre, mas não interessa nesta análise. Então o tipo de conexão dos enrolamentos afeta diretamente o nível de desequilíbrio, pois interfere nas correntes de seqüência zero que podem ou não circular.

Se a conexão do lado do gerador independente for tipo delta (Δ), há uma isolação natural das correntes de seqüência zero, quase que eliminando as conseqüências no desequilíbrio. Caso contrário, se a conexão for estrela (Y), os fatores de corrente de seqüência zero se elevam, incidindo diretamente nos níveis de desequilíbrio do sistema, elevando-os. Outras conexões podem ser consideradas, mas algumas com os mesmos efeitos, inclusive se houverem conexões Y aterrada. A conexão dos enrolamentos é importante para definições das proteções empregadas no sistema de proteção dos alimentadores, como poderá ser mais detalhado posteriormente.

2.3.5 FALHAS NOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO

Como dito anteriormente, na presença dos PIE, os esquemas de proteção existentes nos alimentadores juntamente com os dos novos agentes geradores, devem estar coordenados de maneira que a mudança de sentido dos fluxos de corrente (potência) que podem ocorrer, em regime permanente ou numa falta, não venha a danificar o sistema elétrico.

Em sendo na sua maioria, os sistemas de distribuição radiais, os dispositivos mais utilizados na proteção são relés de sobrecorrente de fase (50/51) de tempo inverso e tempo definido, e relés de sobrecorrente de neutro (50/51N), ambos não-direcionais. Devido a esta característica de funcionamento não-direcional, poderão ocorrer falhas nos esquemas de proteção, e os mesmos não atuar corretamente quando da conexão de PIE. Logo, se fará necessário aplicar melhorias e ajustes, de forma a garantir o bom desempenho da proteção.

Outros dispositivos de proteção empregados são as chaves fusíveis e os religadores, que protegem ramais, alimentadores e derivações. Tais dispositivos possuem característica não-direcional, visto que apenas são sensíveis as magnitudes da corrente circulante. Neste caso se faz imperioso verificar de igual modo a coordenação entre os mesmos, que protegem o sistema da concessionária, e os dispositivos que protegem o gerador do PIE.

Nos sistemas não-radiais, malhados ou em anel, a complexidade da adequação nos sistemas de proteção, pode aumentar consideravelmente. Os esquemas de proteção utilizados devem conter agora dispositivos de sobrecorrente com tensão controlada (nas situações de colapso de tensão), além de proteção de sobrecorrente direcional, de acordo com KOJOVIC e WILLOUGHBY (2001). Este assunto, por ser o foco principal deste trabalho, será mais profundamente discutido no próximo capítulo.

2.4 CONCLUSÕES

Neste capítulo foram apresentadas as considerações sobre a reestruturação do setor elétrico, que motivou fortemente o trabalho, trazendo a introdução dos novos agentes no cenário do setor, os Produtores Independentes de Energia – PIE – e Autoprodutores, que se interligarão aos sistemas de transmissão e distribuição para comercializar energia elétrica. Foram também discutidos alguns aspectos da cogeração de energia, que também pode estar presente em conjunto com o PIE, e até podendo ser o motivador para venda dos excedentes de energia destes novos atores do setor elétrico. Foram abordadas as implicações da conexão dos PIE, sejam sob a ótica positiva ou negativa da conexão, versando sobre redistribuição dos fluxos de potência, o aumento dos níveis de curto-circuito, as modificações nos perfis de tensão dos sistemas, os desequilíbrios causados pelos desbalanços de tensões e correntes, devido aos novos geradores instalados, e o motivador principal deste trabalho, o impacto causado nos sistemas de proteção, induzindo a possíveis falhas ou incorreta atuação, sendo imprescindíveis as modificações nos ajustes e parametrizações.

CAPÍTULO III

PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

3.1 A ARTE DA PROTEÇÃO

A operação dos Sistemas de Energia Elétrica busca manter o sistema em um ponto de operação mais econômico e seguro possível, dentro das características próprias de cada sistema. Todavia, esta operação na realidade não é tão tranqüila, e o sistema defronta-se, até freqüentemente, com anomalias e perturbações de funcionamento que afetam as redes elétricas e seus componentes. Para atenuar os efeitos danosos dessas perturbações, o sistema elétrico deve estar provido de um conjunto de equipamentos que, regidos por filosofias estabelecidas, têm o objetivo de assegurar o melhor possível a continuidade de fornecimento aos seus usuários, bem como proteger os componentes do sistema, tudo isso com velocidade e segurança.

A Proteção de Sistemas Elétricos, ou como alguns autores costumam chamar, “a arte de proteger” os sistemas elétricos, é uma das áreas mais importantes da engenharia elétrica, e atravessou o tempo se aperfeiçoando e acompanhando o desenvolvimento de novos materiais e tecnologias, e o melhoramento dos já consagrados. Algo, porém não mudou: a filosofia de proteção continua com suas bases, sempre montada sobre o tripé seletividade, rapidez e confiabilidade. A manutenção desses pontos assegura uma atuação correta e eficaz na eliminação de falhas que ocorram em um sistema elétrico. Essa garantia influencia a qualidade, a continuidade, e o conforto, no uso de um bem tão inestimável para a humanidade, que é a energia elétrica.

É fácil constatar que a proteção tem um papel vital para o bom funcionamento das redes elétricas e que, portanto, deve ser considerada um aspecto fundamental durante a fase de planejamento do sistema. Como a proteção desempenha também um papel importante na confiabilidade de um sistema, deve ser devidamente considerada na etapa de planejamento dos sistemas, evitando que no futuro seu desempenho esteja aquém do desejado nos novos cenários do sistema em questão, levando à queda dos índices de confiabilidade do mesmo. Dentre os mais importantes dispositivos de proteção estão os disjuntores e relés, os quais devem atuar para isolar as falhas e proteger o sistema, objetivando a minimização dos danos infligidos aos equipamentos sob falta.

A filosofia de proteção baseia-se no “tripé” anteriormente citado: seletividade – rapidez – confiabilidade. Determina-se, portanto, uma linha de frente para atuar na defesa contra curtos-circuitos satisfazendo essas características. Qualquer dispositivo de proteção deve atuar corretamente para uma defeito no qual ele foi ajustado para tal, sem disparos indevidos, nem recusa de operação, tudo isso na maior velocidade possível, eliminando a falta e minimizando os danos por ela causados. Os dispositivos devem ser seletivos entre si, ou seja, devem guardar uma dada temporização entre suas atuações, e o elemento protetor deverá atuar primeiro que o elemento protegido. A chamada proteção primária é um elemento crítico num sistema de potência, pois os respectivos relés e disjuntores devem atuar em intervalos de tempo diminutos, da ordem de 2 a 6 ciclos, na frequência industrial de 60 Hz, equivalendo a alguns milissegundos. Esses intervalos para eliminação de faltas são em geral levemente inferiores aos tempos críticos para estabilidade do sistema, comprovando a prioridade de atuação da proteção primária. Logo, em caso de uma falha severa em que a proteção primária não elimine a falta, isto pode levar o sistema à perda de sincronismo e conseqüente interrupção no fornecimento, além de danos impostos aos equipamentos. Estas conseqüências tornam a proteção primária tão importante na operação do sistema. (CLARK, 1979).

Para facilitar a operação e melhorar a seletividade dos relés, regiões do sistema elétrico - geralmente contornando os equipamentos - são criadas delimitando a área do sistema que será isolada em caso de falta. Essas regiões são chamadas zonas de proteção. Observa-se que disjuntores são colocados na extremidade de cada elemento protegido, ficando a conexão de dois elementos com pelo menos um disjuntor. As zonas de proteção podem se sobrepor, com a finalidade de prover redundância em caso de falha da proteção principal. Na figura 3.1 abaixo podemos ver um exemplo de zonas de proteção em um sistema de potência:

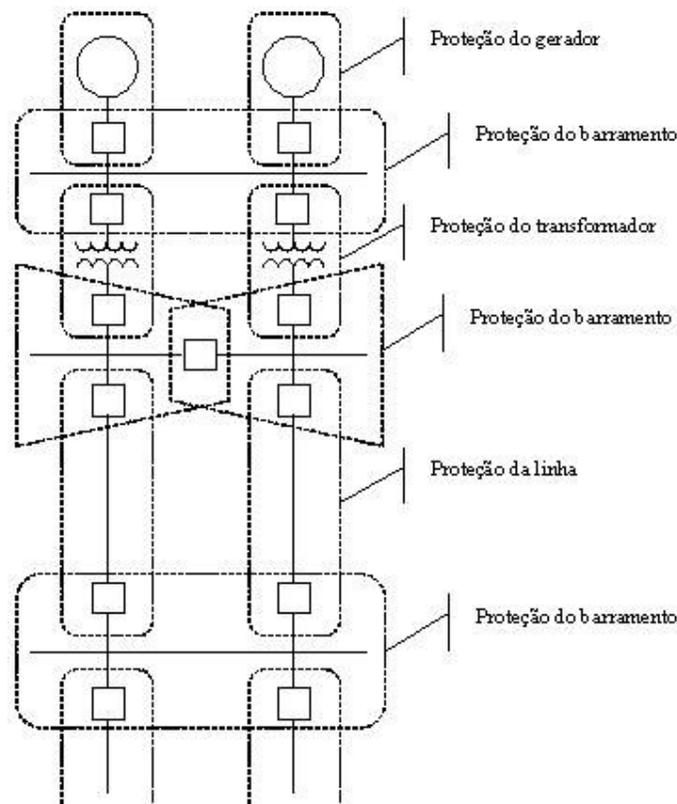


Fig. 3.1 – Zonas de Proteção

Cada seção de linha, barra, transformador e gerador neste sistema é protegido por proteção primária, conforme pode ser visto pelas linhas tracejadas. Cada contorno representa uma zona de proteção assegurada pela proteção primária. A fronteira de cada zona de proteção é definida pela localização dos TC's de proteção, instalados de forma a garantir que cada relé "veja" e envie o

comando para o disjuntor responsável isolar apenas à região defeituosa, mantendo a seletividade.

De forma a garantir que o sistema esteja realmente protegido, uma segunda linha de defesa é montada, atuando em um intervalo de tempo maior que a proteção primária. A esta denominamos proteção de retaguarda ou back-up. A proteção de retaguarda é ajustada para atuar após o tempo da proteção primária, quando a mesma por qualquer motivo não atue. Logicamente, ambas são previamente coordenadas, evitando que uma atuação indevida prejudique a operação normal do sistema. A proteção de retaguarda tem como finalidade básica salvaguardar o sistema em caso de falha da proteção primária ou dos disjuntores de proteção primária que não atuem quando a mesma venha a detectá-las.

Estes são alguns aspectos gerais da arte e ciência de proteger, exibidos numa linguagem simples não aprofundada, pois não é o foco deste trabalho discorrer tudo a respeito da proteção de sistemas elétricos. A seguir temos a discussão sobre a proteção aplicada nos sistemas de distribuição de energia, que possui uma característica toda especial no que se refere.

3.2 PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Quando se fala de proteção para sistemas de distribuição o primeiro tópico que vem de encontro é a consideração da característica radial deste tipo de sistema. Esta característica radial traz a vantagem de permitir o uso de dispositivos de proteção mais simples, como relés sem características direcionais. Como exemplos podemos citar os relés de sobrecorrente, instantâneo e temporizado, de tempo inverso e definido (50/51, de acordo com nomenclatura ASA) e os religadores. Em caso de falta onde haja atuação da proteção na fonte (subestação), o defeito deve ser eliminado com a maior brevidade, incidindo em desenergização dos consumidores (barras) à jusante do ponto de falta. Este é o "ponto fraco" deste tipo de sistema, que não garante o suprimento aos

consumidores que não estão envolvidos no defeito existente. Uma possível solução a ser adotada para solucionar os problemas referidos é a mesclagem de sistemas em anel, onde há certo nível de interligação em determinados pontos do sistema, fornecendo um caminho alternativo para o suprimento às cargas, em ocasião de falhas nos alimentadores. Esta solução dependerá da configuração do sistema e da necessidade de suprimento das cargas, logo, as chaves de interligação, comumente chamadas de encontro de alimentadores, geralmente ficam em posição aberta.

Quando se considera sistemas em anel ou "malhados", os dispositivos de proteção a serem utilizados diferem em sua concepção dos que são usados em sistemas radiais. Agora que uma corrente de curto-circuito pode fluir em direção oposta quando comparada a situação no sistema radial, que normalmente é sentido subestação \Rightarrow carga, faz-se necessário detectar o sentido destas correntes. Para isso utilizam-se dispositivos direcionais, que usam as amostras de tensão e corrente de falta para averiguar em que direção está a corrente de falta. Como representantes deste tipo de filosofia temos, os relés direcionais (67 - nomenclatura ANSI) e os relés de distância (21 - idem anterior). Observa-se que para este tipo de sistema, a proteção torna-se mais complexa, conseqüentemente mais dispendiosa.

Para sistemas de distribuição, que são de vários tipos, a escolha do sistema de proteção mais apropriado, é fundamental para um bom desempenho a ser exigido do mesmo. Logo, é necessário estudar os sistemas existentes para adequação em cada caso. Vejamos alguns exemplos, mais comuns (GIGUER, 1988):

A. Sistema Não-Efetivamente Aterrado

Neste tipo de sistema o aterramento se dá através de altas impedâncias, portanto a sensibilidade dos dispositivos de proteção deve ser a melhor possível, pois as correntes de curto-circuito fase-terra serão de menor intensidade. Os dispositivos mais recomendados neste caso são os com disparo de neutro. Os ajustes se dão pela mínima corrente de disparo (*trip*), que deve ser determinada

de modo que seja menor que a mínima corrente de curto e maior que a maior corrente em operação normal.

B. Sistema Não Aterrado ou Isolado

Para este sistema, há uma dificuldade quanto a leitura de correntes de seqüência zero que muitas vezes, são de suma importância nos esquemas de proteção. Assim é recomendado utilizar dispositivos de proteção por tensão residual, onde por mínimas taxas de variação de tensão, os sensores detectam faltas, enviando sinais de disparo para comandar respectivos disjuntores. Os elementos presentes são transformadores de potencial monofásicos (TP's) e bobinas de disparo.

C. Sistema Efetivamente Aterrado

Sendo este caso o mais presente nas redes de distribuição hoje utilizadas, compreendendo as redes aéreas a três ou quatro fios, com neutro solidamente aterrado, elevadas são as possibilidades de implantar diversos tipos de dispositivos, dentre os quais, pode-se citar religadores, seccionadores, disjuntores (com seus sensores de sobrecorrente), elos fusíveis, e obviamente relés. Isso é possível devido aos elevados níveis de corrente de falta fase-terra.

Neste trabalho vamos nos ater a estudar os sistemas efetivamente aterrados, ou seja, as redes aéreas anteriormente descritas, que se põem como padrão para os sistemas de distribuição nacionais. Portanto, faz-se imperioso analisar mais detalhadamente os mais empregados dispositivos de proteção e equipamentos que compõem os esquemas de proteção destas redes de distribuição.

Ao se falar de proteção de redes de distribuição aéreas devemos ser claros quanto a uma subdivisão geralmente usada na área: proteger linhas ou alimentadores, e proteger equipamentos. Esta subdivisão é mais intrínseca do que podemos imaginar, já que a própria filosofia de proteção implica em se separar a proteção de um equipamento individualmente, da proteção de uma linha com seus ramais e derivações. Logicamente, que as duas jamais devem agir

independentemente, mas de forma conjunta, coordenada. A relação de correspondência evidencia eficiência em se liberar determinada parte do sistema que esteja sofrendo falha ou falta. A isso se chama seletividade, que é um dos objetivos básicos dos sistemas de proteção.

Quanto à proteção dos componentes do sistema (transformadores, bancos de capacitores, reatores etc.), aborda-se uma diversidade enorme de dispositivos com funções peculiares de proteger contra defeitos ou falhas nos mesmos. Este tópico deixaremos para outra oportunidade de discussão, pois nota-se não ser o foco atual estudar todos os dispositivos, além de não implicar grandes transformações em cada componente, visto que suas proteções devem ser reajustadas de acordo com novo ponto de operação do sistema. Iremos concentrar nossos esforços nas proteções dos alimentadores de distribuição, estes que devem ser analisados mais pormenorizadamente.

Os dispositivos de proteção mais presentes nas redes de distribuição são: fusíveis, relés, religadores, seccionadores e disjuntores. Os disjuntores mais bem representados em termos de proteção pelos seus respectivos relés de sobrecorrente acoplados, que funcionam como detectores de correntes de falta, possuem as funções de interrupção, capacidade de manobra e desconexões de circuitos dentre outras. Analisando um a um os dispositivos de proteção, poderemos ter maior compreensão dos efeitos das correntes de falta que por eles passarão, fornecendo assim mais subsídios para a manipulação dos mesmos. Cada um deles será a seguir mais pormenorizado.

3.2.1 FUSÍVEIS

São dispositivos empregados para proteção contra sobrecorrentes e curto-circuitos. Dentro de sua capacidade é o melhor dispositivo de interrupção, em termos de rapidez e capacidade disruptiva. Ele incorpora as funções de detecção e interrupção, diferentemente de outros dispositivos que necessitam de equipamentos auxiliares. Seu princípio de funcionamento se baseia nas características do material de que é composto. Para uma corrente normal o mesmo permite a sua passagem sem alterações. Porém, para uma corrente acima

do seu nível de mínima fusão, o elo fusível (parte do fusível que se derrete) deve fundir, interrompendo a corrente de falta. O arco elétrico que se forma da ionização do ar, é interrompido por ação dos gases que se despreendem do material que recobre o tubo protetor do elo, aumentando a rigidez dielétrica e impedindo que haja reignição do arco após a passagem da corrente pelo valor zero.

Cada fusível possui uma característica chamada tempo x corrente, que serve para se constatar em quanto tempo este (fusível) leva para se fundir sob determinada corrente de falta, eliminando-a assim do circuito. Esta característica também é empregada para realizar a coordenação com outros dispositivos de proteção. Na figura 3.2 a seguir podemos ver um fusível com suas partes detalhadas e uma curva tempo x corrente, com graduação em segundos e ampères.

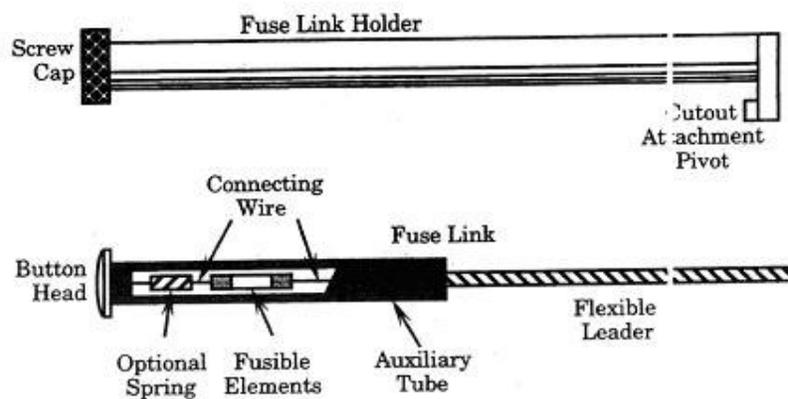


Fig. 3.2 - Corte Esquemático de um Fusível

Os fusíveis se dividem basicamente em: fusível padrão de corrente nula, que devem aguardar a passagem da corrente pelo valor nulo para eliminá-la, e os fusíveis limitadores de corrente, que forçam a corrente de falta a se anular, conforme ANDERSON (1999). Outros tipos especiais de fusíveis para aplicações específicas, também existem, mas são menos conhecidos. A figura 3.3 exibe as curvas de um tipo de fusível adotado na proteção de circuitos de distribuição. Ela ilustra 9 tipos de fusíveis que se empregam de acordo com o nível de curto do local a ser protegido.

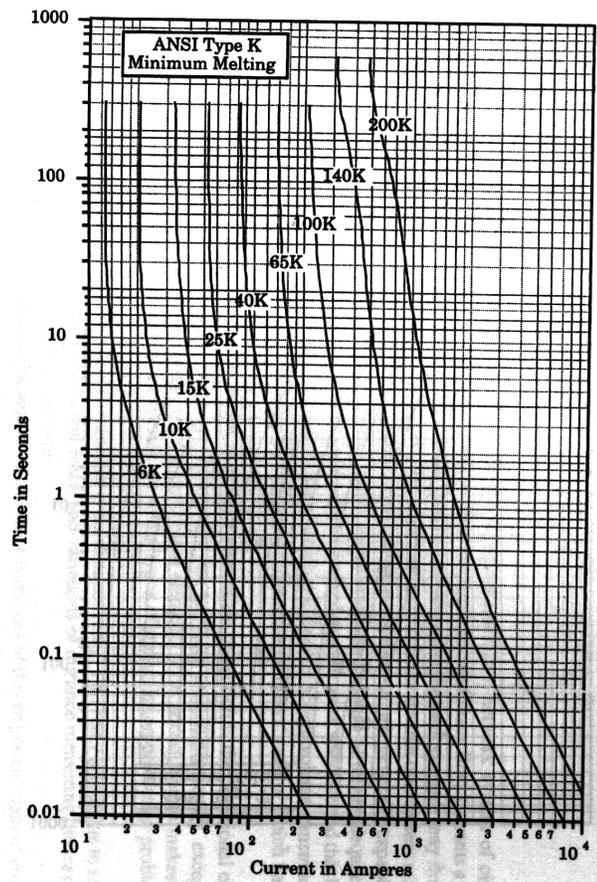


Fig. 3.3 – Curva Tempo x Corrente para um Fusível tipo K

Quanto à característica de velocidade de atuação, os elos fusíveis se dividem em tipo H, K e T. Os elos tipo H são de atuação lenta, enquanto os tipos K e T são de ação mais rápida. Dentre os tipos K e T, os tipo K se sobressaem, enquanto suas características de sobrecarga praticamente se igualam (GIGUER, 1988).

3.2.2 RELÉS

Os dispositivos de proteção mais empregados em sistemas de proteção tanto na distribuição quanto na transmissão de energia elétrica são os relés. Atuando como sensores que monitoram os sinais de tensão e corrente devidamente condicionados para alimentá-los, os relés são a forma mais aplicável,

segura e confiável, de proteger as redes elétricas de média e alta tensão. Agindo em conjunto com disjuntores, fornecem rapidez e segurança na eliminação dos diversos tipos de faltas, sejam monofásicas, bifásicas ou trifásicas, envolvendo ou não a terra. Como já dito anteriormente as características mais preponderantes dos relés de proteção são: sensibilidade – na capacidade de detecção de condições anormais que uma certa grandeza atinja num certo limite considerado, seletividade – na capacidade de seleção para quais condições a operação deve ser imediata e quais necessitam de algum retardo intencional ou ainda a definitiva não-operação, velocidade – para uma rápida eliminação dos defeitos, e por fim confiabilidade – avaliada pelos índices de atuação correta da proteção.

Uma classificação mais generalizada aborda os tipos de relés de proteção em categorias de acordo com suas respectivas descrições funcionais, a saber:

- ❑ Relés de Sobrecorrente – dispositivos que operam quando a corrente do circuito excede sua corrente de ajuste (valor de *pick-up*). Podem ser direcionais ou não, e possuir retardo temporal intencional ou não; geralmente usados na proteção de alimentadores, linhas e como funções de retaguarda;
- ❑ Relés Diferenciais – dispositivos projetados para atuar quando a diferença entre as grandezas elétricas de entrada e saída do equipamento protegido atinge certo limite; geralmente usados na proteção de equipamentos como transformadores, geradores, reatores etc;
- ❑ Relés Direcionais – dispositivos que atuam conforme a posição fasorial da corrente e relação a uma corrente ou tensão de referência (grandezas de polarização); também utilizados em linhas, porém, mais aplicáveis a circuitos malhados ou em anel;
- ❑ Relés de Distância – dispositivos projetados para atuar de forma que sua resposta às grandezas de entrada, seja basicamente uma função da “distância” no circuito elétrico (relação entre tensão e corrente) entre a localização do relé e o ponto de falta, ou seja, a impedância vista pelo relé, que é proporcional a distância para a falta. Muito utilizado em sistemas de transmissão e subtransmissão. Podem ser utilizados desde níveis de tensão em 69 kV até 1050 kV ou mais.

Abordaremos agora dois dos mais importantes tipos de relés de proteção - os relés de sobrecorrente e relés de distância - usados em redes de distribuição e transmissão, por considerarmos mais pertinentes ao estudo em questão. A proteção de sobrecorrente é a mais comumente encontrada seja em sistemas de proteção em níveis de distribuição, subtransmissão ou transmissão. Em sistemas radiais de distribuição, é comum o uso de proteção do ramal principal por relés de sobrecorrente de fase e de neutro, com unidades instantâneas operando religadores e unidades temporizadas causando o desligamento definitivo. A proteção de sobrecorrente é a mais simples e barata, e por isso é aplicada em circuitos cuja importância não justifica os custos da implantação de uma proteção mais sofisticada. Por outro lado, a proteção de sobrecorrente é a que requer mais reajustes ou mesmo substituição à medida que a configuração do sistema varia, como conseqüência de mudanças nos níveis de curto-circuito ou nas cargas conectadas ao ramal. A figura 3.4 mostra o unifilar de uma aplicação de relés de sobrecorrente. Utilizam-se geralmente dois ou três relés de fase, e um relé para o neutro como pode ser visto abaixo.

