

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

ANNELISE ANDERSON BITTENCOURT

**PROTEÇÃO ADAPTATIVA DE ALIMENTADORES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.
Orientadora: Prof^{ra}. Jacqueline Gisèle Rolim, Dra. Eng.

FLORIANÓPOLIS
2011

Catálogo na fonte pela Biblioteca Universitária
da
Universidade Federal de Santa Catarina

B624p Bittencourt, Annelise Anderson
Proteção adaptativa de alimentadores de distribuição de
energia elétrica considerando geração distribuída
[Dissertação] / Annelise Anderson Bittencourt ; orientador,
Jacqueline Gisèle Rolim. - Florianópolis, SC : 2011.
132 p.: il., tabs.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação e
Engenharia Elétrica.

Inclui referências

1. Engenharia elétrica. 2. Sistemas de energia elétrica
- Proteção. 3. Transitórios (Eletricidade) - Métodos
de simulação. 4. Circuitos elétricos - Análise. I. Rolim,
Jacqueline Gisele. II. Universidade Federal de Santa Catarina.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU 621.3

ANNELISE ANDERSON BITTENCOURT

PROTEÇÃO ADAPTATIVA DE ALIMENTADORES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de “Mestre em Engenharia Elétrica”, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.

Florianópolis, 28 de março de 2011.

Prof^o. Roberto de Souza Salgado, Ph.D.

Coordenador do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof^a. Jacqueline Gisèle Rolim, Dra. Eng.
Orientadora - UFSC

Prof^o. Ghendy Cardoso Junior, Dr. Eng.
UFSC

Prof^o. Roberto de Souza Salgado, Ph.D.
UFSC

Prof^o. Geraldo Kindermann, M.Sc.
UFSC

Dedico à minha mãe e ao meu pai.

AGRADECIMENTOS

À minha orientadora, professora Jacqueline G. Rolim, que além de disponibilizar seu tempo e conhecimento me orientando nesta pesquisa, se tornou para mim um exemplo de profissional e de grande mulher.

À minha grande amiga, Jackie e a sua família, sendo que durante o tempo de trabalho juntas além de render esta pesquisa, tive o privilégio de construir laços de amizade que irão durar para sempre.

Ao meu marido, Fabiano, que soube me apoiar e me ouvir nos momentos certos, me aconselhar e principalmente me motivar com todo o seu amor e carinho.

A todos os meus familiares, que de alguma forma me apoiaram nesta jornada, em especial a minha mãe, Dona Lia e as minhas irmãs, Andréa, Adriana e Alessandra.

Às minhas amigas Viviane e Alice pelo apoio nos momentos de crise e desânimo, mas também nos momentos maravilhosos tanto nos períodos da graduação como no mestrado.

Ao Salzano Sunero Garcia, engenheiro da CELESC que contribui com importantes informações sobre as filosofias de proteção dos sistemas de distribuição.

Ao Joni Coser pela contribuição na modelagem do sistema teste.

Aos professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFSC que souberam me passar os conhecimentos necessários para o desenvolvimento de minhas capacidades.

Aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica da UFSC.

Aos amigos do LABSPOT por todas as vezes que nos reunimos nos estudos e nas confraternizações.

A todos os colegas da *Reason Tecnologia SA*, que de alguma forma me apoiaram e me incentivaram na continuidade deste trabalho.

À *SEL – Schweitzer Engineering Laboratories* pela doação de três relés digitais e uma caixa de teste, que originou a fundação do LAPSE (Laboratório de Automação e Proteção de Sistemas Elétricos) do departamento de Engenharia Elétrica da UFSC, sendo o qual tive o orgulho de ajudar a criar.

Ao CNPq, pelo incentivo financeiro no desenvolvimento de minha pesquisa, durante o curso de Mestrado em Engenharia Elétrica.

RESUMO

A instalação de unidades de Geração Distribuída (GD) nas redes de distribuição de energia elétrica pode gerar vantagens e desvantagens para a operação dos sistemas de potência, dependendo de vários fatores técnicos que envolvem a conexão destas unidades. Falhas nos sistemas de proteção podem ocorrer quando não são efetuados estudos de revisão sobre a coordenação da proteção levando em conta a inserção da unidade de GD em um alimentador pré-existente. Este trabalho apresenta uma proposta para proteção adaptativa de alimentadores de distribuição de energia elétrica considerando geração distribuída, como forma de contornar as dificuldades de coordenação da proteção neste contexto. A implementação da proteção adaptativa visa tornar mais eficaz o sistema de proteção, independentemente da topologia do sistema. Através de simulações em um sistema teste, são demonstradas algumas das alterações que a inserção de unidades de GD causa nos sistemas de distribuição, principalmente no que diz respeito à proteção dos alimentadores, uma vez que o foco deste estudo é a influência da inserção da GD nos tempos de atuação da função proteção de sobrecorrente. Através da análise dos resultados das simulações, verificou-se a necessidade de aprimorar as estratégias de proteção tradicionalmente empregadas, especialmente nos ajustes da função de sobrecorrente do alimentador. A proteção adaptativa implementada neste trabalho tem como objetivo alterar automaticamente os grupos de ajustes de um relé digital em função das condições do sistema de distribuição. O relé digital do alimentador monitora as correntes demandadas e recebe a informação do estado do disjuntor de interconexão da geração distribuída. A proposta foi avaliada através de simulações (*software* ATPDraw) envolvendo um sistema teste de distribuição do IEEE de 34 nós e de sua implementação em relés digitais comerciais. Os resultados obtidos, descritos e discutidos neste trabalho, atestam a capacidade e a eficiência da proposta de proteção adaptativa de alimentadores de distribuição de energia elétrica.

Palavras-Chave: Proteção Adaptativa, Geração Distribuída, Proteção de Sistemas de Distribuição, Relés Digitais, Alimentadores de distribuição, Simulações e Análises de Transitórios.

ABSTRACT

The installation of distributed generation (DG) units in electrical energy distribution networks has advantages and disadvantages for the power system operation, depending on several technical factors that involve the connection of these units. In order to avoid failures of protection systems, the coordination of protection devices should be reviewed when DG units are installed in a pre-existing feeder. This work proposes the application of adaptive protection to electricity distribution feeders considering distributed generation. Through simulations on a test system, the alterations caused by DG units installed in distribution systems are demonstrated, especially with regard to the protection of feeders. The object of this work is to analyze the negative influence of the insertion of DG on the operation times of the overcurrent function and thus propose an adaptive approach to solve the problem of the increase in the operation times. The analysis of the simulation results demonstrates the necessity of improving the protection strategies traditionally employed in distribution feeders, especially when setting the overcurrent function. The implementation of adaptive protection system aims to make the protection more effective, regardless the system topology. The adaptive protection implemented in this work aims to automatically change the group of settings that is active in a digital relay according to the conditions of the distribution system. The digital relay which protects the feeder monitors the current flowing and receives information about the status of the breaker at the interconnection of distributed generation. The proposal was evaluated through simulations (software ATPDraw) involving the IEEE 34-node test system and through its implementation in commercial digital relays. The results described and discussed in this work validate the capacity and efficiency of the proposed adaptive protection of feeders in distribution systems.

Keywords: Adaptive protection, Distributed generation, Distribution systems protection, Digital protective relay, Distribution Feeders, Simulations and analysis of transients.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Diagrama Unifilar Simplificado.	31
Figura 2.2: Subestação de Distribuição.	32
Figura 2.3: Curva tempo versus corrente do fusível tipo K [GIGUER, 1988].	35
Figura 2.4: Proteção por elo fusível.	36
Figura 2.5: Sequência de operações do religador automático [SALLES, 2007].	37
Figura 2.6: Proteção por chaves fusíveis e religadores.	38
Figura 2.7: Proteção por chaves fusíveis, religadores e seccionadores.	39
Figura 2.8: Diagrama de um alimentador radial.	42
Figura 2.9: Esquema Básico de Proteção de um alimentador de distribuição.	46
Figura 2.10: Diagrama Funcional em CA (corrente alternada) dos relés de sobrecorrente e disjuntor.	46
Figura 2.11: Curva tempo versus corrente unidade temporizada (51) e instantânea (50 - tempo definido e instantâneo).	47
Figura 2.12: Atuação de acordo com curva de tempo inverso IEC (C1 – Normal Inversa) [SEL-451, 2008].	49
Figura 4.1: Opções de acoplamento de GD no sistema da concessionária.	64
Figura 4.2: Esquema de Proteção Orientativo para conexão em 13,8kV, 23kV ou 34,5kV (CELESC, 2006).	73
Figura 5.1: Arquitetura do Relé Digital.	80
Figura 5.2: Curva de carga durante um dia (KERSTING, 2002).	83
Figura 5.3: Sistema teste de distribuição do IEEE-34 barras.	84
Figura 5.4: Curva tempo versus corrente da função sobrecorrente 50/51.	89
Figura 5.5: Posição da unidade de GD no alimentador teste em relação as etapas de simulação (barras: 808, 824 e 836).	91
Figura 5.6: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta bifásica (barra 840) no alimentador sem GD.	95
Figura 5.7: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta bifásica (barra 840) no alimentador com GD na barra 808.	95
Figura 5.8: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta trifásica (barra 840) no alimentador sem GD.	96
Figura 5.9: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta trifásica (barra 840) no alimentador com GD na barra 808.	96
Figura 5.10: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta bifásica (barra 854) no alimentador sem GD.	97

Figura 5.11: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta bifásica (barra 854) no alimentador com GD na barra 808.....	97
Figura 5.12: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta trifásica (barra 854) no alimentador sem GD.....	98
Figura 5.13: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta trifásica (barra 854) no alimentador com GD na barra 808.	98
Figura 5.14: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta bifásica (barra 816) no alimentador sem GD.	99
Figura 5.15: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta bifásica (barra 816) no alimentador com GD na barra 808.....	99
Figura 5.16: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta trifásica (barra 816) no alimentador sem GD.....	100
Figura 5.17: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta trifásica (barra 816) no alimentador com GD na barra 808.	100
Figura 5.18: Registro oscilográfico da atuação da função 51N para uma falta monofásica (barra 840) no alimentador sem GD.	101
Figura 5.19: Registro oscilográfico da atuação da função 51N para uma falta monofásica (barra 840) no alimentador com GD (barra 808).....	102
Figura 5.20: Registro oscilográfico da atuação da função 51N para uma falta monofásica (barra 854) no alimentador sem GD.	102
Figura 5.21: Registro oscilográfico da atuação da função 51N para uma falta monofásica (barra 854) no alimentador com GD (barra 808).....	103
Figura 5.22: Registro oscilográfico da atuação da função 51N para uma falta monofásica (barra 816) no alimentador sem GD.	103
Figura 5.23: Registro oscilográfico da atuação da função 51N para uma falta monofásica (barra 816) no alimentador com GD (barra 808).....	104
Figura 5.24: Lógica para alteração automática do grupo de ajuste ativo no relé do alimentador.	106
Figura 5.25: Exemplo de Transmissão-Recepção através dos <i>MIRRORED BITS</i> [SEL-451, 2008].	107
Figura 5.26:Seleção dos grupos de ajustes do relé digital SEL 451 com a lógica implementada (entrada física binária).	108
Figura 5.27:Seleção dos grupos de ajustes do relé digital SEL 451 com a lógica implementada (entrada Mirrored Bits).	109
Figura 5.28: Registro oscilográfico da atuação da função 51N para uma falta monofásica (barra 840) no alimentador com GD e grupo de ajuste 2 ativado.....	111
Figura 5.29: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta bifásica (barra 840) no alimentador com GD e grupo de ajuste 2 ativado.....	111

Figura 5.30: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta trifásica (barra 840) no alimentador com GD e grupo de ajuste 2 ativado.	112
Figura 5.31: Registro oscilográfico da atuação da função 51N para uma falta monofásica (barra 854) no alimentador com GD e grupo de ajuste 2 ativado.	112
Figura 5.32: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta bifásica (barra 854) no alimentador com GD e grupo de ajuste 2 ativado.	113
Figura 5.33: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta trifásica (barra 854) no alimentador com GD e grupo de ajuste 2 ativado.	113
Figura 5.34: Registro oscilográfico da atuação da função 51N para uma falta monofásica (barra 816) no alimentador com GD e grupo de ajuste 2 ativado.	114
Figura 5.35: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta bifásica (barra 816) no alimentador com GD e grupo de ajuste 2 ativado.	114
Figura 5.36: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta trifásica (barra 816) no alimentador com GD e grupo de ajuste 2 ativado.	115
Figura A.1: Configuração 300.....	128
Figura A.2: Configuração 301.....	128
Figura A.3: Configuração 302.....	128
Figura A.4: Configuração 303.....	129
Figura A.5: Configuração 304.....	129

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Ocorrências de curtos-circuitos [KINDERMANN, 2007].	45
Tabela 2.2: Ocorrências de curtos-circuitos permanentes e temporários [KINDERMANN, 2007].	45
Tabela 4.1: Tipos de acoplamento de GD no sistema elétrico [KINDERMANN, 2008, MOZINA, 2001, DUGAN et al., 2002].	64
Tabela 4.2: Contribuição da interconexão da GD em faltas no sistema elétrico.	65
Tabela 4.3: Funções do sistema de proteção da GD [CELESC, 2006].	72
Tabela 5.1: Correntes nominais de fase no início do alimentador nas quatro etapas de simulação.	92
Tabela 5.2: Correntes no início do alimentador para faltas bifásicas e trifásicas na barra 840.	92
Tabela 5.3: Correntes no início do alimentador para faltas bifásicas e trifásicas na barra 854.	93
Tabela 5.4: Correntes no início do alimentador para faltas bifásicas e trifásicas na barra 816.	93
Tabela 5.5: Correntes no início do alimentador (com e sem GD) para faltas monofásicas na barras 840, 854 e 816.	101
Tabela 5.6: Resultados das simulações de faltas monofásicas, bifásicas e trifásicas considerando o segundo grupo de ajustes do relé do alimentador.	110
Tabela A.1: Comprimento e Configuração de Impedância das Seções do Alimentador.	127
Tabela A.2: Cargas Concentradas.	130
Tabela A.3: Cargas Distribuídas.	130
Tabela A.4: Dados da unidade de Geração Distribuída.	130

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	21
1.2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA - ESTRATÉGIAS ADAPTATIVAS NOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO	23
1.3	ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	29
2	SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	31
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	31
2.2	ELEMENTOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	31
2.2.1	Transformadores.....	33
2.2.2	Reguladores de Tensão.....	33
2.2.3	Equipamentos de Proteção	34
2.2.4	Equipamentos de Medição	41
2.2.5	Alimentadores	41
2.2.6	Cargas.....	43
2.3	PROTEÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	43
2.3.1	Proteção de Alimentadores de Distribuição	44
2.4	FUNÇÃO SOBRECORRENTE INSTANTÂNEA DE FASE (50) E TEMPORIZADA DE FASE E NEUTRO (51/51N) DE ALIMENTADORES RADIAIS	46
2.4.1	Ajuste tradicional da função sobrecorrente instantânea de fase (50) e temporizada de fase e neutro (51/51N).....	49
2.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	52
3	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	55
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	55
3.2	IMPACTOS DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA (SEP)	56
3.2.1	Vantagens da Inserção da Geração Distribuída	57
3.2.2	Desvantagens da Inserção da Geração Distribuída.....	59
3.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	61
4	PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM A INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	63
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	63
4.2	INTERCONEXÃO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS EM ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO	63
4.3	REQUISITOS DA PROTEÇÃO PARA INTERCONEXÃO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	66
4.3.1	Proteção de Sobretensão.....	66

4.3.2	Proteção de Sobretensão de sequência negativa.....	67
4.3.3	Proteção de Sobretensão de sequência zero	67
4.3.4	Proteção de Subtensão.....	68
4.3.5	Proteção de Frequência	68
4.3.6	Proteção de sobrecorrente instantânea/temporizada....	69
4.3.7	Proteção de sobrecorrente direcional	69
4.3.8	Proteção Direcional de Potência	70
4.3.9	Proteção de sincronismo	70
4.4	ESQUEMA DE PROTEÇÃO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS EM ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO ..	71
4.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	74
5	MÉTODO DE PROTEÇÃO ADAPTATIVA DE ALIMENTADORES NA PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	77
5.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	77
5.2	O RELÉ DIGITAL	77
5.2.1	Arquitetura do Relé Digital.....	79
5.3	MODELAGEM DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	80
5.3.1	O ATPDraw	81
5.3.2	Modelagem de Geradores Síncronos.....	81
5.3.3	Modelagem de Transformadores de Potência	82
5.3.4	Modelagem das Linhas de Transmissão e Distribuição	82
5.3.5	Modelagem das Cargas	82
5.3.6	O Sistema de Distribuição Teste	84
5.4	ANÁLISE DOS TEMPOS DE ATUAÇÃO DA FUNÇÃO DE SOBRECORRENTE TEMPORIZADA APÓS A INSERÇÃO DE GD	90
5.5	PROPOSTA DA PROTEÇÃO ADAPTATIVA PARA ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO.....	105
5.5.1	Validação da lógica de alteração automática dos grupos de ajustes do relé.....	109
6	CONCLUSÕES	117
6.1	SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS	118
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	119
	APÊNDICE – A – DADOS DO ALIMENTADOR TESTE E GD	127

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Geradores de pequeno e médio porte conectados em redes de distribuição e de subtransmissão de energia elétrica são conhecidos como Geração Distribuída (GD). Esta definição de GD pode ser considerada muito ampla, sendo que várias entidades e estudiosos do setor energético definem a GD de uma forma particular. Entretanto, todos concordam que a GD é um importante e promissor sistema de geração de energia.

ACKERMANN et al. (2001) discutem várias definições de GD em função de diversas características da mesma, como: finalidade, localização, capacidade de geração, modo de operação entre outras. Ao concluir os estudos, os autores definem GD como sendo qualquer fonte de energia elétrica conectada diretamente no sistema de distribuição ou no local de medição do consumidor.

No âmbito da GD, ainda há a figura de Autoprodutor de Energia (APE) e do Produtor Independente de Energia (PIE). Consideram-se as seguintes definições pela lei 9.074/95 da União:

Autoprodutor de Energia (APE): É a pessoa física, pessoa jurídica, ou consórcio de empresas, que receba concessão, autorização ou registro do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao consumo próprio, podendo comercializar a energia elétrica excedente ao seu consumo próprio, por sua conta e risco, mediante autorização da ANEEL, classificados em 2 tipos:

- a) Autoprodutores com venda de energia excedente.*
- b) Autoprodutores sem venda de energia excedente.*

Produtor Independente de Energia (PIE): É a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão, autorização ou registro do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

A conexão de unidades de GD no sistema de distribuição pode gerar vantagens e desvantagens para os sistemas de potência, dependendo de vários fatores técnicos que envolvem a conexão destas unidades. Vários estudos vêm sendo realizados nos últimos anos para avaliar os impactos da inserção de unidades de GD em sistemas de distribuição, inclusive nos sistemas de proteção (TAVARES, 2003, LU et al., 2007, KAUHANIEMI et al., 2004).

Algumas das vantagens da inserção da geração distribuída são a melhoria da qualidade de fornecimento de energia, aumento do suporte de tensão e reativos e redução das perdas.

Entretanto, estas unidades de GD podem afetar de forma negativa os sistemas de distribuição, através da redistribuição dos fluxos de potência, alterações nos níveis de curto-circuito, sobretensões e falhas nos sistemas de proteção (CHOI et al., 2008). As falhas nos sistemas de proteção podem ocorrer quando não são efetuados estudos prévios sobre a coordenação da proteção levando em conta a inserção da unidade de GD em um alimentador pré-existente. A proteção do gerador deve estar coordenada com a do alimentador e conseqüentemente a proteção deste deverá estar coordenada com as de equipamentos vizinhos. Em (GIRGIS et al., 2001) estudos sobre o efeito da inserção de unidades de GD na coordenação dos equipamentos de proteção convencional são discutidos.

Os sistemas de distribuição em sua grande maioria apresentam característica radial com a energia fluindo da subestação para as cargas, o que possibilita o uso de dispositivos de proteção mais simples, como relés não-direcionais. Com a inserção de unidades de GD e a consequente redistribuição dos fluxos, a seletividade e velocidade de atuação da proteção de alimentadores e das próprias unidades de GD são alteradas de forma drástica.

As correntes de curto-circuito podem fluir em direção oposta quando comparada à situação no qual o fluxo de potência é unidirecional. Nestes casos o uso somente de relés de sobrecorrente (instantâneo/temporizado – 50/51 nomenclatura ANSI) e religadores não são suficientes para garantir o bom desempenho da proteção, sendo necessária a instalação de relés direcionais (67 – nomenclatura ANSI). Verifica-se que para cada inserção de unidades de GD e características do sistema elétrico, torna-se imprescindível a revisão dos esquemas e da coordenação da proteção.

Outro fato que vem despertando grande interesse em pesquisadores é a detecção pelos sistemas de proteção da condição de ilhamento. O ilhamento ocorre quando uma parte do alimentador encontra-se eletricamente isolada do restante da rede, mas continua energizada por unidades de GD. Este fato pode trazer problemas graves tanto para consumidores, quanto para as concessionárias e proprietários das unidades de GD, por exemplo devido à dificuldade de controlar a tensão e frequência do sistema ilhado. Cabe ressaltar que na maioria das vezes as unidades de GD não são de propriedade da concessionária, assim a qualidade de energia fornecida aos consumidores não pode ser garantida (VIEIRA, 2006).

Avaliando todas as alterações que a inserção de unidades de GD causa nos sistemas de distribuição, principalmente no que diz respeito à proteção dos alimentadores e das próprias unidades de GD, verifica-se a necessidade de aprimorar as estratégias de proteção tradicionalmente empregadas. A implementação da proteção adaptativa visa tornar o sistema de proteção mais eficaz.

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA - ESTRATÉGIAS ADAPTATIVAS NOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO

A proteção adaptativa é uma filosofia que permite e procura fazer ajustes no sistema de proteção para torná-lo mais adequado às condições variáveis do sistema elétrico (PHADKE et al., 1988, COURY et al., 2007).

Os principais dispositivos de um sistema de proteção em redes de distribuição são os relés, os transformadores para instrumentos, as chaves fusíveis, os disjuntores, os religadores e outros tipos de sensores.

Os relés podem incluir várias funções de proteção (sobrecorrente, diferencial, etc.) que devem ser ajustadas em função do equipamento que estes dispositivos irão proteger. Para definir os ajustes dos relés, os engenheiros de proteção necessitam de informações não somente do equipamento a ser protegido, mas também do sistema onde ele está inserido.

Sistemas de proteção convencionais são configurados com um ajuste fixo, ou seja, de acordo com os estudos prévios do sistema elétrico a ser protegido o relé é parametrizado. Por exemplo, estes estudos consideram que a mínima corrente de operação de um relé de sobrecorrente deve ser maior que a máxima corrente de sobrecarga. Este fato influencia diretamente na sensibilidade do relé, principalmente no que diz respeito à detecção de faltas de alta impedância.

Quando ocorre a inserção de GD, são alteradas as características do sistema no qual estes equipamentos são instalados. Sendo assim, torna-se necessário uma estratégia para realizar a mudança de parâmetros no sistema de proteção em resposta às mudanças no sistema de potência causadas especialmente pela redistribuição dos fluxos em situações normais e de falta. Verifica-se que a proteção adaptativa é uma abordagem apropriada para suprir a deficiência nos sistemas de proteção na presença de GD, visando evitar possíveis problemas na sensibilidade, velocidade e seletividade do sistema.

Com a evolução dos relés digitais, tanto em velocidade de processamento de dados quanto em funcionalidades, a aplicação de

proteção adaptativa utilizando estes equipamentos vem se tornando cada vez mais viável. Os relés atuais permitem a configuração de vários conjuntos de ajustes de proteção, chamados de grupos de ajustes. Estes grupos de ajustes podem corresponder a diferentes situações operacionais ou topológicas às quais a rede de distribuição pode ser submetida. Para otimizar os ajustes e as lógicas que definem qual grupo deve estar ativo na operação *on line*, é necessário que sejam simuladas faltas em diversas localizações no sistema e em diferentes condições topológicas e de carregamento.

Algumas pesquisas já aplicam estratégias adaptativas utilizando como entrada de dados medições fasoriais. Este tipo de ferramenta de medição é apontada como uma das principais soluções para a aplicação desta estratégia.

Usando a técnica mencionada acima, BRAHMA et al. (2004) sugerem um esquema de proteção adaptativa para solucionar o problema de má coordenação dos equipamentos de proteção de um sistema de distribuição com alta penetração de GD. No esquema proposto é realizado um monitoramento contínuo dos fasores das correntes trifásicas de todas as unidades de GD do sistema e também da fonte principal. Com estes dados são realizados cálculos da contribuição da corrente de falta de cada unidade de GD do sistema. O sistema de distribuição é dividido em zonas de acordo com a localização das unidades de GD, sendo cada zona separada e protegida por disjuntores. A estratégia adaptativa está no ajuste da corrente de disparo do relé que aciona o disjuntor de cada zona de maneira *on line*, este ajuste é configurado com base no cálculo da contribuição da corrente de falta para cada unidade de GD.

Buscando a melhora na seletividade e na velocidade da detecção da falta em meio às variações das condições de operação dos sistemas de distribuição, CHEUNG et al. (2007, 2008), propõem uma estratégia de proteção adaptativa de alimentadores capaz de alterar os ajustes de disparos dos relés que acionam os disjuntores. A função adaptativa da proteção implementada foi a proteção de sobrecorrente de terra (50N, 51N). Como citado anteriormente, os sistemas de proteção são tradicionalmente configurados com ajustes fixos. No caso da função sobrecorrente, a corrente mínima de atuação (*pickup*) é ajustada acima do maior valor de corrente de carga desbalanceada que pode ocorrer no sistema. Esse fato leva a problemas na detecção de faltas de alta impedância para a terra, ou seja, os valores das correntes em situações normais e anormais são similares e se confundem, ocasionando a não detecção das faltas. A proteção adaptativa proposta pelos autores

monitora continuamente a corrente de carga e altera dinamicamente os ajustes do relé de sobrecorrente de acordo com o valor medido. Caso seja detectado um baixo carregamento, o ajuste é alterado automaticamente para um valor de “*pickup*” (partida) de menor valor. O resultado será um ajuste muito menor que o ajuste da proteção convencional, o que melhora a sensibilidade da proteção quando o carregamento do alimentador estiver em um nível abaixo do carregamento máximo ou normal. Os valores de “*pickup*” disponíveis na proposta adaptativa são divididos em quatro níveis, sendo eles fixos e temporizados (máximos ou mínimos), conseguindo assim uma completa abrangência nas detecções de faltas.

A perda da coordenação dos equipamentos de proteção pode ocorrer também quando há mudança na topologia da rede de distribuição para possibilitar o isolamento de equipamentos para realização de serviços de manutenção preventiva ou corretiva. Com a alteração na topologia da rede de distribuição, os ajustes dos dispositivos não são mais apropriados para a topologia atual. Uma estratégia adaptativa que identifica a nova topologia e calcula os novos dados do sistema de distribuição é apresentada em SACHDEV et al. (1995). Os ajustes dos relés de detecção de falta a terra e falta fase-fase são alterados adaptativamente de acordo com as condições operacionais do sistema elétrico. Na estratégia adaptativa apresentada pelos autores, os relés monitoram e analisam as medidas de tensões e correntes, assim como recebem a informação dos estados de seccionadoras e de disjuntores e enviam estas informações para a subestação de controle em intervalos de tempo pré-determinados. As informações recebidas pelo computador da subestação são enviadas para um computador na central de controle, que analisa e processa as informações decidindo se os ajustes dos relés devem ser alterados ou não. Quando o estado de algum disjuntor ou seccionadora é alterado, o computador da subestação verifica se a topologia da rede foi alterada ou não. No caso de alteração da topologia da rede, o computador atualiza a nova configuração (topologia) e envia para o computador da central de controle, o qual processa as informações, determina os novos pontos de conexão e executa um novo cálculo de fluxo de carga. Com os novos dados do fluxo de carga (carregamento e geração), a proteção é ajustada de acordo com a nova configuração.

O uso da estratégia adaptativa no setor elétrico tornou-se mais efetivo com a evolução das redes privadas de computadores das concessionárias de energia elétrica. Com a disponibilidade das redes privadas de computadores (*intranet*) e a implantação da norma IEC

61850, os meios de comunicação utilizados nos sistemas de proteção vêm obtendo as características necessárias para a implementação de técnicas adaptativas de proteção (APOSTOLOV, 2006, TOMITA et al., 1998). Para obter bons resultados com as estratégias adaptativas é necessário que o sistema de comunicação seja eficaz e confiável.

Sistemas Multiagentes, Redes Neurais Artificiais (RNAs) e Lógica *Fuzzy* são algumas das técnicas de inteligência artificial que estão sendo empregadas no desenvolvimento de estratégias adaptativas de proteção de sistemas elétricos.

Uma das técnicas mais difundidas é a de Sistemas Multiagentes. A maioria das aplicações da técnica de Redes Neurais é na proteção de linhas de transmissão. A sua utilização proporciona avanços no desempenho dos relés de distância. Nos sistemas Multiagentes existem as entidades chamadas de “Agentes” que tomam suas decisões baseadas nas informações do meio no qual elas interagem. As alterações e atualizações são realizadas dinamicamente através da comunicação com outros agentes e através da sua própria evolução. A proteção de sistemas elétricos de potência apresenta característica distribuída, basicamente cada dispositivo de proteção que a compõe protege um determinado equipamento do sistema. Esta característica se tornou uma vantagem para a aplicação da técnica de Sistemas Multiagentes. Os relés digitais trabalhando em conjunto com os agentes podem alterar de forma adaptativa os seus ajustes.

YONGLI et al. (2009) propõem o MAWAPS (*Multi-Agents and WAN¹ based Adaptive Protection System*), que tem o objetivo de alterar de forma adaptativa os ajustes dos relés digitais de acordo com as condições operacionais e topológicas do sistema elétrico de potência. As funções de proteção adaptativas propostas foram de sobrecorrente de fase e de sequência zero. Técnicas da IEC 61850 e MMS (*multimedia messaging service*) desempenharam um papel importante na comunicação remota em tempo real.

Uma arquitetura multiagente e multi-camadas para a proteção adaptativa de subestações é proposta por MINGYU et al. (2004). A arquitetura é definida em três camadas, sendo elas: Camada do equipamento, Camada da Subestação, Camada do Sistema. Dentro de cada camada são definidos vários tipos de agentes. A função de proteção adaptativa proposta foi a proteção de distância.

¹ WAN - Wide Area Network.

APOSTOLOV (2006) destaca a importância da norma IEC 61850 na disseminação da técnica de Multiagentes no desenvolvimento de estratégias adaptativas em sistemas de potência. Neste artigo ele apresenta uma aplicação adaptativa para o controle de Corte de Carga Centralizado, utilizando um sistema multiagente para otimizar a seleção do alimentador no qual a carga será cortada. Monitorando os estados dos alimentadores e das cargas que fazem parte do esquema de Corte de Carga e também recebendo dados sobre as alterações de frequência, taxa de variação da frequência e taxa média da variação da frequência, o algoritmo de corte de carga é executado continuamente pelo sistema multiagente, que determina para qual disjuntor deverá ser enviado o sinal de abertura visando efetuar o corte de carga ótimo.

Ajustar de forma adaptativa os relés de distância para linhas multi-terminais usando a técnica de Sistemas Multiagentes foi a proposta apresentada em (COURY et al., 2000). A estrutura multiagente utilizada é composta por três tipos de agentes:

- a) Os agentes de “Operação”: são locais, responsáveis pela monitoração da condição operacional de cada terminal;
- b) Os agentes “Estado de Disjuntor”: são locais, monitoram as alterações na topologia da rede através dos estados dos disjuntores;
- c) Os agentes de “Coordenação”: coletam as informações dos outros agentes, definem ações e transferem conhecimento para os demais agentes de coordenação.

Este último tipo de agente é que determina os melhores ajustes para o relé.

A maioria dos trabalhos que aplicam RNAs (Redes Neurais Artificiais) se concentram na proteção de linhas de transmissão, onde mostram melhorias na função de distância. A função de distância opera medindo o parâmetro de linha de transmissão até o ponto de curto-circuito ou da carga. KHAPARDE et al. (1993) propõem um modelo de rede *Multi-layered Perceptron* (MLP) com o algoritmo *Error-Back-Propagation* para treinar a rede utilizando casos já conhecidos (treinamento *off-line* e supervisionado). A opção por utilizar as RNAs se deve a quatro fatores que influenciam diretamente a função de distância:

- Existem fatores incontrolláveis nas variáveis durante uma falta, como a resistência, reatância e a localização.
- Relação de X/R da fonte.
- Fluxo de potência pré-falta na carga afeta a impedância vista pelo relé.
- Alimentação nos terminais.

De acordo com os fatores acima se percebe que este é um problema de reconhecimento de padrões e o uso de RNA é indicada. Os resultados encontrados pelos autores foi uma melhoria significativa na seletividade do relé.

A principal função de proteção de um transformador é a diferencial (87), essa função compara a corrente primária com a corrente secundária e em seguida compara com um valor ajustado. Caso esse valor esteja abaixo do valor ajustado, há uma operação normal, caso contrário há uma falta interna.

Entretanto para que essa comparação entre as correntes possa ser feita de maneira correta alguns aspectos devem ser considerados. As relações dos transformadores de correntes, a saturação do TC, o defasamento angular devido ao tipo de ligação (delta ou estrela), possuem forte influência nos ajustes da proteção. Com as técnicas atuais algumas situações não são bem distinguidas, resultando em uma não operação, ou operação indevida por parte do relé.

As soluções atuais fazem uso da corrente diferencial percentual e a restrição de corrente com a monitoração de harmônicas de segunda e quinta ordem. Entretanto existem casos duvidosos onde a atual abordagem não consegue analisar corretamente.

WISZNIEWSKI et al. (1995) apresentam uma aplicação da lógica *fuzzy* que permite as seguintes melhorias na proteção:

- As decisões do envio de *trip* são baseadas em diversos critérios, sendo possível adaptar os pesos dos fatores envolvidos na decisão.
- Incertezas a respeito dos sinais obtidos e da configuração são modeladas quantitativamente.
- As consequências de uma decisão errada da proteção podem ser modeladas, deixando o relé “mais inclinado para o *trip*” ou “mais inclinado para o bloqueio” dependendo da situação atual.
- O atraso para o *trip* depende da qualidade dos sinais recebidos, permitindo uma melhor análise do distúrbio.

Na proteção de transformadores os autores dividem quatro casos para a adoção de critérios.

1. Corrente de *Inrush*: Utilizam-se cinco critérios.
2. Sobre-exitação: Utilizam-se três critérios.
3. Curto-circuito externo com a saturação do TC: Utilizam-se três critérios.

4. Erro da relação de transformadores de corrente com a relação de transformação de transformadores com carga pesada ou com curto-circuito externo: Utilizam-se três critérios

Cada critério possui uma representação distinta dentro na lógica *fuzzy*. De acordo com algumas funções as decisões são tomadas de modo que no final chega-se a uma decisão de *trip* ou bloqueio. Através do uso da lógica *fuzzy* obtiveram-se as seguintes vantagens.

- Em casos claros de tomada de decisão, o algoritmo equivale-se ao uso de um esquema com lógica booleana.
- A velocidade de operação do relé é alta (uma fração de um ciclo), entretanto em casos não muito claros um atraso é adicionado.
- Incertezas são consideradas quantitativamente e permite determinar um nível onde o *trip* deveria ser inicializado. Esse nível pode ser adaptável.
- O uso de lógica *fuzzy* permite um bom compromisso entre velocidade e seletividade.
- Em casos em que alguns parâmetros são desconhecidos, encontra-se uma solução inicial.
- Pode ser usado em tempo real, sendo que não sobrecarrega o processamento e a memória do relé.

A implementação de técnicas adaptativas nos sistemas de proteção representa um grande avanço na operação dos sistemas elétricos de potência. Esta técnica proporciona aumento da eficácia da proteção de sistemas elétricos de potência e conseqüentemente redução da indisponibilidade do fornecimento de energia e aumento da vida útil de equipamentos. Enfim, toda a sociedade se beneficia com um sistema elétrico mais seguro e confiável.

1.3 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

No capítulo 2 são apresentados os elementos básicos que constituem a rede de distribuição de energia elétrica, assim como os principais componentes que formam seu sistema de proteção. No final do capítulo foca-se nos requisitos para ajuste tradicional da função de sobrecorrente de fase (instantâneo/temporizado) e de neutro (temporizada) de alimentadores radiais.

Definições de geração distribuída e os impactos da sua inserção nos sistemas de distribuição de energia elétrica são descritos no capítulo 3.

Características da conexão da GD no sistema distribuição, como os tipos de acoplamento dos transformadores de conexão e as funções de proteção requisitadas pelas concessionárias são apresentados no capítulo 4.

No capítulo 5, são expostos os diversos resultados de simulações realizadas para um sistema de distribuição do IEEE, comparando os resultados sem e com a inserção da GD. Diferentes casos de faltas são considerados e seus respectivos resultados são analisados. A proposta da proteção adaptativa para alimentadores de distribuição também é apresentada neste capítulo.

Finalmente, as conclusões e algumas sugestões para trabalhos futuros são discutidas no capítulo 6.

2 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Grande parte dos consumidores de energia elétrica desconhece as etapas pelas quais a energia passa até chegar ao seu destino final, seja este um ponto industrial, comercial ou residencial. A energia elétrica passa por três processos básicos, o da geração, da transmissão e da distribuição de energia. A figura 2.1 apresenta o Sistema Elétrico em forma de diagrama unifilar simplificado.

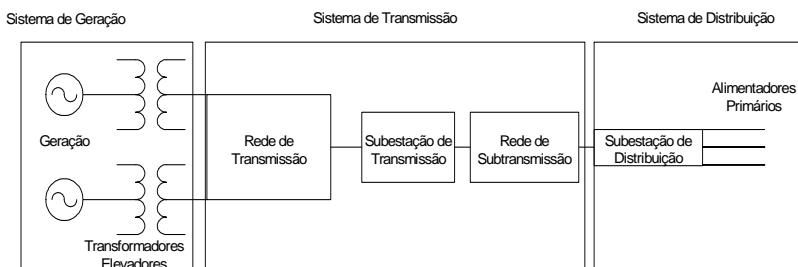


Figura 2.1: Diagrama Unifilar Simplificado.

Para planejamento e operação de cada um dos sistemas citados acima, são necessários diversos equipamentos e tecnologias, mão de obra especializada e principalmente estudos e pesquisas para atender os avanços tecnológicos.

No âmbito da proteção de sistemas elétricos de potência, estes três subsistemas possuem filosofias de proteção distintas. Este capítulo irá deter-se somente na descrição do processo de distribuição de energia elétrica, assim como a proteção dos equipamentos que o constituem.

2.2 ELEMENTOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Os circuitos de distribuição compreendem a maior porcentagem das malhas do sistema elétrico. Estes circuitos são alimentados a partir das subestações de distribuição e fornecem energia aos consumidores de pequeno (domésticos/residenciais) e médio porte (pequenas indústrias e comércio).

A engenharia de distribuição possui uma considerável importância, cobrindo uma grande variedade de setores como redes

aéreas e subterrâneas, medição, manobra e proteção. Um sistema elétrico típico pode ter a metade de seu capital de investimento aplicado em circuitos de distribuição (ELGERD, 1977).

De acordo com CELESC (2006), o sistema de distribuição é toda e qualquer parte do sistema elétrico que opera nas tensões nominais de 13.800, 23.000 ou 34.500 Volts. Estes sistemas são frequentemente constituídos por subestações de distribuição e alimentadores primários, conforme mostra a figura 2.1.

A figura 2.2 mostra os principais equipamentos que compõem uma subestação de distribuição. Nos itens 2.2.1 a 2.2.6 estes equipamentos são descritos de forma simplificada.

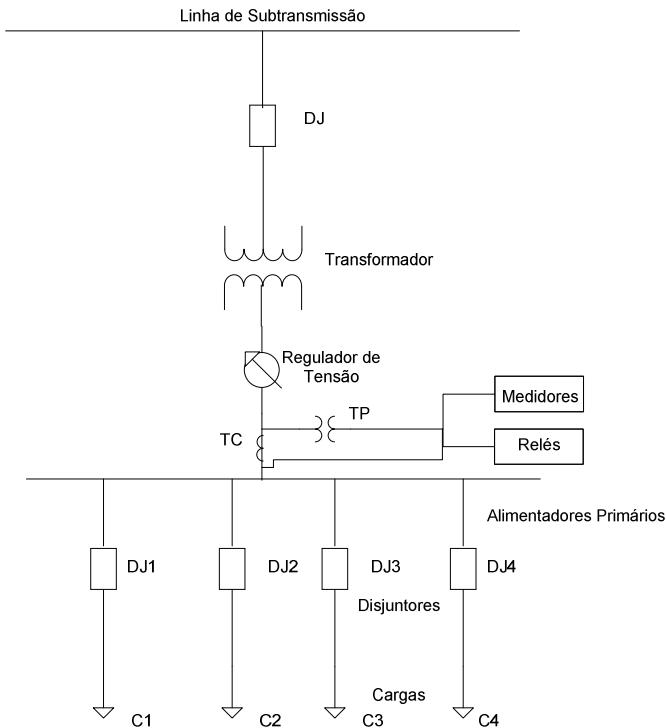


Figura 2.2: Subestação de Distribuição.

2.2.1 Transformadores

A transmissão da energia elétrica é realizada em tensões elevadas, visando diminuir as perdas. Quando chega aos centros de consumo, a energia tem sua tensão reduzida para níveis compatíveis com os sistemas de distribuição. A conexão entre os vários níveis de tensão é feita através dos transformadores. A função primária do transformador de distribuição é reduzir a tensão de níveis de transmissão e subtransmissão para níveis de distribuição. Nas subestações podem existir um ou mais transformadores, dependendo do porte da rede de distribuição. As subestações podem ser formadas por transformadores trifásicos ou transformadores monofásicos, conectados de forma a constituir banco trifásico (KERSTING, 2002).

2.2.2 Reguladores de Tensão

O grau de qualidade da energia elétrica está diretamente ligado ao nível da tensão entregue aos consumidores. A regulação de tensão é um dos principais fatores que devem ser considerados para uma adequada operação do sistema elétrico de distribuição.

O regulador de tensão é um dispositivo que tem como finalidade manter o nível de tensão de um sistema elétrico em uma faixa de valores predeterminados (MAMEDE FILHO, 2005).

Para tensões acima de 1kV, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) estabelece que o nível de tensão deve permanecer na faixa de 95% a 105% da tensão nominal do sistema. Os níveis de tensão do sistema de distribuição (tensão secundária) são estabelecidos pela resolução 676 de 22/12/2003 da ANEEL. Para manter estes níveis se faz necessária a aplicação de reguladores de tensão ao longo de alimentadores extensos, além da definição dos próprios valores de tensão de fornecimento nos vários pontos do sistema.

O regulador de tensão é baseado no projeto de um autotransformador. Pode elevar ou reduzir a tensão dependendo das conexões de seus enrolamentos. Atualmente, dois tipos de reguladores de tensão são frequentemente usados nas redes de distribuição: o regulador de tensão *autobooster* e o de 32 degraus. O *autobooster* é muito utilizado em redes de distribuição e sua principal característica é a regulação da tensão somente em um sentido, ou seja, é regulado para elevar ou para reduzir. A característica de regulador de tensão de 32 degraus é manter em seus terminais de saída ou em um ponto qualquer do sistema, uma tensão constante (MAMEDE FILHO, 2005).

2.2.3 Equipamentos de Proteção

A escolha de um sistema de proteção para equipamentos do sistema elétrico envolve aspectos de segurança, operacionais e econômicos. Os dispositivos mais utilizados nos sistemas de distribuição são: fusíveis, religadores, seccionadores, disjuntores e relés. Além de definir de forma otimizada o dispositivo e o local de instalação do mesmo, uma das etapas primordiais para um sistema de proteção eficaz é a coordenação entre estes dispositivos.

Nos subitens seguintes serão apresentados os equipamentos usualmente empregados para proteger sistemas de distribuição (ELETROBRÁS, 1982, GIGUER, 1988).

a) Chave Fusível

Os fusíveis são dispositivos que interrompem o circuito em situações de sobrecorrentes e curtos-circuitos. A interrupção é realizada de maneira súbita. A grande vantagem destes dispositivos é que eles apresentam a característica conjunta de proteção e interrupção sem a necessidade de equipamentos auxiliares. Sendo assim, o baixo custo em relação ao conjunto relés de proteção e disjuntores torna-se também outra vantagem. A desvantagem principal é a necessidade de reposição manual do dispositivo após sua atuação, com o intuito de restaurar o sistema.

As chaves fusíveis são vastamente utilizadas em sistemas de distribuição, principalmente na proteção de ramais secundários de alimentadores, ramais de entrada de consumidores e transformadores de distribuição (SALLES, 2007).

O projeto do elo fusível leva em conta as suas propriedades construtivas (térmicas e elétricas), sendo que o mesmo deve manter suas características nominais durante operação normal do sistema e atuar (fundir) quando ocorrer a ultrapassagem do limite mínimo de fusão. O intervalo de tempo necessário para chegar à fusão depende dos seguintes fatores: densidade de corrente que passa através do fusível, propriedades físicas do material que constitui o elemento fusível, material envolvente, temperatura ambiente e grau de envelhecimento (GIGUER, 1988). Os fusíveis são classificados pelo tipo de material que o compõe e pelas curvas características. As curvas características dos fusíveis são representadas em um sistema de coordenadas tempo versus corrente. Na

figura 2.3 são apresentadas as curvas características de um fusível tipo K.

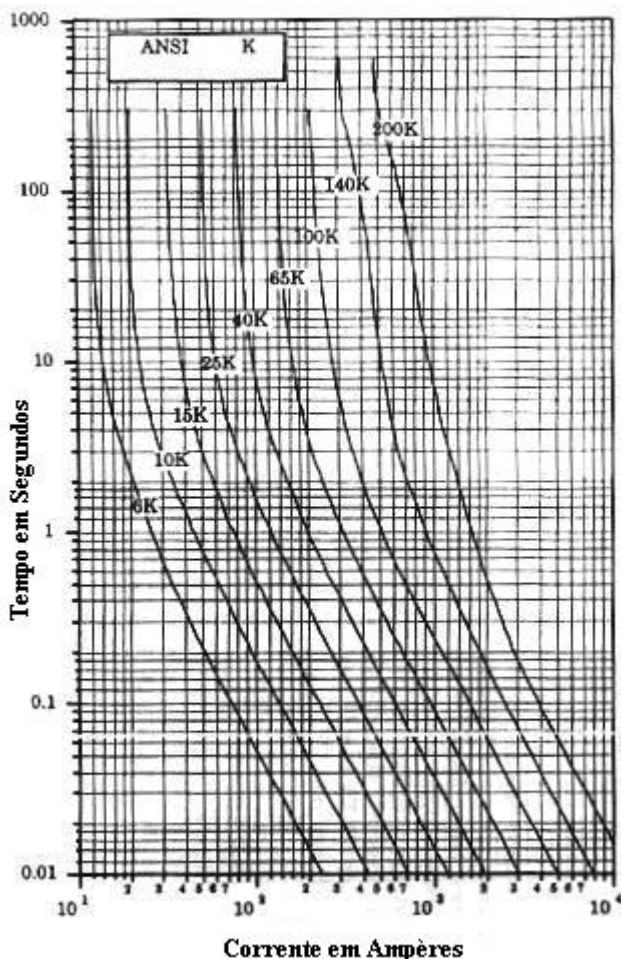


Figura 2.3: Curva tempo versus corrente do fusível tipo K [GIGUER, 1988].

Os fusíveis são divididos em três tipos: H, K e T. Os fusíveis tipo H são de atuação lenta, sendo projetados para proteção primária de transformadores de pequeno porte. Os fusíveis tipo K apresentam atuação rápida e são amplamente utilizados na proteção de ramais de alimentadores. A figura 2.4 apresenta a localização usual das chaves

fusíveis para proteção de alimentadores. A chave fusível 1 protege o ramal secundário e a chave fusível 2 protege o ramal primário.

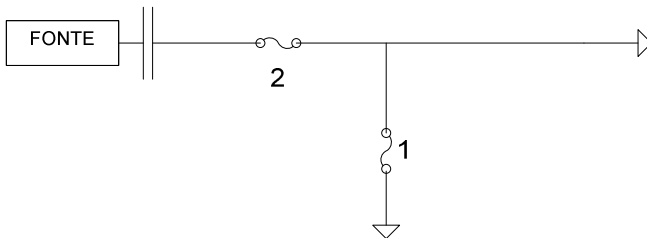


Figura 2.4: Proteção por elo fusível.

b) Religadores Automáticos

Religadores automáticos são equipamentos de proteção contra sobrecorrente, capazes de interromper a corrente elétrica de um circuito de forma repetitiva, através de operações de abertura e fechamento (MAMEDE FILHO, 2005).