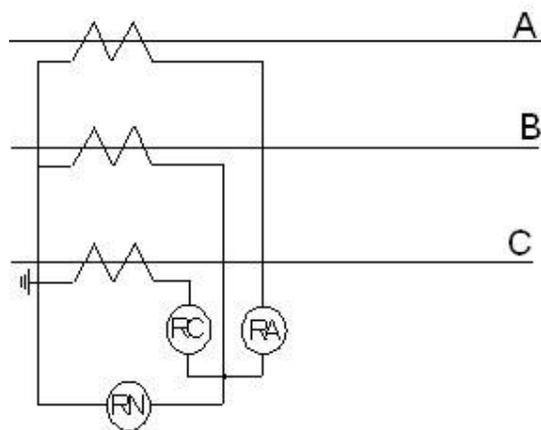


Fig. 3.4 – Relés de sobrecorrente para proteção de linhas

Os relés de sobrecorrente normalmente são compostos de unidades temporizadas e unidades instantâneas. As unidades temporizadas possuem dois parâmetros a serem ajustados: a corrente de operação (ou corrente de ajuste ou de *pick up*) e o botão de tempo (ou *dial* de tempo, geralmente assim definido para relés eletromecânicos). Para relés digitais tais ajustes e parametrizações são

determinados sob a forma de um valor num programa que é executado internamente ao relé. A operação das unidades temporizadas é caracterizada por um conjunto de curvas características tempo-corrente. As correntes são indicadas nas curvas em por unidade da corrente de operação ajustada. O ajuste do botão de tempo desloca a curva característica para cima ou para baixo, aumentando ou reduzindo o tempo de atuação do relé para um determinado valor de corrente (MASON, 1956).

Os relés de sobrecorrente podem ser classificados, de acordo com a forma da curva característica tempo-corrente como segue:

- ❑ Tempo mínimo definido;
- ❑ Moderadamente inverso
- ❑ Inverso
- ❑ Muito inverso
- ❑ Extremamente inverso

A escolha da curva a ser empregada depende das características das fontes, cargas e linhas. Deve-se, sempre que possível, proteger um circuito através de relés com curvas características do mesmo tipo, tendo em vista que, nestes casos, alterações nas condições de operação do sistema tendem a afetar menos a coordenação das proteções previamente ajustadas. Também são usadas unidades instantâneas que não possuem nenhuma característica inversa. Tais unidades instantâneas devem operar somente para faltas dentro do alimentador protegido para evitar a perda da coordenação com as proteções da linha adjacente. Recomenda-se a aplicação de unidades instantâneas somente se as correntes de curto no início do alimentador (máximo e/ou mínimo) são de 1,15 a 1,3 (ou mais) vezes a corrente máxima de curto no final do alimentador (MASON, 1956).

Os circuitos de transmissão transportam grandes blocos de potência das fontes geradoras aos centros de distribuição, sendo geralmente sistemas contendo diversas malhas interligadas e conectadas a fontes em vários pontos. Os níveis de

curto-circuito são em geral bastante elevados e os defeitos podem causar a perda da estabilidade do sistema e sérios danos materiais e pessoais. Devido à sua importância, são geralmente protegidos por relés de distância de fase e de neutro e, em muitos casos, acrescenta-se à proteção de distância esquemas complementares de teleproteção. Os relés com a função 21 (nomenclatura ANSI para proteção de distância) tem seu emprego mais difundido em sistemas de alta e extra-alta tensão, mas também se encontram em subtransmissão, nos níveis de 138 kV para baixo.

A operação dos relés de distância não está diretamente associada à corrente de defeito, como nos relés de sobrecorrente ou sobrecorrente direcional. Ao invés disso, a partir de tensões e correntes de entrada, eles determinam a distância entre o ponto de aplicação do relé e o defeito e, independentemente da condição de geração ser máxima ou mínima, são capazes de distinguir quando um defeito ocorre dentro ou fora da zona protegida. Sendo assim, a coordenação seletiva é bastante facilitada.

Em geral, para a verificação da forma de operação dos relés de distância, utiliza-se o plano R-X. Sendo a origem do plano R-X correspondente ao ponto onde o relé está instalado, a impedância vista do ponto de aplicação do relé é traçada, utilizando-se a convenção de que potências ativas e reativas (indutivas) entrando na linha são consideradas positivas.

3.2.3 RELIGADORES

Estes equipamentos são extremamente utilizados em concessionárias em todo o mundo, pois, suas características funcionais elevam muito a confiabilidade no fornecimento de energia elétrica. Os religadores são dispositivos autocontrolados para automaticamente interromper e religar circuitos com uma seqüência pré-determinada de aberturas e fechamentos, seguida por rearme, suspensão parcial de fechamento ou bloqueio, conforme a eliminação ou não da falta (transitória ou permanente). A magnitude da corrente de defeito deve ser limitada para os contatos do religador não se danificarem permanentemente.

Os religadores possuem características de tempo x corrente que permitem os mesmos serem coordenados com relés, fusíveis e outros religadores. Esta coordenação é bastante importante, e deste ponto de vista, a utilidade deste equipamento é acentuada, pois, são flexíveis. Fabricados para operar com condições diversas, a maioria possui famílias de características que fornecem *trips* (disparos) instantâneos ou rápidas interrupções, para várias possibilidades de temporizações. As unidades de operação, ou seqüências de detecção da falta, interrupção do circuito e posterior religamento, permitem para faltas temporárias, tempo para desionização do ar seguida de religamento com restauração do circuito sem perda de carga. No caso de faltas permanentes, um tempo maior é dado para eliminação da falta pelo fusível protetor. Na figura 3.5 temos a coordenação ilustrada entre fusível e religador, considerando que o elemento protetor é o fusível e o protegido, o religador, logo o fusível somente deve operar para faltas permanentes, pois em defeitos temporários, a atuação instantânea do religador tenta eliminar a falta primeiro (dentro da faixa de coordenação a - b):

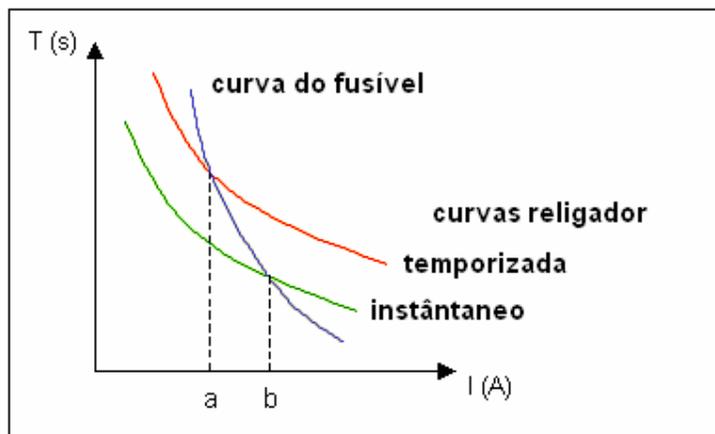


Fig. 3.5 – Curvas tempo x corrente de religador e fusível para atuação em faltas permanentes e temporárias.

Esta característica tão diferencial tem reflexos bastante palpáveis no que tange a redução de custos com manutenções nas redes – é nulo o deslocamento de equipes para substituição de elos rompidos – implicando em ganho para as concessionárias, menores inconvenientes aos consumidores (grandes e pequenos)

que passam a ter menos desligamentos intempestivos, além da melhoria da seletividade para os esquemas de proteção.

Por ser um dispositivo que interrompe correntes tanto transitórias como permanentes, deve estar apto a sensorar as diversas faltas que podem ocorrer numa rede de distribuição. Para que sua operação seja satisfatória, faz-se necessário um bom estudo de coordenação para alcançar seus objetivos já descritos. Coordenado com fusíveis ou relés, pode garantir boa seletividade mantendo trechos do sistema energizados, fato que um fusível seria incapaz de realizar. Possui a capacidade de extinção de arco elétrico internamente, pois seus contatos estão geralmente imersos em óleo ou envoltos por vácuo.

Com um funcionamento em dupla temporização, inicialmente tenta eliminar a falta com atuações instantâneas, agindo antes da queima dos fusíveis presentes no circuito. Caso não consiga eliminar o defeito, entra num intervalo temporizado permitindo a eliminação de faltas sustentadas. Com este ciclo de atuação e bem coordenado com outros dispositivos (fusíveis e relés), é possível reduzir ao mínimo a região afetada. A função de proteção propriamente dita é realizada por unidades de sobrecorrente instantânea e temporizada, que monitoram a corrente dos alimentadores.

Tendo em vista que a maioria das faltas é de origem transitória, o emprego de religadores é bem aplicado e traz bons resultados. A figura 3.6 ilustra um religador monopolar em caixa de alumínio classe 15 kV, tipicamente utilizado em sistemas de distribuição. Observa-se a característica robusta que tais dispositivos devem ter, para eliminação de arcos elétricos.



Fig. 3.6 – Religador monopolar classe 15 kV

3.2.4 DISJUNTORES

São basicamente considerados dispositivos de manobra, mas possuem função de proteção, pois tem a capacidade de interrupção de correntes de defeitos, além das correntes nominais do circuito protegido. Todavia, em termos de proteção pode-se definir os disjuntores sendo dispositivos eletromecânicos que possuem unidades de sobrecorrente montadas em sua própria estrutura, mais geralmente para o caso de disjuntores de média tensão (13,8 e 34,5 kV), onde por sua vez, quando sensibilizadas por um valor de corrente maior que um ajuste pré-definido, irão energizar seus circuitos de abertura que desligarão as cargas da fonte de alimentação. Devidamente projetado para tal fim, o disjuntor deve ser capaz de interromper corrente de falta de grande intensidade, com liberação de grandes quantidades de energia.

Tais unidades de sobrecorrente ou relés de sobrecorrente podem estar diretamente conectados ao disjuntor ou como dispositivos individuais, dependendo do nível de tensão aplicado, conforme já dito anteriormente. Para circuitos alimentados em níveis de 69 kV, os relés que monitoram a corrente estão operando *stand alone*, e não mais fazem parte da estrutura do disjuntor, logo, o trip (disparo) sai pela respectiva atuação da função de proteção do relé ao circuito de abertura do disjuntor a ele interligado.

Os disjuntores são mais identificados pelo meio físico usado na interrupção das correntes de falta. Os mais comuns são disjuntores com contatos imersos em óleo, sendo de grande volume de óleo (GVO, não mais utilizados) e os pequenos volumes de óleo (PVO, bem utilizados em sistemas de distribuição). Também são encontrados disjuntores a ar comprimido, a gás SF₆ – hexafluoreto de enxofre – ou ainda disjuntores a vácuo. O meio de extinção do arco elétrico diferencia em muito a construção do disjuntor. Os disjuntores que utilizam extinção à vácuo, a ar comprimido ou os que usam gás SF₆, geralmente são empregados em sistemas de alta tensão e extra alta tensão, nos sistemas de transmissão.

3.2.5 SECCIONALIZADOR

Este dispositivo é empregado em conjunção com religadores e/ou disjuntores, tendo como função a seccionalização de trechos do circuito que estão submetidos à faltas, e que possui com o religador certa 'coordenação', mantendo parte dos trechos que não devem sofrer com a falta, ainda energizados. As unidades mais modernas possuem unidades de medida que fazem a detecção de faltas (para o início do ciclo de contagem), além do monitoramento da quantidade de interrupções no circuito do alimentador protegido (contador) e um dispositivo interruptor de correntes de carga. Ele geralmente encontra-se no lado de carga do religador, em série com o mesmo, porém monitorando apenas alguns ramais. Quando ocorre uma interrupção de corrente pelo religador, o seccionalizador contabiliza a mesma, fazendo esta contagem até um valor pré-determinado (geralmente 2 ou 3 interrupções), e assim que este valor é atingido, seus contatos elétricos (que estão imersos em óleo) se abrem interrompendo a corrente elétrica em baixa intensidade, antes da atuação definitiva do religador. Logo, em uma falta sustentada ocorrerá um desligamento parcial das cargas, permitindo, portanto que o religador e outras partes do circuito permaneçam energizadas. Isso aumenta a confiabilidade do esquema de proteção, garante maior área com fornecimento e maior continuidade da operação. A figura 3.7 mostra um tipo de seccionalizador, com suas partes características e respectiva funcionalidade:



Fig. 3.7 – Seccionalizador de poste classe 15 kV

Algumas vantagens do uso de seccionadores conjugados com religadores são descritas abaixo segundo GIGUER (1988):

- Rápida normalização a partir do rearme dos seus contatos;
- Desligamento tripolar simultâneo;
- Facilidade operacional pela possibilidade de manobras em carga;
- Facilidade de coordenação com os outros dispositivos do sistema, além de assegurar menores desligamentos intempestivos por queima de fusíveis, etc.

Deve-se deixar bem claro que o seccionador não interrompe a corrente de falta propriamente dita, o que faz com que o mesmo além de proteger ramais de distribuição, também pode servir de chave de manobra sobre carga. Abaixo na figura 3.8, segue um unifilar exemplificando a aplicação de seccionadores:

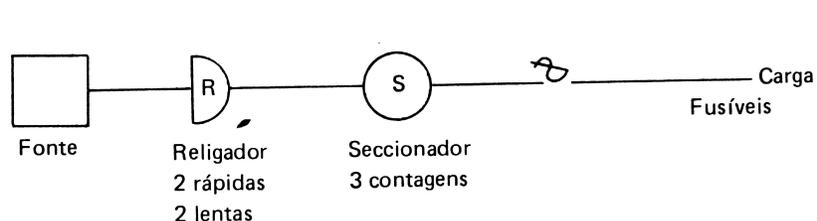


Fig. 3.8 – Esquema de alimentador com religador e seccionador presentes

3.3 PROTEÇÃO TÍPICA DE PRODUTOR INDEPENDENTE DE ENERGIA

Como já dito anteriormente, para a interconexão dos PIE aos sistemas de energia se faz necessário e imperioso que um bom sistema de proteção esteja presente nas instalações do novo produtor. Este sistema de proteção deve atender a certos requisitos determinados geralmente pelas normas das concessionárias a que este PIE pretende se conectar. A depender da forma de conexão que existirá entre o gerador do novo produtor e a barra ou ponto de acoplamento da concessionária, o esquema de proteção tornar-se-á mais ou menos complexo. Caso seja uma conexão realizada utilizando transformador isolador, é necessária uma proteção que "veja" não somente o gerador e a instalação, mas também o

referido transformador de interconexão. Porém, como o PIE pode causar danos ao sistema da concessionária ou impor condições anormais ao mesmo, o inverso poderá também ocorrer, se manifestando em forma de sobreexcitações, sobretensões, correntes desbalanceadas, e ondas de choque aos rotores devido a operações de religamento dos disjuntores da concessionária, este último sendo um motivo pelo qual o religamento não é recomendado quando da presença de PIE (MOZINA, 2001).

No caso de ilhamentos, com apenas o gerador do PIE alimentando o circuito, o procedimento de reenergização das partes afetadas por uma falta no sistema da concessionária fica bastante complicado, tendo em vista a necessidade de sincronismo entre ambos, implicando em descartar a possibilidade de religamento automático, e a enorme dificuldade com o fechamento manual. Isso leva às concessionárias exigirem do novo produtor a instalação de proteções que minimizem ou até excluam os riscos de ilhamentos. Esta preocupação é fundamental para garantir a estabilidade e continuidade de suprimento do sistema em que o novo gerador estará instalado.

A necessidade de proteção de interconexão fica veemente para os geradores de pequeno porte (com potência até 5 MVA) que geralmente se interligam aos sistemas de distribuição e subtransmissão. Para os geradores de maior porte que acessam a rede básica (malha de transmissão), a proteção fica intrínseca ao sistema de proteção utilizado na transmissora, ou pela adição de proteções aos terminais ou bays de interligação (MOZINA, 2001).

Geralmente a proteção do PIE se instala no ponto de acoplamento comum entre o sistema externo e o transformador de conexão, podendo ser antes ou depois, ou seja, no lado primário ou secundário. A figura 3.9 ilustra uma possibilidade de localização das proteções do lado primário, mas pode se ter a proteção do lado secundário, transferindo-se a proteção para o outro lado. As proteções dos geradores geralmente são proteções diferenciais que associadas a outras funções como sobrecorrente, sobreexcitação e sobretensões, perfazem o esquema de proteção contra faltas internas, correntes desbalanceadas, perda de campo, potência reversa e outros defeitos que acometem os PIE. As conexões dos

transformadores que interligam o PIE ao sistema de distribuição influenciam na escolha da proteção de interconexão, com vantagens e desvantagens, a citar, alimentar faltas à terra com correntes de seqüência zero para conexões em estrela aterrada (primário e/ou secundário) ou provocar atuações incorretas da proteção do alimentador para faltas no primário do transformador (logo após o gerador); em conexões delta causar sobretensões após *trip* do disjuntor do alimentador em fontes não-aterradas.

Como vantagens observa-se em alguns casos a não contribuição de correntes de seqüência zero para faltas à terra (delta) e não ocorrência de sobretensões para faltas monofásicas no alimentador (MOZINA, 1999). O modelo do PIE aplicado neste trabalho, é tratado no capítulo 4 onde são exibidas suas características e os dados que foram considerados nas simulações realizadas. Os geradores também podem se conectar de forma direta ao alimentador, gerando energia nos níveis de tensão da linha ou alimentador.

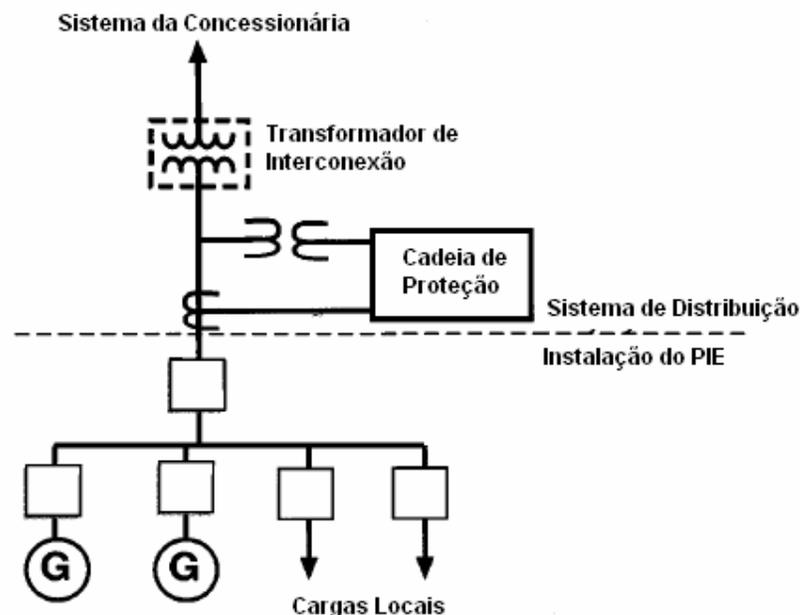


Fig. 3.9 – Exemplo de localização da proteção de interconexão entre PIE e sistema de distribuição

Na figura 3.10 ilustra-se o esquema de proteção dos geradores de PIE em conexão com o sistema da concessionária. Utilizaram-se dois TC's para implantar a proteção diferencial de gerador. Existem vários métodos e práticas utilizadas para proteger os geradores e instalações do PIE de faltas e defeitos tanto na instalação

do mesmo, quanto os que ocorrem no alimentador interconectado. Dentre os mais importantes podem se citar: detecção da perda de paralelismo com o sistema, pela variação de frequência e tensões fora dos limites previamente estabelecidos a depender do porte da carga suprida e gerador do PIE; detecção de faltas/efeito de "alimentação de faltas para trás", ou seja, no sentido contrário ao fluxo "normal" (sem PIE) pela contribuição de correntes para faltas externas dependendo do tipo de gerador, detecção de condições danosas para o gerador por correntes desbalanceadas produzindo elevadas taxas de corrente de seqüência negativa, fluxos reversos de potência alimentando o sistema incorretamente, e métodos de disparo/restauração do gerador (MOZINA, 2001).

Cada um desses métodos/práticas pode ser implantado com relés digitais multifunção, que agrupam em um único dispositivo diversas funções de proteção, bem como de supervisão e até controle.

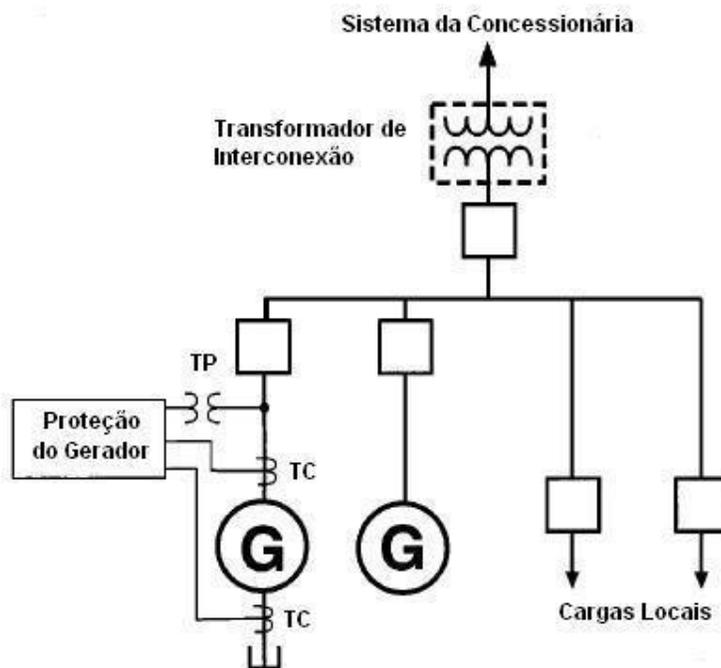


Fig. 3.10 – Esquema de proteção de gerador (PIE) em sistema de distribuição

Na tabela a seguir podemos agrupar as funções de proteção mais utilizadas e sua aplicação para cada caso citado acima.

TABELA 3.1 – FUNÇÕES DE PROTEÇÃO DE INTERCONEXÃO DE PIE

Objetivo da Função de Proteção	Função Associada (ANSI)
Detecção de perda de paralelismo com o sistema	81O/U, 59/27, 59I, <i>Transfer Trip</i>
Detecção de falta / efeito backfeed	51V, 67, 21 ou 51N, 59/27N, 67N
Detecção de condições danosas para o sistema	46, 47
Fluxo de potência reversa	32
Restauração do sistema após falta	25

Do exposto visto anteriormente, temos que a proteção de interconexão varia com cada caso, e seus requisitos dependem funcionalmente de alguns fatores como tipo e tamanho do gerador, ponto de acoplamento, níveis de falta/carregamento, presença de transformador de interconexão e suas ligações, sendo geralmente utilizados relés multifunção (digitais) para as funções exigidas.

3.4 COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Alguns requisitos básicos são fundamentais para a eficiência de um sistema de proteção. Os dispositivos presentes nos esquemas adotados não podem atuar isoladamente, devendo guardar entre si uma relação tal que, quando requisitada sua operação, o defeito seja eliminado o mais rapidamente possível e de forma que as partes sãs do sistema sejam mantidas normalizadas.

A coordenação entre os diversos dispositivos responsáveis pela eliminação das faltas, implicando nas desejadas condições normais de operação do sistema elétrico, representa um desses fatores primordiais. Para que a condição de coordenação seja eficiente, faz-se necessário um razoável conhecimento dos dispositivos protetores e dos protegidos, bem como do sistema em que os mesmos estão presentes.

De acordo com o nível de tensão utilizado (distribuição ou transmissão), mudam os dispositivos de proteção empregados, sendo utilizados dispositivos mais complexos para um nível de tensão maior. Com isso, implica que os esquemas de coordenação devem estar bem mais ajustados. Para os níveis de distribuição, os relés de sobrecorrente, religadores, chaves fusíveis e seccionadores são os dispositivos mais comumente empregados, e suas características intrínsecas como desempenho elétrico e mecânico, tecnologia empregada (relés eletromecânicos, estáticos ou digitais), influenciam no comportamento de operação, e conseqüentemente na seletividade entre os dispositivos envolvidos.

O fundamento básico da coordenação entre dispositivos não direcionais (ou seja, que possuem atuação independente do sentido da corrente de falta) e que estão em cascata ou na mesma direção, é o estabelecimento de um degrau ou intervalo de coordenação, no qual determina-se que o dispositivo mais próximo da fonte atuará para eliminar o defeito numa dada temporização, caso o que esteja mais próximo da falta falhe em sua atuação. Este tempo deve ser composto, no mínimo, pelo tempo próprio de atuação do dispositivo (soma dos tempos de monitoramento da falta, processamento das grandezas, operação de relés auxiliares, fechamento dos contatos de saída para os circuitos de trip, etc) e ainda uma certa margem de segurança. Pode-se dizer que a coordenação entre os dispositivos de proteção deve se dar de forma diferente com a entrada ou não dos PIE, tendo em vista que não se deve perder seletividade entre os dispositivos protetores e protegidos. Os aspectos concernentes à coordenação com e sem a presença de produtores independentes são tratados a seguir.

3.4.1 SEM PRESENÇA DE PIE

A estratégia de seletividade geralmente implementada é a de proteção de retaguarda ou *back-up*: utilizada em sistemas menores, onde a falha do dispositivo mais próximo da falta (protetor), é coberta pelo que está à montante (em direção à fonte) após uma temporização. Somente após transcorrido um

intervalo de coordenação determinado é que ocorre a atuação desta proteção para eliminação da falta. Este processo deve continuar (geralmente em alimentadores de distribuição), em caso de falhas sucessivas, até um dispositivo eliminar o curto-circuito. Os sistemas de grande porte também utilizam uma proteção de retaguarda em caso de falha da proteção local, porém esta fica localizada na subestação mais próxima, respeitando a direcionalidade da falta.