Considerando primeiramente a desvantagem dos fusíveis, ou seja, a necessidade de troca manual do dispositivo após a sua atuação, as concessionárias de energia elétrica depararam-se com as limitações destes dispositivos e conseqüentemente com o aumento na duração das interrupções do sistema.

Avaliando que o maior número de faltas no sistema de distribuição são temporárias, a substituição dos elos fusíveis ou até mesmo o uso combinado de elos fusíveis e religadores se faz necessário. Os religadores são considerados pelas concessionárias de energia elétrica como uma eficaz solução para o fornecimento de energia nas condições confiáveis e seguras.

Na ocorrência de uma sobrecorrente de valor superior ao seu limiar de atuação o sensor do religador é sensibilizado e envia um sinal ao equipamento de manobra que efetua a abertura dos contatos principais. Após um determinado período, denominado tempo de religamento, automaticamente o sensor envia outro sinal ao equipamento de manobra ordenando o seu fechamento. Se a situação de sobrecorrente persistir, o religador inicia o ciclo de religamento (de acordo com o número de aberturas e fechamentos previamente ajustados).

Os religadores podem ser monofásicos ou trifásicos. Duas características os diferem bastante dos elos fusíveis:

- Possível utilização em esquemas automáticos ou manuais de controle remoto.
- Disponibilidade de um mecanismo de temporização dupla (operações rápidas e lentas).

A característica de temporização dupla permite usar de forma combinada os fusíveis e religadores, coordenando-se o religador com os fusíveis dos ramos ou outros equipamentos localizados à jusante.

Segundo MAMEDE FILHO (2005), para obter a coordenação entre esses equipamentos são necessários alguns ajustes, como:

- Valor da corrente mínima de curto-circuito entre fases em qualquer ponto à jusante do elo fusível deve ser inferior à corrente de acionamento do religador.
- Operação do religador ajustada para o seguinte ciclo: duas operações rápidas e duas retardadas (lentas), conforme figura 2.5.

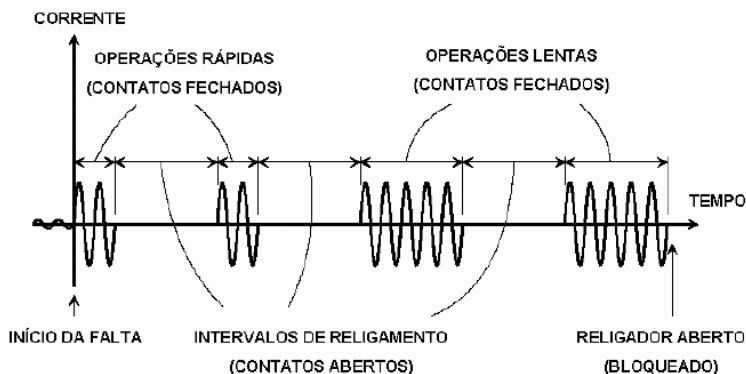


Figura 2.5: Sequência de operações do religador automático [SALLES, 2007].

- Tempo mínimo de fusão do elo fusível para valores de corrente a jusante do seu ponto de instalação deve ser superior ao tempo de abertura do religador na curva de característica rápida.
- Tempo de abertura do elo fusível para os valores de corrente a jusante do seu ponto de instalação deve ser inferior ao tempo de abertura do religador na curva de característica retardada.
- De acordo com as condições citadas acima e observando a figura 6, a função do elo fusível é interromper a corrente de defeito em qualquer ponto à jusante de sua instalação. De acordo com as características do elo fusível, cargas protegidas por estes equipamentos

são geralmente as que estão conectadas a alimentadores secundários e de menor carregamento do que as instaladas a montante.

A aplicação básica de religadores é na proteção de alimentadores primários (principal) de distribuição, sendo instalados geralmente na saída de alimentadores das subestações, em derivações longas e carregadas. No caso da ocorrência de uma falta temporária à jusante da instalação do elo fusível e conseqüentemente ultrapassagem do limite máximo de não fusão (corrente), o elo fusível irá atuar e a energia ficará indisponível até a intervenção da equipe de manutenção da concessionária de energia. Em alimentadores de maior carregamento o uso de religadores inibe essa situação, sendo que no caso de faltas temporárias a sua atuação inibe a indisponibilidade permanente da carga. Na figura 2.6, cada religador (R) está protegendo um alimentador principal e a chave fusível (1) está protegendo um alimentador secundário.

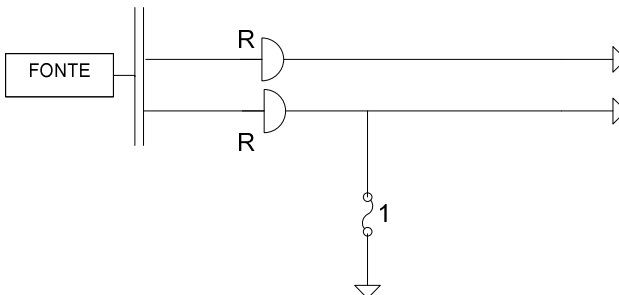


Figura 2.6: Proteção por chaves fusíveis e religadores.

c) Seccionadores

Os seccionadores são equipamentos desenvolvidos para atuar em conjunto com os religadores. O seccionador abre os seus contatos quando o circuito é desenergizado por um equipamento de proteção situado à montante. Em cada situação que o religador interrompe uma corrente de falta, o seccionador conta as interrupções. Se o número de operações do religador ultrapassa uma quantidade pré-determinada, o seccionador abre seus contatos. Essa condição ocorre quando a corrente que circula no seccionador é inferior a um limiar e antes da abertura definitiva do religador (ELETROBRÁS, 1982). Para que o seccionador atue coordenado com o religador é necessário o cumprimento de algumas condições:

- A corrente de acionamento de fase do seccionador deve ser 80% da corrente de acionamento do religador. Com este valor de corrente é possível dimensionar o resistor de acionamento de fase.
- O número de contagens ajustado no seccionador deve ser inferior ao número de operações efetuado pelo religador, o ajuste pode ser: 1, 2 ou 3.

A figura 2.7 apresenta um alimentador principal e seus ramais secundários. A proteção deste sistema é realizada através de chaves fusíveis (1 e 2), um religador (R) e um seccionador (S).

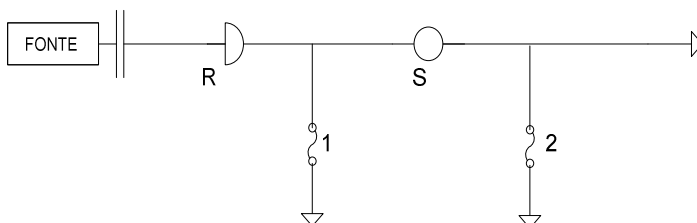


Figura 2.7: Proteção por chaves fusíveis, religadores e seccionadores.

d) Disjuntores

São dispositivos destinados a conduzir e interromper correntes sob condições normais, anormais ou de emergência.

Algumas características dos disjuntores de suma importância para que se especifique o mais adequado para determinado circuito (MAMEDE FILHO, 2005; GIGUER, 1988) são listadas a seguir:

- Capacidade de ruptura: capacidade de interromper a corrente elétrica sem ocasionar danos aos contatos. É um dos parâmetros básicos para o seu dimensionamento em função do nível de curto-circuito atual e futuro da instalação considerada. Expressa em kA (corrente de interrupção) e MVA (potência de interrupção).
- Tensão Nominal: Tensão de referência para o projeto e construção do equipamento. Deve ser igual à tensão máxima de operação do sistema na qual o disjuntor é previsto operar.
- Intensidade da Corrente Nominal: Valor da corrente capaz de circular permanentemente, sem provocar aquecimentos excessivos.
- Capacidade de Fechamento: é a capacidade de fechar o circuito, expressa em kA.
- Contatos: A seção dos contatos é determinada pela intensidade de corrente nominal.

Quando um disjuntor pelo qual está circulando corrente recebe o comando de abertura e abre, ocorre a formação de um arco elétrico no ponto de separação. Para eliminação deste arco são utilizadas algumas técnicas, dentre elas (MAMEDE FILHO, 2005; GIGUER, 1988):

- Câmara de óleo (disjuntores a óleo - grande e pequeno volume de óleo).
- Jato de ar comprimido (disjuntores pneumáticos).
- Disjuntor a vácuo.
- Jato de SF₆ - hexafluoreto de enxofre (disjuntores a gás).

Para as redes com tensões nominais acima de 345 kV, é de extrema importância que tempos de interrupção bastante curtos para grandes correntes de curto-circuito sejam garantidos, tendo-se em vista a estabilidade da rede. Para isto especificam-se, geralmente, os chamados disjuntores de 2 ciclos, ou seja, disjuntores, que manobram com a rapidez e eficiência suficientes para interromper correntes de curto-circuito em apenas 2 ciclos, o que significa 40ms para redes de 50Hz e 33,33ms para redes de 60Hz (D'AJUZ, 1985).

e) Relés

Os relés são na maioria dos casos os dispositivos que comandam os esquemas de proteção dos sistemas elétricos de potência. A função do relé é identificar de forma rápida os defeitos, localizá-los e promover através de disparos de alarmes, sinalizações e comandos de aberturas de disjuntores a interrupção da falta. O relé é um equipamento que através de transformadores de instrumentos e cálculos internos monitora grandezas do sistema elétrico de potência e possui características de sensibilização para anomalias no sistema. As características funcionais primordiais dos relés são as mesmas para qualquer tipo, sejam eles eletromecânicos, eletrônicos ou digitais. Os relés eletromecânicos reinaram no âmbito da proteção dos sistemas elétricos de potência por várias décadas. Atualmente os relés digitais dominam o setor elétrico devido às suas vantagens em relação aos eletromecânicos e também à inserção de novas funcionalidades. No capítulo 5 serão apresentadas com mais detalhes as características dos relés digitais. Entretanto, podem-se destacar neste momento as características fundamentais que contribuíram para a disseminação deste tipo de relé (COURY et al., 2007):

- **Auto-Diagnóstico:** pode ser programado para monitorar constantemente seus sistemas de hardware e software, o que proporciona um aumento nos seus índices de confiabilidade.
- **Integração digital:** as tecnologias digitais tornaram-se base da maioria dos sistemas empregados nas subestações (medição, comunicação e proteção).
- **Flexibilidade funcional:** pode ser programado para executar diversas funções de proteção em um único equipamento. Aumento da sensibilidade do equipamento com a implementação de mais de um grupo de ajustes de parâmetros.
- **Possibilidade de implementação de técnicas inteligentes:** abre portas para a implementação de ferramentas inteligentes para um melhor desempenho da proteção de SEP.

2.2.4 Equipamentos de Medição

A medição e conseqüentemente a monitoração são procedimentos essenciais para o correto funcionamento de todo o sistema elétrico. Focando no que diz respeito ao sistema de distribuição, temos em qualquer subestação equipamentos de medição, que podem variar desde equipamentos analógicos aos mais modernos equipamentos digitais.

Os equipamentos digitais estão dominando a área de monitoramento nos sistemas elétricos de potência. De uma forma acelerada a maioria destes dispositivos disponibiliza acesso remoto aos dados das grandezas elétricas. Estes equipamentos podem monitorar grandezas elétricas relativas aos equipamentos da subestação, como o transformador e as saídas dos alimentadores.

As grandezas monitoradas normalmente são níveis de tensão e corrente disponibilizadas através dos transformadores para instrumentos (TIs). O principal objetivo dos TIs é reduzir sinais de tensão e de corrente de linhas de distribuição para níveis economicamente viáveis a fim de alimentar relés de proteção, instrumentação, medição e supervisão. Portanto constituem o elo de ligação entre estes equipamentos e o sistema de distribuição (FUTINO et al., 2009).

2.2.5 Alimentadores

Os alimentadores, em comparação com as linhas de transmissão, geralmente possuem tensões menores e apresentam um comprimento menor, indo das subestações às cargas. Em sua grande maioria os

alimentadores possuem fluxo de potência unidirecional, mas com a inserção de Geração Distribuída esta característica deixa de ser verdadeira (detalhes serão apresentados nos capítulos 3 e 4).

A figura 2.8 mostra o diagrama de um alimentador radial, com seus principais elementos:

- Alimentador trifásico principal.
- Alimentadores trifásicos, bifásicos ou monofásicos laterais (derivações).
- Banco de Capacitores Shunt.
- Transformadores de Distribuição.
- Cargas trifásicas, bifásicas ou monofásicas.

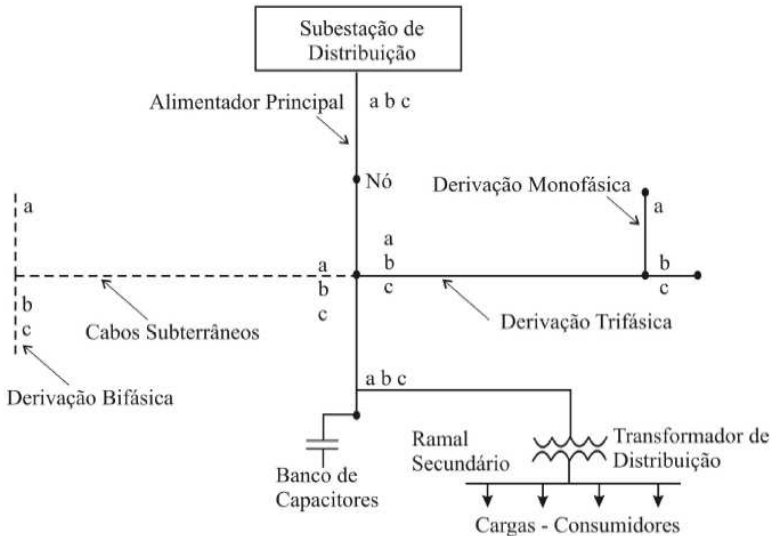


Figura 2.8: Diagrama de um alimentador radial.

O carregamento de um alimentador de distribuição é geralmente desbalanceado. O desbalanceamento é devido ao grande número de cargas monofásicas desiguais servidas por estes alimentadores (KERSTING, 2002).

Detalhes sobre as características físicas e modelagem dos alimentadores serão apresentadas no capítulo 5.

2.2.6 Cargas

As cargas representam consumidores individuais ou grupos de consumidores conectados nos sistemas de distribuição. Um alimentador vê estas cargas não como valores fixos, mas variáveis, ocorrendo constantes alterações no decorrer do tempo. Para melhor definir estas alterações no carregamento, e com isso modelar de forma mais precisa possível as cargas, são designados alguns termos, como: Demanda, Máxima Demanda, Fator de Carga, Fator de Demanda, entre outros. As definições destes termos podem ser encontradas em várias publicações, como (KERSTING, 2002).

Detalhes sobre as características físicas e modelagem das cargas serão apresentados no capítulo 5.

2.3 PROTEÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Neste subitem serão apresentados alguns conceitos de proteção, em particular a filosofia de proteção de alimentadores de redes de distribuição, empregando relés e demais dispositivos descritos anteriormente.

Para que os consumidores sejam supridos de forma contínua e com qualidade, um sistema de proteção e controle se faz essencial. Os sistemas de distribuição são susceptíveis a variações de tensão e frequência, principalmente devido a alterações no seu carregamento e faltas de vários tipos.

Para manter o sistema de distribuição o mais confiável e seguro possível, o sistema de proteção deve atender alguns requisitos básicos na “arte” de proteger (MASON, 1956):

- **Seletividade:** Isolar somente a parte do sistema atingida pelo defeito, mantendo a continuidade do serviço das demais partes do sistema.
- **Rapidez:** Alta velocidade na resposta, sensibilizando rapidamente o equipamento responsável por cada zona de proteção.
- **Sensibilidade:** A proteção deve ser sensível a defeitos que possam ocorrer durante a operação do sistema. É a capacidade do sistema de proteção em responder às anomalias nas condições de operação.
- **Confiabilidade:** Um sistema dito seguro é aquele que não deve realizar uma falsa operação sob condições normais de operação, ou falhar no caso de faltas no sistema.

- **Economia:** Um sistema de proteção com inúmeros equipamentos terá uma maior probabilidade de ser mais eficiente em sua função, mas por outro lado ele deve ter sua implantação viável economicamente. Para que isso seja possível deve-se evitar um número excessivo de dispositivos de proteção e realizar um estudo de proteção para que o projeto seja viável tecnicamente e economicamente.

2.3.1 Proteção de Alimentadores de Distribuição

As topologias dos sistemas de distribuição variam de acordo com vários parâmetros, incluindo desenvolvimento econômico e social das regiões. Estes parâmetros definem a natureza e o montante da carga suprida. Os consumidores então são classificados de acordo com o carregamento e conectados em circuitos trifásicos ou monofásicos dos alimentadores (ramais). O comprimento típico dos alimentadores é de 15 a 35 quilômetros, constituídos principalmente por circuitos trifásicos (BLACKBURN; DOMIN, 2006).

Perturbações nos sistemas de distribuição oferecem menor impacto na operação do sistema elétrico como um todo. Entretanto, para especificação dos equipamentos usados na proteção dos sistemas de distribuição, se faz necessário um estudo sobre todos os defeitos possíveis. KINDERMANN (2007) apresenta estatísticas obtidas através de levantamentos históricos de defeitos nas concessionárias de energia. A estatística com relação aos tipos de curto-circuito (identificação/quantidade das fases) é apresentada na tabela 2.1.

Além da classificação envolvendo as fases dos circuitos, os curtos-circuitos são divididos em permanentes ou temporários. Os curtos-circuitos permanentes são aqueles que necessitam da intervenção de uma equipe de manutenção da rede para ser extinto. A situação de defeito não é reversível após a atuação de um dispositivo de proteção, permanecendo o defeito após a atuação. Os temporários são aqueles com situações reversíveis, ou seja, o defeito é eliminado após a atuação de equipamentos de proteção. Na tabela 2.2 a estatística de ocorrências de curtos-circuitos permanentes e temporários é apresentada.

Tabela 2.1: Ocorrências de curtos-circuitos [KINDERMANN, 2007].

Tipos de curtos-circuitos	Ocorrências %
Trifásico	06
Bifásico	15
Bifásico-terra	16
Monofásico-terra	63

Tabela 2.2: Ocorrências de curtos-circuitos permanentes e temporários [KINDERMANN, 2007].

Curto-circuitos monofásicos-terra	Ocorrências em %
Permanente	04
Temporário	96

Considerando as ocorrências possíveis e suas probabilidades, a filosofia de proteção para sistemas de distribuição deve atender requisitos de sensibilidade para promover a segurança do pessoal (equipes técnicas), dos consumidores e das instalações do sistema de distribuição. Estes requisitos visam assegurar que todas as faltas nos circuitos de distribuição serão detectadas e prontamente eliminadas. Na medida do possível, realizar religamento automático de um circuito após uma saída de operação devido a uma falta. Esta prática visa proporcionar o pronto restabelecimento do serviço após uma falta temporária.

Para atender aos critérios acima, e levando em consideração as características típicas de circuitos aéreos de distribuição (maior porcentagem de faltas temporárias) são usados, além dos fusíveis, seccionadores e religadores automáticos. Os transformadores de distribuição são geralmente protegidos com fusíveis. Ramos secundários dos alimentadores são também protegidos principalmente por fusíveis e seccionadoras. Religadores automáticos e seccionadoras são instaladas no alimentador principal. Os disjuntores são instalados nos terminais de saída das subestações de distribuição, assim como em alguns casos os religadores automáticos (BLACKBURN; DOMIN, 2006). A figura 2.9 apresenta um esquema básico da proteção convencional de alimentadores de distribuição.

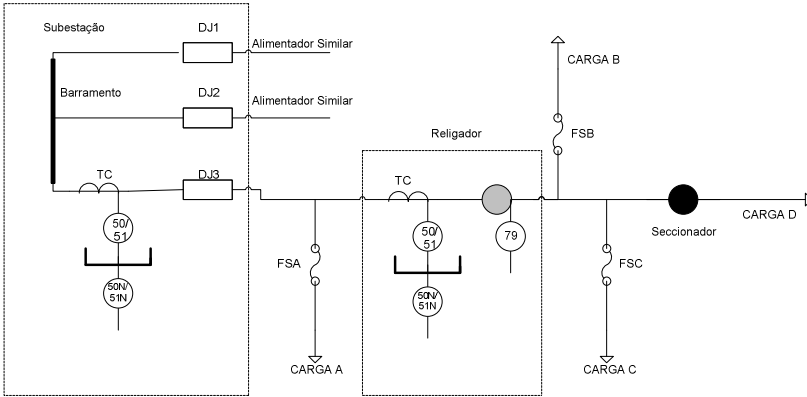


Figura 2.9: Esquema Básico de Proteção de um alimentador de distribuição.

2.4 FUNÇÃO SOBRECORRENTE INSTANTÂNEA DE FASE (50) E TEMPORIZADA DE FASE E NEUTRO (51/51N) DE ALIMENTADORES RADIAIS

Um dos equipamentos de proteção mais usados nas saídas dos alimentadores é o disjuntor comandado por relés de sobrecorrente de fase e neutro.

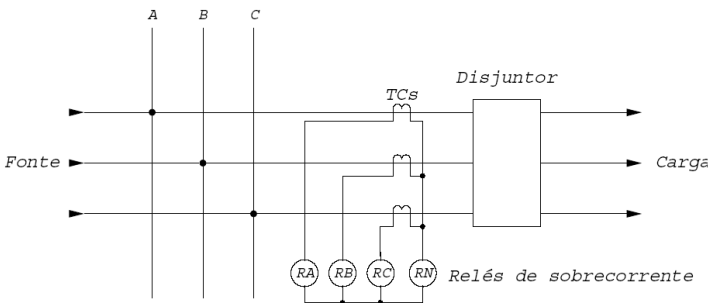


Figura 2.10: Diagrama Funcional em CA (corrente alternada) dos relés de sobrecorrente e disjuntor.

Os relés de sobrecorrente usados para a proteção de fase e neutro possuem uma unidade instantânea e uma unidade temporizada (50/51).

Quando o relé é sensibilizado por uma corrente de defeito, o mesmo acionará o disjuntor, após o tempo especificado pela sua curva

característica. O disjuntor abrirá o circuito interrompendo a corrente de falta.

O elemento instantâneo de sobrecorrente (50) atua quando um nível de corrente (*pickup*), maior que o especificado circula por ele. Esta atuação pode ser de forma instantânea ou com tempo definido, conforme figura 2.11.

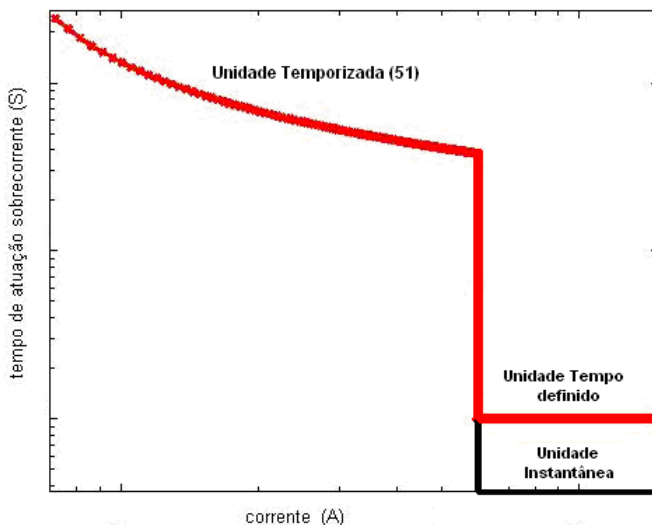


Figura 2.11: Curva tempo versus corrente unidade temporizada (51) e instantânea (50 - tempo definido e instantâneo).

A curva da unidade temporizada é função do tempo e pode ser extremamente inversa, muito inversa ou normal inversa.

Os elementos de sobrecorrente temporizados possuem basicamente dois ajustes: o *pickup* e o dial de tempo (termo em inglês *Time Dial -TD*). O *pickup* é ajustado em função da corrente, sendo o menor valor da corrente recebida pelo relé capaz de iniciar a sua a operação. O TD é selecionado de acordo com as temporizações requeridas para a coordenação. Este último ajuste torna a atuação da proteção mais rápida ou lenta.