Para que o sistema de proteção esteja bem coordenado, faz-se necessário também que os dispositivos sejam capazes de distinguir e eliminar corretamente, falhas temporárias e faltas permanentes, principalmente quando se trata de sistemas de distribuição, onde o remanejamento de cargas sem perda é bem mais difícil.

3.4.2 COM PRESENÇA DE PIE

Advindo das próprias características assumidas pelo sistema de distribuição com a entrada dos PIE, o método de coordenação deve ser revisto, pois, como podem mudar os ajustes e parametrizações nos dispositivos, fica evidente que os tempos de atuação entre os mesmos irão se modificar. Agora a filosofia de verificação não se alterará, passando de um dispositivo ou sistema para o outro. Deve-se analisar quem deve agora ser equipamento protetor ou protegido, dentro da filosofia previamente concebida para tal fim. Uma característica marcante que deve ser atentada neste caso é o fato de haverem correntes fluindo em sentidos não-convencionais, diferentes do clássico fonte para carga, implicando na necessidade de novos estudos de seletividade.

3.5 CONCLUSÕES

Neste capítulo foram discutidas algumas filosofias adotadas na proteção de sistemas elétricos, principalmente nos sistemas de distribuição. Abordaram-se aspectos relativos à arte e ciência da proteção, como os dispositivos utilizados na

proteção de sistemas elétricos, a definição de zonas de proteção, que são regiões do sistema que delimitadas pelas barras envolvem os componentes do sistema, indicando os limites entre os disjuntores que irão eliminar as faltas que acometem. Foram discutidas as bases da filosofia de proteção com suas bases, sempre montada sobre o tripé seletividade, rapidez e confiabilidade.

Explanaram-se características dos dispositivos mais importantes utilizados, como relés, fusíveis, disjuntores, religadores e seccionalizadores. Dentre estes citados, os mais comumente encontrados são os disjuntores e relés, os quais devem atuar para isolar as falhas e proteger o sistema, objetivando a minimização dos danos infligidos aos equipamentos sob falta. Foram discutidas as diferenças entre as proteções primária e de retaguarda, como os tempos de atuação de cada, definindo o intervalo de coordenação entre ambas, visando a garantia da seletividade da proteção. Os dispositivos ditos primários devem ser os primeiros a atuar em caso de uma falta, pois possuem atuação instantânea. Já os ditos de retaguarda, têm tempos de operação mais longos propositadamente para eliminar as faltas como *back-up* da proteção principal.

As características dos esquemas de proteção aplicados aos sistemas de distribuição foram tratadas, onde se explanou acerca dos sistemas de aterramento que influenciam fortemente as polarizações dos relés, até em sua sensibilidade para atuação em faltas remotas com resistências de falta elevadas. Também foram descritas as características técnicas dos dispositivos empregados, suas formas de operação e aplicações dentro do escopo da proteção de redes aéreas de distribuição.

Dentro deste contexto foram abordados os esquemas de proteção adotados na distribuição antes da entrada de produtores independentes ao sistema. Foi traçado um correlato entre a proteção empregada nestes sistemas e a proteção típica que é aplicada aos novos produtores, seus esquemas, dispositivos, e peculiaridades, como por exemplo, a proteção de fluxo reverso que deve ser exigida pela concessionária na instalação do PIE, evitando que o mesmo venha a alimentar a sua SE quando da ocorrência de umilhamento ou perturbação no sistema.

CAPÍTULO IV

METODOLOGIA UTILIZADA

4.1 METODOLOGIA

O objetivo deste trabalho é realizar um estudo acerca do impacto que a conexão de um gerador elétrico ou, mais simplesmente, uma fonte (novo produtor independente ou autoprodutor) causa ao sistema de proteção existente em uma rede de distribuição. Considerando que além de impactar nos esquemas de proteção empregados, o novo produtor de energia irá interferir nos fluxos de energia que circulam pelos alimentadores, causando uma redistribuição de potências ativa e reativa, aumentar os níveis de curto-circuito, dentre outras implicações.

Determinou-se uma estratégia ou metodologia para estudar estes impactos. Portanto, além de se analisar o sistema de proteção empregado, foi verificado o comportamento dos fluxos de potência, carregamento dos alimentadores e perfis de tensão, usando para isto uma ferramenta computacional para cálculo do fluxo de potência em redes de distribuição.

Toda a metodologia empregada em cada parte deste trabalho será agora discriminada em tópicos, onde se buscou determinar em linguagem simplificada, porém não menos concreta, a modelagem de cada caso, as ferramentas utilizadas, além do método de análise.

4.2 ESTUDOS DE CURTO-CIRCUITO E COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO

Inicialmente partiremos dos estudos de curto-circuito realizados para verificar as possíveis alterações nos níveis de curto de um sistema de distribuição tipo radial. Partiu-se como pressuposto básico a existência de um alimentador que parte de uma subestação de energia abaixadora, geralmente com níveis de tensão em 34.5, 23 ou 13.8 kV (69 kV ainda é em geral subtransmissão e chamado de LT), interligando uma ou mais subestações, com respectivas derivações para alimentar um consumidor em média tensão no decorrer do alimentador, ou nas barras das outras SE's alimentando transformadores de poste, conseqüentemente consumidores em baixa tensão (380/220 V).

Os sistemas de distribuição podem ser em anel ou simples. O sistema radial simples é basicamente constituído por um alimentador composto de três fios ou cabos, partindo do secundário de um transformador, passando por chaves, religadores e/ou disjuntores, estendendo-se até o ponto de carga, seja num consumidor, numa barra de outra subestação ou em outro transformador de distribuição. Foram considerados alimentadores do tipo aéreo com bitola única ao longo dos trechos, e fabricados em alumínio.

Os dados pertinentes ao referido estudo, como tipo do cabo, bitolam, estrutura, impedância distribuída e/ou concentrada, comprimento dos trechos, dentre outros, foram levantados por pessoal especializado em concessionárias de energia, e gentilmente cedidos para o estudo em questão. Foram considerados para este trabalho, dois sistemas-teste, que compõem os estudos-de-caso, trazendo para a realidade mais próxima, todas as simulações a ser realizadas neste escopo de desenvolvimento.

4.2.1 ESTUDOS DE CURTO-CIRCUITO

Os estudos de curto-circuito são fundamentais para a determinação das solicitações elétricas e mecânicas às quais os componentes do sistema elétrico ficam sujeitos durante as faltas ou defeitos, bem como subsidiar as

parametrizações e coordenação dos dispositivos aplicados nos sistemas de proteção instalados. As faltas num sistema elétrico podem ser monofásicas, bifásicas ou trifásicas, envolvendo ou não a terra. Os curtos trifásicos ou simétricos ocorrem menos freqüentemente, e não causam desequilíbrios no sistema, pois, se admite que os condutores são solicitados de modo idêntico e conduzem a mesma corrente eficaz. Com isso seu cálculo por ser efetuado com um equivalente monofásico, ou seja, por fase, seja ele envolvendo a terra ou não. O curto bifásico envolvendo ou não a terra é um curto dito assimétrico que causa desequilíbrio no sistema, e por isso não pode ser calculado com o uso do equivalente monofásico. Para tal utiliza-se uma ferramenta conhecida como Componentes Simétricas, baseadas no Teorema de Fortescue, onde se decompõe um sistema desequilibrado em um conjunto de equações que formam três sistemas equilibrados, chamados de seqüência positiva, negativa e zero. Estes por sua vez são mais facilmente manipuláveis. Maiores detalhes desta ferramenta serão tratados posteriormente. O último tipo de falta é a monofásica ou fase-terra. O curto monofásico da mesma forma que o bifásico, também é curto assimétrico, logo deve ser manipulado utilizando-se as componentes simétricas. Se o curto envolver diretamente a terra sem nenhuma resistência entre a(s) fase(s) afetada(s) e a mesma, diz-se que o curto é franco ou sólido. Já se existir alguma resistência entre ambas, o curto será com resistência de falta. A ocorrência dessas faltas nos sistemas de distribuição, conforme dados de concessionária, estatisticamente, é ilustrada a seguir:

- Faltas Trifásicas – 5%
- Faltas Bifásicas – 10%
- Faltas Monofásicas – 85%

Os cálculos de curto-circuito em sistemas radiais podem descritos pelos mesmos modelos aplicados aos sistemas de transmissão, com considerações feitas em cima da prerrogativa de ser um sistema não malhado. O cálculo pode ser realizado a partir de dois teoremas (ALMEIDA e FREITAS, 1995) como segue:

1. Teorema da Superposição, onde se considera uma rede linear composta por diversas f.e.m. (fontes de força eletromotriz), a corrente (e a tensão) entre dois

pontos de um ramo qualquer é a soma das correntes (e das tensões) que resultam da aplicação à rede de cada f.e.m separadamente, sendo as demais fontes, anuladas e mantidas suas impedâncias internas;

2. O Teorema de Thévenin diz que se entre dois pontos A e B quaisquer de uma rede linear ativa representada por sua impedância equivalente Z_{eq} , alimentada por tensões E_a , E_b e E_c , for colocada uma impedância externa Z , esta impedância será percorrida por uma corrente igual ao quociente da tensão que existia entre os dois pontos, antes de colocar Z , pela respectiva soma de Z mais a impedância de Thévenin, Z_{th} , equivalente da rede vista dos pontos A e B, quando as f.em. consideradas nulas e substituídas por suas impedâncias internas. Podemos considerar até uma impedância de falta Z_f , para acrescentar no cálculo das faltas. Com isso tem-se um equivalente Thévenin do circuito, com uma fonte V_{th} , e uma impedância série Z_{th} , que é utilizado para encontrar um circuito equivalente das impedâncias e fonte, desde o ponto de geração até o ponto da falta. O equivalente Thévenin é mais largamente utilizado nos cálculos de curto-circuito, e também será considerado neste estudo em questão. Na figura 1 abaixo temos a ilustração de um modelo de análise de curto circuito em um alimentador. Para o Teorema de Thévenin, a figura 2 exibe uma ilustração base do teorema.

Os sistemas de distribuição podem ser em anel ou radiais simples, onde a diferenciação está na confiabilidade e custo que são maiores do sistema em anel.

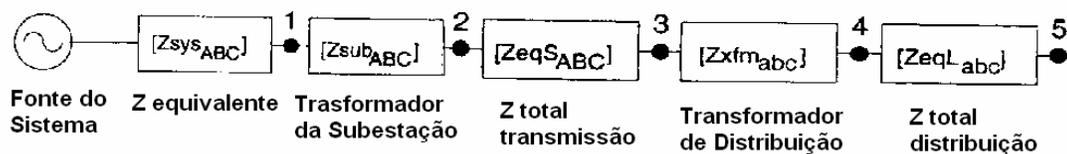


Fig. 4.1 – Exemplo para modelagem de curto circuito em alimentador de distribuição

No sistema elétrico calcula-se a tensão de Thévenin, V_{th} , de pré-falta entre os pontos da falta, e a impedância equivalente de Thévenin, Z_{th} , vista destes pontos, desde a fonte (barra de alta tensão da subestação, por exemplo) até os mesmos, e após aplica-se a equação:

$$I_{cc} = \frac{V_{th}}{Z_{th}} \quad (4.1)$$

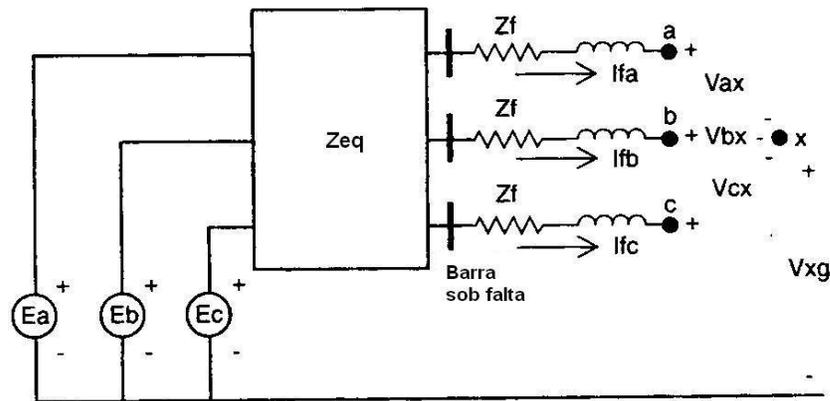


Fig. 4.2 – Ilustração do Teorema de Thévenin

onde I_{cc} é a corrente de curto-circuito ou corrente de Thévenin. Algumas considerações são aplicadas no cálculo de faltas, como hipóteses simplificadoras, como desprezar a corrente de carga pré-falta frente a grandeza da corrente de falta, admitir uma pré-falta com tensão constante no instante da falta, dentre outras, dependendo da precisão requerida. As equações básicas para cálculo das faltas nos estudos de curto-circuito implementados neste trabalho, estão descritas a seguir. Definem-se as relações matriciais das tensões e correntes do sistema em função dos componentes de seqüência:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{a_0} \\ V_{a_1} \\ V_{a_2} \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{a_0} \\ I_{a_1} \\ I_{a_2} \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

As variáveis V_n indicam as tensões de fase do circuito, as correntes são representadas por I_n , e "a" representa o operador complexo de valor $a = -0,5 + j0,866$ ou módulo 1 com ângulo 120° . Ele representa o deslocamento fasorial no plano R-X. Os valores de seqüência positiva, negativa e zero (V_{a_1} , V_{a_2} , V_{a_0} e I_{a_1} , I_{a_2} , I_{a_0}) tanto para as tensões quanto para correntes, são representadas pelas

manipulações matriciais entre os valores de fase e a matriz de transformações formada pelo operador "a". Para faltas trifásicas, que são simétricas, pode-se utilizar apenas o modelo de seqüência positiva, onde a impedância Z' é a impedância de seqüência positiva vista do ponto de falta, considerando todo o sistema envolvido. Como as correntes de seqüência negativa e zero são iguais e nulas, temos que a corrente de curto será:

$$I_{a1} = I_{cc3\phi} \quad (4.4)$$

igual ao valor da corrente de seq. positiva I_{a1} . Considerando uma tensão de pré-falta de valor V_{pf} , a corrente de falta será:

$$I_{cc3\phi} = \frac{V_{pf}}{Z'} \quad (4.5)$$

Para os cálculos da corrente de falta em um curto-circuito bifásico ou fase-fase, consideram-se as seguintes condições de contorno:

- A corrente na fase sã é nula;
- As correntes nas fases envolvidas são iguais e simétricas;
- A diferença de tensão entre as fases envolvidas é igual à queda de tensão na impedância de falta devido a corrente de curto.

Utilizando as componentes simétricas resultantes dos fasores originais decompostos, conclui-se que não existe a componente de seqüência zero em curtos bifásicos, logo, as correntes de seqüência positiva e negativa (por exemplo, I_{a1} e I_{a2}) são iguais e simétricas (ALMEIDA e FREITAS, 1995). Esta condição leva ao seguinte resultado:

$$V_{a1} - V_{a2} = Z_f \cdot I_{a1} \quad (4.6)$$

o que significa que a corrente de falta nas fases envolvidas (no caso I_{a1}), é obtida a partir da queda de tensão na impedância de falta Z_f , calculada usando as manipulações com componentes simétricas com as tensões de seq. positiva e negativa V_{a1} e V_{a2} . O cálculo da falta bifásica para terra é feito de forma

semelhante ao anterior, devendo adicionalmente considerar as impedâncias de falta somadas com a impedância de contato com a terra, bem como as contribuições das correntes de seqüência zero que fluem entre as fases e a terra.

A falta fase-terra é o tipo mais comum de falta em sistemas elétricos. Sendo uma falta assimétrica deve ser modelada utilizando-se componentes simétricas como nas faltas bifásicas. Para as condições de contorno defini-se:

$$I_b = I_c = 0 \quad (4.7)$$

$$V_a = Z_f \cdot I_a \quad (4.8)$$

Manipulando as equações de análise de Fortescue, encontramos que as correntes de seqüência, são iguais entre si e a um terço da corrente de falta:

$$I_{a0} = I_{b0} = I_{c0} = \frac{I_f}{3} \quad (4.9)$$

As tensões também são somatórias das tensões de seqüência, e o resultado será a queda de tensão sob a impedância de falta:

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} = 3 \cdot Z \cdot I_{a0} \quad (4.10)$$

Com estas equações encontramos os valores de corrente de falta e tensões resultantes da falta no restante do sistema. Baseadas nestes modelos para análise de faltas, foram utilizadas rotinas computacionais escritas em linguagem orientada a matrizes, utilizando o software MATLAB da MathWorks Inc. Todas as simulações de curto-circuito deste trabalho foram realizadas no software MATLAB 5.3, e servirão como insumos para o programa de verificação da coordenação da proteção que será tratado mais adiante.

Foram realizadas simulações com faltas do tipo trifásica (simétrica), bifásica e monofásica. Foi utilizado um sistema-teste que será mais detalhado no próximo capítulo, baseado num sistema real de uma concessionária local de distribuição de energia, em nível de tensão de 13,8 kV. As faltas simuladas foram em pontos de acoplamento, tanto na saída do alimentador da subestação, quanto na entrada do PIE considerado em cada caso, quanto em alguns pontos escolhidos ao longo do

alimentador, neste último, utilizou-se um artifício onde foram criadas barras fictícias, que simulassem pontos reais de derivação do alimentador. Isto foi feito para avaliar o comportamento da proteção em caso de faltas ao longo do alimentador, com um PIE conectado ao mesmo.

O modelo dos geradores utilizados nas instalações dos PIE simulados neste trabalho foram os dos geradores síncronos que contribuem para as correntes de curto no sistema. São modelos compostos pela fonte eletromotriz do gerador, E_g , produzindo tensões simétricas equilibradas ou tensões terminais V_t , em série com a impedância própria dos geradores Z_g . Como podemos simplificar tal impedância em face da ordem de grandeza da resistência dos enrolamentos ser muito menor em comparação a sua reatância, podemos dizer que para cada componente de corrente calculada:

$$Z_g \cong X_d'' \quad (4.11)$$

Este valor X_d'' é dito a reatância sub-transitória do gerador, e podem-se ter outras componentes: a reatância sub-transitória de eixo direto e de eixo em quadratura, ambas geralmente utilizadas para demonstrar as componentes da corrente de falta em máquinas síncronas. Como nossa análise não está em tal nível de profundidade, utilizaremos dados de impedância interna dos geradores advindos de fabricantes de geradores. Usando o teorema de Fortescue podemos obter as impedâncias de seqüência positiva, negativa e zero para aplicar nos cálculos de curto circuito. Assim teremos um modelo para os geradores que produzem valores aplicáveis para o cálculo de todos os tipos de faltas, sejam simétricas ou assimétricas. A equação abaixo exhibe a modelagem matemática adotada para o cálculo da corrente de falta:

$$I_f = \frac{E_g}{X_d''} \quad (4.12)$$

Os geradores de indução não foram considerados em nossa análise por não contribuírem para as correntes de falta devido ao modelo elétrico da máquina de

indução. A subestação de energia elétrica e o alimentador da concessionária foram modelados de acordo com um equivalente desde a fonte de geração que fornece para o sistema de distribuição considerando um equivalente geral, ou seja, a SE será modelada por uma fonte de tensão de valor V_s , com suas impedâncias de seqüência positiva e zero, pois, os valores de seqüência negativa foram considerados iguais aos de seqüência positiva:

$$Z_{n1} = Z_{n2} \quad (4.13)$$

Portanto, os dados obtidos da concessionária para o equivalente do alimentador e da subestação foram considerados em termos da tensão de saída em volts, e das impedâncias de seqüência.

4.2.2 ESTUDOS DE SELETIVIDADE

Um sistema radial pode ser aterrado apenas na sua fonte (no secundário do transformador da subestação, se este for conectado em Δ -Y), ou ser multi-aterrado, com diversos pontos de aterramento ao longo do condutor neutro. Esta variação se dá por causa de um problema sério que se aplica aos sistemas radiais: sensibilidade da proteção às correntes de curto fase-terra. No caso dos sistemas não aterrados, anteriormente citado, a coordenação dos dispositivos de proteção fica sensivelmente comprometida, sendo necessário um estudo dedicado para determinação da seletividade. Num sistema radial com aterramento simples, a corrente de falta circula com retorno pela terra, e como a resistência de falta geralmente é elevada, os dispositivos de proteção aquisitam uma corrente muito pequena, algumas vezes sendo até menor que a própria corrente de carga, implicando na possibilidade de não-operação da proteção. Isso pode ocorrer quando um cabo do alimentador cair por terra. Neste caso o problema pode até se agravar, pois, se houver religador instalado no circuito, este deverá religar, causando grande comprometimento da segurança pela exposição de cabos energizados ao solo (KINDERMANN, 1992). Quando há o aumento dos níveis de curto na região, como da conexão de um PIE, por exemplo, os ajustes poderão se

afetar, sendo impreterivelmente recomendável uma reavaliação das melhorias e adequações nos sistemas radiais.

Para prover maior sensibilidade ao sistema de proteção adota-se o sistema multi-aterrado, com o aterramento do neutro em vários pontos ao longo do condutor, fornecendo assim vários caminhos de retorno da corrente de seqüência zero, dando maiores condições dos dispositivos atuarem corretamente em casos de faltas à terra. A impedância de seqüência zero em um circuito multi-aterrado é muito difícil de ser determinada precisamente, logo, resultados empíricos encontrados variando-se o solo, condutores, e outros fatores, servem como subsídio para estimar as impedâncias de falta utilizadas nos cálculos de faltas e ajustes das proteções.

A seletividade estudada neste trabalho abordou o comportamento para eliminação de faltas entre relés de sobrecorrente e entre relés de sobrecorrente e fusíveis (chaves-fusíveis). A coordenação entre relés ou entre relés e fusíveis obedece a regras de seletividade previamente estabelecida. Tem-se então como regra básica para estes tipos de proteção que pela correta atuação dos dispositivos, o fusível será o equipamento protetor, que deve eliminar o defeito o mais rápido possível, desligando o mínimo trecho afetando a menor quantidade de consumidores possível.

O relé neste caso será o equipamento protegido, representando um *back-up* ou retaguarda do fusível, sendo sua atuação com um tempo superior ao de atuação do relé. A coordenação entre relés e religadores, bem como religadores e fusíveis também foi vislumbrada, porém infelizmente será implementada em desenvolvimentos futuros. Para o caso dos religadores na presença de PIE interconectados ao sistema de distribuição, o religamento não é um procedimento muito aplicável devido aos problemas que podem ser causados pela inversão de fluxos e possibilidades de ilhamentos no sistema, sendo alimentado pelos geradores do PIE. Devido a este fato não são muito aplicáveis religadores em alimentadores que possuem produtores independentes interligados, e em casos especiais o mesmo é ativado.

Os casos de verificação estudados neste trabalho consideraram um valor empírico para o intervalo de coordenação, obtido das experiências dos engenheiros de graduação da proteção das concessionárias e dos ensaios em laboratórios dos fabricantes de relés de proteção.

4.3 PROGRAMA PARA VERIFICAÇÃO DA COORDENAÇÃO

Fica evidente a necessidade de reavaliação dos estudos de curto-circuito e seletividade quando da presença de novos agentes geradores que injetam correntes e potências no sistema. Em sendo a proposta deste trabalho analisar o impacto que estas modificações causam nos atuais sistemas de proteção existentes, seus reflexos nas cadeias instaladas, desenvolveu-se um software que baseado na intensidade das faltas vivenciadas pelo sistema, avaliasse a seletividade ou coordenação, se mantida ou não com a presença de novo agente. Para tal avaliação este software calcula o intervalo de coordenação entre dois dispositivos especificados, e com o resultado da diferença do tempo de atuação dos dois, avalia-se o manutenção da seletividade entre os mesmos para àquelas faltas simuladas no instante anterior. Em caso negativo, se este tempo for maior, há descoordenação, implicando no fato que os relés devem sofrer ajustes na sua parametrização e/ou configuração, mesmos que seja apenas modificar determinados pontos na ordem de ajustes.

O programa analisa os pontos das curvas tempo x corrente dos dispositivos envolvidos no caminho de coordenação. Tem-se que basta haver discordância em um ponto (diferença de tempos de atuação acima de um limite pré-definido) nas curvas traçadas, para se garantir que há descoordenação. Se em todos os pontos se mantiver constante a diferença de tempos, está garantida a coordenação entre as proteções, com isso demonstra-se que não é necessário fazer alterações em ajustes ou parametrizações. O limite para o intervalo de coordenação considerado neste trabalho foi de 400ms ou 0,4 s, um valor obtido de forma empírica

(GIGUER, 1998) considerando tempos levantados pelo corpo técnico das concessionárias, e de fabricantes de equipamentos e dispositivos de proteção.

O programa foi implementado em linguagem Visual Basic 5.0 em módulos que se compõem de cadastramento de dispositivos, que exibe características do dispositivo em questão, curvas tempo x corrente, mostrando todas as curvas seja de relés ou fusíveis, módulo de verificação da coordenação, parte principal que analisa a coordenação para uma dada corrente de falta. As correntes de curto-circuito que alimentam o programa, foram levantadas a partir de simulações computacionais, que utilizaram as rotinas de curto anteriormente citadas. O software possui interface gráfica, onde são exibidas as curvas em escala log-log, como num coordenograma, para os diversos dispositivos considerados, dentre eles relés e fusíveis, representando neste caso as chaves-fusíveis. A figura 3 a seguir exibe uma tela de entrada dos dispositivos a serem coordenados, e tem a possibilidade de cadastrar mais dispositivos no banco de dados da ferramenta computacional implementada.