As características de resposta dos relés de sobrecorrente temporizados são alocadas num gráfico em função do múltiplo da corrente de *pickup* versus tempo, para cada TD. Existe uma família de curvas, cujas declividades mais usuais são:

- Tempo Normal Inverso: curva aplicada em redes onde a faixa de variação da corrente de curto-circuito é alta. A característica tempo versus corrente, relativamente plana, permite que o relé opere com razoável rapidez para uma faixa grande de corrente de curto-circuito.
- Tempo Muito Inverso: a curva possui uma característica mais íngreme, que faz com que ele opere lentamente para baixos valores correntes e opere rapidamente para altas correntes de curto-circuito.
- Tempo Extremamente Inverso: a curva apresenta uma característica bastante íngreme.

A figura 2.12 apresenta a família de curvas IEC (C1 – Normal Inversa).

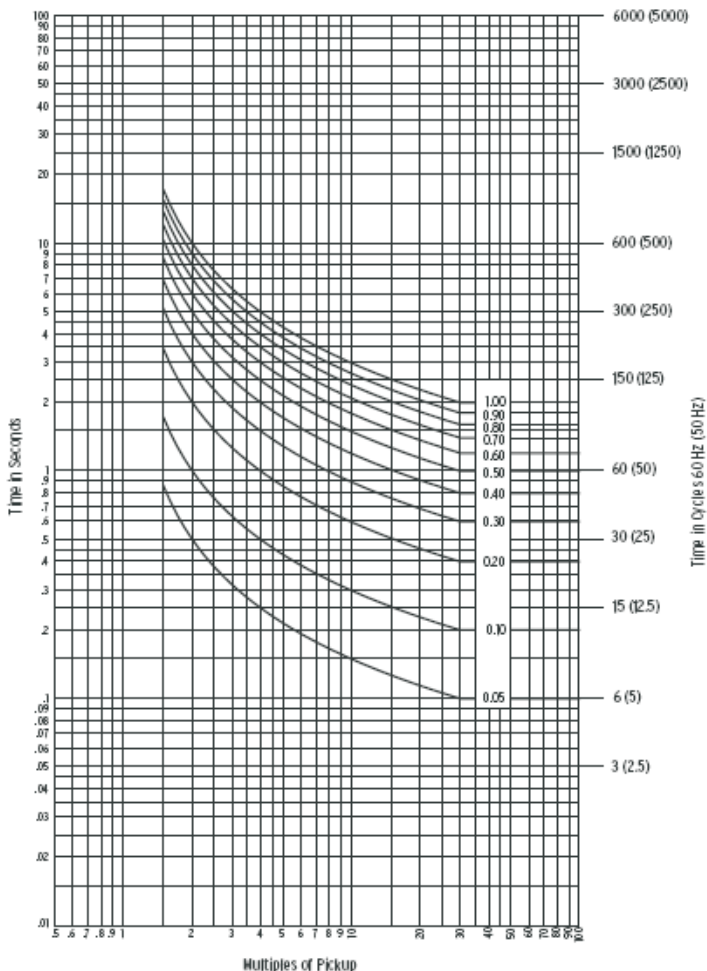


Figura 2.12: Atuação de acordo com curva de tempo inverso IEC (C1 – Normal Inversa) [SEL-451, 2008].

2.4.1 Ajuste tradicional da função sobrecorrente instantânea de fase (50) e temporizada de fase e neutro (51/51N)

Na medida do possível, os ajustes de corrente mínima de atuação da função de sobrecorrente devem observar os critérios dados a seguir.

a) Unidade 51 de fase

A função de sobrecorrente temporizada de fase deve ser sensível à menor contribuição de corrente de curto-circuito bifásico no final do circuito protegido. A corrente mínima de curto-circuito no final do trecho protegido deverá ser obtida durante a operação da carga leve do sistema de distribuição em questão. Para o relé atuar de forma segura e adequada, é necessário ajustar a corrente de *pickup* (I_{pickup_51}) de modo a atender a inequação 2.1 (SEL-551, 2011).

$$I_{51-2} \leq I_{pickup_51} \leq I_{51-1} \quad (2.1)$$

$$I_{51-1} \leq 0,85 \times \left(\frac{I_{cc-2\phi}}{RTC} \right) \quad (2.2)$$

$$I_{cc-2\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{cc-3\phi} \quad (2.3)$$

$$I_{51-2} \geq \left(\frac{I_{n-max}}{RTC} \right) \quad (2.4)$$

$$I_{n-max} = 1,2 \times I_n \quad (2.5)$$

Onde,

$I_{cc-2\phi}$ é a corrente de curto-circuito bifásica no final do trecho protegido.

$I_{cc-3\phi}$ é a corrente de curto-circuito trifásica no final do trecho protegido.

I_{n-max} é a corrente na carga máxima.

I_n é a corrente nominal.

RTC é a relação de transformação do TC (transformador de corrente).

Na unidade temporizada deve-se ainda determinar qual a curva tempo versus múltiplo de acordo com a declividade desejada. Posteriormente ajustar a característica de tempo inverso da curva selecionada, determinando o *Time Dial* (TD).

A equação 2.6 representa a curva IEC (C1 – Normal Inversa). Com a determinação do múltiplo (M - equação 2.7) e o ajuste do TD, pode-se determinar o tempo de atuação do relé (T_a) para várias correntes de curto-circuito (I_{cc}) (SEL-451, 2008).

$$T_a = TD \times \left(\frac{0,14}{M^{0,02} - 1} \right) \quad (2.6)$$

$$M = \frac{I_{cc}}{RTC \times I_{pickup_51}} \quad (2.7)$$

b) Unidade 51 de neutro

Como critério de ajustes, a função de sobrecorrente temporizada de neutro deve ser sensível à menor contribuição de corrente de curto-circuito monofásica, no final do trecho protegido (SEL-551, 2011, KINDERMANN, 2005).

$$I_{51N-2} \leq I_{pickup_51N} \leq I_{51N-1} \quad (2.8)$$

$$I_{51N-1} \leq 0,85 \times \left(\frac{I_{cc-1\phi T \min}}{RTC} \right) \quad (2.9)$$

$$I_{51N-2} \geq \left[\frac{(10\% a 45\%) \times I_n}{RTC} \right] \quad (2.10)$$

I_n é a corrente nominal.

Na unidade temporizada de neutro também deve-se determinar qual a curva tempo versus múltiplo e posteriormente ajustar a

característica de tempo inverso da curva selecionada, determinando o *Time Dial* (TD).

c) Unidade 50 de fase

A corrente mínima de atuação da função de sobrecorrente instantânea deve observar o seguinte critério (SEL-551, 2011):

$$I_{pickup_50} \geq 1,25 \times \left(\frac{I_{cc-3\phi max}}{RTC} \right) \quad (2.11)$$

$$I_{cc3\phi_max} = 1,2 \times I_{cc3\phi_max(barra_proxima_SE)} \quad (2.12)$$

Onde:

$I_{cc-3\phi max}$ corrente máxima de curto-circuito trifásico.

$I_{cc3\phi_max(barra_proxima_SE)}$ corrente máxima de curto-circuito trifásico na mais próxima a subestação de distribuição.

RTC relação de transformação do TC.

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo primordial do sistema de proteção é atenuar os efeitos das perturbações ou condições anormais, assegurando as seguintes condições:

- Continuidade de alimentação dos usuários
- Integridade do material e das instalações da rede
- Alertar os operadores em caso de perigo não imediato

Neste capítulo foram apresentados alguns conceitos fundamentais do sistema de distribuição de energia elétrica, assim como diretrizes básicas para a proteção do mesmo. Os sistemas de distribuição diferem entre si em função de características, como: números de alimentadores principais e secundários, tipos de consumidores (grau de importância, exemplo: hospitais) e curvas de carga. De acordo com estas características é que são determinados quais dispositivos de proteção são mais adequados.

Um estudo mais detalhado sobre os diversos tipos de faltas (temporárias ou permanentes) que podem ocorrer em um determinado sistema distribuição contribui para o projeto do seu sistema de proteção.

3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A primeira transmissão de energia elétrica foi realizada na forma de corrente contínua, com unidades geradoras próximas aos centros de carga, ou seja, várias unidades geradoras distribuídas de acordo com a demanda de energia. Esta estrutura foi simplesmente denominada de Geração Distribuída (GD). Após o desenvolvimento dos transformadores de potência, a disseminação da transmissão de energia elétrica em corrente alternada tornou-se padrão no cenário mundial (STEVENSON, 1974).

O modelo que predominava há cerca de 20 anos atrás na estrutura energética mundial era o da Geração Centralizada (GC). Neste modelo os sistemas de distribuição eram projetados e operados para a topologia radial sem a presença de fontes de energia em seus centros de carga, sendo que o fluxo de potência fluía somente em uma direção, no sentido da fonte para a carga.

Devido a vários motivos como, aumento da demanda de energia, sobrecarga das linhas de transmissão, incentivo econômico ao aproveitamento das fontes de energia alternativas, aproveitamento da geração de pequeno porte e principalmente estudos recentes sobre as vantagens de uma estrutura energética descentralizada é que a Geração Distribuída (GD) de energia vem novamente tomando espaço nos sistemas elétricos mundiais.

O conceito da modalidade GD não está completamente definido, sendo que várias instituições definem-na de forma diferente. Abaixo seguem algumas definições:

“GD são unidades de geração com capacidade máxima de 100 MW, que geralmente são conectadas à rede de distribuição e que não têm seu despacho centralizado” (CIGRÈ apud ACKERMANN et al., 2001).

“A GD é uma unidade de geração com instalações suficientemente pequenas em relação às grandes centrais de geração permitindo sua conexão em um ponto próximo à rede elétrica existente, junto aos centros de carga” (IEEE, 2003).

“GD é o termo que se usa para a geração elétrica junto ou próximo do(s) consumidor(es), independente da potência. A GD inclui: cogeneradores, geradores de emergência, geradores para operação no horário de ponta, módulos fotovoltaicos e PCH's (Pequenas Centrais

Hidrelétricas)” (Instituto Nacional de Eficiência Energética - INEE, 2004).

Tanto as definições acima citadas, como outras encontradas na literatura, convergem em características específicas, como:

- Geração de energia elétrica próxima aos centros de cargas.
- Capacidade de geração de energia de pequeno porte.
- Despacho não centralizado.

As unidades geradoras que compõem a estrutura de geração distribuída são baseadas em diversas fontes energéticas, como:

- Geradores Eólicos.
- Geradores a combustível.
- Células Fotovoltaicas.
- Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, etc.

A conexão de unidades de GD no sistema elétrico de potência pode gerar vantagens e desvantagens, dependendo de vários fatores técnicos que envolvem a conexão destas unidades, sendo assim nos próximos subitens serão discutidas características da GD e algumas destas vantagens e desvantagens.

3.2 IMPACTOS DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA (SEP)

A GD cria uma nova topologia para o sistema elétrico de potência, sendo que existe a possibilidade de conexão dos pontos de geração de energia elétrica ao sistema de distribuição. Portanto são necessários estudos e pesquisas para avaliar os impactos causados no sistema elétrico por esta nova topologia.

Vários estudos sobre os impactos da GD no sistema elétrico vem sendo publicados nos últimos anos (BRITO et al., 2004, THONG et al., 2007, ACKERMANN et al., 2002), tendo como referência algumas características básicas deste novo tipo de geração. Em (GIRGIS et al., 2001, LU et al., 2007, ACKERMANN et al., 2002) os autores avaliam os impactos da GD de acordo com os seguintes critérios:

- Capacidade de Geração.
- Número de Geradores conectados na mesma usina.
- Tipo do Gerador.
- Localização da Interconexão no sistema elétrico.
- Tipo de configuração do transformador de interconexão.

Através da avaliação destes critérios foram observados os impactos mais relevantes:

- Nos níveis de curto-circuito.
- Na qualidade de energia.
- No controle de tensão da rede de distribuição.
- Na perda de coordenação do sistema de proteção.
- Nas alterações nos índices de confiabilidade do sistema.

3.2.1 Vantagens da Inserção da Geração Distribuída

Como mencionado anteriormente, a inserção da GD pode afetar de forma positiva (vantagens) o sistema elétrico. Nos próximos subitens serão descritas primeiramente as características que tornaram a GD uma alternativa as tradicionais soluções de geração de energia elétrica. Em seguida algumas vantagens deste modelo de geração são apresentadas.

a) Reestruturação dos Mercados de Energia

Com a grande variedade de tecnologias existentes e uma vasta possibilidade de emprego de diversos arranjos de venda e compra de energia, a GD tornou-se o foco de grande interesse dos investidores da área de energia elétrica. Os consumidores de grandes níveis de potência também começaram a ver a GD como opções de energia, uma vez que eles podem fazer uso isolado ou combinado de GD e rede elétrica. Além de ter a possibilidade de maior garantia de suprimento de energia, os consumidores se sentem mais protegidos das variações de preços impostas pelo mercado de energia, que normalmente é muito instável (DUGAN et al., 2002, CAMARGO, 2006, GONÇALVES, 2004)

b) Requisitos Ambientais

Regulamentações ambientais mais rígidas têm induzido os investidores a buscar opções por fontes de energia limpas, com menor impacto ambiental e com melhor relação custo-benefício. Os principais entraves ambientais estão na construção de centrais elétricas de grande porte e a liberação de faixas de servidão para novas linhas de transmissão. Com unidades de geração de menor porte, a GD ameniza a necessidade de construção de grandes usinas e de novas linhas de transmissão. Com isso a GD proporciona um atendimento mais rápido ao crescimento da demanda (DUGAN et al., 2002, CAMARGO, 2006, GONÇALVES, 2004).

c) Alívio da Capacidade de Transmissão e Distribuição de Energia

Com a possibilidade de instalação próxima a centros de carga e em pontos definidos através de estudos técnicos, a GD pode proporcionar alívio do carregamento para sistemas de distribuição e transmissão em condições de sobrecarga ou congestionamento, reduzindo investimentos. Contudo, as concessionárias podem postergar investimentos para compra de novos equipamentos e construção de subestações e alimentadores (DIAS et al., 2005).

d) Aumento dos Índices de Confiabilidade

A inserção de geração distribuída (adição de fontes não sujeitas a falhas na transmissão e distribuição) pode proporcionar um aumento nos índices de confiabilidade do sistema elétrico. Este fato ocorre por exemplo quando a GD tem capacidade de suprir a carga de um alimentador secundário que possivelmente opere de forma ilhada em consequência de procedimentos de manobra ou de atuações da proteção (CHAITUSANEY et al., 2006).

No entanto, existem casos onde a GD pode não possuir capacidade de garantir o fornecimento de energia, como nos casos das plantas eólicas. Com os avanços tecnológicos na construção de aerogeradores conseguiu-se um maior aproveitamento do potencial dos ventos, mas ainda não se pode garantir um abastecimento contínuo de energia. Neste caso a empresa distribuidora continua tendo que ter condições de atender toda a carga do alimentador.

e) Melhor manutenção do perfil de tensão durante o período transitório

A inserção da GD nos sistemas de distribuição está sendo vista como a solução de problemas relacionados com os afundamentos de tensão. Uma redução (entre 10% e 90%) no valor eficaz da tensão nominal de alimentação, em uma ou mais fases do sistema, compreendendo em um intervalo entre meio ciclo e 1 minuto é definida como afundamento de tensão (IEEE, 1993). Em RAMOS, et al. (2009) é estudada a influência da inserção da GD nos afundamentos de tensão durante o período transitório. Após várias simulações levando em consideração todos os tipos de falta, verificou-se uma diminuição da severidade dos afundamentos na barra à qual a GD estava conectada.

Também foi observado que esta redução era maior quanto mais distante da mesma barra era a falta.

3.2.2 Desvantagens da Inserção da Geração Distribuída

As unidades de GD podem afetar de forma negativa os SEP através da redistribuição dos fluxos de potência, alterações nos níveis de curto-circuito, dificuldades de regulação de tensão e frequência, situação de ilhamento, sobretensões e falhas nos sistemas de proteção (descoordenação do sistema de proteção) (CHOI, 2008).

O presente trabalho foca na análise das consequências da inserção da GD nos sistemas de distribuição. Nos tópicos a seguir considera-se o caso da instalação da GD em alimentador pré-existente.

a) Alterações nos Níveis de Curto-Circuito

No projeto de um sistema de distribuição, a capacidade de curto-circuito (CCC) é usada para especificar equipamentos, tais como: disjuntores, religadores e fusíveis. Esta medida também é considerada na coordenação dos equipamentos de proteção.

Com a inserção da GD ocorrerá uma elevação nos níveis de curto-circuito da rede. Estes níveis não devem superar os valores do projeto antes da interconexão com a rede da concessionária, caso contrário, devem ser definidas medidas para a sua adequação.

b) Perda da Coordenação do Sistema de Proteção

Após a inserção de um gerador distribuído em uma determinada rede de distribuição com características radiais, se faz necessária a elaboração de um estudo detalhado da redistribuição dos fluxos de potência e conseqüentemente das correntes de curto-circuito. Este estudo tem como objetivo avaliar os impactos na seletividade e coordenação dos equipamentos de proteção que foram coordenados antes da inserção da GD (CHAITUSANEY et al., 2006, GIRGIS et al., 2001, KAUHANIEMI et al., 2004, BRITTO et al., 2004).

O estudo da coordenação da proteção após a inserção da GD abrange a reavaliação dos ajustes dos parâmetros dos equipamentos de proteção (por exemplo: valores de *pickup/dropout* e curvas de atuação), sendo que estes são realizados considerando os geradores e os equipamentos do sistema existente no momento da configuração dos mesmos, sem a consideração da inserção da GD.

Em (GIRGIS et al., 2001, DUGAN et al., 2002) resultados dos estudos sobre o efeito da inserção de unidades de GD na coordenação dos equipamentos de proteção convencional são discutidos. Algumas das características que interferem diretamente na coordenação da proteção sofrem grandes impactos com a inserção da GD, são elas:

- Coordenação da proteção de sobrecorrente, afetando a seletividade e velocidade de atuação.
- Esquemas de religamento automático.

A escolha do tipo de conexão dos enrolamentos do transformador de interconexão entre o sistema de distribuição e a GD é de extrema importância no que se diz respeito à coordenação da proteção. Dependendo da configuração destes enrolamentos pode ser estabelecida uma fonte de corrente de terra para as faltas à terra em sistemas de distribuição isolados, como é o caso da conexão estrela com neutro aterrado no lado primário (sistema de distribuição) e secundário em delta (GD). Adotando os dois lados do transformador em estrela com neutro aterrado, uma fonte de corrente de sequência zero também é estabelecida para faltas no sistema de distribuição. Nestes dois casos a coordenação da proteção de sobrecorrente de terra (50/51N) é afetada (MOZINA, 2001, DUGAN et al., 2002).

A vantagem de conexões onde o lado da concessionária é conectado em delta ou em estrela isolado é que do lado do gerador não há contribuição de correntes de sequência zero para faltas à terra na rede de distribuição. Sendo assim, não há impacto na coordenação das proteções de sobrecorrente de terra da concessionária (MOZINA, 2001, DUGAN et al., 2002).

Os esquemas de religamento automático são frequentemente utilizados nos sistemas de distribuição, utilizando da função 79, com supervisão da função 25 (verificação de sincronismo). A função 25 garante que o religamento será realizado com o alimentador em sincronismo com a geração. Entretanto, com a inserção da GD, algumas concessionárias de energia estão desativando a função de religamento automático para se resguardar de possíveis danos, tanto para seu sistema como para a GD.

c) Impactos do Ilhamento

Quando uma unidade de GD está operando em paralelo com outra fonte de energia no mesmo sistema de distribuição, pode ocorrer a situação de ilhamento de uma parte do sistema. Essa situação ocorre

quando parte da rede de distribuição torna-se eletricamente isolada da concessionária, mas continua energizada por unidades de GD localizadas neste trecho isolado. Como mencionado na introdução dessa dissertação, o ilhamento pode causar impactos positivos ou negativos, tanto em relação a concessionária, quanto aos consumidores (VIEIRA, 2006).

O fenômeno de ilhamento pode ser considerado um evento favorável, tendo em vista que o gerador distribuído pode manter cargas emergenciais alimentadas enquanto o resto do sistema está desenergizado. No entanto, alguns pontos negativos do ilhamento são:

- Riscos letais para os técnicos de manutenção das concessionárias e até para a população desavisada pois parte da rede elétrica permanece energizada.
- Dificuldade de manter respectivamente a frequência e a tensão dentro dos limites definidos quando operando ilhado. Risco para as concessionárias pelo não atendimento dos requisitos de qualidade de fornecimento.
- Com a perda da conexão com a concessionária, o sistema ilhado pode apresentar um aterramento inadequado.
- Recomposição do sistema fora de sincronismo, ou seja, no caso de não haver função para verificar o sincronismo do alimentador com a geração. Esse fato ocorre quando a unidade geradora (GD) sai de fase com o resto do sistema (MOZINA, 2001, DUGAN et al., 2002).

Os dois últimos pontos negativos apresentados interferem diretamente na proteção do sistema. De acordo com o que foi apresentado em itens anteriores, o tipo de conexão dos enrolamentos do transformador de interconexão pode dificultar a detecção de ocorrências de faltas fase-terra pelos relés de sobrecorrente, pois a corrente de curto-circuito torna-se muito pequena ou nula.

3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentados conceitos sobre a Geração Distribuída (GD), juntamente com uma revisão bibliográfica sobre seus impactos quando inseridas em sistemas de distribuição. Com a nova reestruturação do mercado energético, a inserção da GD tornou-se vantajosa no que diz respeito a alguns aspectos. Entretanto, o foco da dissertação é a influência negativa da inserção da GD no sistema de proteção, em especial alterações nos níveis de curto-circuito, descoordenação dos dispositivos de proteção e restrições de religamento automático. Tendo em vista estas alterações, são necessárias outras

filosofias de proteção para o sistema de distribuição com a presença da GD.

No próximo capítulo serão apresentados os requisitos técnicos necessários para que os impactos negativos causados pela inserção da GD em sistemas de distribuição sejam sanados.

4 PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM A INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Avaliando todos os cuidados que a inserção de unidades de GD exige, principalmente no que diz respeito à proteção, um estudo minucioso sobre este tema se faz necessário.

Cada concessionária estabelece requisitos mínimos necessários para a conexão de geradores distribuídos no sistema elétrico. As regras de conexão e requisitos técnicos podem divergir de região para região. Com o objetivo de tentar padronizar estes requisitos, o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) publicou em 2003 o *IEEE Standard 1547 – IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. Este padrão compreende os requisitos e critérios relevantes ao desempenho, operação, testes, condições de segurança e manutenção da interconexão da GD com o sistema elétrico (IEEE, 2003).

Várias características técnicas dos geradores e de sua conexão ao sistema devem ser levadas em consideração no estudo da proteção (ACKERMANN et al., 2002, LU et al., 2007, MOZINA, 2001). Nos subitens seguintes são apresentados os requisitos e critérios que devem ser avaliados para efetuar a interconexão do gerador distribuído à rede de distribuição.

4.2 INTERCONEXÃO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS EM ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Para realizar a conexão do gerador distribuído ao sistema elétrico de potência (SEP) se faz necessária a adequação da tensão no gerador ao sistema. Neste trabalho foram considerados somente geradores síncronos. Dependendo das características do sistema elétrico, é possível utilizar determinados tipos de acoplamento (KINDERMANN, 2008, MOZINA, 2001, DUGAN et al., 2002). Na tabela 4.1 são apresentados os tipos de acoplamento possíveis de acordo com as características dos sistemas a serem interligados. Na figura 4.1 as opções de acoplamento estão representadas em forma gráfica.

Tabela 4.1: Tipos de acoplamento de GD no sistema elétrico [KINDERMANN, 2008, MOZINA, 2001, DUGAN et al., 2002].

Opção	Tipo de acoplamento	Característica	Uso
1	Gerador diretamente acoplado no Sistema da Concessionária	Tensão gerada é igual a do sistema	Sistemas elétricos de pequeno porte
2	Gerador e transformador acoplados ao Sistema da Concessionária	Ajuste de tensão entre o gerador e o sistema é realizado pelo transformador	Sistemas de Geração de grande porte
3	Gerador acoplado ao Sistema da Concessionária através de um transformador	Gerador pode ser desconectado do transformador	Geradores de médio e pequeno porte

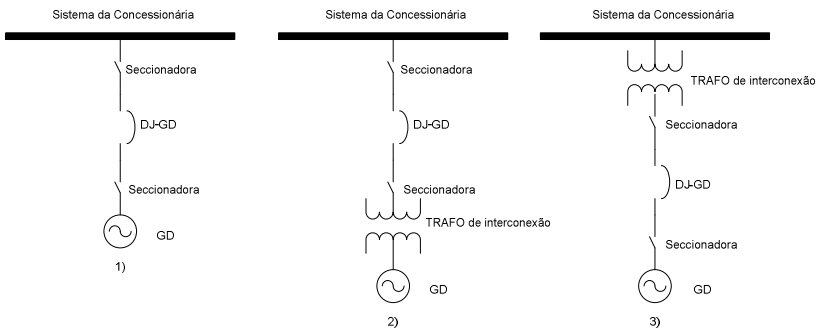


Figura 4.1: Opções de acoplamento de GD no sistema da concessionária.

Segundo ANEEL, (2006), unidades de geração distribuída com potência abaixo de 10 kW não necessitam de transformador de acoplamento para conexão com a rede de distribuição.

O tipo de acoplamento do transformador de interconexão influencia diretamente no estudo da proteção. Caso o gerador distribuído seja conectado através da opção 1, ou seja, sem adicionar um transformador de interconexão, a concessionária deve verificar se o método de aterramento do gerador distribuído é compatível com o da rede de distribuição.

Nas opções 2 e 3 são usados transformadores de interconexão para realizar o acoplamento dos geradores distribuídos à rede de

distribuição. A definição da configuração dos enrolamentos do transformador de interconexão interfere diretamente nos estudos da proteção. Cada configuração tem seu impacto na coordenação e afeta diferentes dispositivos de proteção (MOZINA, 2001, DUGAN et al., 2002). Nas conexões em estrela aterrada (primário e/ou secundário) as contribuições das correntes de sequência zero podem alimentar faltas à terra ou provocar atuações incorretas da proteção do alimentador para faltas próximo ao gerador distribuído. No caso de geradores (GD) não aterrados, conexões delta podem causar sobretensões após a abertura do disjuntor do alimentador principal (alimentado pela subestação – lado da concessionária), (MOZINA, 2001, DUGAN et al., 2002).

DALKE, (2007), apresenta um resumo sobre a contribuição da interconexão da GD em faltas na rede de distribuição. A tabela 4.2 detalha este estudo.

Tabela 4.2: Contribuição da interconexão da GD em faltas no sistema elétrico.

Tipo de Conexão	Condição de Operação	Contribuição p/ Falta-Fase	Contribuição p/ Falta-Terra
Sem transformador (trafo) de interconexão			
Solidamente aterrada ou através de baixa resistência.	Com Gerador (GD)	Sim	Sim
	Sem Gerador (GD)	Não	Não
Com transformador (trafo) de interconexão (configurações)			
Lado de alta tensão em estrela aterrado, Lado de baixa tensão em delta.	Com Gerador (GD)	Sim	Sim
	Sem Gerador (GD), mas com trafo conectado	Não	Sim
Lado de alta tensão em estrela não-aterrado, Lado de baixa tensão em delta.	Com Gerador (GD)	Sim	Não
	Sem Gerador (GD) e trafo desconectado	Não	Não
Lado de alta tensão em delta, Lado de baixa tensão em delta.	Com Gerador (GD)	Sim	Não
	Sem Gerador (GD), mas com trafo conectado	Não	Não

4.3 REQUISITOS DA PROTEÇÃO PARA INTERCONEXÃO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

A conexão do gerador distribuído não poderá afetar a eficácia da proteção do sistema elétrico, a qualidade do fornecimento de energia aos consumidores em geral (níveis de tensão e frequência) e a segurança do pessoal de manutenção e operação do sistema elétrico (CELESC, 2006). Devido a este fato, vários dispositivos de proteção são empregados para realizar a tarefa de manter o sistema elétrico da concessionária e o gerador distribuído em harmonia. A seguir são apresentadas as principais funções de proteção empregadas para este fim (CELESC, 2006, IEEE, 2003, MOZINA, 2001, BLACKBURN; DOMIN, 2006). Os dispositivos de proteção citados abaixo são relativos à proteção da unidade de GD.

4.3.1 Proteção de Sobretensão

Sobretensões no sistema elétrico podem provocar os seguintes problemas (KINDERMANN, 2006):

- Arcos elétricos entre condutores de uma linha e nos isoladores.
- Aumento da corrente de fuga nos pára-raios.
- Esforços maiores na isolação dos transformadores e dos geradores síncronos.

A função de proteção contra sobretensão recebe o código 59 pela nomenclatura ANSI, sendo comumente chamada de relé 59. O relé 59 (ou função 59 no caso de relés digitais multifuncionais) opera quando a magnitude da tensão ultrapassa um valor pré-ajustado e é classificado em relação ao tempo de atuação como:

- Instantâneo: Não possui temporização intencional, isto é, seu tempo de atuação depende apenas de suas características construtivas e inerentes, ou de seu algoritmo (proteção digital);
- Temporizado: Introduce uma temporização intencional e ajustável. Podendo ainda ser de tempo definido ou tempo inverso.

Na ocorrência de um ilhamento as tensões do subsistema isolado variam dependendo da diferença entre as potências ativas e reativas geradas e consumidas (SALLES, 2007). Os relés baseados em medidas de tensão, como no caso do relé de sobretensão, são largamente empregados na detecção da situação de ilhamento.

4.3.2 Proteção de Sobretensão de sequência negativa

O código ANSI da função de proteção contra sobretensão de sequência negativa é o 59Q. A componente de sequência negativa da tensão pode ser obtida através do Teorema de Fortescue em termos da tensão, representado matricialmente na expressão (4.1):

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{a0} \\ \dot{V}_{a1} \\ \dot{V}_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

sendo $a = 1 \angle 120^\circ$. Através da expressão acima, a tensão de sequência negativa pode ser calculada por:

$$\dot{V}_{a2} = \frac{1}{3} (\dot{V}_a + a^2 \dot{V}_b + a \dot{V}_c) \quad (4.2)$$

Qualquer desequilíbrio nas tensões ou correntes de um sistema trifásico produz componentes de sequência negativa. Em condições normais de operação, com o sistema trifásico equilibrado, a corrente de sequência negativa é nula.

Em relés digitais a tensão de sequência negativa é calculada facilmente somando os fasores das tensões de fase rotacionados (aplicação do operador a ou a^2). A função 59Q deve atuar nas situações que geram componente de sequência negativa de tensão, sendo elas (CELESC, 2006):

- Abertura de apenas um ou dois pólos (fases) do disjuntor.
- Faltas fase/terra, bifásicas e bifásicas/terra.

4.3.3 Proteção de Sobretensão de sequência zero

A proteção de sobretensão de sequência zero recebe a denominação de função 59N pela nomenclatura ANSI. As correntes de sequência zero só circularão se existir um caminho de retorno pelo qual possa fechar o circuito. Portanto, as magnitudes das correntes de falta à

terra dependem do método de aterramento do sistema (STEVENSON, 1978).

A tensão de sequência zero pode ser calculada através do teorema de Fortescue, conforme a seguinte expressão:

$$\dot{\mathbf{V}}_0 = \frac{1}{3} \cdot \left(\dot{\mathbf{V}}_a + \dot{\mathbf{V}}_b + \dot{\mathbf{V}}_c \right) \quad (4.3)$$

Em sistemas conectados em estrela, sem ligação do neutro para a terra ou para outro ponto neutro, a soma das correntes que vão para o neutro, nas três fases, é igual a zero. Caso o neutro de um circuito em estrela estiver aterrado, uma corrente de neutro circula por ele, sendo esta igual a:

$$\dot{I}_N = 3 \cdot \dot{I}_{a_0} \quad (4.4)$$

Os circuitos conectados em delta, por não disporem de caminho de retorno, oferecem uma impedância infinita às correntes de sequência zero, ou seja, não há circulação de corrente de sequência zero.

4.3.4 Proteção de Subtensão

A proteção de subtensão (função 27 pela nomenclatura ANSI), opera quando o valor da tensão diminui abaixo de um valor pré-ajustado. O relé de subtensão é utilizado em várias situações na proteção do sistema elétrico, como em equipamentos que não podem operar com tensão abaixo de um determinado limite (geradores e motores). Outra utilidade da função 27 é trabalhar combinada com outras funções. Por exemplo, utiliza-se o relé de sobrecorrente com monitoramento por subtensão. A atuação da proteção torna-se combinada, ou seja, somente quando o relé de sobrecorrente e o relé de subtensão forem sensibilizados é que a lógica de proteção atua.

Assim como os relés de sobretensão, os de subtensão também são empregados na detecção da situação de ilhamento.

4.3.5 Proteção de Frequência

Pela norma ANSI a proteção de frequência possui o código 81 (sobrefrequência/subfrequência). O relé atua quando a frequência elétrica do sistema se desvia da nominal e se mantém por certo período

inferior ou superior a um limiar. Sua atuação ainda pode ocorrer por violação de um limiar de taxa de variação de frequência.

A operação baseada na taxa de variação de frequência é considerada uma técnica sensível e confiável para detectar ilhamentos, quando a variação de frequência é relativamente lenta, o que acontece normalmente quando o desbalanço de potência ativa entre geração e carga é pequeno no sistema isolado. Para evitar uma atuação incorreta, alguns modelos de relés baseados na taxa de variação da frequência e sobre/subfrequência são equipados com um elemento que bloqueia o funcionamento do relé se o valor eficaz da tensão terminal estiver abaixo de um limiar. Esse tipo de bloqueio impede a atuação do relé durante a partida do gerador ou durante a ocorrência de curtos-circuitos (VIEIRA, 2006).

4.3.6 Proteção de sobrecorrente instantânea/temporizada

Os relés de sobrecorrente são dispositivos que atuam para um valor de corrente acima de um valor pré-definido em seu ajuste. O relé de sobrecorrente é classificado em relação ao tempo de atuação em:

- Relé instantâneo.
- Relé Temporizado: tempo definido e tempo inverso (inverso, moderadamente inverso, muito inverso e extremamente inverso).

A proteção de sobrecorrente recebe a denominação de função 50 (instantânea) ou 51 (temporizada) pela nomenclatura ANSI.

Os elementos de sobrecorrente podem ainda ser classificados pelo tipo de corrente que monitoram, ou seja, corrente das fases, sequência positiva, negativa e zero (terra). Os elementos de sobrecorrente de terra, operados através da corrente residual ($3I_0$), são ajustados para operar no tipo de falta mais frequente, a falta fase-terra. De forma similar, os elementos de sobrecorrente de sequência-negativa, respondem a $3I_2$ e podem ser ajustados para operar no segundo tipo de falta mais frequente, a falta entre fases. Os elementos de sequência negativa são úteis para a eliminação de faltas no secundário (delta) de uma conexão delta-estrela (SCHWEITZER; ZOCHOLL, 1995).

4.3.7 Proteção de sobrecorrente direcional

Os relés de sobrecorrentes convencionais são usados na proteção de sistemas elétricos radiais. Em sistemas elétricos em anel, a proteção

com relés de sobrecorrentes convencionais torna-se inviável devido a necessidade de coordenação entre os dispositivos.

A proteção de sobrecorrente (função 67 pela nomenclatura ANSI) tem sensibilidade em relação ao sentido do fluxo de energia que circula no sistema elétrico. Os relés de sobrecorrente adquirem a característica direcional através de uma grandeza de polarização, que pode ser tensão ou corrente. A direcionalidade é dada pela comparação fasorial das posições relativas da corrente de operação e tensão ou corrente de polarização. A defasagem calculada é que indica o sentido do fluxo de energia da corrente de operação ou de falta.

4.3.8 Proteção Direcional de Potência

A proteção direcional de potência (função 32 pela nomenclatura ANSI) é utilizada principalmente contra a motorização do gerador síncrono. Geradores síncronos movidos pela energia de máquinas primárias, não podem operar motorizados. A motorização forçada provocará danos principalmente na máquina primária.

No caso de uma situação na qual o gerador passe a operar como motor, o sentido da corrente inverte, neste momento o relé 32 é sensibilizado e atua, desligando imediatamente o disjuntor.

Geradores distribuídos que operam em paralelo e em sincronismo com a rede externa de uma concessionária e não admitem a operação ilhada ou não se classificam em vendedores de energia excedente, são obrigados a instalar este tipo de proteção (CELESC, 2006).

4.3.9 Proteção de sincronismo

A perda de sincronismo do gerador com o sistema elétrico pode acontecer devido a várias situações:

- Abertura involuntária do disjuntor de campo.
- Rompimento de um condutor.
- Defeito no sistema de regulação.
- Curto-circuito na rede.
- Desligamento de um grande consumidor de carga indutiva.
- Conexão a uma longa linha em vazio, etc.

Para realizar a conexão de um gerador síncrono à rede elétrica de modo seguro, algumas condições devem ser atendidas:

- Mesma ligação (sequência) de fases.
- Rotação do campo girante no mesmo sentido.
- Mesma frequência elétrica.

- Mesmo valor eficaz das tensões elétricas.
- Defasamento angular nulo entre os fasores correspondentes.

O relé de proteção de sincronismo atua no gerador síncrono, de modo a detectar as condições de sincronismo e, então, proceder com o fechamento do disjuntor. A proteção de sincronismo recebe a denominação de função 78 pela nomenclatura ANSI.

4.4 ESQUEMA DE PROTEÇÃO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS EM ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO

O esquema de proteção apresentado neste capítulo (figura 4.2) tem como base os requisitos gerais de proteção definidos pelas concessionárias da rede de distribuição na qual a suposta GD será conectada (CELESC, 2006; COPEL, 1991). O nível de potência das unidades de GD considerado neste esquema é igual ou inferior a 30MW. Algumas derivações deste modelo são apresentadas a título de avaliar o desempenho do sistema de proteção frente aos impactos da GD no sistema de distribuição.

A inserção de geração distribuída em sistema elétricos de médio porte (1 kV a 34,5 kV) contribui consideravelmente para as correntes de curto-circuito quando ocorrem faltas na rede de distribuição. Analisando a tabela 4.2 pode-se detalhar o objetivo de algumas das funções de proteção citadas na tabela 4.3.

Tabela 4.3: Funções do sistema de proteção da GD [CELESC, 2006].

Relé	Tipo	Função
59N	Desequilíbrio de tensão	Abertura do disjuntor, quando da ocorrência de faltas a terra na rede ou linha de interligação.
59Q	Sequência negativa	Abertura do disjuntor, quando da ocorrência de faltas fase/terra, bifásico e fase aberta.
27	Subtensão instantâneo	Abrir e bloquear o fechamento do disjuntor, quando da falta de tensão.
81	Frequência	Abertura do disjuntor.
59	Sobretensão trifásico temporizado e instantâneo	Abertura do disjuntor, em caso de sobretensão.
67	Sobrecorrente direcional instantâneo	Abertura do disjuntor, para faltas localizadas na rede da concessionária com contribuição da GD.
50/51	Sobrecorrente instantâneo/temporizado	Abertura do disjuntor, em caso de ocorrência de faltas localizadas na linha de interligação.
32	Direcional de potência	Abertura do disjuntor, quando fluir potência da GD para a rede da concessionária.
25	Sincronismo	Verificar se no ponto de interligação, os parâmetros de frequência e ângulo de fase de tensão estão dentro dos limites desejados para permitir a conexão.

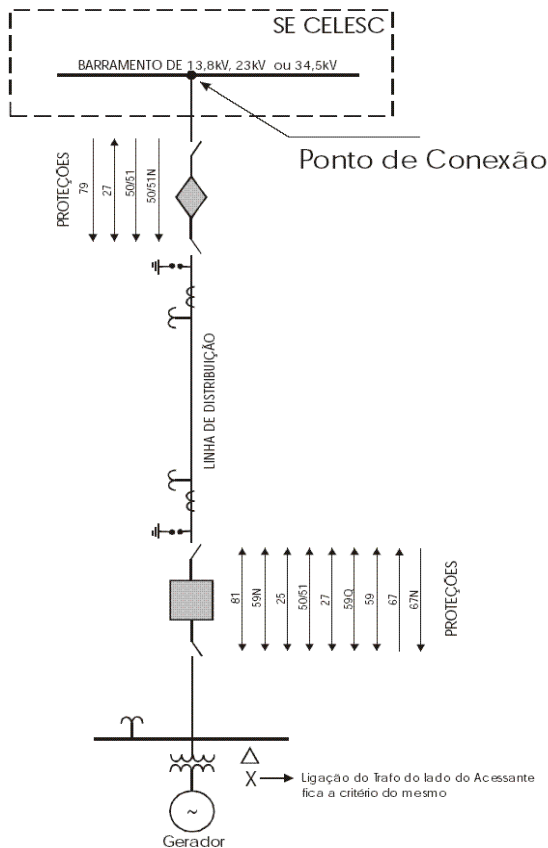


Figura 4.2: Esquema de Proteção Orientativo para conexão em 13,8kV, 23kV ou 34,5kV (CELESC, 2006).

Quando a conexão for em delta, a função 59N deve proteger contra desequilíbrios de tensão decorrentes de faltas a terra no alimentador principal ou na linha de interligação com a GD. A abertura de uma das fases da rede de distribuição provoca a condição de desequilíbrio de tensão, causando o surgimento de uma parcela de sequência negativa. A condição de sequência negativa para o gerador pode causar grandes danos, aquecendo e danificando o rotor. A função de proteção 59Q pode ser utilizada para inibir essa situação.

O uso da função 32 para proteção contra motorização, efeito este que pode danificar o gerador, torna-se essencial no caso do autoprodutor

sem venda de energia excedente. A função 32 inibe o fluxo de potência ativa da geração para a rede de distribuição.

Um outro conjunto de funções de proteção largamente utilizado é contra ilhamento. Este conjunto é composto por funções de sub e sobre frequência, sub e sobretensão. Após a ocorrência de um ilhamento, as tensões e a frequência do subsistema isolado variam dinamicamente dependendo dos desbalanços de potência ativa e reativa, isto é, da diferença entre as potências ativas e reativas geradas e consumidas. Quanto maiores esses desbalanços, maiores são as variações das tensões e frequência. Dessa forma a situação de ilhamento pode ser identificada facilmente.

Um método para evitar o ilhamento é através da verificação de tensão na linha, com o auxílio da função 27. Deste modo, a função 27 pode ser utilizada para inibir o religamento do alimentador, bloqueando a função 79, enquanto for detectada presença de tensão na linha.

Um método utilizado por algumas empresas para inibir a situação de ilhamento é a utilização do esquema de transferência de disparo direto (TDD) do disjuntor do alimentador principal para o disjuntor do transformador de interconexão da GD (SALLES, 2007). A GD é removida da rede automaticamente no momento em que o disjuntor do alimentador principal é aberto.

4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A inserção da geração distribuída acarreta necessidade de várias adequações da proteção do alimentador no qual está sendo conectada. As concessionárias de distribuição de energia elétrica impõem requisitos técnicos para resguardar a segurança de sua rede e de seus consumidores. O número de funções de proteção exigidas para as unidades de GD é menor do que para um gerador de grande porte, visto que praticamente toda a geração de energia é para consumo do próprio produtor independente, resultando em geradores de capacidades inferiores a 30MW.

Este capítulo mostrou que existem várias funções de proteção que podem ser usadas tanto para proteger o alimentador como a unidade de GD. A escolha de quais funções deverão ser empregadas em cada projeto é determinada pela análise de vários detalhes do projeto de acesso à rede de distribuição e filosofia de operação e proteção da concessionária, como:

- Tipo de conexão (através de transformador de acoplamento ou não) da unidade de GD ao alimentador.

- Se a interconexão for realizada através de um transformador, se faz necessária a determinação da configuração das conexões dos enrolamentos (primário e secundário).
- Se a unidade de GD poderá ou não operar ilhada.
- E equipamentos de proteção que deverão ser coordenados.

5 MÉTODO DE PROTEÇÃO ADAPTATIVA DE ALIMENTADORES NA PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A revisão bibliográfica sobre o uso de proteção adaptativa em sistemas elétricos de potência apresentada no primeiro capítulo contempla referências que descrevem aplicações de várias técnicas com este propósito, como por exemplo:

- O uso de medição fasorial para cálculos *on line* e posterior ajuste adaptativo da proteção.
- Utilização de técnicas de inteligência artificial para prover a função adaptativa.
- Seleção automática dos grupos de ajuste dos relés digitais (microprocessados).

O objetivo desta dissertação é implementar a proteção adaptativa de um alimentador de distribuição na presença de GD através da seleção automática dos grupos de ajuste dos relés digitais.

5.2 O RELÉ DIGITAL

Para começar a apresentar o relé digital é necessário entender o porquê da revolução da proteção de sistemas elétricos de potência depois do seu surgimento.

Por vários anos as empresas que compõem o SEP usaram os relés eletromecânicos para implementar suas lógicas de proteção. Estes equipamentos são sensibilizados por múltiplos sinais de entrada, porém só executam um determinado tipo de função de proteção, ou seja, para implementar a lógica de proteção de um determinado equipamento vários relés eram necessários.

Pode-se dizer que os relés digitais tiveram seu início na década de 60, primeiramente com o desenvolvimento dos relés estáticos (transistores) e depois com os microprocessados. Na época os microprocessadores não suportavam alta velocidade exigida pelas funções de proteção. Entretanto, com o decorrer do tempo a velocidade de processamento aumentou e simultaneamente o custo destes equipamentos foi reduzido.

O relé digital é um equipamento operado por um microprocessador, controlado por softwares proprietários, tendo como principal característica a digitalização dos sinais de entrada (correntes e tensões) e a execução de funções de proteção programadas internamente. A flexibilidade proporcionada pela disponibilidade de diversas funções de proteção em um único relé microprocessado (multifuncional) e a necessidade de sistemas de proteção mais confiáveis e com o máximo de desempenho possível incentivaram a aplicação dos relés digitais nos novos empreendimentos e a gradativa substituição da antiga tecnologia pela digital, que atualmente domina os projetos de proteção e automação do SEP.

Além da característica multifuncional, os relés microprocessados proporcionam maior flexibilidade para ajustes e oferecem funções complementares, como localização de falta, registro dos eventos, funções de medição avançadas, autodiagnóstico e capacidade de controle. Fisicamente os relés digitais também possuem suas vantagens em relação aos eletromecânicos, sendo que a arquitetura total do esquema de proteção ocupa um espaço menor, cabeamento simplificado, tornando a sua instalação mais prática. Contudo, o tempo de comissionamento dos relés digitais foi reduzido em comparação com os relés eletromecânicos, apesar de continuar alto devido ao grau de complexibilidade dos esquemas de proteção. Resumindo algumas das principais vantagens dos relés digitais (BLACKBURN; DOMIN, 2006):

- Maior proteção por um menor custo.
- Maior flexibilidade: dispositivo programável/modular, podendo mudar suas características.
- Requer menos manutenção.
- Capacidade de autodiagnóstico: monitora seu próprio software e hardware, aumentando a sua confiabilidade.
- Alta capacidade de comunicação: disponíveis vários protocolos de comunicação.
- Capacidade de alteração automática dos ajustes baseada nas condições do sistema.

Os grupos de ajustes selecionáveis são ideais para aplicações que necessitem de alterações frequentes de ajustes e de adaptação da proteção às alterações das condições do sistema. O relé microprocessado pode armazenar vários grupos de ajuste de acordo com fabricante e modelo. Podem-se usar os grupos de ajuste para cobrir uma ampla faixa de contingências de proteção e controle ou programar os grupos para diferentes condições de operação, tais como: manutenção em

equipamentos, operações sazonais, contingências de emergência, entre outras.

5.2.1 Arquitetura do Relé Digital

A arquitetura do relé digital é apresentada de forma simplificada na figura 5.1. Os transformadores de entrada atenuam as tensões e correntes a níveis adequados aos circuitos internos. Outra função importante é a isolação galvânica entre os transformadores de instrumentos (TCs e TPs) e o próprio relé. Os filtros *anti-aliasing* são filtros passa-baixa incluídos antes da amostragem com a função de evitar erros no processamento digital do sinal analógico. O *Sample and Hold* é um dispositivo que amostra sinais analógicos em um mesmo instante e disponibiliza para o multiplexador. O multiplexador é um dispositivo que codifica as informações de várias fontes e disponibiliza em um único canal, podendo assim ser usado somente um conversor analógico digital (A/D). A CPU compreende os conversores A/D, o *clock* (base de tempo), saídas e entradas de estados do relé (exemplo: função de *trip* – abertura de disjuntores), memória e módulos de alimentação (COURY et al., 2007).