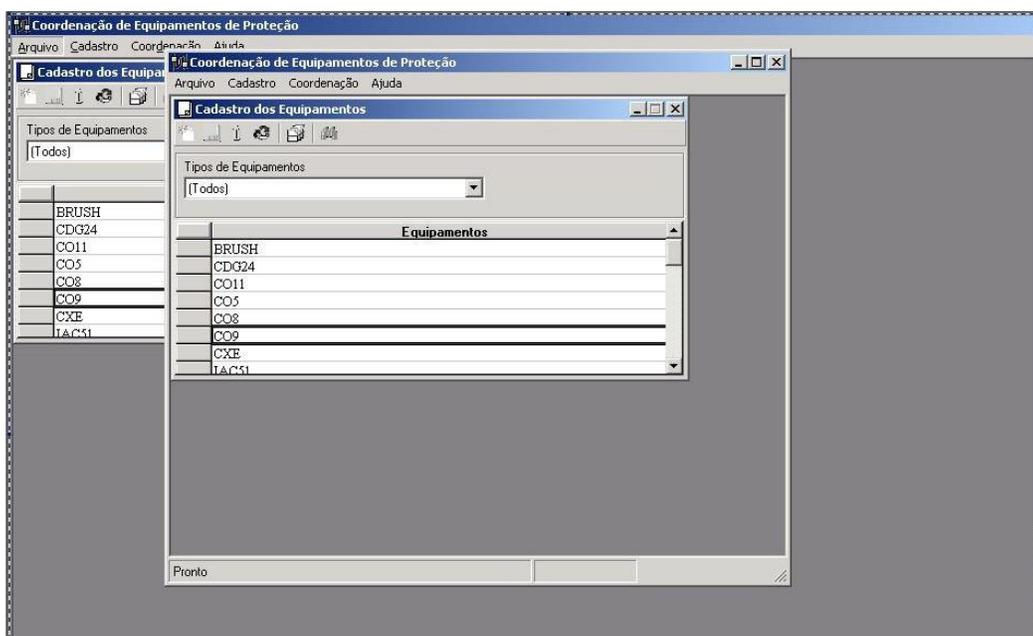


Fig. 4.3 – Tela para cadastramentos de novos dispositivos de proteção

Na figura 4.4 foi anexado um exemplo de dispositivo de proteção empregado nos estudo de caso, neste um relé CO9 da General Electric.

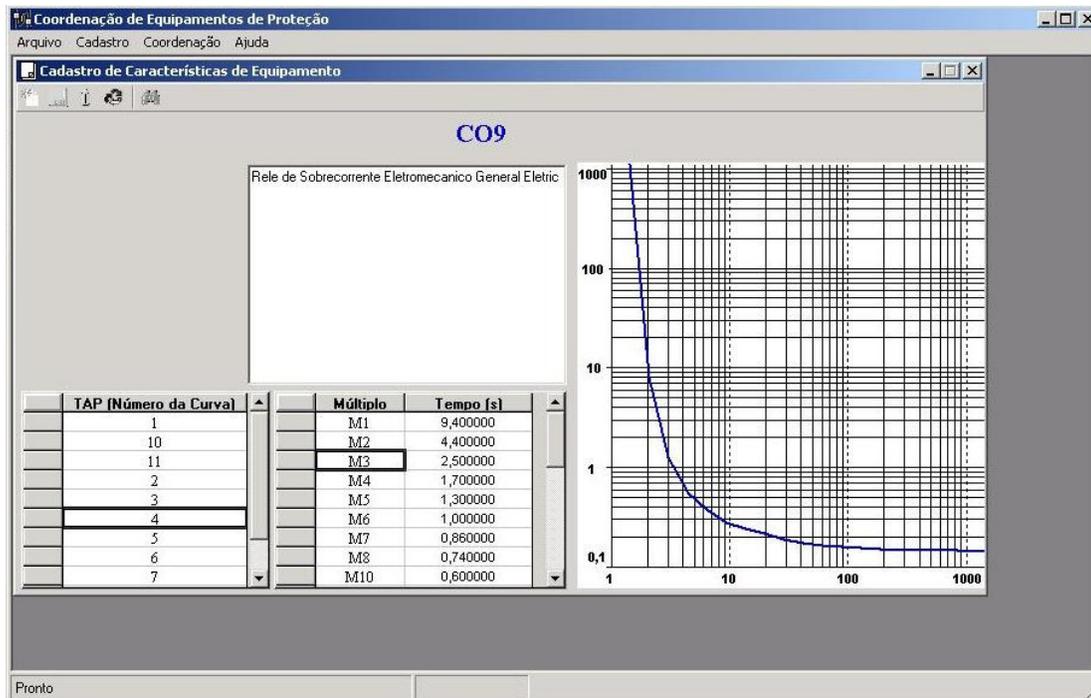


Fig. 4.4 – Tela exibindo curva do relé CO9 da General Electric

Foi elaborada uma base de dados a partir de dados dos fabricantes de relés e fusíveis que se compusesse dos respectivos valores de tempo e corrente, dispostos em escala logarítmica, visando montar as curvas que seriam utilizadas para verificar a coordenação entre os mesmos. Esta base de dados foi definida como arquivo de banco de dados do MsAccess, armazenando diversos pontos, de vários tipos de relés e fusíveis, cobrindo vários fabricantes distintos. Segue na figura 5 abaixo, um exemplo de coordenação feito com a ferramenta. O programa busca os pontos cadastrados na base de dados, de acordo com os ajustes definidos previamente como entrada de dados, logo, o mesmo sabe que curva deve ser escolhida para verificar a coordenação, isso para cada dispositivo considerado. Com os valores de curto simulados, o programa plota as duas curvas no gráfico log-log e uma rotina implementada verifica os tempos de atuação, constatando se os mesmos estão dentro do limite do intervalo de coordenação.

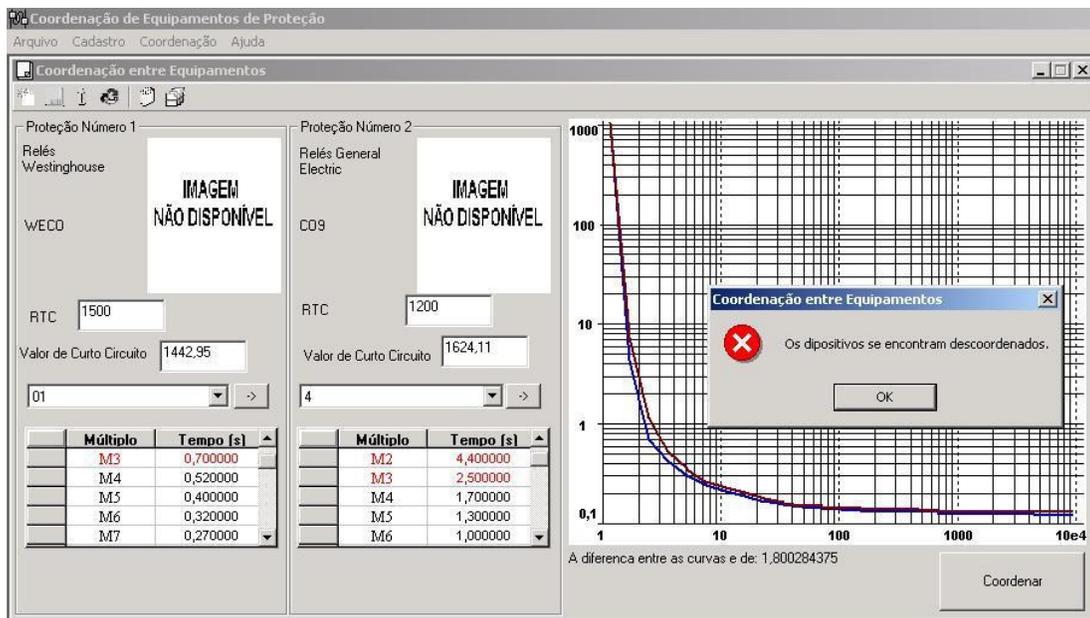


Fig. 4.5 – Tela exemplo de um caso de verificação da coordenação das proteções

O software exibe em tela se a coordenação foi alcançada para tal nível de curto. Caso os níveis de curto circuito nos pontos em que as proteções estão instaladas sejam diferentes, se faz necessário entrar com estes dados no programa, em campos implementados para tal. Para desenvolvimentos futuros, vislumbra-se a integração em uma mesma ferramenta de análise, os programas de fluxo de potência, curto-circuito, verificação da coordenação, implementando um simulador completo.

4.4 ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA E CARREGAMENTOS

Considerando a comercialização de energia através da conexão do PIE para o sistema de distribuição, os fluxos de ativos e reativos circulando através dos circuitos implicam em uma redistribuição dos mesmos, como anteriormente dito. Temos então, a necessidade de análises de carregamento dos alimentadores considerados, bem como estudo do comportamento da distribuição de fluxos de potência e perfis de tensão atingidos nos terminais envolvidos. Como complemento dos estudos de proteção realizados, esta vertente foi seguida,

visando contribuir mais para o estudos deste novo cenário no setor elétrico brasileiro.

Para o referido estudo foi utilizada uma ferramenta desenvolvida para cálculo de fluxos de potência em sistemas de distribuição chamado LFSP versão 5.0, que é de uso livre. Esta ferramenta, tendo como insumos os valores de impedâncias dos alimentadores, bitolas, comprimento, cargas acumuladas, presença de geradores e/ou reguladores, dentre outras características do sistema avaliado, fornece como resultados os carregamentos, perfis de tensão, perdas do sistema, dentre outros aspectos relevantes para avaliar o comportamento de uma rede de distribuição. Foi utilizado o mesmo sistema-teste antes empregado nas avaliações de curto-circuito e coordenação das proteções.

4.5 CONCLUSÕES

Neste capítulo foram explanadas as vertentes definidas na metodologia empregada no trabalho. Foram abordados os aspectos relevantes acerca dos estudos de curto-circuito, considerando os tipos de faltas modeladas, e sua respectiva implementação nas rotinas para cálculos das correntes de defeito, que posteriormente irão subsidiar os estudos de seletividade. Os tipos de defeitos simulados foram as faltas trifásicas, bifásicas e monofásicas envolvendo ou não a terra. Estas correntes foram aplicadas às simulações para verificação da coordenação entre diversos tipos de dispositivos de proteção empregados nos sistemas de distribuição, considerando-se a presença de PIE conectados ao alimentador estudado. A ferramenta de verificação da coordenação foi implementada em plataforma Windows, em linguagem Visual Basic, modularizada para garantir flexibilidade em possíveis expansões, facilitando a agregação de novos módulos de cálculo. O referido programa possui interface gráfica, o que facilita na análise dos resultados. Juntamente aos estudos de curto-circuito e seletividade, de igual modo foram elaboradas análises de carregamento dos alimentadores considerados, bem como estudado o comportamento da

distribuição de fluxos de potência e perfis de tensão atingidos nos terminais envolvidos. Foi utilizado nas simulações um sistema-teste real baseado em dados de concessionário de distribuição de energia elétrica, possuidor de PIE conectado a um de seus alimentadores.

CAPÍTULO V

SIMULAÇÕES E RESULTADOS OBTIDOS

5.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo são apresentados resultados de estudos de simulação da operação interligada de um produtor independente a um alimentador de distribuição da rede elétrica de uma concessionária. Este produtor teve suas máquinas operando sincronizadas com o sistema, trabalhando com unidades de geração convencionais do tipo síncrono. Os resultados das simulações são então apresentados, e comentados com o objetivo de demonstrar os impactos causados tanto no sistema de proteção empregado, como as variações nos níveis de curto, modificações de ajustes, dentre outros, como nas características sistêmicas, por exemplo, perfis de tensão, carregamentos, redistribuição de fluxos etc.

O intuito com esse conjunto de estudos é demonstrar os aspectos mais relevantes que devem ser observados quando da conexão de novos agentes geradores nos sistemas de distribuição, no seu planejamento subsidiando insumos para análises de viabilidade e de impacto da entrada de novos acessantes que queiram comercializar sua energia elétrica.

5.2 SISTEMA TESTE ADOTADO

As simulações e estudos de caso realizados foram elaboradas utilizando-se um sistema teste composto de um alimentador de distribuição em nível de tensão

de 13,8 kV, partindo de uma subestação 69/13,8 kV da concessionária. A subestação tem potência instalada de 30 MVA em três transformadores 69/13,8 kV, um com 5 MVA e outros dois com 12,5 MVA de capacidade. Possui 6 alimentadores, onde um destes alimentadores está com o PIE conectado. A carga deste alimentador atualmente está em 498,4 kW , representando 26,1% da carga instalada.

O referido alimentador possui conectado a si um PIE, que além de ser consumidor normal da concessionária (quando não está produzindo energia), injeta potência no ponto de acoplamento comum, em regimes determinados pelo despacho da operação acordados em contrato de compra e venda de energia. Este alimentador tem uma extensão de aproximadamente 37,4 km, percorrendo vários pontos de carga, com seus respectivos ramais de ligação. O tronco principal possui um comprimento aproximado de 18 km. Ao todo possui 43 trechos e 45 pontos de carga distribuídos pelo mesmo. Na figura 5.1 abaixo tem-se o unifilar do alimentador com seus respectivos trechos:

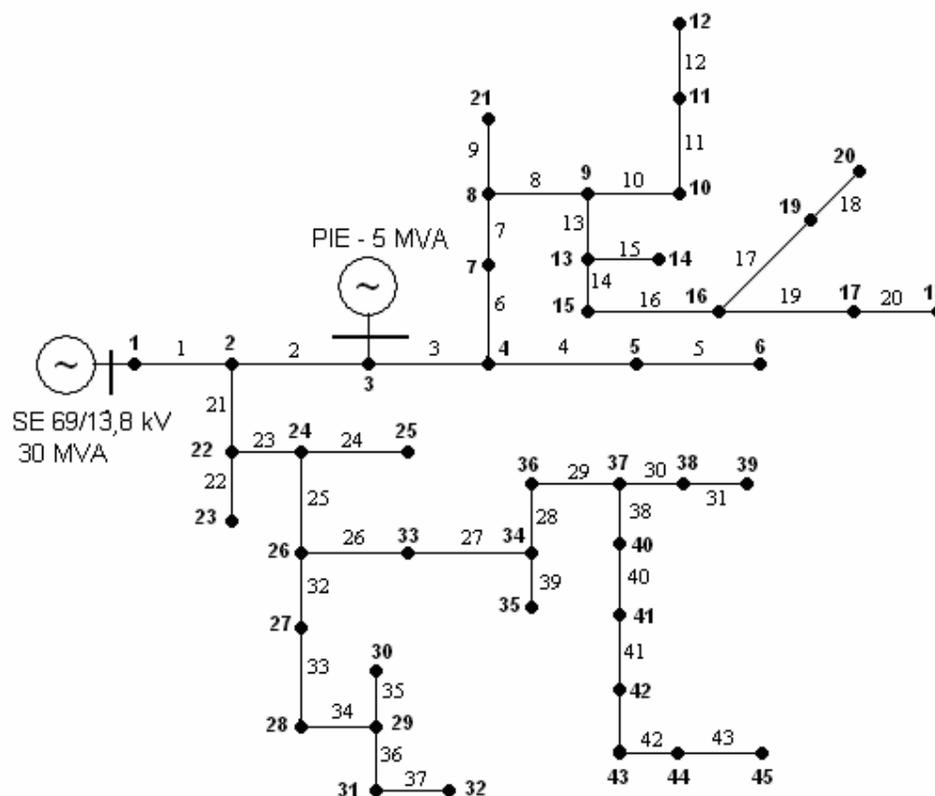


Fig. 5.1 – Diagrama Unifilar do Sistema Teste utilizado para as simulações e estudos de caso

Conectado a este sistema está o novo PIE, que está originalmente instalado no ponto 3, conforme a situação real. As máquinas do novo gerador são do tipo síncronas, distribuídas em 5 unidades de 1000 kVA – 13,8 kV, e têm uma potência nominal total de 5 MVA, com capacidade de injetar até 4,98 MW (geração máxima segundo fabricante) de potência ativa no ponto de acoplamento com a concessionária. Com esta injeção o comportamento dos níveis de carregamento podem mudar ao longo do alimentador, incidindo nas perdas totais e níveis de tensão da mesma forma. Tais cenários serão simulados e analisados de forma pertinente.

O sistema original não possuía na barra 3 o PIE conectado, onde o mesmo é um alimentador tronco num sistema radial com vários ramais derivados, suprindo diversos consumidores, sejam industriais, comerciais e até residenciais em alguns trechos, estes sendo alimentados por transformadores de distribuição menores, 13,8kV/380/220V. A bitola dos condutores varia entre os trechos, sendo composto pelos seguintes tipos de condutores (cabos de alumínio): CAA 266U, CAA 1/0R, CAA 4U, CAA 266R e CAA 4R. O tronco principal do alimentador está cabeado com condutores CAA 266R ao longo de sua extensão. As estruturas componentes basicamente não se alteram no decorrer da extensão do alimentador. Com a instalação do PIE e posterior conexão ao sistema, o alimentador tomou a configuração anteriormente descrita acima.

Para as simulações de fluxo de potência, curto-circuito e verificação da coordenação, foram utilizadas as características operacionais do sistema em que o PIE está presente, como perfil de tensão nominal, nível de carregamento normal do sistema e sob nenhuma contingência. Os ramais em derivação foram considerados na análise de fluxo de potência, visando identificar possíveis inversões de fluxo, bem como visualizar a redistribuição de correntes existente com a entrada do PIE. Para as análises de falta, cenários diferentes foram vislumbrados e serão mais detalhados no próximo tópico; será feito o mesmo para a verificação da coordenação dos dispositivos de proteção empregados, entre a cadeia da subestação e a do PIE, objetivando detectar descoordenações entre as mesmas. Maiores detalhes serão vistos a seguir. Desta maneira puderam ser

elaborados estudos de casos, que contemplam as diversas situações em que o produtor independente está conectado, injetando potência no sistema com seus níveis de produção variando conforme o despacho de geração. Procurou-se em tal análise de casos, abordar os aspectos mais significativos, numa linguagem mais objetiva, porém não menos precisa.

5.3 ESTUDOS DE CASOS.

Os diversos casos de simulação que são apresentados neste trabalho, como já comentado anteriormente, tiveram como objetivo a avaliação dos impactos causados pela conexão de um produtor independente de energia, no sistema de proteção da concessionária e do PIE, os dois convivendo simultaneamente em um sistema elétrico de distribuição. Como extensão desta análise, também foram abordados os itens referentes à redistribuição dos fluxos de potência, carregamento, perfis de tensão, perdas, dentre outros, além das elevações nos níveis de curto-circuito.

O sistema teste proposto permite simular tais comportamentos, pois, é baseado num sistema real. Junto a isto, têm-se as condições do próprio PIE, seu nível de geração, localização e proteções aplicadas ao mesmo, as quais fazem com que tal análise se aproxime do estado real desta conexão. Para as simulações de fluxo de potência elaboradas, foram considerados basicamente 4 casos:

- ❑ Um **caso base**, onde o sistema foi simulado sem a presença do PIE, ou seja, sem geração nenhuma além do fornecimento pela barra da SE, este será o ponto de referência;
- ❑ O **primeiro estudo de caso**, com o PIE conectado com um perfil de geração mínimo injetando um mínimo de potência no sistema, de acordo com o despacho de geração acordado entre concessionária e PIE;
- ❑ Um **segundo estudo de caso**, com o novo gerador injetando num perfil de geração médio;

- O **terceiro estudo de caso**, onde o produtor injeta no sistema da concessionária seu perfil máximo de geração.

Nas simulações de curto, foram estudados três casos, que por sua vez possuem respectivos sub-casos. Inicialmente tem-se o caso base, para referência; a seguir um primeiro caso com o PIE conectado diretamente no alimentador tronco, onde se calcularam as faltas para a condição de curto mínimo (primeiro sub-caso) e após, a condição de curto máximo (segundo sub-caso). No segundo caso, o PIE foi deslocado para um dos ramos do alimentador, onde se procurou avaliar o impacto a partir das derivações deste alimentador; de forma semelhante ao primeiro caso, foram consideradas as duas condições sistêmicas, curto mínimo e curto máximo. Em todos os casos foram simuladas faltas monofásicas, bifásicas e trifásicas.

Nas análises clássicas de verificação da coordenação entre dispositivos de proteção, adota-se como caminho de coordenação a direção subestação => fim do alimentador. Neste caso, como proteções primárias tem-se os relés instalados na SE, para as faltas que surgem nos troncos dos alimentadores. Os fusíveis e outros dispositivos serão conforme a localização da falta, proteções primárias ou de retaguarda. Quando há conexão do PIE, seja no tronco ou em um ramo do alimentador, tem-se duas fontes injetando correntes no sistema, e por sua vez também duas fontes de contribuição para curtos-circuitos localizados neste alimentador. Assim deve-se analisar para cada caso de curto (e respectiva localização da falta), se esta coordenação dita clássica ainda é válida e permanece. Neste caso, é verificado se a seletividade entre os dispositivos presentes no alimentador se mantém. Assim pode-se avaliar se haverá sensibilidade para certos defeitos, e atuação ou não para outros. Observou-se que para uma dada falta no sistema - por exemplo, para defeitos nos ramos, as proteções da SE não devem atuar antes dos fusíveis dos transformadores de distribuição - as proteções teriam que estar coordenadas e não atuar para tais defeitos, antes do intervalo de coordenação entre as mesmas. Para esta análise foram adotadas as ordens de ajustes das proteções mais atualizadas, antes da entrada do PIE. Os casos estudados envolveram relés de proteção de

sobrecorrente e os fusíveis presentes em chaves-fusíveis instaladas ao longo do alimentador. Com isso será possível se certificar qual será o comportamento dos esquemas de proteção do sistema da concessionária, quando da presença de PIE interligados.

Os resultados obtidos foram condensados em tabelas e gráficos que se seguem agora, exibindo os dados mais relevantes das simulações para as análises neste contexto. Os resultados obtidos são discutidos a seguir.

5.3.1 ANÁLISE DE FLUXOS DE POTÊNCIA

Como já dito anteriormente, os casos para análise dos fluxos de potência foram subdivididos em quatro: a) um de referência; b) com geração mínima; c) com geração média e finalmente, d) com perfil de geração máxima. O sistema teste acima foi considerado operando normalmente, com suas respectivas características nominais. Admitiu-se que da mesma forma o novo produtor também estaria operando de forma contínua e sob nenhuma contingência no momento dos testes. Seguem-se então os casos simulados, e seus resultados obtidos.

No caso referência foi simulado um fluxo de potência para se verificar o estado normal ou permanente daquela região do sistema de distribuição, sem a presença do PIE. Como índices de avaliação foram contemplados, o perfil de tensão do alimentador, as perdas ativas, e os níveis de carregamento ao longo do alimentador.

Os perfis de tensão considerados a partir da tensão nominal 13,8 kV da subestação origem do alimentador, como se verá adiante, se modificam consideravelmente, causando até ocorrências de sobretensões em certos trechos, principalmente se considerarmos a interconexão em períodos de carga leve; o novo gerador deve ter uma política de compensação de reativos acertada com a concessionária, buscando evitar injeções exacerbadas de reativos que deverão depois ser compensados, seja pela instalação de bancos de capacitores, seja por elementos condicionadores de energia. Os gráficos abaixo mostram o

comportamento das tensões de linha nos pontos do alimentador, para os cenários de produção de energia do PIE. Inicia-se pelo perfil de tensão da figura 5.2, o caso base (considerado com carga pesada).

O que observa-se neste perfil é a queda da tensão à medida que há um deslocamento da fonte. Este comportamento é esperado uma vez que existem quedas de tensão ao longo dos condutores, levando a tensão para baixo invariavelmente. Todos os pontos ficaram com nível de tensão abaixo da tensão nominal, sendo que os picos tanto positivos quanto negativos foram assim exibidos devido a escala adotada no gráfico, e por se tratarem de pontos ou muito próximos à saída da SE ou bem distantes da mesma. Os carregamentos no sistema também foram exibidos em seus perfis em um gráfico de barras.

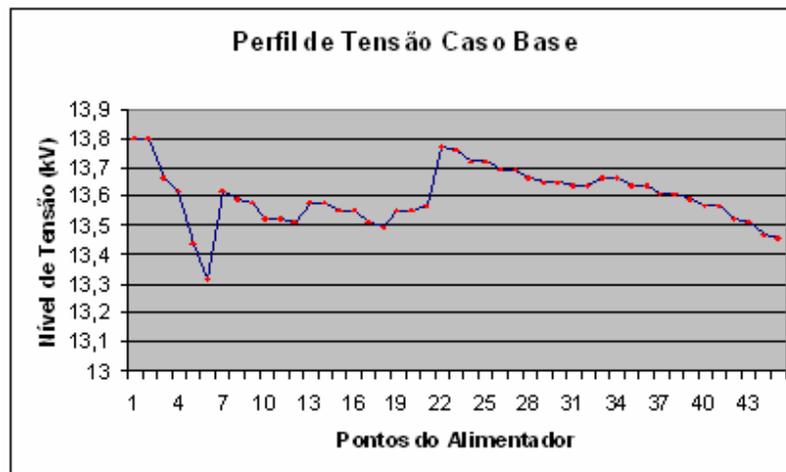


Fig. 5.2 – Perfil de Tensão para o caso base – sem PIE conectado

O carregamento do sistema neste cenário de operação sem PIE, apenas tendo como fonte de suprimento a barra da subestação, é exibido a seguir na figura 5.3, em termos de valores de corrente, e em termos de carregamento percentual do valor nominal de capacidade dos condutores envolvidos: O carregamento percentual tem como referência a capacidade de condução máxima suportada pelos condutores que compõem o cabo. Tais valores percentuais também foram levantados, e os valores obtidos foram exibidos na figura 5.4 que se seguirá.

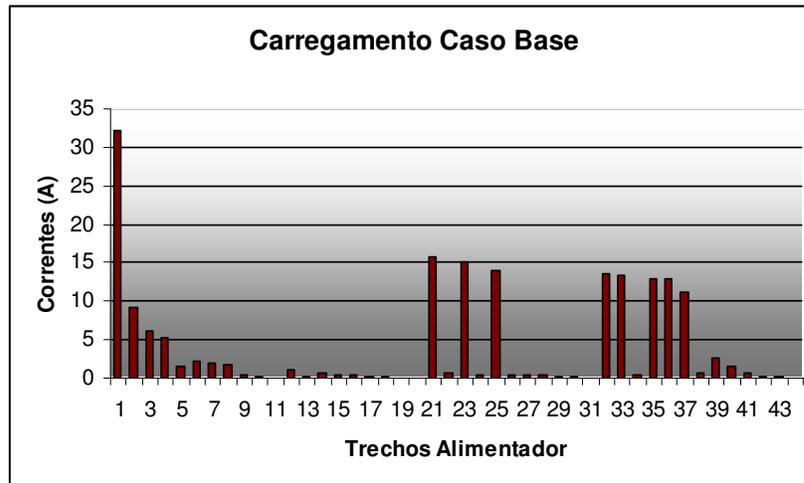


Fig. 5.3 – Carregamento do alimentador considerando caso base sem presença de PIE

Para o primeiro caso, onde o perfil mínimo de geração é atendido, o PIE injeta com uma máquina, aproximadamente 500 kW ativos e 310 kVAr reativos na barra de interligação com a concessionária. Observa-se que os valores de tensão em todo o sistema se alteram, mesmo que sejam de pequenos incrementos. Isso fornece um suporte de tensão para a barra da subestação, principalmente em períodos de carga pesada, onde a mesma precisa de um alívio da sua capacidade de distribuição. Um outro ponto a considerar é o fato dos níveis de tensão atingirem em alguns trechos, valores bem elevados (referenciados por valores normalizados), necessitando de uma análise um pouco mais aprofundada, fora da proposta deste trabalho, levando-se a pesquisar maiores impactos na compatibilidade eletromagnética, e interferências em redes de telecomunicações.

Os valores das simulações dos perfis de tensão atingidos em cada ponto do alimentador servem para que se possa concluir acerca do comportamento das tensões, como para o caso da figura 5.5, em que há visivelmente um salto na regulação de tensão ao longo do alimentador devido à presença dos geradores do PIE conectados ao sistema de distribuição. Independente da hora considerada, em período de carga pesada ou leve, o sistema reagirá com incrementos de tensão, e possivelmente o PIE consumirá mais reativos que se o sistema estivesse dele desconectado.

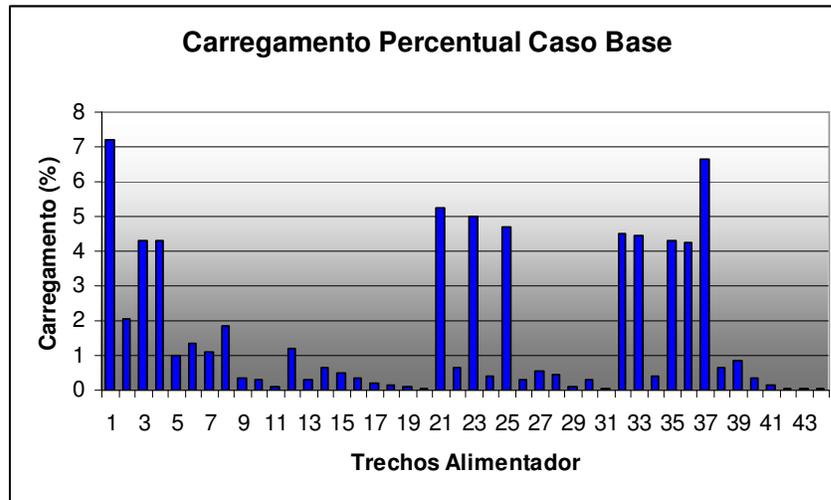


Fig. 5.4 – Carregamento percentual do alimentador considerando caso base na presença de PIE

Na figura 5.6 tem-se o carregamento do sistema para condição de geração mínima.

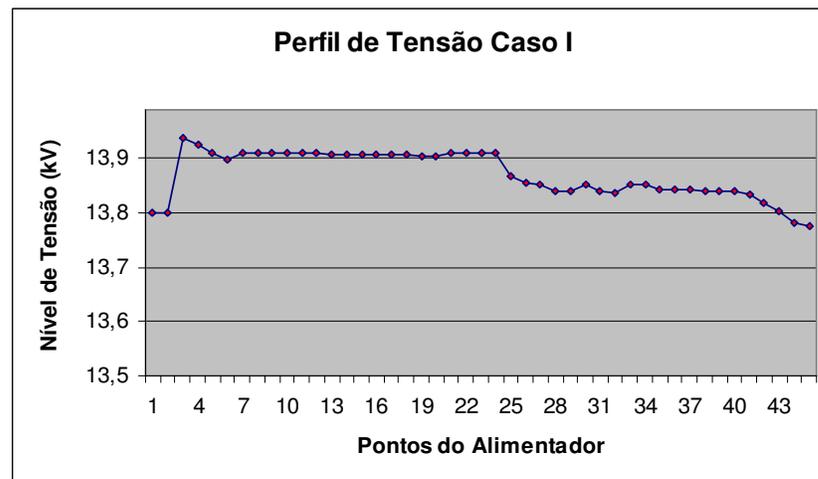


Fig. 5.5 – Perfil de Tensão no sistema teste considerando PIE com geração mínima

Um aspecto positivo é o fato de haver uma melhoria na regulação de tensão com a entrada do PIE. Porém, para os aspectos de curto-circuito, no ponto de acoplamento comum, os defeitos terão seus valores de tensão afundando mais rapidamente que o resto do sistema. Os carregamentos considerados para estes casos, foram simulados visando detectar possíveis sobrecargas no sistema.

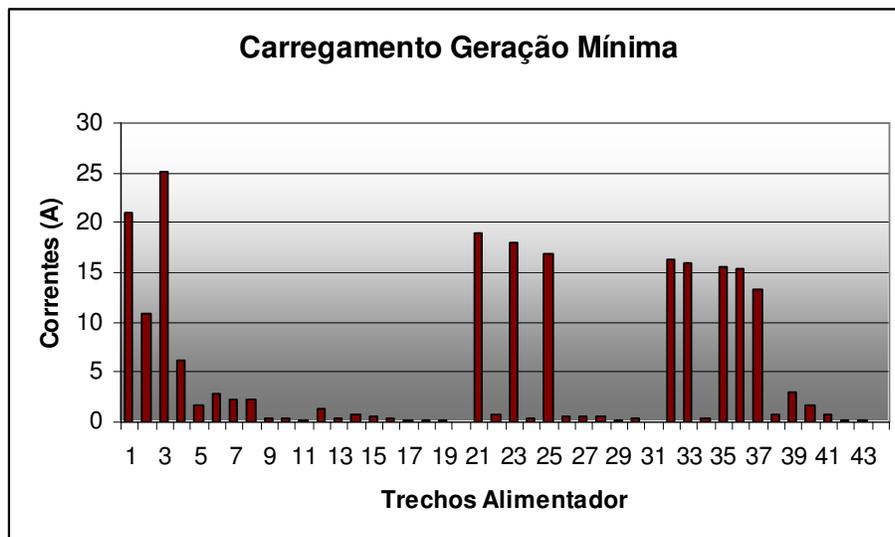


Fig. 5.6 – Carregamento do sistema teste considerando PIE com geração mínima

Comparativamente ao caso base, tem-se que para uma condição de geração mínima, os carregamentos do sistema se modificando, elevando-se nos trechos onde não há praticamente presença de cargas. A partir das características de carregamento para o caso de geração mínima, logo se observa que há modificações nos carregamentos, elevando-se o valor principalmente nos trechos que estão após a localização do PIE.

Para o segundo caso de simulação os valores de tensão continuaram a aumentar, implicando nos problemas anteriormente citados. Estes valores tendem a se elevar quando deste aumento de geração, com conseqüente elevação das injeções de potência. Se seguindo a este, analisou-se os resultados obtidos da simulação com PIE no perfil de geração média. Os carregamentos ficaram assim distribuídos conforme figura 5.7. Os níveis de carregamento se modificam sensivelmente com a conexão do PIE, implicando numa elevação do carregamento dos condutores, com tal incremento de potência injetada. Este acréscimo de potência pela injeção do PIE, fatidicamente implicará na necessidade de recondutoramento com um aumento da capacidade de condução do alimentador em questão.

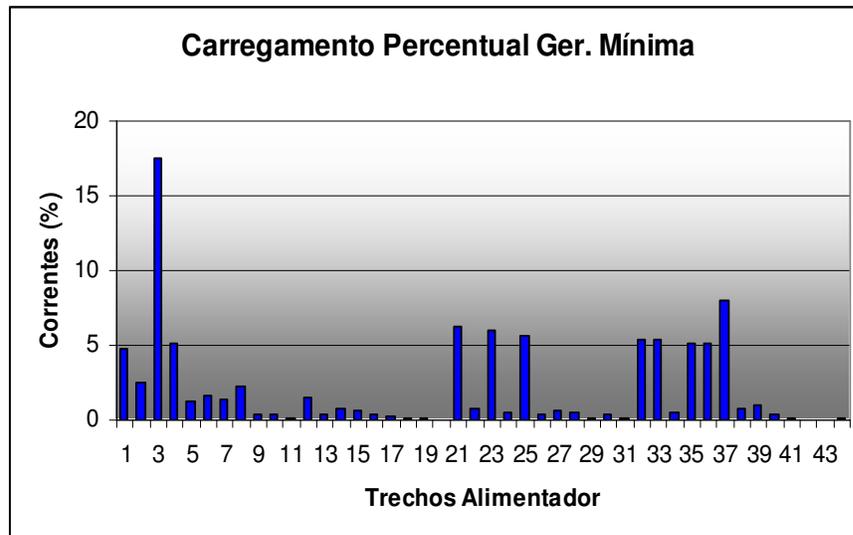


Fig. 5.7 – Carregamento percentual do sistema teste considerando PIE com geração mínima

Para o próximo caso foi considerado um perfil médio de geração para o PIE. Neste caso com 03 máquinas injetando 2496 kW e 1195 kVAr, os geradores estavam funcionando exportando excedentes para o sistema. Continuadamente os níveis de carregamento se elevam, corroborando as afirmações anteriores. O perfil de tensão também pode ser visto a seguir na figura 5.8.

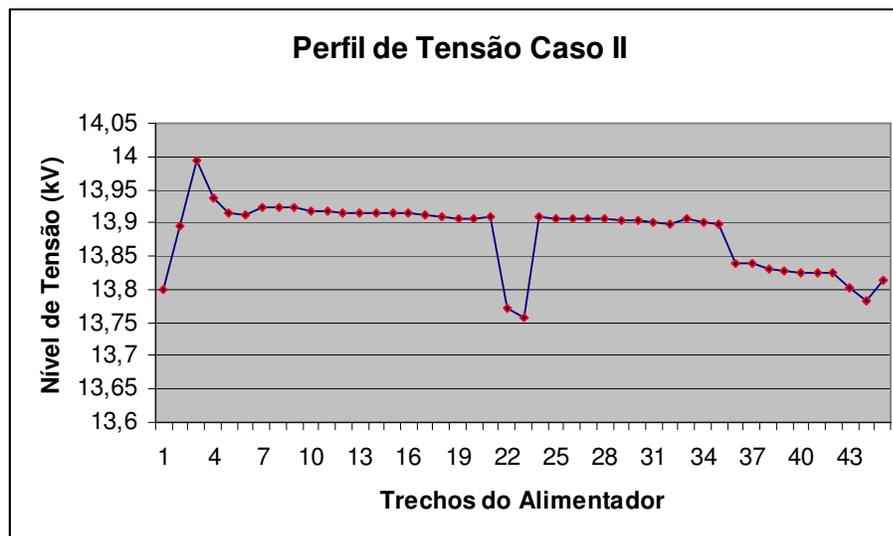


Fig. 5.8 – Perfil de Tensão no sistema teste considerando PIE com geração média

Os carregamentos se assemelham ao anterior, como era esperado, pois apenas houve um aumento da geração injetada no sistema.

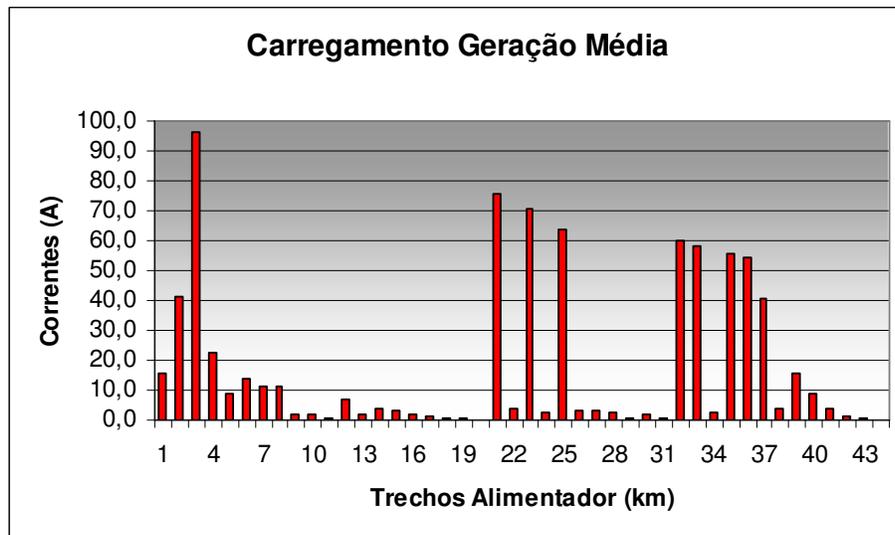


Fig. 5.9 – Carregamento do sistema teste considerando PIE com geração média

O carregamento percentual é exibido abaixo na figura 5.10, onde mostra-se uma elevação média de aproximadamente 10 a 15 % no alimentador de distribuição.

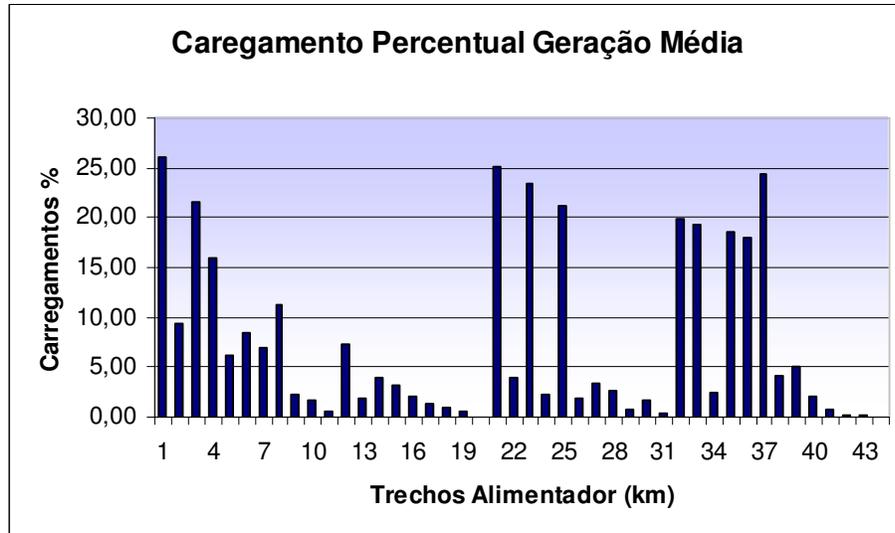


Fig. 5.10 – Carregamento percentual do sistema teste considerando PIE com geração média

No terceiro caso, que contempla as maiores modificações na geração do PIE, com o mesmo injetando uma potência de até 4980 kW e 2328 kVar, distribuídos nas suas 05 máquinas, os efeitos anteriormente descritos são também sentidos e sendo até mais intensos, pois após um desequilíbrio, poderá ser maior

o afundamento de tensão, podendo comprometer o correto funcionamento dos dispositivos de proteção que utilizam informações de tensão, bem como afetará o fornecimento geral de energia.

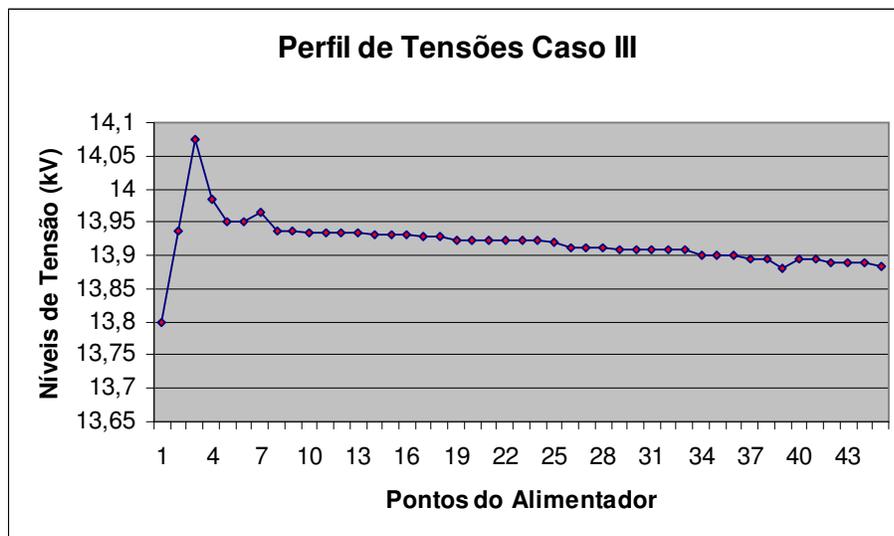


Fig. 5.11 – Perfil de Tensão no sistema teste considerando PIE com geração máxima

Seguem abaixo os perfis de carregamento para o caso de geração máxima nas barras de saída do PIE. Tem-se a seguir o carregamento total que deverá ser considerado pela concessionária para uma futura instalação do PIE, pois se considera este o pior caso para cálculo da ampacidade dos condutores:

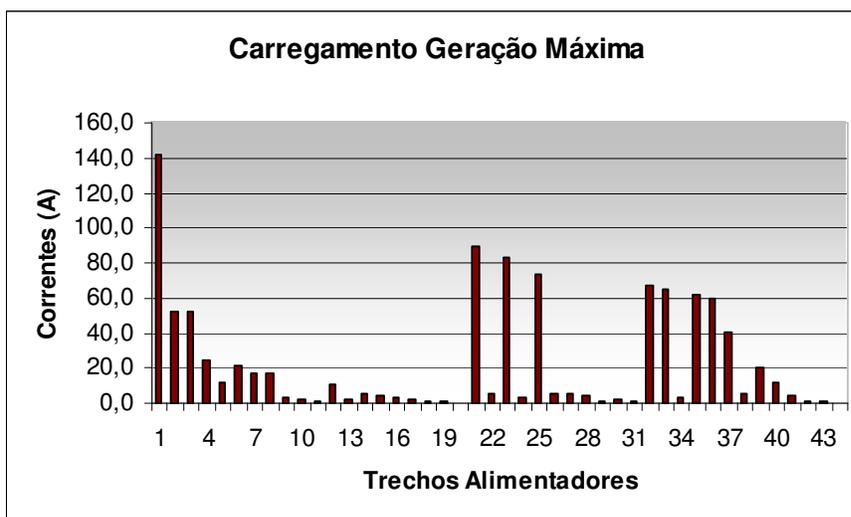


Fig. 5.12 – Carregamento do sistema teste sob condição de geração máxima.

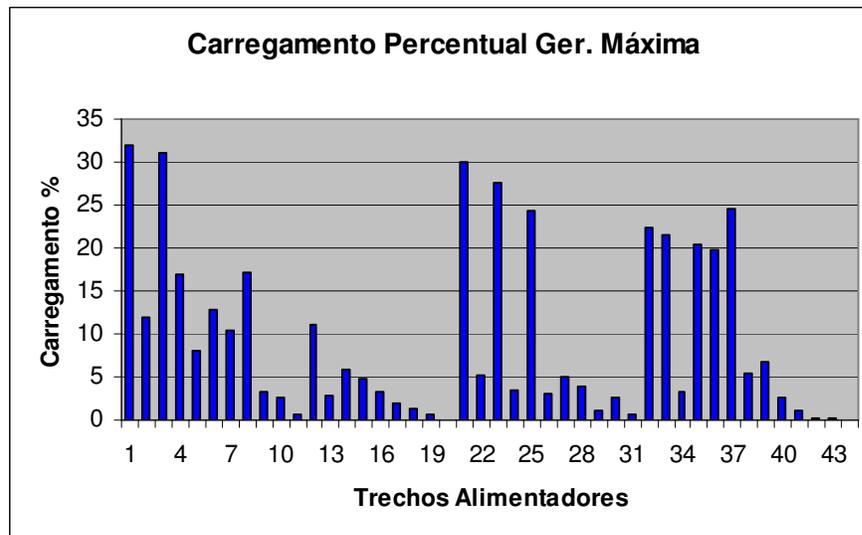


Fig. 5.13 – Carregamento percentual do sistema teste sob condição de geração máxima.

Refletindo o caso para o aspecto de manutenção, a máxima importância deve ser dada para prevenir acidentes por elevação de tensão, ou sobretensões instantâneas, devendo-se aplicar então um controle de tensão para a conexão dos PIE. As perdas totais do sistema (somatório complexo de ativas e reativas), também foram analisadas pelas simulações, e tomando em comparação com o caso base, constata-se um aumento generalizado devido ao aumento das perdas reativas. Em termos dos equipamentos da subestação como transformadores e reatores, as perdas intrínsecas tendem a diminuir por consequência direta da “folga operacional” causada pela injeção de potências pelo PIE.

5.3.2 ANÁLISE DE CURTO CIRCUITO

A análise de faltas foi realizada sob o sistema teste em questão adotando algumas hipóteses simplificadoras que normalmente são aplicáveis sem nenhum demérito em relação as avaliações que se seguirão. As hipóteses que foram assumidas foram: desconsiderar as correntes de carga no instante pré-falta, o valor das tensões no sistema antes do curto (tensões pré-falta) eram 1,0 p.u., não foram consideradas faltas múltiplas, dentre outras considerações que não

interferirão nos estudos elaborados. Iniciou-se com o caso base para referenciar este trabalho.

A. CASO BASE

O caso base da simulação considera o sistema teste sendo alimentado pela barra da SE 69/13,8 kV, de forma que a instalação do novo produtor não contribua como nenhuma fonte de corrente ou potência. Sendo assim também se pode observar que não devem haver alterações nos níveis de curto-circuito do sistema, uma vez que o nível de geração não se alterou, nem a própria configuração topológica do sistema. As proteções (cadeias de proteção da subestação apenas) aqui também não sofrem nenhuma modificação, pois estão ajustadas e parametrizadas para os níveis de curto ditos assim normais, sem nenhuma variação. Portanto, este é o caso base que servirá de referência para as posteriores análises que serão realizadas. O ponto de acoplamento comum entre o PIE e o sistema de distribuição (localização original do produtor em relação à situação real) está na barra 3. As cargas e transformadores não foram explicitados por motivo de não sobrecarregar o desenho. Os carregamentos dos trechos foram considerados nas simulações de fluxo de potência.

Para as simulações de curto circuito, foram admitidas as seguintes considerações: no caso base admitiu-se apenas como fonte a barra da subestação de que parte o alimentador; não foram consideradas as correntes de carga dos ramais laterais influenciando os cálculos de curto; como modelo foi adotado o tronco principal do alimentador composto por seis barras, inclusive a da SE (subestação). A figura 5.14 abaixo ilustra o modelo adotado para os cálculos de curto do caso base:



Fig. 5.14 – Sistema teste considerado para cálculo das faltas no caso base

As simulações envolveram cálculos das faltas trifásicas, bifásicas e monofásicas para terra. Para o caso base as faltas foram consideradas sólidas, para uma avaliação da condição mais severa. Os níveis de curto circuito foram calculados em todas as barras, considerando que a tensão pré-falta estava em 1,0 p.u. no instante de defeito.

TABELA 5.1
NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO POR BARRA PARA O SISTEMA SEM PRESENÇA DE PIE

Barras	Níveis de Curto-Circuito					
	Curto 1 ϕ -terra		Curto 2 ϕ		Curto 3 ϕ	
	A	p.u.	A	p.u.	A	p.u.
1	4853,08	1,16	5580,02	1,33	5940,84	1,42
2	1586,06	0,38	2458,84	0,59	2839,22	0,68
3	756,66	0,18	1483,95	0,36	1713,52	0,41
4	489,04	0,12	932,31	0,22	1076,54	0,26
5	351,11	0,08	668,38	0,16	771,78	0,18
6	275,99	0,06	509,91	0,12	588,79	0,14

Os valores foram obtidos após as simulações com as rotinas implementadas no ambiente matemático MATLAB. Os resultados das simulações exibidos na tabela 5.1 acima mostram que num sistema radial com apenas uma fonte de energia, que é caso do alimentador de distribuição em questão, os níveis de curto vão se reduzindo ao se afastar da barra da subestação de distribuição.