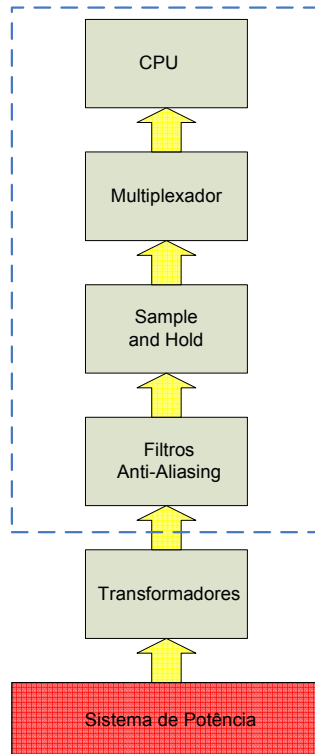


Figura 5.1: Arquitetura do Relé Digital.

5.3 MODELAGEM DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Os componentes do sistema elétrico podem ser modelados tanto para condições estáticas (regime permanente) como para condições dinâmicas, ou seja, durante os transitórios do sistema, provocados por distúrbios, tais como curtos-circuitos e manobras de equipamentos.

Várias considerações físicas são ponderadas nestas modelagens para simplificar a representação. Contudo, as simplificações são limitadas pela exatidão requerida nas análises. Assim, têm-se um compromisso entre a exatidão e a simplicidade de cálculos exigidos, para que uma análise razoável possa ser efetuada num intervalo de tempo admissível.

Os SEP podem variar com relação ao tamanho e estrutura dos componentes. Entretanto, os componentes básicos são: máquinas síncronas (principal meio de geração de energia elétrica em SEP), cargas

(usuários que necessitam e consomem energia elétrica) e linhas de transmissão e distribuição (responsáveis pelo transporte de energia desde os geradores até os centros consumidores).

Para estudos de proteção do SEP são realizadas simulações de transitórios eletromagnéticos e para isso faz-se uso de programas computacionais específicos. No presente trabalho foi escolhida como ferramenta de simulação o software de transitórios eletromagnéticos EMTP/ATP (*Electromagnetic Transients Programs / Alternative Transients Program*), sendo esta ferramenta muito usada na análise de transitórios em sistemas de energia elétrica.

5.3.1 O ATPDraw

O ATP é um programa computacional para simulações de fenômenos transitórios de natureza eletromagnética e eletromecânica em sistemas de potência. O uso de simulações de transitórios tem tornado-se cada vez mais frequente nos estudos de proteção dos SEP. Com isso, ocorreram várias atualizações relativas à praticidade no uso desses *softwares*, incluindo versões que possam ser executadas em plataformas Windows. Com relação ao ATP, criou-se o ATPDraw, que vem a ser uma atualização do ATP, a diferença está em uma interface gráfica amigável.

O ATPDraw consiste necessariamente em uma interface gráfica de processamento dos arquivos de entrada de dados da rede simulada. Através do ATPDraw o usuário tem a possibilidade de usar as várias funções e modelos do ATP. Este dispõe de mais de 70 componentes de rede pré-definidos e várias funções, como exemplo: programa auxiliar para cálculo de parâmetros de linhas de transmissão (LCC), programa para processamento das saídas gráficas dos resultados das simulações (PLOTXY) (AMON; PEREIRA, 2001, ATP/EMTP, 2002).

5.3.2 Modelagem de Geradores Síncronos

O ATPDraw possui dois modelos para representação dos geradores síncronos nas simulações de transitórios, o modelo 14 e o modelo 59. O modelo 14 é utilizado para geradores de pequeno porte e o modelo 59 para os de grande porte. No sistema teste simulado, o modelo definido foi o 14 (*AC 3-ph. Type 14*), considerando que o gerador simulado é de pequeno porte (RAMOS et al, 2009).

A representação é feita por geradores trifásicos e simétricos, sendo consideradas tensões senoidais de fase com mesmo módulo e

defasadas de 120° . Os dados que devem ser inseridos no ATPDraw são somente o valor de pico da amplitude e a defasagem angular da fonte.

5.3.3 Modelagem de Transformadores de Potência

A modelagem de transformadores de potência pode ter vários níveis de detalhamento dependendo do objetivo da simulação. Características como a saturação do núcleo ferromagnético e as perdas do ferro podem ser consideradas para simulações de manobras. Os acoplamentos capacitivos, que são desconsiderados nas simulações de manobras, tornam-se imprescindíveis para simulações que envolvam surtos de frentes rápidas e muito rápidas (FERNANDES; LIMA, 2006). O modelo utilizado nas simulações foi o *Saturable 3 phase* considerando os acoplamentos dos enrolamentos primário e secundário, entretanto não foram inseridos dados de saturação.

5.3.4 Modelagem das Linhas de Transmissão e Distribuição

Para o sistema teste cada seção do alimentador foi modelada através de modelos π (*RLC Pi-equiv. 3 phase*) a parâmetros distribuídos, mas que possibilitam considerar acoplamentos mútuos distintos entre as 3 fases (para a modelagem adequada da não-transposição do alimentador). Este trabalho considera os acoplamentos mútuos. A não representação dos acoplamentos mútuos pode ser considerada, visto que os mesmos são alimentadores de distribuição e podem ser considerados como linhas curtas. Logo, o efeito capacitivo em derivação é desprezível.

5.3.5 Modelagem das Cargas

Um dos principais componentes dos SEP, as cargas, apresentam a maior incerteza em relação à modelagem, pois, este componente inclui um vasto número de controles, proteções e representa diferentes tipos de equipamentos (motores, resistências, indutâncias, etc.). O desafio está em modelar as cargas elétricas, de forma que suas variações ao longo do tempo possam ser corretamente representadas. Cada tipo de carga possui característica inerente às particularidades dos sistemas de distribuição, normalmente constituídos por uma grande quantidade de trechos de rede com várias ramificações. A representação das cargas elétricas através de curvas diárias de demandas horárias (curvas típicas de carga), normalizadas em função da demanda ativa máxima, normalmente gera

resultados satisfatórios em algumas aplicações. A figura 5.2 ilustra uma curva de demanda comum em alimentadores urbanos.

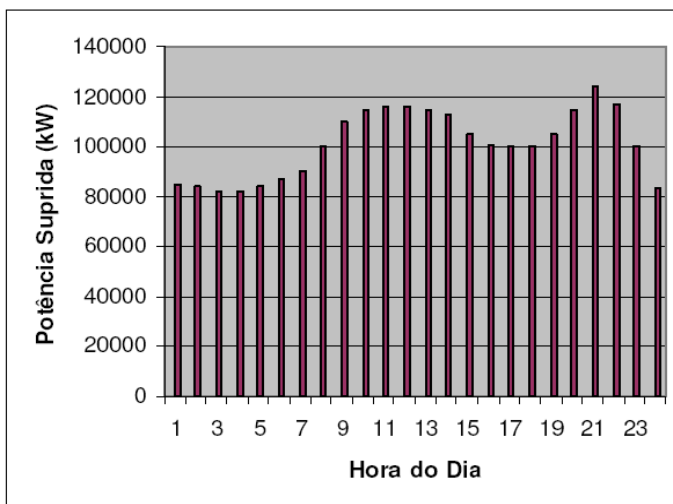


Figura 5.2: Curva de carga durante um dia (KERSTING, 2002).

As cargas elétricas podem ser equilibradas ou desequilibradas, sendo representadas por um conjunto de impedâncias complexas $Z = R + jX$. A potência absorvida por uma carga depende de sua natureza, e pode variar em função da tensão aplicada. Existem vários modelos para a representação do comportamento da carga em função da tensão aplicada, sendo eles: cargas de potência constante, impedância constante e corrente constante com a tensão.

Para as cargas de potência constante, as potências ativa e reativa permanecem constantes, e iguais aos seus valores nominais, mesmo havendo variação da tensão aplicada em seus terminais. Na modelagem da carga como corrente constante, mesmo havendo variação da tensão aplicada em seus terminais, a magnitude da corrente da carga é sempre constante. Para as cargas de impedância constante, a impedância mantém-se constante, e é obtida a partir das potências ativa e reativa absorvidas quando alimentada com tensão nominal (BERNARDON, 2009).

Nas simulações realizadas no presente trabalho, todas as cargas foram modeladas considerando impedância constante, conexão em estrela ou delta.

5.3.6 O Sistema de Distribuição Teste

O alimentador teste corresponde ao modelo IEEE 34 barras (<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html>) que faz parte do sistema de distribuição do estado do Arizona, Estados Unidos da América. Este modelo tem sido sugerido pelo comitê responsável do IEEE para que pesquisadores o tomem como uma das referências nos seus estudos em sistemas de distribuição.

A tensão nominal deste alimentador é 24,9 KV e possui as seguintes características:

- É um sistema grande e muito carregado.
- Comprimento do ponto mais distante do tronco principal até a subestação (nó 840) chega a 57,631 km.
- Alimenta cargas desequilibradas concentradas e distribuídas, carga total instalada é de 2054 kVA.
- Possui capacitores *shunt* instalados.

O unifilar do alimentador teste é apresentado na figura 5.3.

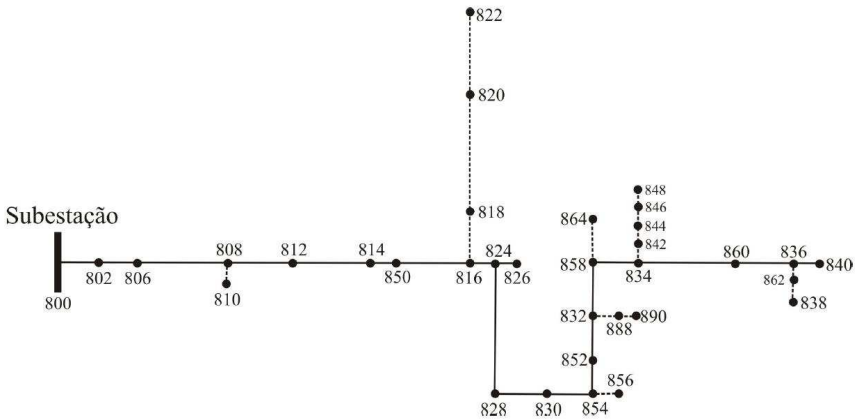


Figura 5.3: Sistema teste de distribuição do IEEE-34 barras.

Tensão nominal - V_N : 24,9 kV;

Potência Aparente Nominal - S_N : 2054 kVA

Corrente Nominal:

$$S_N = \sqrt{3} \times V_N \times I_N \quad (5.14)$$

$$2054k = \sqrt{3} \times 24,9k \times I_N$$

$$I_N = \frac{2054k}{\sqrt{3} \times 24,9k}$$

$$I_N = 47,6256A$$

O valor da corrente nominal do alimentador é considerado aproximadamente $I_N = 48A$.

Através do cálculo da corrente nominal pode-se dimensionar o TC usado na medição de corrente na entrada do alimentador. Abaixo seguem as relações de transformação (norma ANSI e ABNT) que podem ser utilizadas de acordo com o critério de carga (corrente nominal do alimentador).

$$RTC_{ANSI} : \frac{50}{5}$$

$$RTC_{ABNT} : \frac{60}{5}$$

Além da verificação pelo critério da carga (relação à corrente nominal), deve-se verificar pelo critério do curto-circuito e calcular a relação de transformação do TC (RTC) em função do fator de sobrecorrente (FS). O FS é definido pela relação da máxima corrente de curto-circuito que pode passar pelo primário do TC e a sua corrente primária nominal, para que a precisão de sua classe seja atendida. O valor do FS no Brasil é igual a 20 (KINDERMANN, 2005).

$$FS = \frac{I_{p-\max_{cc}}}{I_{p-\text{nominal}(TC)}} \quad (5.2)$$

$$20 = \frac{1660}{I_{p-\text{nominal}(TC)}}$$

$$I_{p-nominal(TC)} = 83A$$

Onde,

I_{p-max_cc} : Máxima corrente de curto-circuito no alimentador.

$I_{p-nominal(TC)}$: corrente primária nominal do TC considerando o fator de sobrecorrente.

Considerando o fator de sobrecorrente as relações de transformação 50:5 ou 60:5 não satisfazem mais a corrente nominal no primário do TC, que pode ser 83A. Assim, pela NBR 6856 da ABNT as relações mais próximas do valor (83A) são: 75:5 e 100:5. Pela norma ANSI tem-se as relações 60:5 e 250:5. Abaixo segue as duas relações dos TCs , para cada norma, que podem ser utilizadas.

$$RTC_{ABNT} : \frac{100}{5}$$

$$RTC_{ANSI} : \frac{250}{5}$$

Optou-se pela norma ANSI utilizando a relação 250:5.

a) Ajuste da função sobrecorrente temporizada de fase (51)

Para o ajuste do valor de *pickup* ($I_{pickup_{51}}$) da função sobrecorrente temporizada foi usada a $RTC=250:5$ ($RTC=50:1$). Como critério de ajustes, a função de sobrecorrente temporizada de fase deve ser sensível à menor contribuição de corrente de curto-circuito bifásico no final do circuito protegido.

$$I_{pickup_{51}} \leq 0,85 \times \left(\frac{I_{cc2\phi_min}}{RTC} \right) \quad (5.3)$$

$$I_{cc2\phi_min} = I_{cc3\phi_min} \times \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \quad (5.4)$$

$$I_{pickup_51} \leq 0,85 \times \left(\frac{239,8}{50} \right)$$

$$I_{pickup_51} = 4,08A$$

Para ajustar a função 51 para não atuar sobre condição de sobrecarga normal, é considerado o seguinte critério:

$$I_{n-max} = 1,2 \times I_n \quad (5.5)$$

Onde:

I_{n-max} é a corrente considerando uma sobrecarga de 20% em relação a carga normal.

I_n é corrente nominal (carga normal).

$$I_{n-max} = 1,2 \times 48$$

$$I_{n-max} \cong 58A$$

$$I_{pickup_51} \geq \frac{I_{n-max}}{RTC} \quad (5.6)$$

$$I_{pickup_51} \geq \frac{58}{50}$$

$$I_{pickup_51} \geq 1,16A$$

$$4,08A \geq I_{pickup_51} \geq 1,16A$$

O valor de *pickup* escolhido foi:

$$I_{pickup_51} = 1,2A$$

Após algumas simulações foi determinado o uso da curva tipo IEC (C1 – Normal Inversa), que está apresentada na figura 2.12. A seleção da curva (*Time Dial - TD*) foi feita para $TD=0,14$. A equação 5.7 descreve a família da curva C1.

$$T_a = TD \times \left(\frac{0,14}{M^{0,02} - 1} \right) \quad (5.7)$$

Onde,

T_a é o tempo de atuação do relé para determinada corrente de curto-circuito.

M é o múltiplo do relé.

$$M = \frac{I_{cc}}{RTC \times I_{pickup_51}} \quad (5.8)$$

I_{cc} é a corrente de curto-circuito.

b) Ajuste da função de sobrecorrente instantânea de fase (50)

O ajuste do valor de *pickup* (I_{pickup_50}) da função sobrecorrente instantânea é determinado conforme a equação 5.9.

$$I_{pickup_50} \geq 1,25 \times \left(\frac{I_{cc3\phi_max}}{RTC} \right) \quad (5.9)$$

$$I_{cc3\phi_max} = 1,2 \times I_{cc3\phi_max(barra_816)} \quad (5.10)$$

$$I_{pickup_50} \geq 1,25 \times \left(\frac{586,8}{50} \right)$$

$$I_{pickup_50} = 14,67 A$$

A curva tempo versus corrente da função sobrecorrente 50/51 é apresentada na figura 5.4.

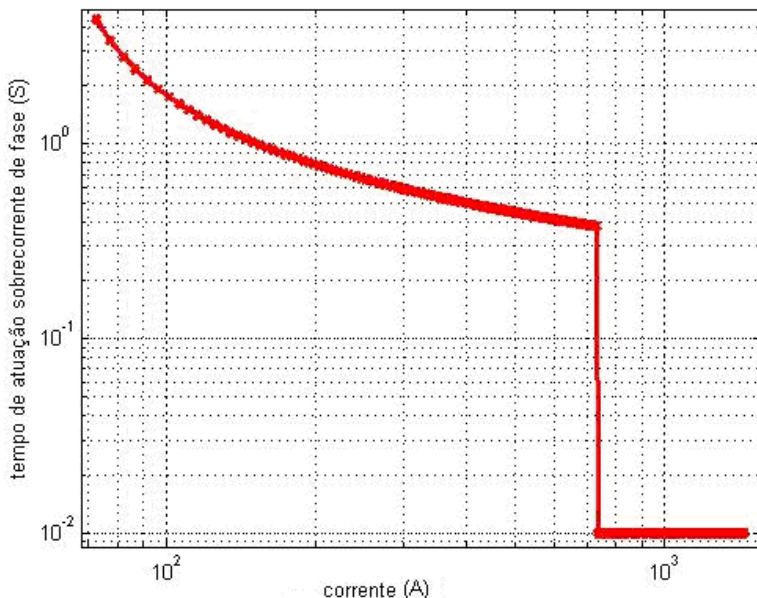


Figura 5.4: Curva tempo versus corrente da função sobrecorrente 50/51.

c) Ajuste da função sobrecorrente temporizada de neutro (51N)

Como critério de ajustes, a função de sobrecorrente temporizada de neutro deve ser sensível à menor contribuição de corrente de curto-circuito monofásica, no final do trecho protegido (SEL-551, 2011, KINDERMANN, 2005). O critério de ajuste deve obedecer a inequação 2.11.

$$I_{51N-2} \leq I_{pickup_51N} \leq I_{51N-1} \quad (5.11)$$

$$I_{51N-1} \leq 0,85 \times \left(\frac{I_{cc-1\phi T \min}}{RTC} \right) \quad (5.12)$$

$$I_{51N-1} \leq 0,85 \times \left(\frac{182}{50} \right)$$

$$I_{51N-1} \leq 3,094A$$

$$I_{51N-2} \geq \left[\frac{(10\% \text{ a } 45\%) \times I_{n-\max}}{RTC} \right] \quad (5.13)$$

$$I_{51N-2} \geq \left[\frac{(0,25) \times 58}{50} \right]$$

$$I_{51N-2} \geq 0,29A$$

$$0,29 \leq I_{pickup_51N} \leq 3,094$$

O valor de *pickup* escolhido foi:

$$I_{pickup_51N} = 0,3A$$

A curva selecionada foi a do tipo IEC (C1 – Normal Inversa), sendo a mesma utilizada para a função de sobrecorrente de fase. O Time Dial (TD) com valor de 0,24.

5.4 ANÁLISE DOS TEMPOS DE ATUAÇÃO DA FUNÇÃO DE SOBRECORRENTE TEMPORIZADA APÓS A INSERÇÃO DE GD

As simulações realizadas consideram a unidade de GD instalada em três posições diferentes, sendo uma unidade de GD inserida uma de cada vez. A interconexão da GD com a rede de distribuição é realizada através de um transformador com acoplamentos delta (rede de distribuição) / estrela aterrado (GD) com relação unitária. A figura 5.5 expõe as posições na qual a unidade de GD foi inserida.

As simulações foram divididas em quatro etapas:

- Primeira etapa de simulações: Alimentador teste sem inserção de GD.

- Segunda etapa de simulações: GD inserida somente na barra 836.
- Terceira etapa de simulações: GD inserida somente na barra 824.
- Quarta etapa de simulações: GD inserida somente na barra 808.

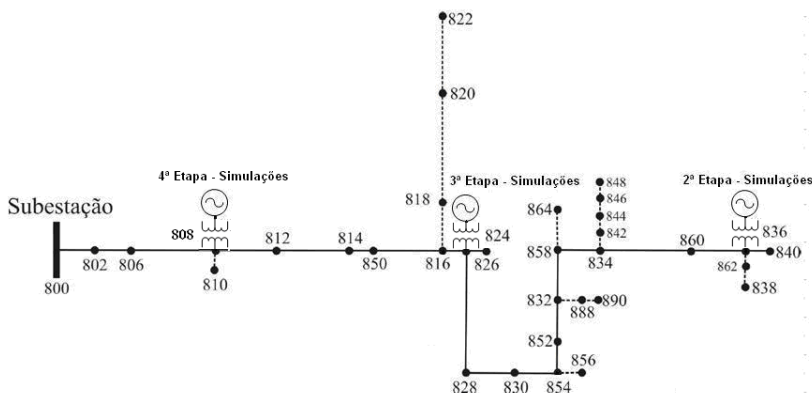


Figura 5.5: Posição da unidade de GD no alimentador teste em relação as etapas de simulação (barras: 808, 824 e 836).

Através do *software* ATPDraw foram simuladas faltas bifásicas e trifásicas em três barras distribuídas pelo alimentador, sendo elas, a barra 840, 854 e 816. A tabela 5.1 apresenta os valores das correntes nominais de fase para as quatro etapas descritas acima obtidos das simulações. As tabelas 5.2, 5.3 e 5.4 apresentam os valores das correntes obtidas nas simulações de faltas bifásicas e trifásicas, assim como o tempo de atuação da função sobrecorrente temporizada de fase para todas as situações simuladas. As correntes de falta são medidas na saída do alimentador principal. Comparando as correntes de falta sem a inserção da GD com as que consideram a inserção da GD, observa-se a alteração nas amplitudes destas correntes. Conseqüentemente esse decréscimo nas amplitudes das correntes de falta acarretou na influência nos tempos de atuação da função de sobrecorrente de fase temporizada

Nas tabelas tem-se:

$I_{f2\Phi\text{-terra}}$ (A) é o valor em ampères da corrente de falta bifásica na barra especificada.

$I_{f3\Phi\text{-terra}}$ (A) é o valor em ampères da corrente de falta trifásica na barra especificada.

t_a (s) tempo de atuação do relé em segundos.

Δt_a (s) diferença entre o tempo de atuação do relé do alimentador sem GD e com GD.

Tabela 5.1: Correntes nominais de fase no início do alimentador nas quatro etapas de simulação.

Corrente de Fase (Carga Normal)	Sem GD	GD Barra 836	GD Barra 824	GD Barra 808
$I_a(A)$	58	20,5	28	42,5
$I_b(A)$	49	14,5	14,8	26,5
$I_c(A)$	50	17	19,5	26

De acordo com a tabela 5.2 percebe-se um aumento no tempo de atuação da função temporizada de fase de 162% para o caso da GD estar instalada na barra 824 e ocorrer uma falta bifásica. No entanto houve também um acréscimo considerando a GD instalada na barra 808, que foi de 118,4%. Para uma falta trifásica com a GD instalada na barra 836 o aumento foi de 1,58% no tempo de atuação.

Tabela 5.2: Correntes no início do alimentador para faltas bifásicas e trifásicas na barra 840.

		Posição da Falta: Barra 840			
		Sem GD	GD Barra 836	GD Barra 824	GD Barra 808
Falta bifásica	$I_{f2\phi\text{-terra}}(A)$	183	170	92	100
	t_a (s)	0,87	0,93	2,28	1,9
	Δt_a (s)		0,06	1,41	1,03
Falta trifásica	$I_{f3\phi\text{-terra}}(A)$	277	267	138	153
	t_a (s)	0,63	0,64	1,16	1,03
	Δt_a (s)		0,01	0,53	0,4

A tabela 5.3 apresenta os dados das simulações para faltas na barra 854. Nesta etapa percebe-se que também ocorreu um aumento no t_a da função de proteção. O máximo aumento foi de 62,5% (GD instalada na barra 808) para uma falta bifásica. O mínimo aumento foi de 1,96% no t_a para uma falta trifásica com a GD instalada na barra 836.

Tabela 5.3: Correntes no início do alimentador para faltas bifásicas e trifásicas na barra 854.

Posição da Falta: Barra 854					
		Sem GD	GD Barra 836	GD Barra 824	GD Barra 808
Falta bifásica	$I_{f2\Phi\text{-terra}}$ (A)	237	220	170	140
	t_a (s)	0,70	0,74	0,93	1,14
	Δt_a (s)		0,04	0,23	0,44
Falta trifásica	$I_{f3\Phi\text{-terra}}$ (A)	382	378	268	218
	t_a (s)	0,51	0,52	0,64	0,75
	Δt_a (s)		0,01	0,13	0,24

Para faltas na barra 816 o máximo aumento foi detectado considerando a GD instalada na barra 808, sendo que obteve-se um aumento de 49,2% no t_a em uma falta bifásica. A mínima diferença de tempo foi detectada para uma falta trifásica considerando a GD instalada na barra 836.

Tabela 5.4: Correntes no início do alimentador para faltas bifásicas e trifásicas na barra 816.