Tal comportamento, já esperado, indica que nas regiões mais distantes o nível de curto é baixo, e quase inexistente se considerarmos alimentadores de grande comprimento. Como as faltas simuladas foram curtos francos ou sólidos, ou seja, sem nenhuma resistência de falta, exigindo maior severidade, os níveis de faltas simétricas foram os mais elevados, apesar da assimetria dos curtos-circuitos mono e bifásicos. Este caso (base sem PIE) representa uma referência para as análises que se seguirão, pois mostra o comportamento do sistema em condições normais.

B. PRIMEIRO CASO

O próximo caso na simulação considera o sistema teste sendo alimentado pela barra da SE 69/13,8 kV, e dessa forma com o produtor independente interconectado ao sistema, de modo que suas máquinas agora estão sincronizadas com o sistema de distribuição injetando potência no mesmo. O PIE possui instaladas máquinas síncronas, sendo distribuídas em unidades de 1000 kVA como já dito anteriormente. Cada gerador possui controle de tensão automático, com controlador de demanda para ajustar o corte de geração de acordo com as necessidades de despacho. Assim, para este primeiro caso, foram analisados dois cenários: o primeiro contempla o novo produtor operando com um perfil mínimo de geração, ou seja, com o produtor independente contribuindo ou injetando uma potência de saída de 500 kW. O outro cenário contempla o perfil máximo de geração, ou seja, o produtor independente injetando sua máxima potência no sistema, no valor de 4980 kW, correspondendo às cinco máquinas operando simultaneamente. Estes cenários de produção foram definidos pelo plano de despacho de carga do operador do sistema de distribuição, em conformidade com o contrato de compra e venda de energia acordado entre os dois agentes. A figura 5.15 a seguir exhibe o sistema que foi simulado na análise de curto-circuito, com as respectivas proteções que foram empregadas nas primeiras simulações de coordenação da proteção:

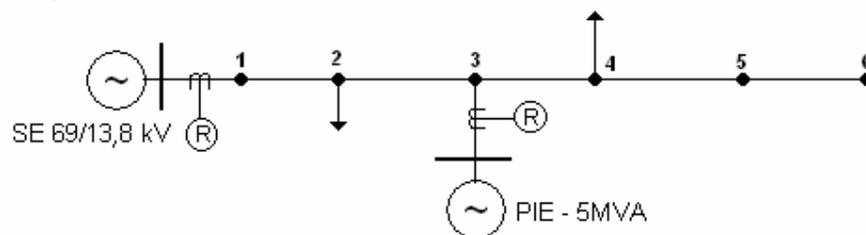


Fig. 5.15 – Sistema teste considerado para cálculo das faltas no primeiro caso

A tabela 5.2 exhibe os valores de curto-circuito calculados considerando a injeção de potência no ponto 3 (ponto de acoplamento comum) do alimentador. Os dados

de impedância utilizados nas simulações foram obtidos junto à concessionária de distribuição sob licença prévia. Os níveis de curto-circuito encontrados para geração mínima foram comparados com os valores do caso de referência, para uma análise comparativa de valores e tendências.

TABELA 5.2
NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO POR BARRA PARA O SISTEMA NA PRESENÇA DE PIE – GERAÇÃO MÍNIMA

Barras	Níveis de Curto-Circuito					
	Curto 1 ϕ -terra		Curto 2 ϕ		Curto 3 ϕ	
	A	p.u.	A	p.u.	A	p.u.
1	5104,11	1,22	6317,37	1,51	7279,62	1,74
2	3052,56	0,73	3765,32	0,90	4351,04	1,04
3	13053,11	3,12	1606,37	3,84	1853,75	4,43
4	1342,64	0,32	2301,3	0,55	2635,2	0,63
5	645,35	0,15	1171,43	0,28	1338,8	0,32
6	430,15	0,10	753,06	0,18	878,57	0,21

Observou-se que com a presença do PIE os níveis de curto circuito aumentam sob forma considerável em todo o alimentador. Há também o fato de que os resultados indicam que o nível de curto na região em que está instalado o PIE, cresce fortemente atingindo um valor bem acima do próprio nível da subestação considerada. Nesta região então, se faz necessário rever a capacidade de operação dos equipamentos de manobra e disjuntores, pois a integridade do sistema ficará comprometida em caso de falta nesta localização. Este impacto torna-se mais relevante para o caso em que os equipamentos tenham um elevado tempo em operação, pois as solicitações mecânicas e térmicas aos quais os mesmos estarão submetidos podem danificá-los de forma irreversível.

Um caso específico e importante, principalmente para os esquemas de proteção adotados, é o caso do curto monofásico mínimo. Este tipo de defeito considera um determinado valor de impedância de falta no local do mesmo. Isso implica uma pequena corrente de falta vista pelos dispositivos de proteção. A sensibilidade de operação dos dispositivos de proteção fica então comprometida. Nas modelagens de curto-circuito, uma impedância de defeito é conectada em

série aos circuitos de seqüência para considerar o efeito desta impedância no cálculo das faltas. O caso do curto monofásico mínimo foi simulado para ambos perfis de geração do PIE, mínimo e máximo, e na tabela 5.3 as correntes de falta nas barras do sistema, para o caso de geração mínima, são exibidas.

TABELA 5.3
NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO POR BARRA PARA O SISTEMA COM GERAÇÃO MÍNIMA NO PIE – CURTO 1 ϕ MÍNIMO

Níveis de Curto Circuito		
Barras	Curto 1 ϕ -terra mínimo	
	A	p.u.
1	821,66	0,20
2	375,8	0,10
3	836,28	0,21
4	620,97	0,15
5	441,82	0,11
6	338,23	0,08

Esta falta foi simulada com um defeito de impedância $Z_f = 5 + j.0$ ohms. Esta resistência de falta pode se dar devido a um galho de árvore, um outro contato indireto com a terra. Observou-se que no caso curto mínimo as correntes de falta são muito baixas, podendo chegar até a não-sensibilizar as proteções local e remota, resultando em grandes problemas na eliminação de faltas, como por exemplo, fortes desequilíbrios no sistema, afundamentos de tensão no ponto da falta, dentre outros. O outro cenário que foi considerado nesta análise foi o sistema com nível de geração máxima no novo produtor. Os níveis de falta alcançados pelo sistema estão exibidos na tabela 5.4.

Para este caso, como era esperado, os níveis de curto tenderam a crescer com a entrada de mais máquinas interligadas ao sistema, aumentando as contribuições de curto para faltas no sistema tronco. Não estão exibidos de forma numérica, mas os ramos que se interligam ao tronco pelos pontos 2 e 4, também receberam contribuições de correntes de falta, pois a redistribuição das correntes com a entrada do PIE é facilmente perceptível.

TABELA 5.4
NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO POR BARRA PARA O SISTEMA NA PRESENÇA DE PIE – GERAÇÃO MÁXIMA

Barras	Níveis de Curto-Circuito					
	Curto 1 ϕ -terra		Curto 2 ϕ		Curto 3 ϕ	
	A	p.u.	A	p.u.	A	p.u.
1	5647,98	1,35	7427,30	1,78	8574,39	2,05
2	4811,24	1,15	5899,00	1,41	6798,81	1,63
3	19747,02	4,72	22897,84	5,47	26440,92	6,32
4	1882,66	0,45	3095,94	0,64	3095,93	0,74
5	836,74	0,20	1798,99	0,37	1798,98	0,43
6	585,72	0,14	1086,92	0,26	1255,11	0,30

Os níveis de falta se elevaram a um patamar tal que, comparativamente ao caso base por exemplo, a corrente de curto monofásico no ponto mais remoto do sistema, na situação de geração máxima, chega a ser maior que o curto simétrico (trifásico) neste mesmo ponto, quando na ausência de PIE conectado. De forma semelhante ao caso anterior, o curto monofásico mínimo também foi calculado, obviamente considerando o perfil máximo de geração no sistema do PIE. Os valores obtidos com as simulações são exibidos na tabela 5.5 abaixo.

TABELA 5.5
NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO POR BARRA PARA O SISTEMA COM GERAÇÃO MÁXIMA NO PIE – CURTO 1 ϕ -T MÍNIMO

Barras	Níveis de Curto Circuito	
	Curto 1 ϕ -terra mínimo	
	A	p.u.
1	1045,92	0,25
2	878,58	0,21
3	1255,11	0,30
4	753,06	0,18
5	627,56	0,15
6	418,37	0,10

Da mesma forma ao caso anterior, as correntes de falta se reduziram para o caso de defeitos com resistências de falta não nulas. Sua intensidade se elevou,

porém ainda não se colocando em valores inteiramente adequados, principalmente para curtos no fim do alimentador, onde a corrente geralmente é menor. Estes valores de falta acima simulados servirão de insumos (dados de entrada) para as simulações de verificação da coordenação entre os dispositivos de proteção da concessionária e do PIE ou ramo no qual o mesmo possa se encontrar conectado. Este fato motivou as simulações do próximo caso, que seja, a interconexão de um PIE em um ramo que parta do alimentador de distribuição.

C. SEGUNDO CASO

O próximo caso considerado nesta análise foi inicialmente apresentado na seção anterior, com a descrição da forma de interligação adotada para o PIE. Em tais simulações os geradores do novo produtor estariam conectados a um determinado ramal que partiria do ponto 2 do alimentador tronco, e se instalaria no ponto 22, logo antes do ponto 23 que é o "fim-de-linha" deste ramo, portanto, estando exatamente no "meio" do ramo. Existirá possivelmente uma distribuição das correntes de falta para os dois lados, da carga instalada no ponto 23 e indo para o alimentador através do ponto 2. Na figura 5.16 abaixo, visualiza-se de forma mais acurada o contexto deste caso.

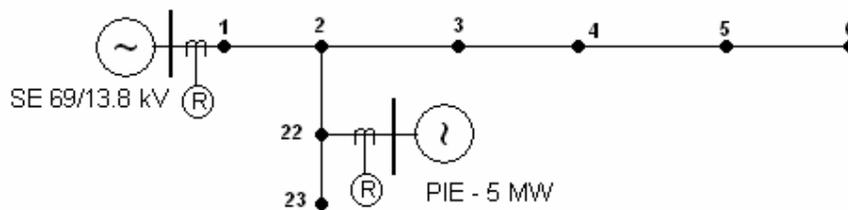


Fig. 5.16 – Sistema teste considerado para cálculo das faltas no segundo caso

Para este caso os níveis de curto também foram calculados considerando os perfis de geração em que o novo produtor pode operar. Para fins de simulação os pontos 22 e 23 foram redefinidos como 7 e 8, e aparecerão deste ponto em diante com esta denominação. Então se iniciando com o perfil mínimo de geração, com

injeção de 500kW no sistema da concessionária, os níveis de falta atingidos são mostrados na tabela 5.6.

Para esta situação observou-se que os curtos mais próximos ao ponto de interligação com o PIE foram mais severos, em alimentador alguns casos, até mais do que o caso anterior, onde a conexão se dava no tronco do alimentador. Essa característica pode ser explicada pelo fato de que em alguns ramais, os condutores utilizados são de bitola e materiais diferentes daqueles utilizados no tronco do alimentador, até por motivo da própria necessidade de ampacidade (capacidade de condução) de tais condutores. Isso leva a menores impedâncias nos cabos, que influi decisivamente nas correntes de falta.

De modo análogo ao que foi feito anteriormente, a simulação de curto-circuito monofásico mínimo para o cenário de geração mínima, apresentou os seguintes resultados a conferir na tabela 5.7.

TABELA 5.6
NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO POR BARRA PARA O SEGUNDO CASO – GERAÇÃO MÍNIMA

Barras	Níveis de Curto-Circuito					
	Curto 1 ϕ -terra		Curto 2 ϕ		Curto 3 ϕ	
	A	p.u.	A	p.u.	A	p.u.
1	5062,26	1,21	6376,61	1,52	7363,29	1,76
2	4309,20	1,03	4602,06	1,10	5313,29	1,27
3	1631,64	0,39	2499,92	0,60	2886,75	0,69
4	1547,97	0,37	1739,08	0,42	2008,17	0,48
5	585,72	0,14	1412,99	0,34	1631,64	0,39
6	376,53	0,09	652,14	0,11	753,06	0,18
7	14726,59	3,52	15941,53	3,81	18408,24	4,40
8	4476,55	1,07	4709,99	1,13	5438,80	1,30

Do exposto acima se evidencia que as contribuições da falta se concentram no ramo onde o PIE está conectado. Comparativamente ao caso anterior, em alguns casos até foram superiores.

TABELA 5.7
NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO 1 ϕ -T MÍNIMO PARA O SISTEMA - CASO II - COM GERAÇÃO MÍNIMA NO PIE

Níveis de Curto Circuito		
Barras	Curto 1 ϕ -terra mínimo	
	A	p.u.
1	794,90	0,19
2	836,74	0,20
3	711,23	0,17
4	627,55	0,15
5	376,53	0,09
6	292,86	0,07
7	920,41	0,22
8	815,81	0,20

Um fato interessante é o comportamento do defeito no ponto 2. O seu valor foi superior ao da própria saída da subestação, evidenciando que uma falta neste ponto recebe contribuições das duas fontes a que o mesmo está ligado. Este fato deve ser atentado quando dos possíveis reforços a serem realizados em estruturas e condutoramento, pois os esforços térmicos e mecânicos que os condutores estão submetidos se elevam consideravelmente; este caso vale para qualquer ponto de acoplamento que se possa ter repetindo tal configuração.

A próxima condição a ser testada é a do perfil de geração máxima, onde se tem a maior injeção de potência possível do respectivo PIE. Os resultados obtidos das respectivas simulações foram reunidos na tabela 5.8 a seguir.

Os valores obtidos desta simulação corroboram os dados obtidos das análises realizadas previamente. No primeiro instante que as correntes circulam pelas faltas no ramo considerado, os vários geradores podem entrar num regime transitório de sobrevelocidade querendo manter a carga do sistema, mas com o afundamento da tensão deve ocorrer o disparo das proteções intrínsecas dos geradores, eliminando possíveis faltas vistas no mesmo.

TABELA 5.8
NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO POR BARRA PARA O SEGUNDO CASO – GERAÇÃO MÁXIMA

Barras	Níveis de Curto-Circuito					
	Curto 1 ϕ -terra		Curto 2 ϕ		Curto 3 ϕ	
	A	p.u.	A	p.u.	A	p.u.
1	5564,31	1,33	7354,84	1,76	8492,89	2,03
2	5187,78	1,24	6159,29	1,47	7112,27	1,70
3	1996,33	0,47	2463,69	0,59	2844,90	0,68
4	1716,26	0,41	2175,52	0,45	2175,52	0,52
5	1213,27	0,29	1485,46	0,36	1715,31	0,41
6	711,22	0,17	942,00	0,23	1087,76	0,26
7	21840,27	5,22	23078,99	5,51	2650,11	6,37
8	376,53	0,09	4601,31	1,10	5313,29	1,27

Tais situações podem evoluir para casos mais graves onde possivelmente haverá até comprometimento da estabilidade sistema.

O estudo de curto-circuito mínimo, considerando o perfil de geração máxima também foi abordado, bem como seus impactos na proteção e fluxo de carga, que serão vistos mais adiante neste trabalho. Na tabela 5.9 abaixo segue os valores obtidos na simulação:

TABELA 5.9
NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO 1 ϕ MÍNIMO PARA O SISTEMA - CASO II - COM GERAÇÃO MÁXIMA NO PIE

Barras	Níveis de Curto Circuito	
	Curto 1 ϕ -terra mínimo	
	A	p.u.
1	836,74	0,20
2	920,41	0,22
3	794,90	0,19
4	627,56	0,15
5	502,04	0,12
6	376,53	0,09
7	1004,09	0,24
8	878,57	0,21

Nos resultados obtidos das simulações observou-se novamente o fato do defeito no ponto 2 ser mais severo que na própria saída do alimentador. Acredita-se que os motivos anteriormente expostos no item anterior, talvez possam explicar com propriedade tal comportamento desta rede. Os valores próximos do ponto 8 também se elevaram, mostrando que realmente há a redistribuição das correntes, e ela naturalmente, procura os caminhos de menor impedância, como pequenos trechos de alimentadores com baixa resistência. Pode-se então reafirmar que este dado é muito importante para o cálculo dos ajustes (parametrizações e lógicas) de proteção, e ainda é subsídio nas verificações de coordenação para faltas com alta resistência de contato.

5.3.3 VERIFICAÇÃO DA COORDENAÇÃO

O impacto geral causado tanto nos equipamentos de proteção, quanto nos esquemas de proteção adotados pela concessionária de energia, podem ser vistos inicialmente com a análise de curto realizada anteriormente. Pode-se claramente ver que, com a elevação nos níveis de curto-circuito os parâmetros ajustados nos relés, os valores escolhidos para os fusíveis e ajustes dos ciclos de atuação de religadores não se aplicariam mais para atender os novos valores de faltas a que estes dispositivos estarão submetidos e com a função de eliminar. Uma ferramenta para se verificar tal discordância é a análise de seletividade entre os dispositivos, que pode ser feita, por exemplo, medindo o intervalo de coordenação entre os mesmos. Com a ajuda da ferramenta computacional CEPro – Coordenação de Equipamentos de Proteção (desenvolvida neste trabalho), foram realizadas simulações para verificar a coordenação entre os dispositivos quando houver a interligação do PIE no sistema, e também a sensibilidade de atuação da proteção para determinadas faltas onde seja necessário a operação dos mesmos. Nesta última análise, observa-se que se houver a constatação que os equipamentos envolvidos atuaram, e que mesmo estando descoordenados, a conclusão que realmente interessaria (mesmo com a descoordenação), seria a

verificação de atuação dos relés (intuito desta análise), onde tem-se que os mesmos possuiriam sensibilidade para tais faltas em consideração.

Inicialmente foram considerados os casos envolvendo relés, que devem atuar (ter sensibilidade) para todas as faltas no alimentador. Pelo fato de ser um sistema-teste real, adotou-se neste trabalho uma filosofia de coordenação que é aplicada na concessionária onde o sistema-teste se encontra. Tal filosofia busca a atuação mais rápida possível para desligar o PIE, isolando-o do sistema de distribuição. Depois as outras proteções devem respeitar o intervalo de coordenação visando a atuação dos equipamentos para eliminação de qualquer falta remanescente. Isso induz a necessidade de estudar o comportamento entre os relés da concessionária e do PIE, para as faltas no alimentador onde o mesmo se encontra conectado.

O primeiro caso a ser simulado foi considerando-se o PIE conectado ao alimentador tronco e submetido a um curto simétrico na barra 2. Os dispositivos instalados foram dois relés de sobrecorrente de tempo inverso, um de fabricação Westinghouse - CO 9, e o outro de fabricação General Electric - IAC 51B, instalados na subestação da concessionária e do PIE, respectivamente. Foram testadas inicialmente as unidades temporizadas, ficando as unidades instantâneas sendo em seguida implementadas no programa, e após poderão então estarem incluídas nas próximas simulações.

O ajuste do relé da concessionária foi considerado o mesmo antes da instalação do PIE, e o ajuste do relé CO 9 considerado para o caso de maior severidade, quando os geradores estiverem em perfil de geração máxima, ou seja, com a maior contribuição de curto. A figura 5.17 a seguir é a saída gráfica do software indicando que os dispositivos descoordenaram para esta falta, mas atuaram corretamente. Os equipamentos ditos como proteção n.^o 1 serão considerados retaguarda (SE concessionária por exemplo), e os denominados proteção n.^o 2 considerados primários ou mais próximos da falta.

Para esta falta observa-se perda da coordenação com a conexão do PIE, implicando numa tomada de posição da concessionária para adequar seus ajustes ou acionar o novo produtor visando o mesmo refazer seus estudos de graduação.

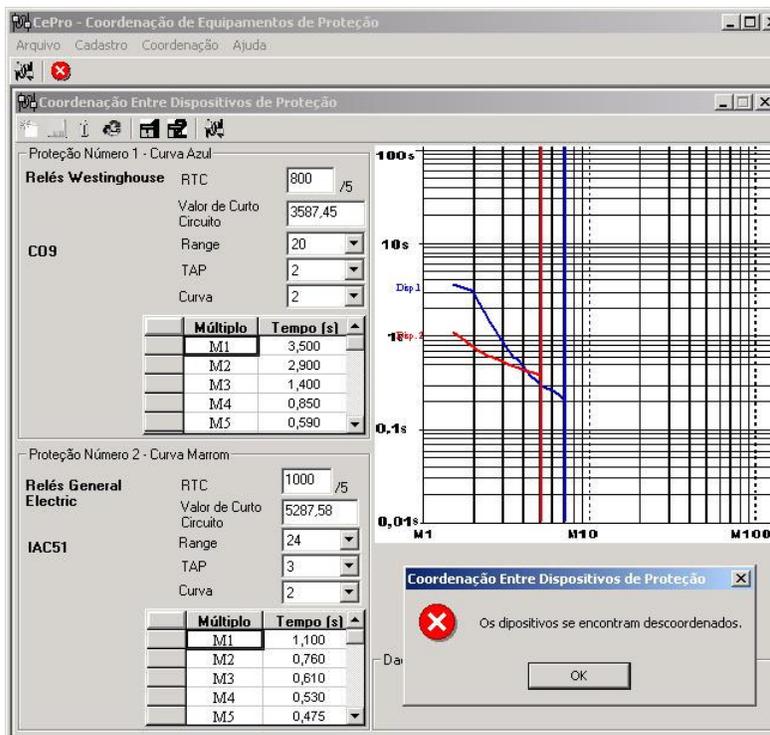


Fig. 5.17 – Atuação das proteções para falta trifásica no alimentador

Um outro caso seria a falta bifásica agora localizada no ponto 4. A atuação da proteção indica que o relé ajustado no PIE deverá atuar em um tempo inferior ao relé instalado na subestação. A figura 5.18 exibe o comportamento das proteções para esta falta.

As contribuições de curto do PIE o fariam atuar mais rapidamente para tal defeito. Já para o relé instalado na concessionária o tempo de atuação seria mais elevado o mesmo servindo de retaguarda remota para defeito a jusante. Para estes casos simulados observa-se que intrinsecamente o PIE interfere no esquema de proteção adotado para proteger os circuitos deste alimentador. Isso já implica num impacto negativo para a confiabilidade do sistema de proteção da concessionária. Outros casos serão simulados para constatar tal afirmativa. Um caso interessante que pode ser estudado é o curto monofásico para terra mínimo, ou seja, aquele que considera uma impedância (geralmente resistência) de falta, provocando uma redução na sensibilidade da proteção de sobrecorrente. Casos de curto mínimo foram simulados na seção de análises de curto circuito; onde pode-

se utilizar os dados obtidos para verificar se a coordenação se mantém entre os dispositivos, para curtos de baixa intensidade.

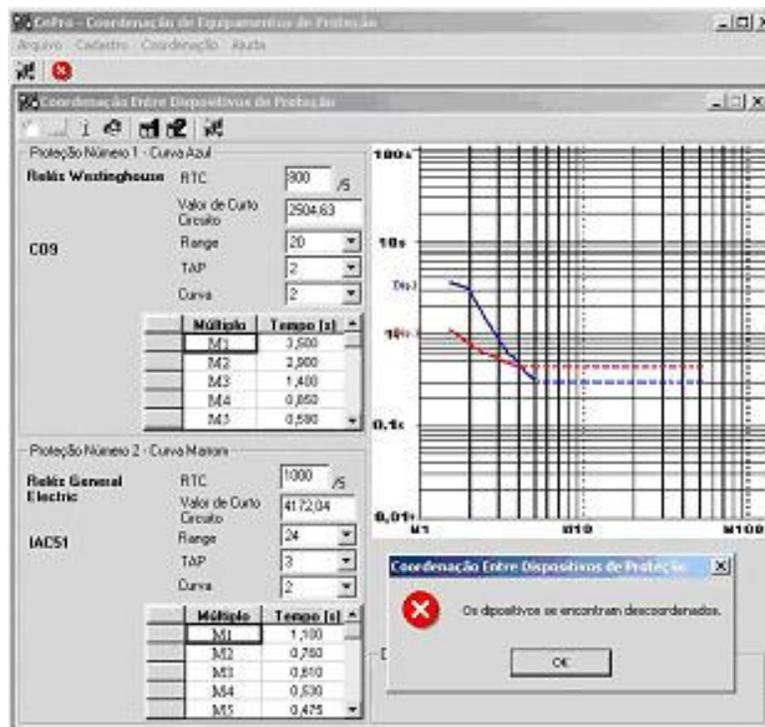


Fig. 5.18 – Descoordenação entre as proteções instaladas considerando uma falta bifásica

Foi considerado um curto monofásico com resistência de falta de 5 ohms na barra 4. Na figura 5.19 abaixo vê-se o resultado da análise. Considerou-se para este caso uma descoordenação entre os dispositivos indicando que uma falta até mesmo transitória que pode ser devidamente eliminada com adequações no esquema de proteção, por exemplo, modificando o ajuste do relé para que o mesmo atue com uma curva mais lenta, melhorando o tempo de resposta, e favorecendo a coordenação entre tais equipamentos, provoque se tornar um grande problema e até interrupção total do fornecimento em todo o alimentador. A reta tracejada vista na figura representa um artifício gráfico para representar a continuação da corrente de curto, onde as correntes acima deste valor são desconsideradas para a verificação da coordenação. Neste caso recomenda-se uma avaliação dos dispositivos que podem até ser considerados, mas que geralmente não são utilizados com a presença de PIE, porém que podem resultar em uma solução mais adequada; fala-se aqui de religadores.

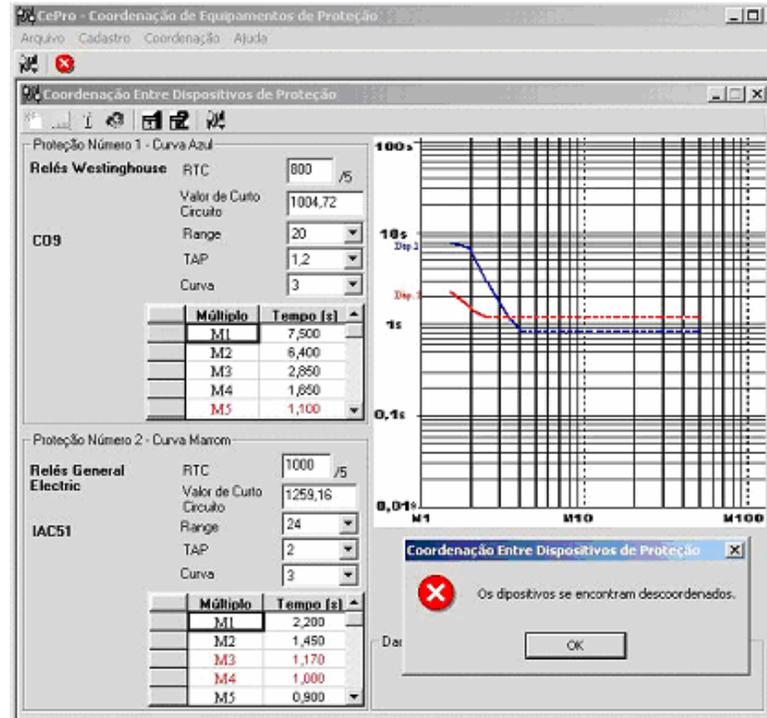


Fig. 5.19 – Descoordenação entre as proteções de sobrecorrente sob curto monofásico mínimo, considerando resistência de falta para terra na barra 4

Tais equipamentos são de atuação em poucos ciclos e compostos de uma unidade de medida, que podem identificar a falta, eliminá-la, sem a necessidade de interrupção total. Para esta estratégia ser viável do ponto de vista da proteção, deve se atentar para uma sensível coordenação entre o religador na SE (subestação) e o relé presente nas instalações do novo produtor. Considerando um outro enfoque nesta análise, pode-se mudar a localização do PIE, visando avaliar o impacto de sua localização ao longo do alimentador ou sistema.

Agora pode-se considerá-lo interligado num ramo que deriva do tronco do alimentador. Com esta condição pode-se verificar se a atuação coordenada entre os mesmos pode ser mantida, interrompendo corretamente as faltas consideradas, e adicionalmente constatando a correta atuação em caso de falta entre as duas proteções avaliadas, onde ambas devem atuar para eliminação do defeito. Neste caso em particular a operação de todos os esquemas deve ser a mais breve possível, visando a eliminação rápida do defeito.

Em uma primeira abordagem pode-se considerar o PIE interligado ao ponto 22 do sistema (vide figura 5.16 para visualização), o mesmo operando normalmente em condição de geração máxima. Considerou-se inicialmente um curto trifásico no ponto 2. O comportamento das proteções para esta falta é mostrado na figura 5.20.

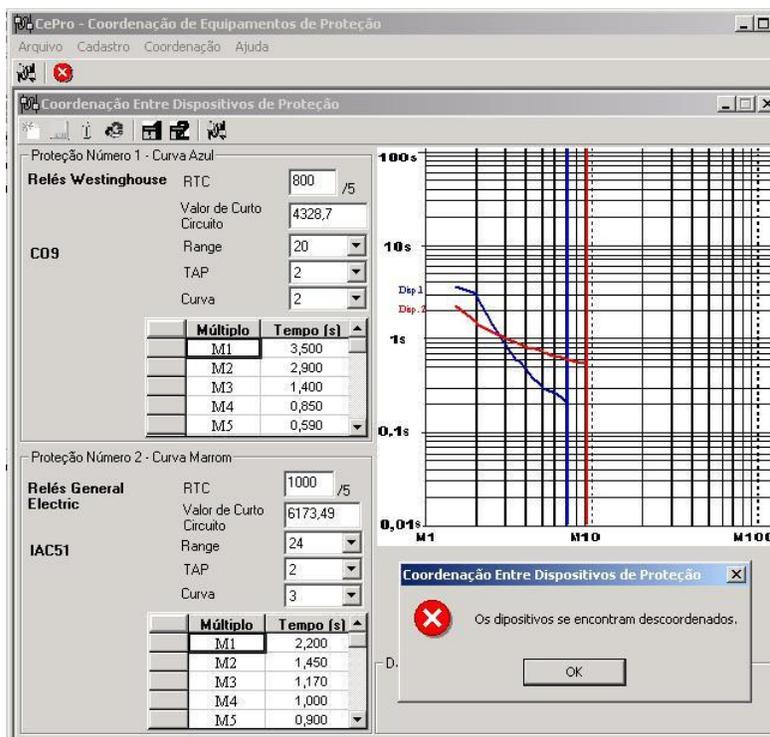


Fig. 5.20 – Comportamento das proteções considerando PIE conectado em ramo do alimentador, sob falta trifásica.

Para o ponto de curto simulado as duas proteções devem atuar o mais breve possível evitando que a falta seja alimentada pelas duas fontes, com ilhamentos das regiões que ficariam alimentadas somente pelo PIE, e possibilidade de sobretensões elevadas que danificariam componentes do sistema, e as cargas presentes nesta região. Uma solução que pode ser adotada seria um novo ajuste para a proteção da concessionária, agora com uma curva de atuação mais lenta, possibilitando o PIE ser desligado antes do desarme na SE de distribuição, evitando desligamentos de mais consumidores. Aplicando tal recomendação simulou-se a atuação das proteções considerando este novo cenário, onde se

pode constatar pela figura 5.21 que esta solução resolveria o problema da descoordenação.

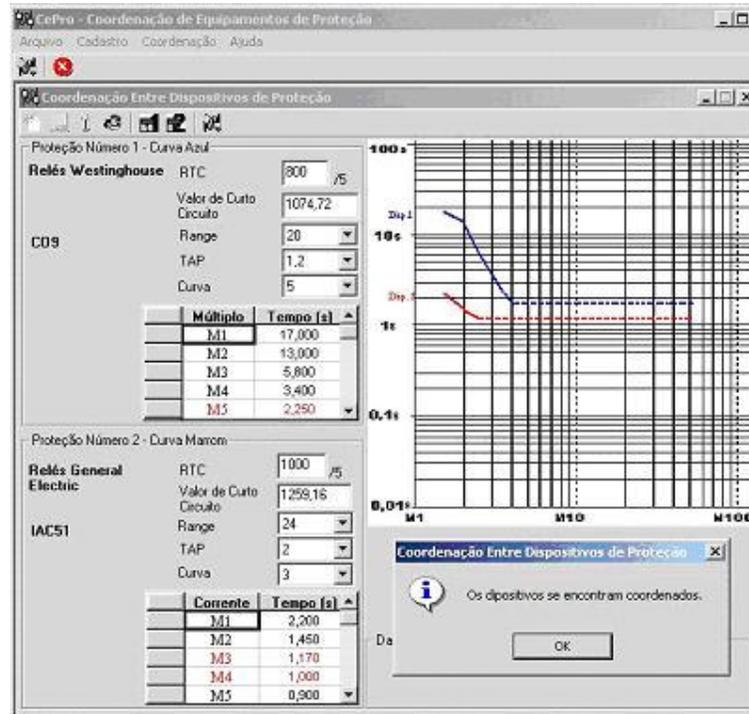


Fig. 5.21 – Modificação no ajuste das proteções solucionando o problema de descoordenação

Para o caso em questão a coordenação (vista do alimentador sozinho, não em relação a outros) não é fator tão relevante, e sim a garantia e rapidez de atuação e sensibilidade para a falta considerada. Assim houve uma correta atuação de ambas as proteções, mesmo descoordenadas.

Uma outra possibilidade considerada na análise é a de curto monofásico para terra no ponto 5, com uma proteção agora colocada no tronco do alimentador, onde com isso torna-se imprescindível haver coordenação com o relé instalado na saída do alimentador. A figura 5.22 mostra o cenário para este caso. As contribuições de curto ficam ainda menores, mesmo sendo para faltas sólidas, pois a distância é neste caso um fator atenuador da intensidade de curto vista pelas proteções. Para este caso deveria haver coordenação com as proteções a jusante levando em conta que somente parte do alimentador deveria ser desligada

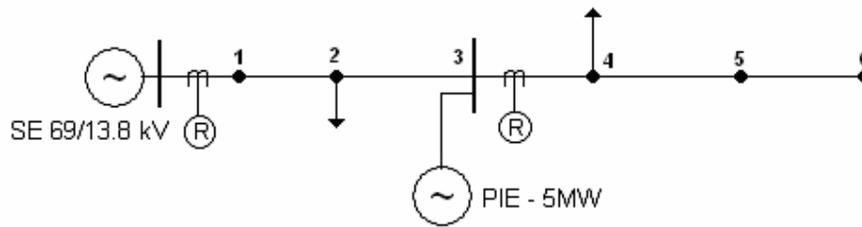


Fig. 5.22 – Sistema teste para caso de falha monofásica no ponto 5

deixando os outros trechos sob fornecimento normal. A figura 5.23 exibe o resultado da simulação realizada.

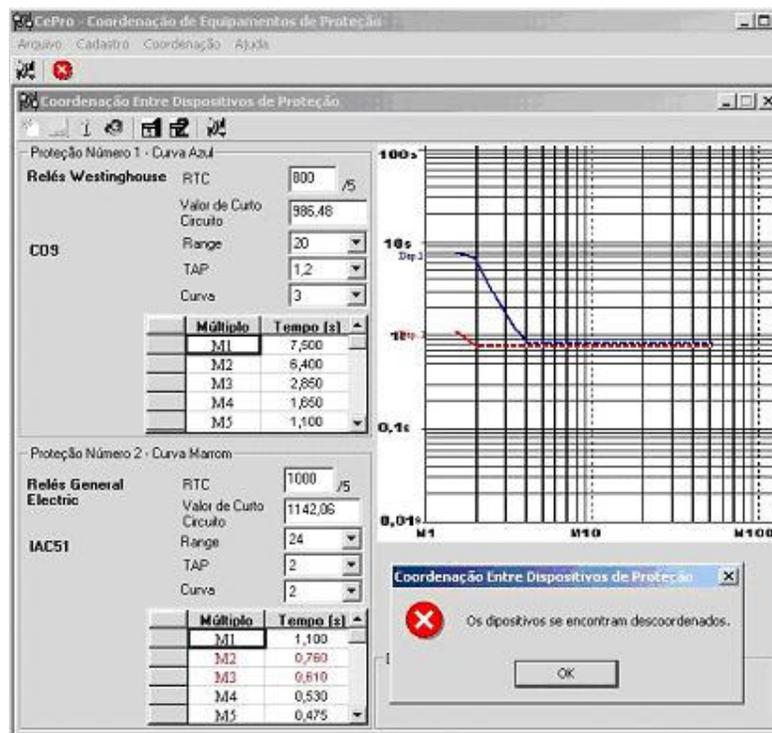


Fig. 5.23 – Comportamento das proteções para falha monofásica no ponto 5 e PIE no ponto 3

Observa-se para este caso a descoordenação entre os relés indicando incorreta atuação das proteções. O trecho que deveria ser desligado era somente a partir do ponto 3, ficando o resto do alimentador energizado, sendo o PIE desconectado enquanto existir a falta, e reenergizado após a devida eliminação do defeito. Estes casos estudados foram para avaliação das proteções por relés de sobrecorrente nos terminais da subestação da concessionária e na instalação do

PIE. Vê-se a seguir os casos onde a proteção do alimentador é feita por relés (na saída do alimentador) e por fusíveis ao longo de seus trechos.

Para um primeiro caso considerou-se um relé de sobrecorrente de tempo inverso, e uma chave-fusível protegendo um outro trecho do tronco do alimentador. Na figura 5.24 a seguir tem-se o diagrama unifilar deste caso, onde são exibidas as proteções respectivas.

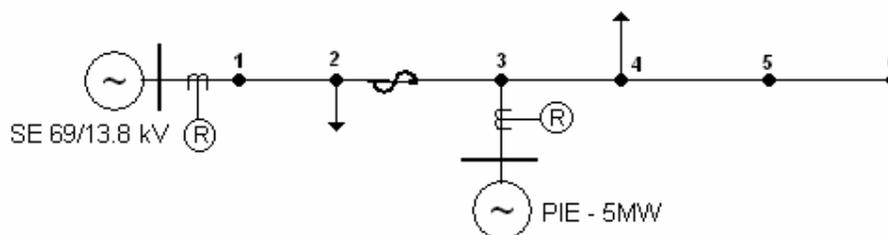


Fig. 5.24 – Sistema teste considerado para verificação da coordenação relé x fusível

Adotando-se uma chave-fusível imersa em óleo, com elo tipo K rápido, especificação 15K, e considerando o tempo total de eliminação da falta pelo fusível, deve-se ter uma seletividade mantida pela coordenação entre os dispositivos para uma dada falta no ponto 4. O comportamento das proteções foi testado pela verificação da coordenação entre os mesmos. O resultado da verificação é apresentado pela figura 5.25, saída do programa de verificação da coordenação. O diagrama de coordenação traçado para este caso (válido também para os outros casos) está exibindo as curvas numa escala logarítmica, mas de valor de fundo de escala baixo devido ao compromisso da plotagem e visualização das curvas a partir do programa de coordenação. Ressalta-se que a verificação da coordenação está sendo feita corretamente até o valor de curto, e após este valor não se faz a verificação, se resumindo a traçar uma reta horizontal na interface.

Dessa forma para esta dada falta, ocorreu uma atuação incorreta das proteções. O relé mediu um valor de corrente que fez atuar seus contatos e disparar desligando todo o alimentador, ao invés de apenas ocorrer a fusão do elo eliminando a falta e desligando apenas uma parte do alimentador. Observa-se que houve descoordenação entre os mesmos.

O impacto deste desligamento é muito danoso, pois, além do impacto econômico, tanto para a concessionária, quanto para os consumidores, apresentando prejuízos pela falta do fornecimento. Uma primeira medida a ser tomada é verificar se os ajustes do relé se encontram muito “doces” como dito no linguajar técnico, devido à nova entrada do PIE.

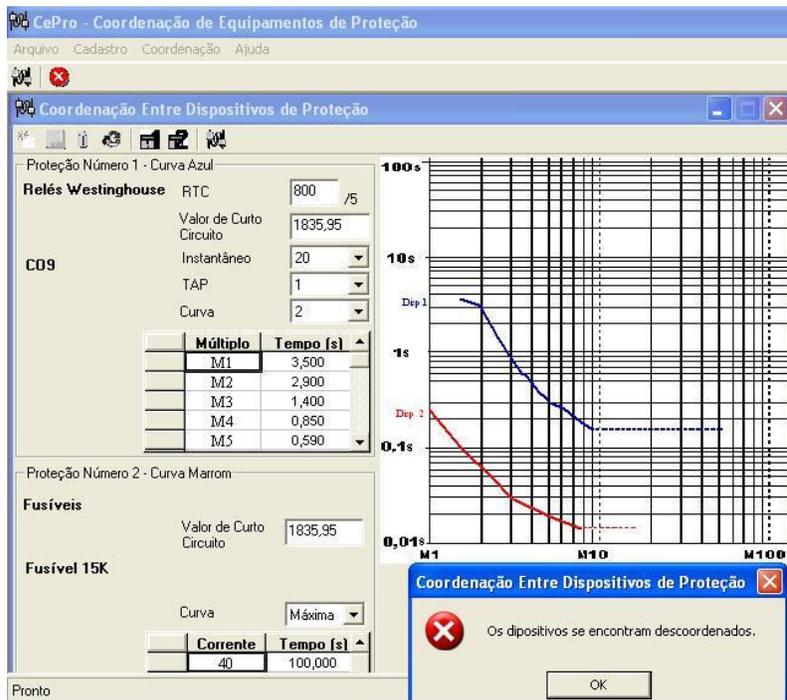


Fig. 5.25 – Comportamento das proteções relé x fusível para falta no ponto 4

Uma outra medida que com certeza deverá ser adotada, visto que os níveis de curto se elevaram grandemente face aos níveis anteriores, é a possível substituição do fusível por um outro de maior capacidade disruptiva (elo de valor maior), mas que continue mantendo coordenação e protegendo os componentes do sistema. Um outro caso a ser estudado é considerar uma falta no fim do alimentador, com a presença da injeção de correntes pelo novo gerador. Para este caso será utilizado o mesmo sistema teste descrito na figura 5.26. Neste caso o fundamento da análise é verificar a atuação seletiva das proteções consideradas, ou seja, o relé na subestação e o fusível no ponto 5, bem próximo ao local de defeito. O comportamento esperado é uma não atuação do relé de sobrecorrente para tal defeito, e uma eliminação da falta pelo fusível. Para tornar mais peculiar

tal análise, será considerada uma falta monofásica com resistência de falta de 5 ohms no ponto de defeito. No caso de não ser constatada a possível causa de falha nas atuações devido ao PIE, isso demonstra que antes mesmo da conexão do novo produtor, uma revisão nos estudos e ordens de ajuste deve ser realizada, visando detectar problemas advindos do crescimento natural de carga ou mudanças no sistema, na fase de planejamento da conexão.

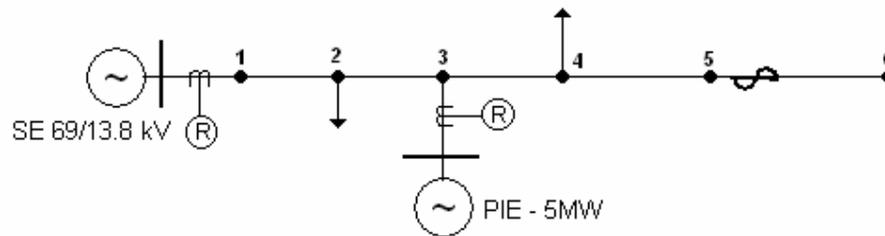


Fig. 5.26 – Sistema teste considerado para o segundo caso

Isso produzirá uma corrente de curto mínimo, e supõe-se que o fusível elo tipo 15K estava corretamente coordenado com outros dispositivos do sistema, antes da entrada do PIE. Por ser baixa a corrente da falta a proteção do PIE como pré-requisito de sua interligação, também deve estar coordenada com as outras proteções presentes no sistema, mas, esta é uma condição determinável antes da possível conexão ao alimentador da concessionária. A figura 5.27 a seguir mostra o comportamento das proteções quanto a coordenação (e conseqüente seletividade) para a falta considerada. Fica claro que uma avaliação pormenorizada da ocorrência se faz necessário para ter-se a garantia de que uma descoordenação houve, implicando num desligamento maior que o que deveria ter ocorrido.

Porém, há grande implicação sobre uma inadequação dos ajustes presentes, seja para o fusível instalado que agora deverá possuir uma capacidade disruptiva maior implicando numa substituição direta do mesmo, seja da elaboração de nova ordem de ajustes visando garantir uma coordenação pelas proteções gradativas. Um outro caso também pode ser visto, agora considerando o PIE instalado num ramal do alimentador e a chave-fusível em outro ponto do alimentador.

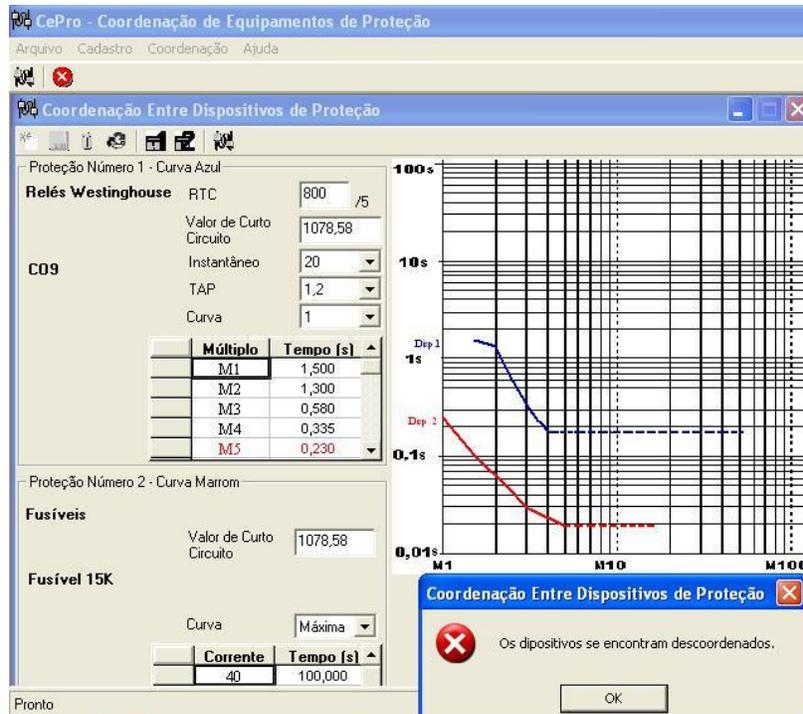


Fig. 5.27 – Comportamento das proteções para curto monofásico no fim do alimentador

Como pode ser visto na figura 5.28 a seguir, tal sistema considera agora proteções instaladas fora do tronco do alimentador. Foi avaliada a seletividade para uma falta bifásica no ponto 22.

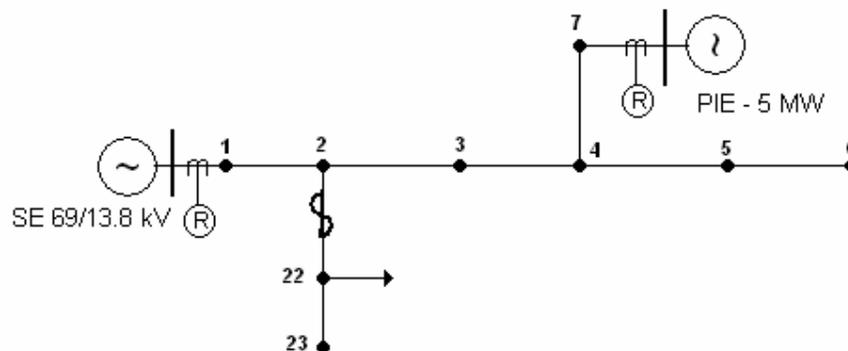


Fig. 5.28 – Sistema teste considerado para verificação da coordenação sob falta no ponto 22

Observa-se nesta simulação que tanto o PIE quanto a própria falta estão localizados fora do tronco do alimentador. Isso faz com que as contribuições de falta sejam intensificadas nos ramos, levando a multiplicação dos trechos

afetados, até podendo causar vários desligamentos intempestivos se não houver atuações corretas dos dispositivos protetores, no caso os fusíveis, ou mais especificamente para esta situação o fusível instalado no ramal 2-22. O resultado encontrado desta simulação é mostrado abaixo na figura 5.29, que exibe a atuação das proteções eliminando a falta, porém a seletividade entre fusível e relé não foi mantida neste cenário.

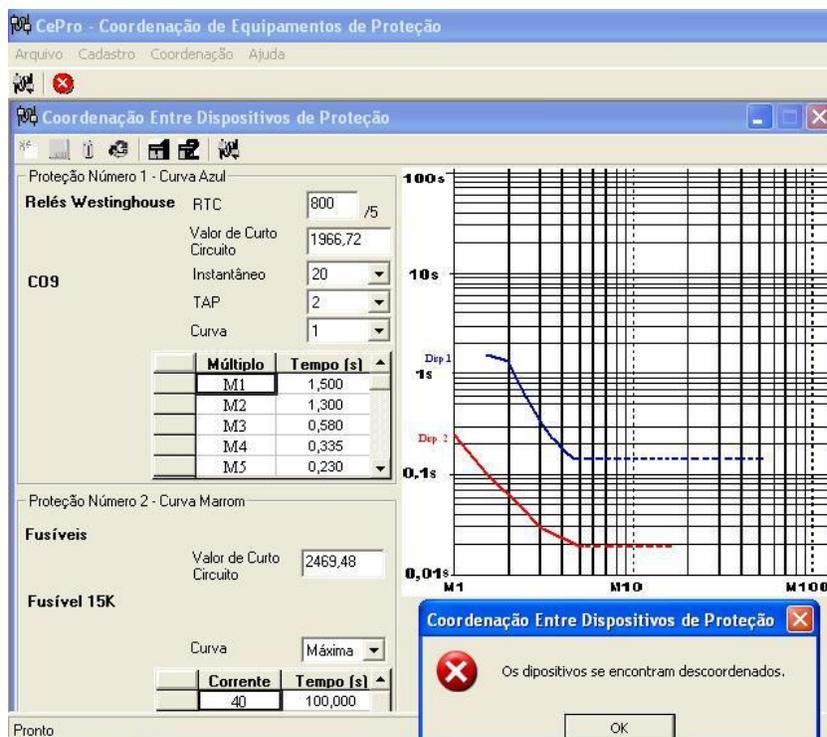


Fig. 5.29 – Comportamento das proteções para curto bifásico no ramal 2 – 22

Tem-se que mesmo para faltas nos ramos, e ainda com o PIE instalado num outro ramo relativamente distante eletricamente, em termos de distribuição, as proteções sentem o impacto da entrada do PIE, com suas conseqüências diretas nos esquemas adotados, e até implicando em grandes modificações, como substituições de dispositivos.