Posição da Falta: Barra 816					
		Sem GD	GD Barra 836	GD Barra 824	GD Barra 808
Falta bifásica	$I_{f2\Phi\text{-terra}}$ (A)	288	268	275	175
	t_a (s)	0,61	0,64	0,63	0,91
	Δt_a (s)		0,03	0,02	0,3
Falta trifásica	$I_{f3\Phi\text{-terra}}$ (A)	489	480	485	293
	t_a (s)	0,45	0,46	0,46	0,60
	Δt_a (s)		0,01	0,01	0,15

Analisando os dados das tabelas 5.2 a 5.4, observa-se que a posição da unidade da GD que mais afetou os tempos de atuação da função de sobrecorrente de proteção do alimentador foi a com a GD

instalada na barra 808. Sendo assim, para as comparações futuras nos tempos de atuação da proteção e para a análise do comportamento de faltas monofásicas no sistema será fixada a instalação da unidade de GD na barra 808.

Através dos ajustes das funções de sobrecorrente de fase realizada no item 5.3.6, parametrizou-se um relé digital comercial disponibilizado pelo LAPSE (Laboratório de Automação e Proteção de Sistemas Elétricos), com o intuito de validar os tempos de atuação das funções de sobrecorrente. Este relé possui 6 grupos de ajustes, mas para o primeiro teste considera-se somente um ajuste habilitado, ou seja, os parâmetros da proteção do alimentador são ajustados sem considerar a inserção da GD.

Após a parametrização do relé foram realizadas várias simulações com as correntes de falta apresentadas na tabelas anteriores. Essas simulações puderam ser efetuadas utilizando a caixa de teste que reproduz as correntes das situações de pré-falta, falta e pós-falta.

As figuras apresentadas a seguir foram obtidas de registros oscilográficos (formato COMTRADE) disponibilizados pelo relé digital logo após a sensibilização do relé pela corrente de falta. As situações de falta (bifásicas e trifásicas) são as mesmas apresentadas nas tabelas 5.2, 5.3 e 5.4 considerando somente duas situações, alimentador sem a GD e com GD instalada na barra 808. Nas figuras são visualizadas valores eficazes das correntes de fase e os “*RelayWordbits*” (endereços que indicam o estado das funções do relé). Na análise consideram-se três *relaywordbits*: 51S1T (atuação da função de sobrecorrente temporizada), 51S1 (sensibilização do relé pelo *pickup*) e TRIP. O estado dos *relaywordbits* é representado por cores, sendo que a cor verde é o estado aberto (nível lógico 0) e a cor vermelha é o estado fechado (nível lógico 1). Em todas as figuras o tempo de atuação da função sobrecorrente de fase é mostrado na unidade de ms e em ciclos da fundamental. Esse tempo é denominado na ferramenta de análise gráfica utilizada como “Delta tempo”. Por exemplo, a figura 5.6 apresenta um Delta Tempo de 863ms (51,8 ciclos de 60Hz), ou seja, a função de sobrecorrente de fase temporizada (51S1T) atuou 863ms após a função ser sensibilizada pelo valor de *pickup*.

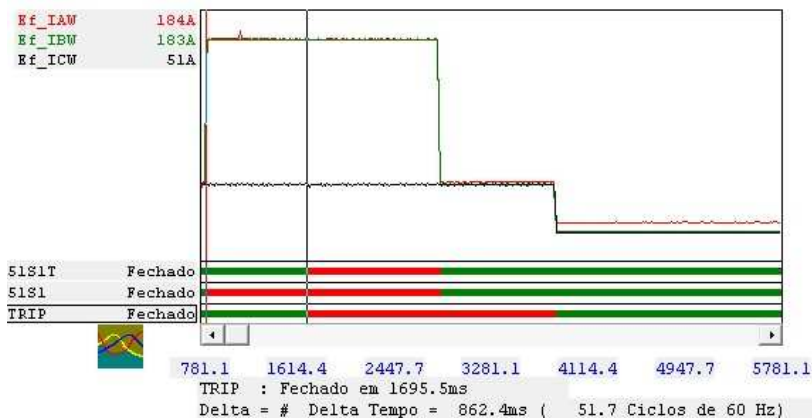


Figura 5.6: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta bifásica (barra 840) no alimentador sem GD.

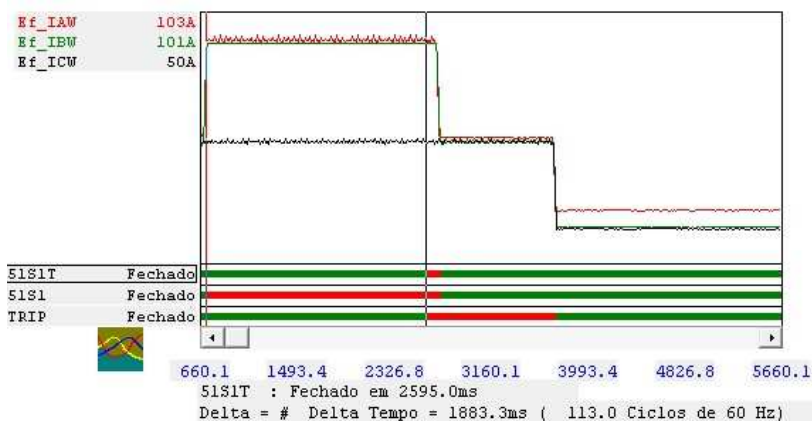


Figura 5.7: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta bifásica (barra 840) no alimentador com GD na barra 808.

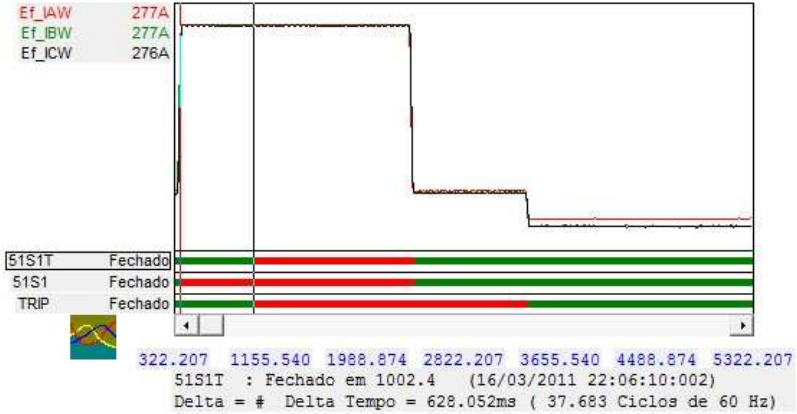


Figura 5.8: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta trifásica (barra 840) no alimentador sem GD.

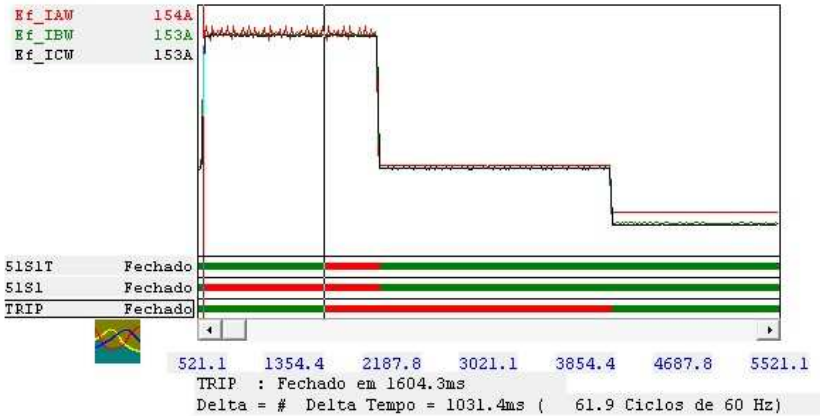


Figura 5.9: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta trifásica (barra 840) no alimentador com GD na barra 808.

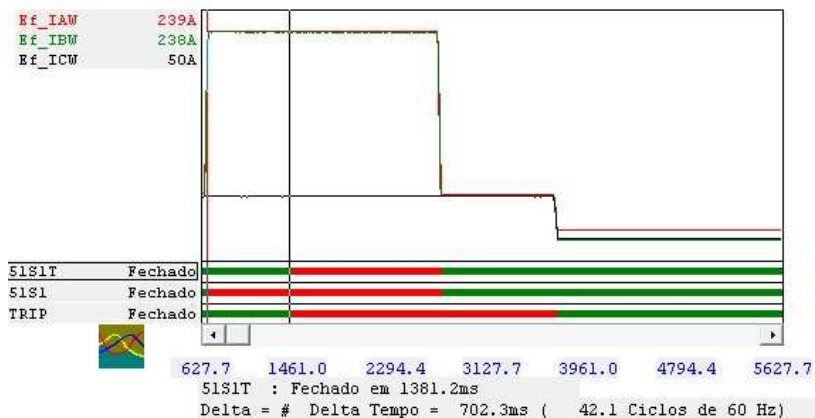


Figura 5.10: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta bifásica (barra 854) no alimentador sem GD.

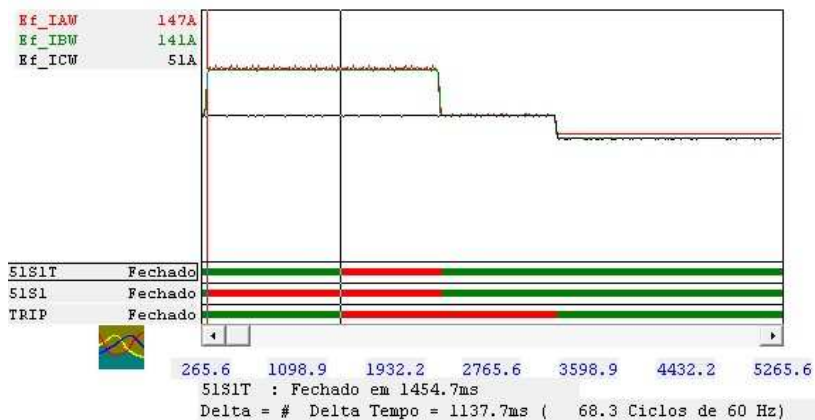


Figura 5.11: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta bifásica (barra 854) no alimentador com GD na barra 808.

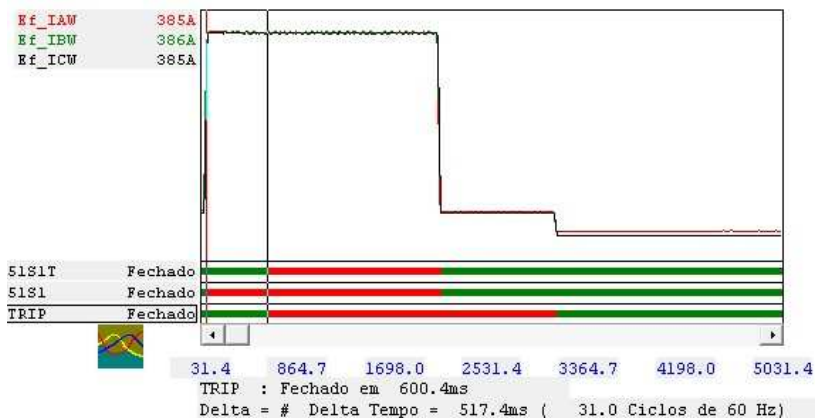


Figura 5.12: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta trifásica (barra 854) no alimentador sem GD.

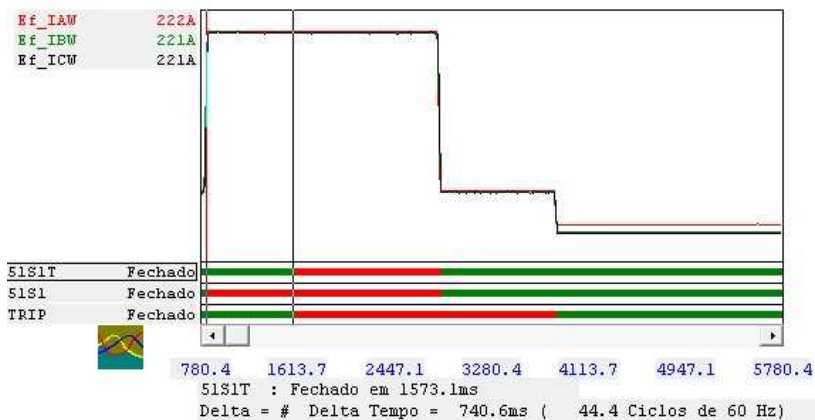


Figura 5.13: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta trifásica (barra 854) no alimentador com GD na barra 808.

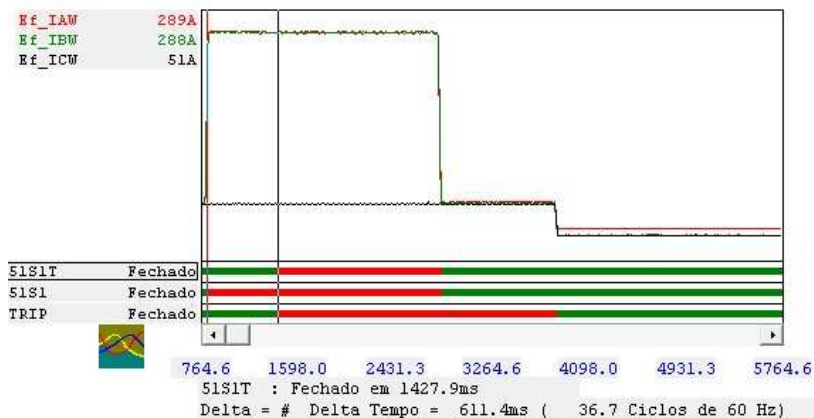


Figura 5.14: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta bifásica (barra 816) no alimentador sem GD.

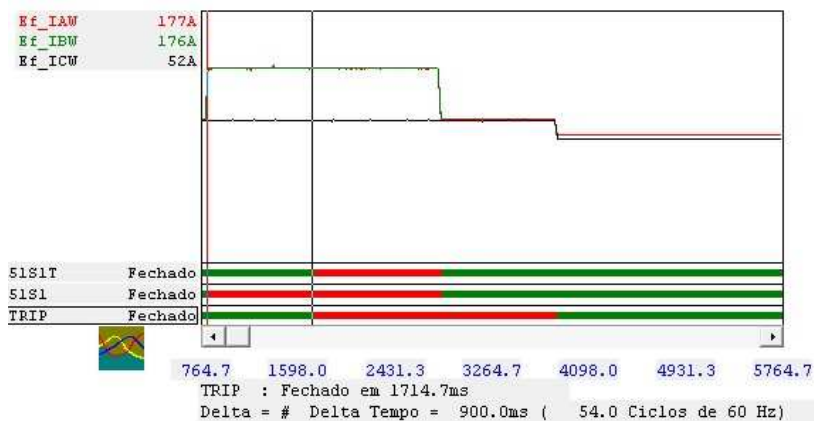


Figura 5.15: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta bifásica (barra 816) no alimentador com GD na barra 808.

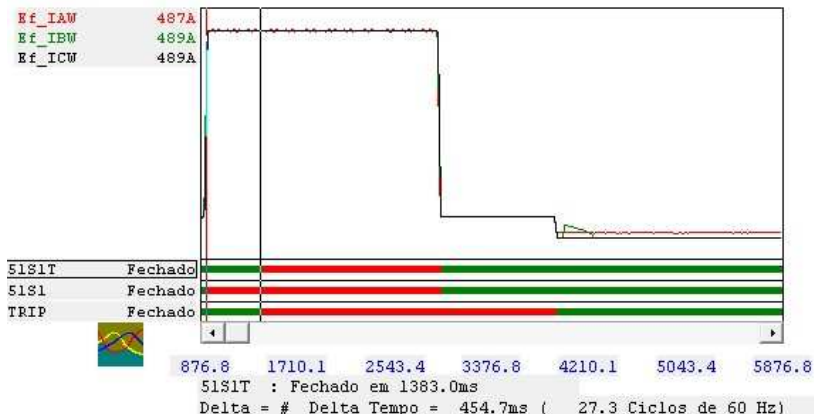


Figura 5.16: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta trifásica (barra 816) no alimentador sem GD.

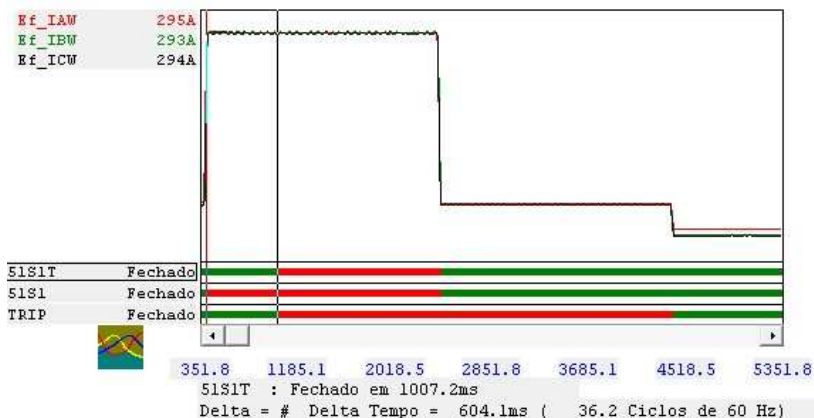


Figura 5.17: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta trifásica (barra 816) no alimentador com GD na barra 808.

Através da análise oscilográfica dos registros apresentados nas figuras acima, percebe-se que os tempos de atuação da função de sobrecorrente de fase obtidos pelo relé digital foram condizentes com os resultados calculados e listados nas tabelas 5.2, 5.3 e 5.4.

A tabela 5.5 apresenta os valores das correntes de falta monofásicas a terra obtidas através das simulações no software ATP para as situações do alimentador sem GD e com a GD instalada na barra 808. As figuras 5.18 a 5.23 são os registros oscilográficos obtidos do

relé digital o qual foi parametrizada a função de sobrecorrente de neutro com ajustes calculados no item 5.3.6. A atuação da função de sobrecorrente temporizada de neutro é indicada por dois *relaywordbits*: 51S2T (atuação da função de sobrecorrente temporizada de neutro) e 51S2 (sensibilização do relé pelo *pickup*). A lógica de atuação (aberto – verde e fechado – vermelho) segue a mesma filosofia da atuação da função de sobrecorrente de fase apresentadas nas figuras acima.

Os tempos de atuação da função de sobrecorrente de neutro obtidos dos registros oscilográficos estão resumidos na tabela 5.5. Com os tempos de atuação da função nos dois casos simulados e calculando o Δt_a , percebe-se a grande influência que a inserção da GD tem nos tempos de atuação da função de sobrecorrente de neutro.

Tabela 5.5: Correntes no início do alimentador (com e sem GD) para faltas monofásicas na barras 840, 854 e 816.

	Falta barra 840	Falta barra 854	Falta barra 816
$I_{f1\Phi\text{-terra (sem GD) (A)}$	182	236	289
t_a (s)	0,749	0,650	0,585
$I_{f1\Phi\text{-terra (com GD- barra 808) (A)}$	92	129	171
t_a (s)	1,588	0,917	0,759
Δt_a (s)	0,839	0,267	0,174

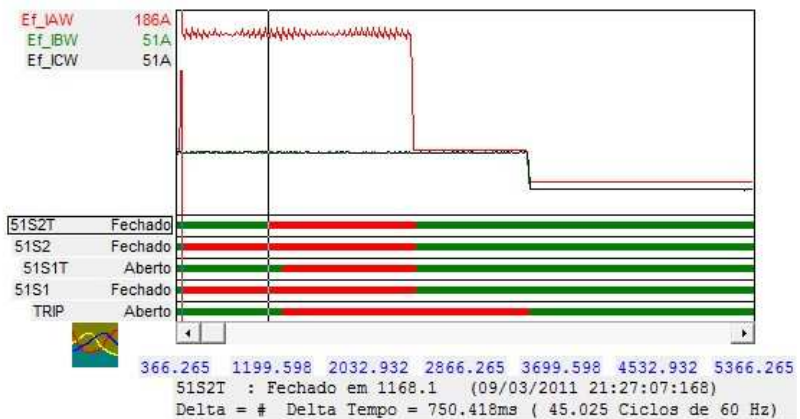


Figura 5.18: Registro oscilográfico da atuação da função 51N para uma falta monofásica (barra 840) no alimentador sem GD.

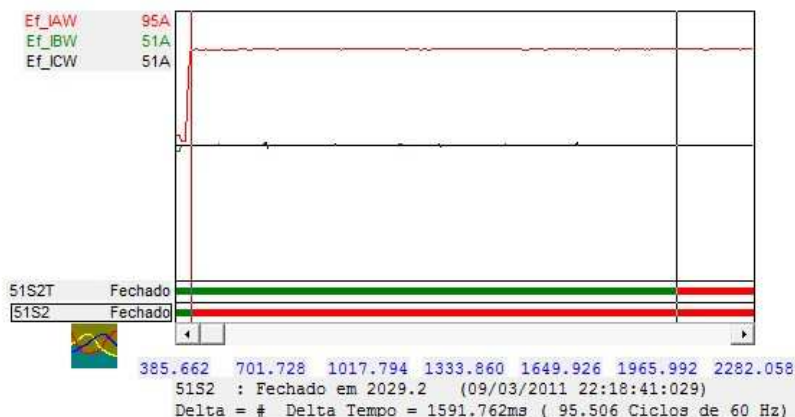


Figura 5.19: Registro oscilográfico da atuação da função 51N para uma falta monofásica (barra 840) no alimentador com GD (barra 808).

De acordo com as figuras 5.18 e 5.19 para uma falta monofásica na barra 840, verifica-se um acréscimo de aproximadamente 112% no tempo de atuação da função sobrecorrente de neutro considerando a GD instalada no alimentador em relação a atuação sem a GD.

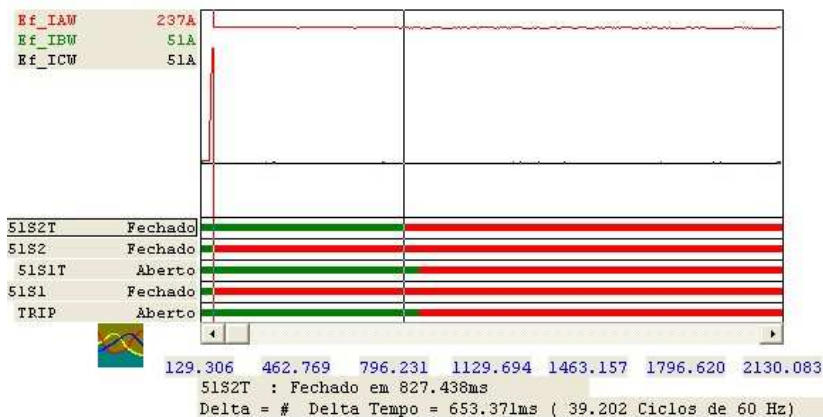


Figura 5.20: Registro oscilográfico da atuação da função 51N para uma falta monofásica (barra 854) no alimentador sem GD.

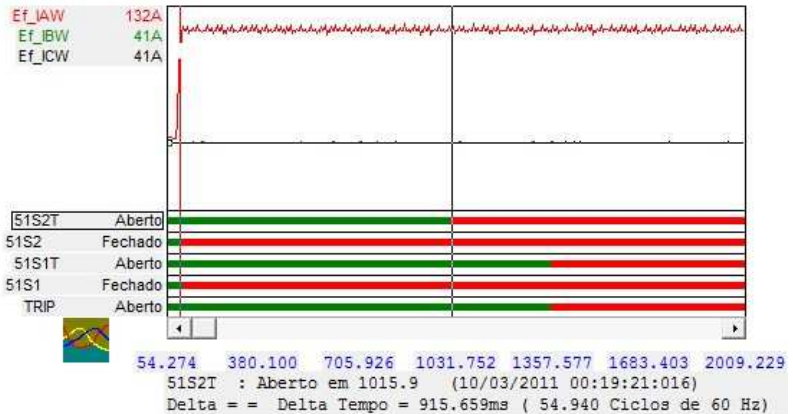


Figura 5.21: Registro oscilográfico da atuação da função 51N para uma falta monofásica (barra 854) no alimentador com GD (barra 808).

De acordo com as figuras 5.20 e 5.21 para uma falta monofásica na barra 854, verifica-se um acréscimo de aproximadamente 41% no tempo de atuação da função sobrecorrente de neutro considerando a GD instalada no alimentador em relação a atuação sem a GD.