Um quarto caso foi simulado para verificar as atuações das proteções nos ramos do alimentador, onde do mesmo modo que no tronco, aumentaram consideravelmente os níveis de curto com a entrada do PIE. Para esta avaliação o PIE foi deslocado ao longo do alimentador para o fim do tronco. Assim o alimentador fica sendo considerado um circuito com duas fontes em suas

extremidades, redistribuindo fluxos e correntes em todos os ramais, em oposição ao sentido convencional que seria da SE para a carga. Em sendo desta forma, a SE poderá reduzir a injeção de potência no alimentador já que agora existe uma outra fonte que assume também suas cargas. A localização do defeito está no ponto 7 (falta monofásica), onde o ramal 4 – 7 possui um fusível de elo 10K instalado. A figura 30 a seguir exhibe o sistema descrito para a simulação.

O fusível deve interromper a corrente de falta antes da atuação de qualquer outra proteção, para ser seletivo com o restante do circuito. Os elementos considerados de *back-up* (relés) devem apenas exercer a proteção de retaguarda, caso o fusível falhe na eliminação do defeito.

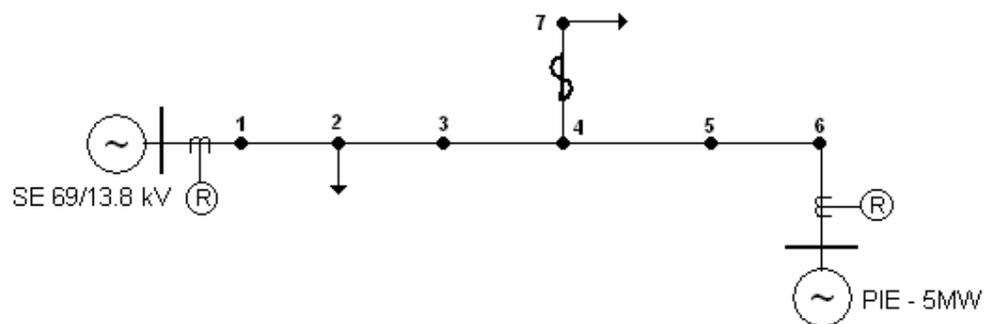


Fig. 5.30 – Sistema com duas fontes opostas “alimentando” uma falta no ramal 4 – 7

Na figura 5.31 observa-se o resultado obtido com as atuações de cada proteção considerada. Nota-se que houve descoordenação entre fusível e relé, corroborando o fato de que as proteções perdem a seletividade com as alterações nos níveis de curto circuito, e redistribuição de correntes resultantes da interligação do produtor independente. O relé instalado no PIE deve também estar coordenado com ambas as proteções existentes, agora num caminho de coordenação diferente, e possivelmente com o mesmo intervalo de coordenação, pois, as duas fontes devem ser desligadas para “limpar” o defeito que surge o mais rápido possível.

Para cada simulação realizada foram encontradas situações de descoordenação, e que houve uma falha na atuação dos esquemas de proteção. Todavia, para que este problema seja solucionado, deve-se partir inicialmente para uma reavaliação dos ajustes implantados nos relés, valores dos fusíveis

empregados tendo em vista as variações nas condições sistêmicas, níveis de curto-circuito, carga e geração.

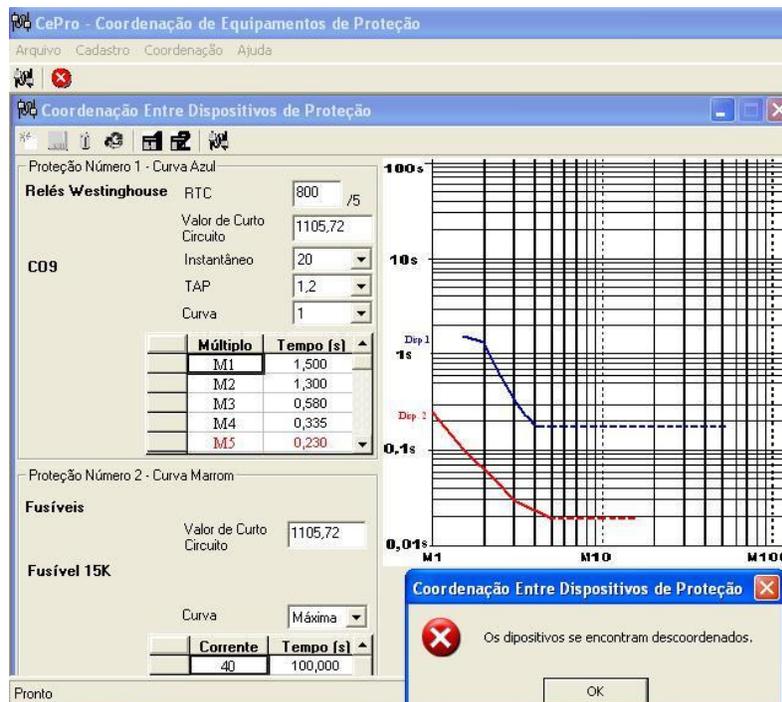


Fig. 5.31 – Comportamento das proteções para sistema com PIE no fim do alimentador

Tendo sido reajustados todos os dispositivos, deve-se verificar a nova condição de operação, buscando alcançar seletividade e coordenação entre os dispositivos de proteção. Caso não seja alcançada tal coordenação, e se comprovado for o caso, poderá ser necessário a substituição de dispositivos, visando garantir o bom funcionamento dos sistemas de proteção.

Verificou-se com estas simulações que a presença do PIE contribui fortemente para a má operação dos esquemas anteriormente adotados, ou seja, os esquemas originais sem nenhuma adequação à entrada dos PIE, implicando em desligamentos desnecessários, e falha na continuidade do fornecimento. Estes fatores contribuem para uma forte necessidade de normatização da conexão de produtores independentes e autoprodutores nos sistemas de distribuição.

Um fato importante também deve ser considerado na adequação dos sistemas de proteção empregados, mesmo não tendo sido verificado neste trabalho, mas, que são bastante consideráveis. Fala-se das proteções contra

sobretensões que devem ser avaliadas com cuidado, devido ao aumento significativo de injeções de reativos elevando o perfil de tensões como já exibido neste trabalho. Tanto sobretensões instantâneas quanto temporizadas, principalmente nos períodos de carga leve, podem ser observadas, logo, se através dos estudos elétricos forem constatados problemas dessa natureza, poderá ser necessário instalar proteções contra sobretensões (função 59) nos alimentadores que possuem PIE conectados.

5.4 CONCLUSÕES

Neste capítulo foram apresentadas as simulações e resultados obtidos no sistema teste considerado para avaliar o comportamento dos níveis de curto circuito, a distribuição de correntes e fluxos de potência, e os aspectos concernentes aos sistemas de proteção empregados, quando da interligação de produtores independentes ou autoprodutores. O sistema teste considerado foi um alimentador de distribuição em 13,8 kV sendo alimentado por uma subestação de potência instalada de 30 MVA. Foram realizadas simulações de fluxo de potência com uma ferramenta computacional própria para fluxos de potência em sistemas de distribuição, e conjuntamente foram verificados tanto a redistribuição dos fluxos, quanto o aumento no carregamento dos condutores, fato que se evidencia, pois, antes da instalação do referido novo gerador, o sentido era somente da SE para as cargas. Os perfis de tensão nos trechos do alimentador e em seus ramos também de modificaram, se elevando a níveis que podem causar sobretensões danosas em caso de ilhamentos ou quando em períodos de carga leve. Um aspecto positivo é o fato de haver uma melhoria na regulação de tensão com a entrada do PIE.

Foram simulados e apresentados os níveis de curto circuito para diversos casos, dentre eles faltas trifásicas, bifásicas e monofásicas. Os reflexos de curtos monofásicos mínimos também foram considerados, principalmente para os estudos de proteção. Um aumento considerável nos níveis de curto impele a um

raciocínio simples: os ajustes e parametrizações devem se modificar e o impacto na proteção é imediato. Um impacto significativo nos condutores e estruturas de distribuição, bem como em equipamentos como disjuntores, chaves, transformadores de corrente e potencial, deve ser avaliado, resultando até em possíveis substituições imediatas nas regiões próximas do PIE ou autoprodutor conectado.

As proteções têm impacto substancial, pois, como visto nas simulações realizadas, os dispositivos são diretamente afetados, e suas atuações comprometidas. Foram realizadas avaliações em esquemas de proteção com relés e fusíveis, sendo analisadas a seletividade e atuações dos dispositivos em cada esquema estudado. Simulações com faltas trifásicas e monofásicas comprovaram que a descoordenação entre os dispositivos faz com que os esquemas de proteção devam ser revistos e substituídos, novas ordens de ajuste que contemplem a presença dos PIE nos sistemas precisam ser elaboradas. Verifica-se que há a necessidade de novas parametrizações e avaliações em possíveis lógicas utilizadas, principalmente quando se tratar de proteções digitais. Aspectos de sensibilidade para defeitos monofásicos com resistência de falta foram considerados, complementando a análise da proteção.

Casos de sobretensões produzidas por excesso de reativos nos períodos principalmente de carga leve, podem ser encontrados, implicando na possível implantação de proteções de sobretensão (59I e 59T), implicando num investimento a ser empregado, que deverá ser decidido ou normatizado pela concessionária de distribuição, juntamente com o novo produtor de energia.

CAPÍTULO VI

CONCLUSÕES

6.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS.

Neste trabalho foram apresentados e discutidos aspectos relacionados com a interligação de produtores independentes de energia aos sistemas de distribuição de energia elétrica, considerando seu impacto nos sistemas de proteção empregados usualmente. Supôs-se a operação dos novos geradores interligados ao sistema elétrico através de um alimentador de distribuição, trabalhando com geradores síncronos *stand-alone* (único fim geração de energia) ou inseridos em plantas de cogeração.

No cenário em que se encontra o país face às mudanças institucionais do setor elétrico, a poucos anos atrás foi criado um novo agente que interagirá com os outros já presentes, implicando em fortes transformações nas próprias características técnicas e operacionais. Neste contexto foram comentados os principais tópicos relacionados com a criação sob a forma da lei nº 9.074/95, destes novos agente assim denominados Produtores Independentes de Energia – PIE, e autoprodutores. Tais novos elementos possuem características próprias no que tange a utilização do bem comum energia elétrica, para uso comercial. Todas as suas atividades são regulamentadas pelo governo federal através da agência reguladora ANEEL e do ministério das minas e energia. Foram definidos seus conceitos, explicadas algumas características operacionais, formas de produção de energia através da cogeração ou geração distribuída, conceitos amplos que estão intimamente ligados aos novos agentes, bem como traçados exemplos dos novos produtores. Com a entrada dos novos produtores algumas preocupações surgiram nas concessionárias sejam nos níveis de transmissão (acesso à rede básica) e

subtransmissão, seja ao nível de distribuição, com aspectos de proteção, operação, desempenho, confiabilidade e segurança do sistema ao qual o PIE ou autoprodutor se interligou. Foram abordados estes tópicos como pré-requisitos para a análise que se desenvolveu em diante.

Foram abordados aspectos técnicos a respeito das modalidades e tipos de novos produtores de energia, dentre eles a cogeração. Também conhecida no meio como geração distribuída, tem como conceito a utilização de outras formas de energia para geração de eletricidade. As formas como esta cogeração ou geração distribuída se apresenta, seus meios de geração e características foram tratados no decorrer do trabalho. Uma comparação com a geração termelétrica visando encontrar as diferenças básicas destas duas formas de geração energia foi estabelecida, principalmente no que tange o processo de cogeração em ambos os casos, nas usinas termelétricas e na indústria, que se distinguirá na venda de excedentes para as concessionárias.

Os conceitos para autoprodutores e produtores independentes traçados sob a forma da lei ultrapassam muitas vezes a rigidez de uma definição formal, o que fica caracterizado pela peculiaridade de cada caso de interligação entre os dois agentes. Neste trabalho foram abordados aspectos mais técnicos que políticos, onde buscou-se determinar os impactos que tais instalações trariam aos sistemas já previamente existentes. Juntamente a este fatos, relatou-se as implicações que surgem, como a dizer redistribuições de fluxos de potência, sejam ativas ou reativas, de correntes, implicando em novos cenários de utilização do sistema elétrico, o que impactará até nos aspectos econômicos, pois, com a "divisão" do fornecimento de energia, poderá se prolongar o tempo de vida útil de equipamentos como transformadores e reatores. No caso de bancos de capacitores, com esta nova fonte de reativos no sistema, sua utilização poderá ser minorada, além de trazer diretamente o benefício da regulação de tensão no sistema, outro aspecto positivo que se pode considerar, com a interligação dos novos agentes. Como visto nas simulações, os perfis de tensão em toda extensão da rede tendem a melhorar, postergando possíveis investimentos em reguladores de tensão. Porém, casos de sobretensões, principalmente na perda de carga ou

em ilhamentos, podem também ser vivenciados, reforçando mais ainda a singularidade de cada instalação. Outros componentes do sistema, como condutores, estruturas, isoladores, dentre outros, devem ser atentados, pois a mudança na configuração e variações de energia, tensões e correntes podem afetar o funcionamento operacional de cada um, ou até a implicação de substituição de tais componentes.

Quanto aos aspectos de curto circuito, ficam evidenciados os aumentos consideráveis nos níveis de curto, que causam basicamente necessidades de verificação das capacidades estruturais do sistema, dos equipamentos como disjuntores e chaves, e fundamentalmente nos dispositivos de proteção, que sem dúvida sofrem os maiores impactos. Estudos mais pormenorizados devem ser realizados visando detectar condições anormais para o sistema e para os consumidores que dele se utilizam, principalmente em ocorrências que levem a curtos reversos em direção às barras da subestação, e que as proteções não podem de forma alguma deixar ocorrer, pois os danos podem ser volumosos. Uma alternativa que pode ser avaliada para evitar problemas com as elevações demasiadas nos curtos é a instalação de limitadores de curto circuito, equipamentos que buscam controlar a amplitude das correntes de falta. Esta alternativa já é aplicada em sistemas de transmissão, e talvez seja atraente para sistemas de distribuição.

Outro aspecto relevante que traz efeitos negativos ao sistema são os desequilíbrios das tensões e correntes que podem ser sentidos nos alimentadores. Com a presença do novo gerador, advindo da sua forma de interligação ao sistema e se for o caso do uso de transformadores, o tipo de conexão dos enrolamentos, os desbalanços podem se intensificar, levando a sérios problemas no sistema.

Os impactos nos sistemas de proteção da concessionária indubitavelmente são os pontos mais importantes desta análise. Com a elevação dos níveis de curto circuito, os primeiros efeitos serão sentidos nas graduações das proteções que precisam ser modificadas para se adequar ao novo ponto de operação. Novas parametrizações possivelmente deverão ser implantadas para contemplar

situações que antes não eram concebíveis em todos os pontos do sistema, como por exemplo, fluxos reversos e sobretensões. Isso leva a uma avaliação da necessidade da instalação de novas proteções, para se adequar a situações que não estavam contempladas quando só existia uma fonte, ou para substituição de proteções antigas mais lentas, ou que não dispunham de tecnologia para exercer funções agora requisitadas.

Um outro aspecto importante que é abordado a coordenação entre os dispositivos de proteção que já existem e os novos que deverão de conviver de forma harmoniosa para proteger os sistema. Quando não havia uma nova fonte interconectada ao sistema, o fluxo de correntes se dava num sentido subestação para a carga. Com a entrada dos novos produtores, as correntes, inclusive as de falta, podem circular em sentidos reversos podendo causar problemas na atuação das proteções. Porém, mais relevante é a condição de perda de coordenação entre os relés, fusíveis, religadores presentes no sistema, após a interligação do PIE. As proteções de retaguarda ou dispositivos ditos protegidos atuarão de forma incorreta para faltas que deveriam ser eliminadas pelas proteções primárias, ou seja, pelos dispositivos protetores. Nas simulações realizadas com relés e fusíveis ficou constatado que mantendo-se as ordens de ajuste atuais e os valores de elos utilizados, em todos os casos analisados houve descoordenação entre as proteções. Fica claro que uma avaliação prévia da entrada dos PIE deve ser realizada visando acertar as modificações que devem ser feitas nas proteções graduáveis e nas proteções fixas (como os fusíveis) alterações nos valores de atuação. Ações como *retrofit* de proteções podem ser tomadas, buscando melhorias na confiabilidade das atuações, maior velocidade de atuações, e manutenibilidade dos esquemas aplicados.

Sob o ponto de vista de sensibilidade para faltas resistivas os dispositivos continuam atuando para curtos mínimos, mas a coordenação deve ser sempre respeitada. Quanto a questões de direcionalidade, cada caso ou sistema, se multiterminal ou radial, deve ser avaliada a necessidade de proteções contra fluxos reversos (instalação de proteções com função de potência reversa – 32 ANSI) nas barras da subestação. Exigências quanto a outros tipos de proteções

ditas sistêmicas, como oscilação de potência, esquemas especiais (alívio de carga, corte por restrição) podem ser analisadas visando complementar os estudos de proteção.

Um tópico por demais importante é a necessidade veemente de adequação do próprio esquema de proteção que deve ser adotado pelo PIE para proteger sua instalação, mas, fundamentalmente o sistema em que ele esta se interligando. No decorrer dos capítulos deste trabalho foram alertadas as principais necessidades, para que seja exigida do novo produtor uma adequabilidade aceitável aos requisitos mínimos de proteção tanto para o sistema, quanto para todos os consumidores que se utilizam dele.

6.2 – RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.

Como possibilidades de aprimoramentos e de futuros estudos baseados no trabalho apresentado, podem-se recomendar:

- ✓ Ampliar as análises realizadas tanto nos estudos de curto circuito e fluxo de potência o caso de novos acessantes à rede básica, ou seja, à malha primária de transmissão, nos níveis de tensão acima de 230 kV;
- ✓ Implementar nas análises de curto circuito novos tipos de geradores, ou fontes de energia, considerando usinas eólicas com geradores de indução, estações fotovoltaicas que produzem energia em corrente contínua e condicionam para corrente alternada, dentre outras formas de produção de energia que venham a se interligar aos sistemas de energia;
- ✓ Considerando a análise de novos produtores no sistema de transmissão, implementar na ferramenta de verificação da coordenação da proteção, os dispositivos direcionais empregados em sistemas malhados, inclusive relés de sobretensão, subfreqüência, e outras proteções sistêmicas;
- ✓ Avaliar o impacto em esquemas de proteção de sistemas de transmissão como religamentos mono e tripolar, proteção contra perda de sincronismo, e

oscilações de potência, vendo seu comportamento na coordenação e desempenho das proteções, bem como todo o sistema;

- ✓ Integração em uma mesma ferramenta de análise, os programas de fluxo de potência, curto-circuito, verificação da coordenação, implementando um simulador completo para análise de integração de PIE.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALMEIDA, W. G.; FREITAS, F.D.; 1995. *Circuitos Polifásicos – Teorias e Ensaio*. Brasília. FINATEC.
- AMON FILHO, J.; Conexão de Produtores Independentes à Rede Básica Segundo o Novo Modelo do Setor Elétrico: Tecnologias para a Limitação dos Níveis de Curto-Circuito e a Experiência de Aplicação no Sistema de Transmissão Brasileiro, VIII SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA - SEPOPE, IP-106, Brasília-DF, 2002.
- AMORA, M. A. B. *Análise da Interligação de Parques Eólicos a Sistemas Elétricos de Potência*, Belém, 2001. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal do Pará.
- ANDERSON, P.M.; 1999. *Power System Protection*. New York. IEEE Press, McGraw-Hill.
- BAJAY, S.V. Perspectivas de Evolução Institucional do Setor Elétrico Brasileiro e as Correspondentes Políticas Energéticas, *Revista Brasileira de Energia*, Vol.4, n.º 1, 1995.
- BRASIL; 1995. Lei n.º 9.074 de 7 de Julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil*, Brasília.
- BRITO, N. H. M. N.; AVIZ, C. A. M.; MÁXIMO, R. M. T.; *et al* Experiência da Eletronorte na Operação de Sistemas Elétricos com a Presença de Produtores Independentes de Energia, VIII SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA - SEPOPE, Brasília-DF, 2002.
- CAMINHA, A. C.; 1977. *Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos*. São Paulo, Ed. Edgard Blücher.
- CHEN, T.H., YANG, W.C. Effects of a Cogeneration Plant on the System Imbalance of a Distribution Feeder Connected with it, *Electrical Power and Energy Systems*, Vol 23, pp. 381-388, 2001.
- CLARK, H. K.; 1979. *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência – Série P.T.I.* Rio de Janeiro. Convênio ELETROBRÁS/UFMS.

- CPFL - COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. *Ligação de Autoprodutores em Paralelo com o Sistema de Distribuição da CPFL – 15kV*, Doc. n.º 033. São Paulo, 2000.
- GIGUER, S.; 1988. *Proteção de Sistemas de Distribuição*. Porto Alegre. SAGRA.
- HODGKINSON, G. System Implications of Embedded Generation and its Protection and Control, IEE Colloquium, 1998.
- KAGAN, N.; SILVA, J.C.B.; LIMA, W.S. Economical Comparison of Distributed and Central Station Generation in Brazilian Wholesale Energy Market, VIII SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA - SEPOPE, IP-019, Brasília-DF, 2002.
- KINDERMANN, G.; 1992. *Curto Circuito*. Porto Alegre. SAGRA-DC LUZATTO.
- KLOCK JR, O.S. *Programa Computacional para Verificação da Coordenação e Auxílio na Determinação dos Ajustes de Relés Direcionais de Sobrecorrente de Neutro de Linhas de Transmissão*, Florianópolis, 1998. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.
- KOJOVIC, L.A.; WILLOUGHBY, R.D. Integration of Distributed Generation in a Typical USA Distribution System, 16th INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON ELECTRICITY DISTRIBUTION – CIRED2001, 2001, IEE Vol.4, - 5 pp.
- KREFTA, G.F. Operação de Produtores Independentes em Paralelo com o Sistema da Copel, VI SEMINÁRIO TÉCNICO DE PROTEÇÃO E CONTROLE - VI STPC, Natal - RN, Set-Out. 1998.
- LEÃO, R.P.S., 1999. Apostila de Sistemas de Energia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará.
- MASON, C.R., 1956. *The Art and Science of Protective Relaying*. New York. John Wiley & Sons.
- MEDEIROS, A.D.R.; MANZONI, A.; ZÜRN, H.H.; *et al* Uma Ferramenta Eficiente para Análise Elétrica de Sistemas Radiais de Distribuição, 11º CONGRESO CHILENO DE INGENIERÍA, Punta Arenas, Chile, Noviembre 1995.
- MOZINA, C.J. Protección de Interconexiones de Generadores de IPP Usando Tecnología Digital, REUNION DE VERANO DE POTENCIA, Acapulco, July, 1999.
- MOZINA, C.J. Interconnection Protection of IPP Generators at Commercial/Industrial Facilities, IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS, Vol. 37, n.º 3, May/June, 2001.

- PROENÇA, M.L.; CAMPOS, M.L.B.; MATOS, M.A. Especificação de um Sistema de Planejamento e Análise do Impacto da Conexão de Geradores Independentes no Sistema Elétrico da Distribuição, 4º ENCONTRO LUSO-AFRO-BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO E EXPLORAÇÃO DE REDES DE ENERGIA – ELAB'99, Rio de Janeiro, 1999.
- REIS FILHO, F.A.; SENGER E.C.; JÚNIOR E.C.F.; *et al.* Algoritmo Digital para a Proteção da Interligação Concessionária - Indústria Operando em Sistemas de Cogeração, IX ENCONTRO REGIONAL LATINO-AMERICANO DA CIGRÈ, Nº 1, Foz do Iguaçu, Maio 2001.
- ROGERS, W.J.S., Impact of Embedded Generation on Design, Operation and Protection of Distribution Networks, IEE Colloquium, October 1998.
- SALMAN, K. S.; RIDA, I.M. Investigating the Impact of Embedded Generation on Relay Settings of Utilities' Electrical Feeders, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 16, n.º 2, pp. 246 – 251, 2001.
- SILVA, J.L.P.; PASCOAL, J.A.F.; LOPES, J.A.P. Análise do Impacto Técnico da Produção Independente Descentralizada Baseada em Cogeração em Redes de Distribuição de Serviço Público, 4º ENCONTRO LUSO-AFRO-BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO E EXPLORAÇÃO DE REDES DE ENERGIA – ELAB'99, Rio de Janeiro, 1999.
- SOUSA W.M.; OLIVEIRA J.F.; ALVES, C.E.; *et al.* Impactos Causados pelo Produtor Independente no Sistema da CEMIG – Aspectos de Proteção e Controle, XVI SNTPEE, Campinas, Outubro 2001.
- SPIER, E.B.; LEMOS, F.A.B.; BAZANELLA, A.S.; *et al.* Avaliação da Conexão de Produtores Independentes em Alimentadores Radiais de Sistemas de Distribuição, VIII SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA, IP-023, Brasília-DF, 2002.
- TAVARES, T.N.; ROLIM, J.G. Avaliação do Impacto Causado na Proteção pela Interligação de Produtores Independentes no Sistema de Distribuição de Energia, XV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - SENDI 2002, Salvador-BA, 2002.
- WILLIS, H.L. Analytical Methods and Rules of Thumb for Modeling DG – Distribution Interaction, POWER ENGINEERING SOCIETY MEETING 2000. IEEE Vol.3, pp. 1643 – 1644, 2000.