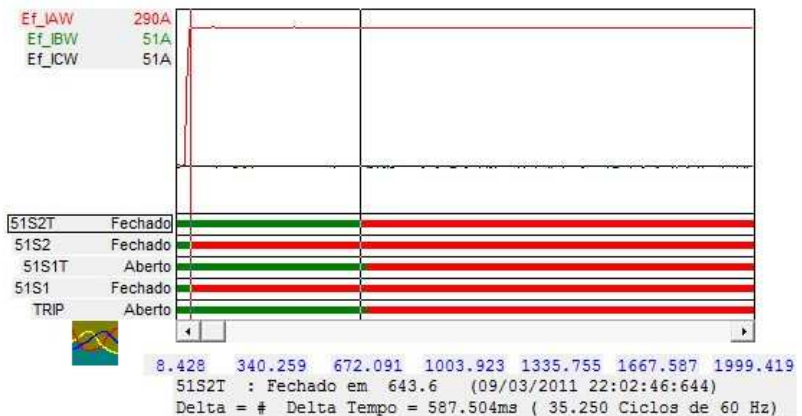


Figura 5.22: Registro oscilográfico da atuação da função 51N para uma falta monofásica (barra 816) no alimentador sem GD.

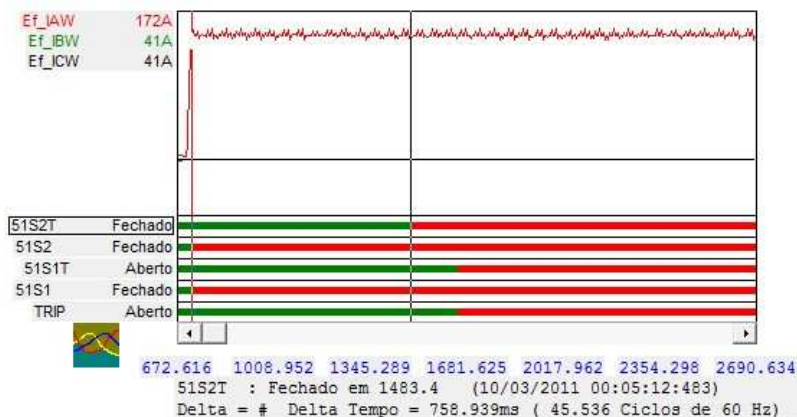


Figura 5.23: Registro oscilográfico da atuação da função 51N para uma falta monofásica (barra 816) no alimentador com GD (barra 808).

De acordo com as figuras 5.22 e 5.23 para uma falta monofásica na barra 816, verifica-se um acréscimo de aproximadamente 30% no tempo de atuação da função sobrecorrente de neutro considerando a GD instalada no alimentador em relação a atuação sem a GD.

Os resultados obtidos através das simulações com os relés digitais demonstram a real necessidade de se ter dois grupos de ajustes para a função de sobrecorrente de fase e de neutro em um alimentador de distribuição que possua uma unidade de GD conectada.

Os valores das correntes obtidos através das simulações no *software* ATPDraw possibilitam os cálculos dos ajustes da função de sobrecorrente de fase e de neutro para a situação da GD em operação. Os ajustes apresentados a seguir levam em consideração a GD instalada na barra 808, pois nesta posição (barra) a inclusão da GD ocasionou maior aumento nos tempos de atuação da função de sobrecorrente temporizada. Os dados do ajuste no grupo dois do relé de proteção foram calculados de acordo com os procedimentos do item 5.3.6 e são apresentados a seguir:

- Ajuste da função sobrecorrente temporizada de fase:

$$I_{pickup_51} = 1,0A.$$

- Curva: C1 – Normal Inversa e $TD = 0,1$.

- Ajuste da função sobrecorrente instantânea:

$$I_{pickup_50} = 8,79A.$$

- Ajuste da função sobrecorrente temporizada de neutro:
 $I_{pickup_51N} = 0,25A$.
- Curva: C1 – Normal Inversa e $TD = 0,18$.

No próximo subitem será apresentada a proposta de alteração automática dos dois grupos de ajustes de um relé digital, sendo que o primeiro ajuste considera o alimentador sem a unidade de GD e o outro com a unidade de GD operando.

5.5 PROPOSTA DA PROTEÇÃO ADAPTATIVA PARA ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO

A proposta de proteção adaptativa tem como principal objetivo alterar os grupos de ajustes de um relé digital em função das condições do sistema de distribuição, sendo que os parâmetros de proteção podem ser alterados em função do carregamento e da configuração do sistema.

A parametrização da proteção convencional leva em consideração as situações mais críticas do sistema, visando manter a sua confiabilidade (sensibilidade e coordenação). Porém, essa forma de ajuste deixa a eficácia das funções de proteção dependentes da demanda das correntes de carga, podendo deixar a função menos sensível em determinadas situações de carregamento do sistema.

Um dos problemas que podem tornar a proteção menos sensível e até mesmo a levar à descoordenação de seus equipamentos é a alteração da topologia do sistema protegido. No caso da inserção de GD em um alimentador de distribuição têm-se a alteração da topologia da rede, com a entrada de mais uma fonte, alterações no fluxo das correntes ao longo do alimentador e da corrente de curto circuito no ponto de falta.

No capítulo anterior verificou-se a necessidade de pelo menos dois grupos de ajustes para as funções de sobrecorrente, um ajuste considerando o alimentador sem e outro com a GD. Primeiramente podem-se considerar somente dois ajustes, mas dependendo da quantidade de grupos de ajustes disponíveis nos relés digitais é interessante considerar o carregamento geral do sistema (carga máxima, normal e mínima), sendo possível a criação de até seis grupos de ajustes:

- Alimentador sem GD considerando carga máxima, normal e mínima (três grupos de ajustes).
- Alimentador com GD considerando carga máxima, normal e mínima (três grupos de ajustes).

A proposta desta dissertação considera dois grupos de ajustes:

- Alimentador sem GD considerando carga normal.
- Alimentador com GD considerando carga normal.

A estrutura física para a implantação da proposta de proteção adaptativa deve conter 2 relés microprocessados: o relé do alimentador com no mínimo dois grupos de ajustes e o relé de proteção da GD. Os dois com capacidade de comunicação remota para envio e recebimento do estado do disjuntor de interconexão.

O relé altera seus grupos de ajustes conforme a lógica visualizada na figura 5.24. As duas informações utilizadas na lógica, PDEM e DJ(GD) são adquiridas localmente e remotamente pelo relé respectivamente. O *RelayWordBits* PDEM indica se a corrente demandada pelo alimentador ultrapassou um limite pré-ajustado, ou seja, PDEM=1 se o valor ultrapassou o *pickup* da corrente demandada, caso contrário, PDEM=0. A monitoração da corrente de demanda é realizada pelo próprio relé do alimentador. A informação do DJ(GD) é recebida remotamente, essa informação virá do relé que está protegendo a unidade de GD.

- $Pickup(PDEM) \geq 50A$ então PDEM=1, caso contrário PDEM=0.
- Disjuntor de interconexão com a GD aberto DJ(GD)=0, caso contrário DJ(GD)=1(disjuntor fechado).

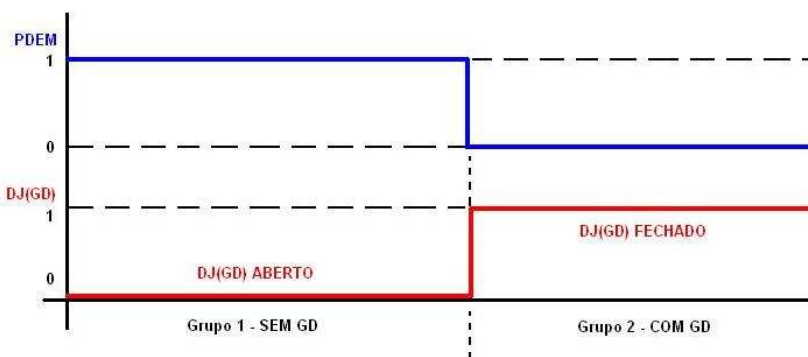


Figura 5.24: Lógica para alteração automática do grupo de ajuste ativo no relé do alimentador.

Os relés utilizados nos testes em laboratório são fabricados pela SEL (*Schweitzer Engineering Laboratories*). A comunicação entre o relé do alimentador e o da unidade de GD, no caso deste fabricante,

pode ser realizada através do protocolo de comunicação direta de relé para relé denominado *MIRRORED BITSTM*. O protocolo de comunicação bidirecional *MIRRORED BITSTM* entre relés elimina a necessidade de conexão das entradas e saídas entre o relé e o equipamento de comunicação. A comunicação bidirecional cria oito entradas e saídas “virtuais” adicionais em cada relé, que podem ser designadas para os esquemas de proteção, funções de controle e monitoramento remotas.

O seu funcionamento se baseia no envio de um relé para outro do estado da lógica interna codificada em uma mensagem digital (entradas e saídas). As oito entradas “virtuais”, RMB1 a RMB8 do relé receptor “espelha” (*mirrored*) os estados respectivos das saídas “virtuais” TMB1 a TMB8 no relé transmissor, como apresentado na figura 5.25.

Os estados lógicos de cada bit espelhado receptor (*Receive Mirrored Bit*), RMB1 a RMB8, em um relé “espelha” o estado lógico de cada bit espelhado transmissor (*Transmit Mirrored Bit*) respectivo, TMB1 a TMB8, no outro relé. Uma alteração no estado de TMB1 do relé 2 de lógico 0 para lógico 1 causa o estado de RMB1 do relé 1 ser alterado de lógico 0 para 1. Isto cria uma conexão virtual entre os dois relés, uma vez que os bits espelhados receptores, RMBs, de um relé seguem o estado dos bits espelhados transmissores, TMBs, do outro relé.

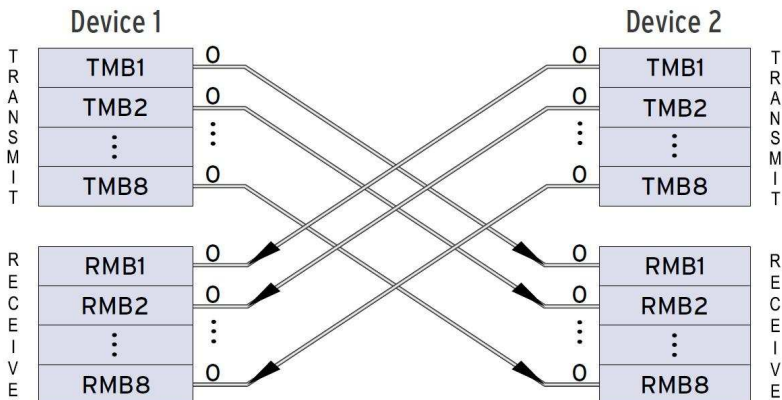


Figura 5.25: Exemplo de Transmissão-Recepção através dos *MIRRORED BITS* [SEL-451, 2008].

O modelo do relé de proteção de geradores disponível no LAPSE não é habilitado para comunicação via *MIRRORED BITS™*, sendo assim não foi possível a implementação real deste tipo de comunicação.

Nos testes realizados no LAPSE, o estado do disjuntor foi simulado através de uma entrada binária (IN101) do relé do alimentador. Utilizando uma saída binária da caixa de teste e alterando o seu estado lógico de 0 para 1.

A seleção dos grupos é realizada no campo *Settings Group Selection* na parametrização do relé. Os endereços lógicos SS1 até SS6 recebem a informação 0 (NA) ou 1, sendo que 1 significa grupo habilitado e 0 (NA) desabilitado. Essa informação (0 ou 1) pode ser inserida diretamente no campo (SS1 até SS6) ou obtida através de lógicas utilizando os *RelayWordBits*. Caso mais de um grupo apresente o estado lógico “1” simultaneamente, a prioridade segue a ordem crescente dos grupos, por exemplo: caso o grupo 1 e 3 apresentem o estado lógico 1, o grupo que será habilitado será o grupo 1.

A figura 5.26 mostra como foi implementada a lógica apresentada na figura 5.24 utilizando uma entrada física binária do relé digital.

Settings Group Selection

Settings Group Selection

SS1 Select Setting Group 1 (SELogic)
PDEM AND NOT IN101

SS2 Select Setting Group 2 (SELogic)
NOT PDEM AND IN101

SS3 Select Setting Group 3 (SELogic)
NA

SS4 Select Setting Group 4 (SELogic)
NA

SS5 Select Setting Group 5 (SELogic)
NA

SS6 Select Setting Group 6 (SELogic)
NA

TGR: Group Change Delay (cycles)
60 Range = 0 to 54000

Figura 5.26:Seleção dos grupos de ajustes do relé digital SEL 451 com a lógica implementada (entrada física binária).

De acordo com a figura 5.26 o grupo 1 será habilitado quando a corrente demandada pelo alimentador for maior que o valor ajustado

(PDEM) e o disjuntor de conexão da GD estiver aberto (NOT IN101). Quando a corrente demandada for abaixo do valor ajustado (NOT PDEM) e o disjuntor de conexão da GD estiver fechado (IN101) o grupo dois será automaticamente habilitado. Os demais grupos de ajustes (SS3 a SS6) estão desabilitados.

No caso de utilizar um endereço de recebimento do protocolo *MirroredBits*, o estado do disjuntor da unidade de GD seria enviado para o endereço de recebimento do relé do alimentador (RMB1 até RMB8). Na figura 5.27 é apresentada a lógica para o uso da comunicação por *MirroredBits*.

Settings Group Selection

Settings Group Selection

SS1 Select Setting Group 1 (SELogic)
PDEM AND NOT RMB1A

SS2 Select Setting Group 2 (SELogic)
NOT PDEM AND RMB1A

SS3 Select Setting Group 3 (SELogic)
NA

SS4 Select Setting Group 4 (SELogic)
NA

SS5 Select Setting Group 5 (SELogic)
NA

SS6 Select Setting Group 6 (SELogic)
NA

TGR Group Change Delay (cycles)
60 Range = 0 to 54000

Figura 5.27: Seleção dos grupos de ajustes do relé digital SEL 451 com a lógica implementada (entrada *Mirrored Bits*).

5.5.1 Validação da lógica de alteração automática dos grupos de ajustes do relé

Para validar a lógica de alteração automática simularam-se quatro estágios de operação do sistema:

- 1º estágio: Pré-falta com a corrente nominal considerada para o alimentador sem unidade de GD.
- 2º estágio: Pré-falta com redução do nível de corrente nominal do alimentador e envio da alteração da entrada binária do relé (IN101) para estado 1. Este segundo estágio está simulando a

entrada da GD no sistema de distribuição e consequentemente ativando o segundo grupo de ajustes do relé do alimentador.

- 3º estágio: Simulação das faltas com os valores obtidos com o ATPDraw.
- 4º estágio: Pós-falta considerando os valores das correntes nominais com a inserção da GD.

A tabela 5.6 apresenta os resultados da simulação dos estágios citados acima.

Tabela 5.6: Resultados das simulações de faltas monofásicas, bifásicas e trifásicas considerando o segundo grupo de ajustes do relé do alimentador.

GD Barra 808				
		Falta 840	Falta 854	Falta 816
Falta Monofásica	$I_{f1\Phi\text{-terra}}$ (A)	92	129	171
	t_a (s)	0,86	0,62	0,52
Falta bifásica	$I_{f2\Phi\text{-terra}}$ (A)	100	140	175
	t_a (s)	1,00	0,67	0,55
Falta trifásica	$I_{f3\Phi\text{-terra}}$ (A)	153	218	293
	t_a (s)	0,62	0,47	0,39

Através da comparação dos resultados referentes aos tempos de atuação apresentados nas tabelas 5.2, 5.3, 5.4 (coluna da GD na barra 808) e 5.5 com os correspondentes na tabela 5.6 observa-se que com a alteração automática para o grupo de ajuste 2 do relé digital, os tempos de atuação da função sobrecorrente temporizada de fase e de neutro obtiveram uma redução significativa. Estes resultados mostram como a lógica implementada foi eficaz em manter a sensibilidade e consequente coordenação do relé do alimentador com os demais equipamentos.

As figuras 5.28 a 5.36 mostram registros oscilográficos obtidos do relé digital logo após a sensibilização do relé pelas faltas simuladas da tabela 5.6.

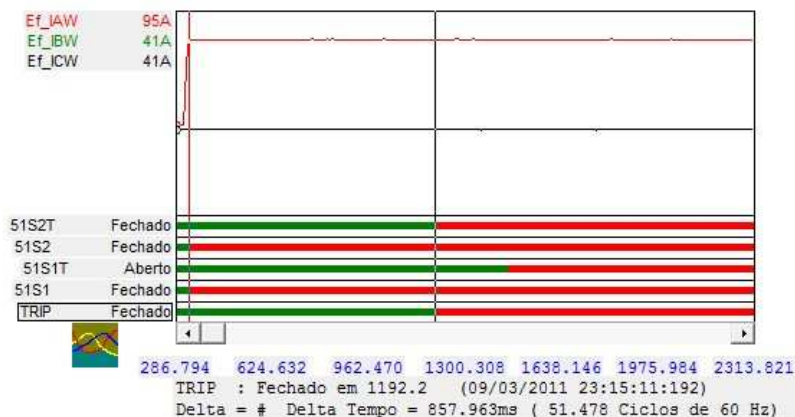


Figura 5.28: Registro oscilográfico da atuação da função 51N para uma falta monofásica (barra 840) no alimentador com GD e grupo de ajuste 2 ativado.

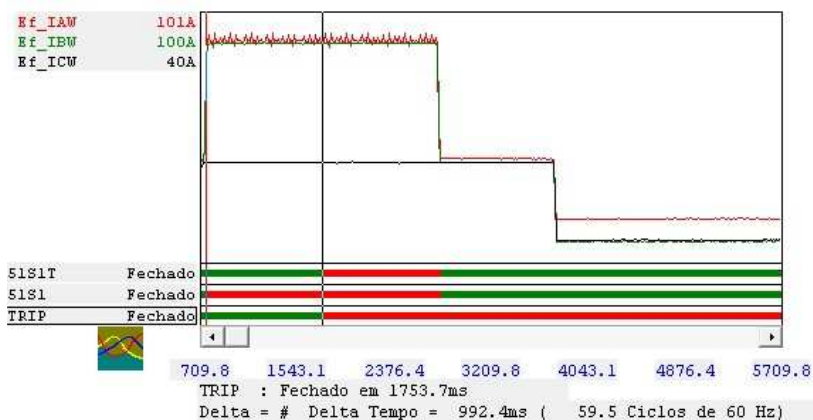


Figura 5.29: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta bifásica (barra 840) no alimentador com GD e grupo de ajuste 2 ativado.

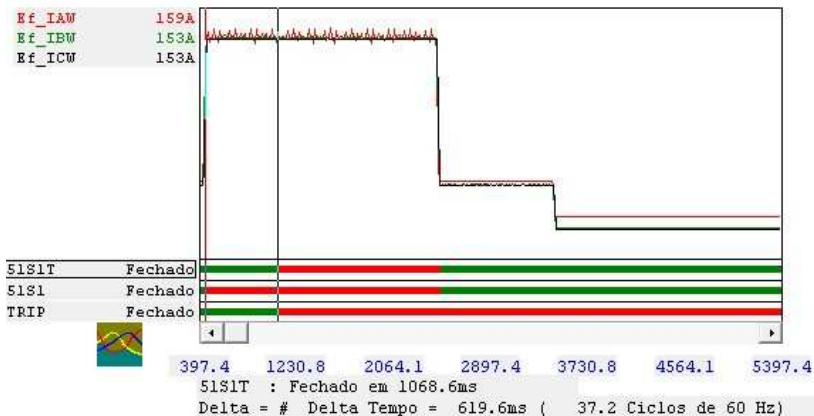


Figura 5.30: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta trifásica (barra 840) no alimentador com GD e grupo de ajuste 2 ativado.

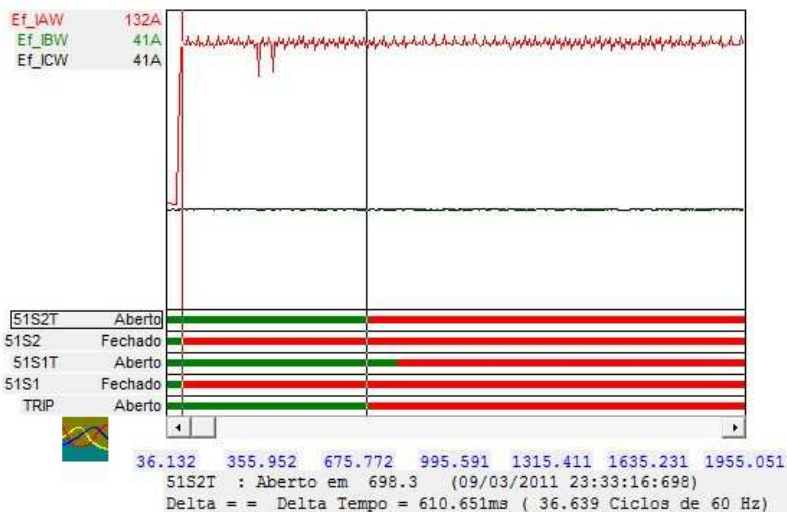


Figura 5.31: Registro oscilográfico da atuação da função 51N para uma falta monofásica (barra 854) no alimentador com GD e grupo de ajuste 2 ativado.

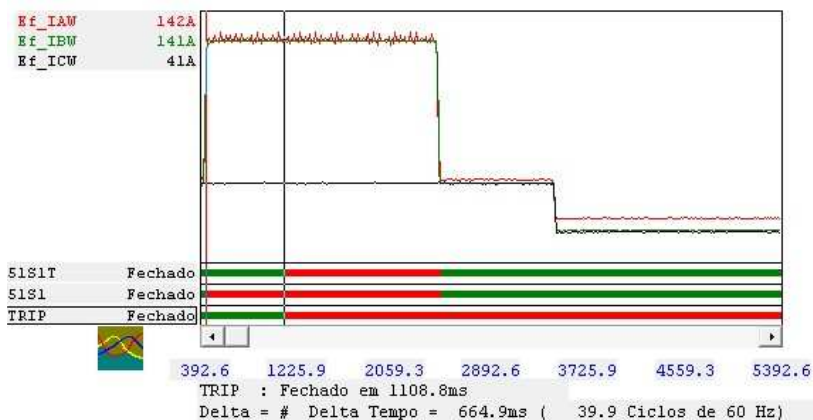


Figura 5.32: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta bifásica (barra 854) no alimentador com GD e grupo de ajuste 2 ativado.

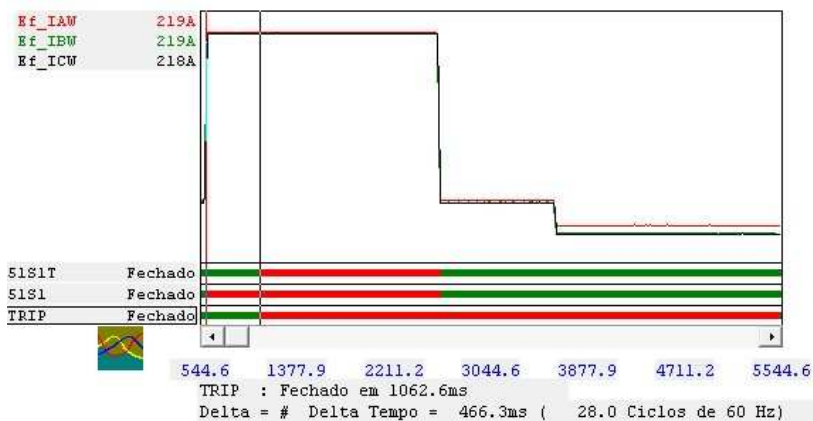


Figura 5.33: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta trifásica (barra 854) no alimentador com GD e grupo de ajuste 2 ativado.

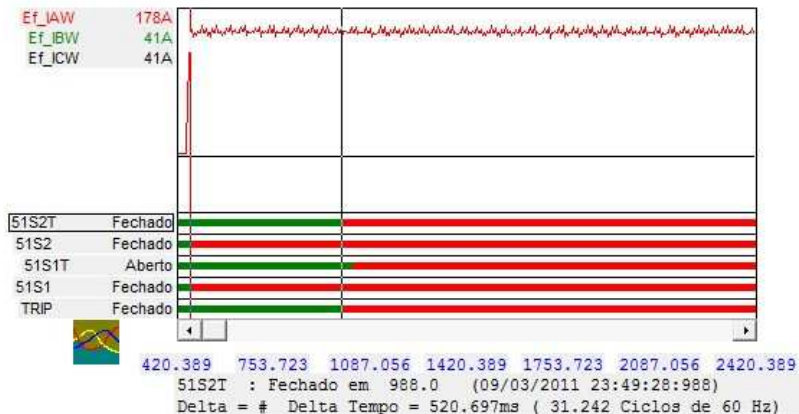


Figura 5.34: Registro oscilográfico da atuação da função 51N para uma falta monofásica (barra 816) no alimentador com GD e grupo de ajuste 2 ativado.

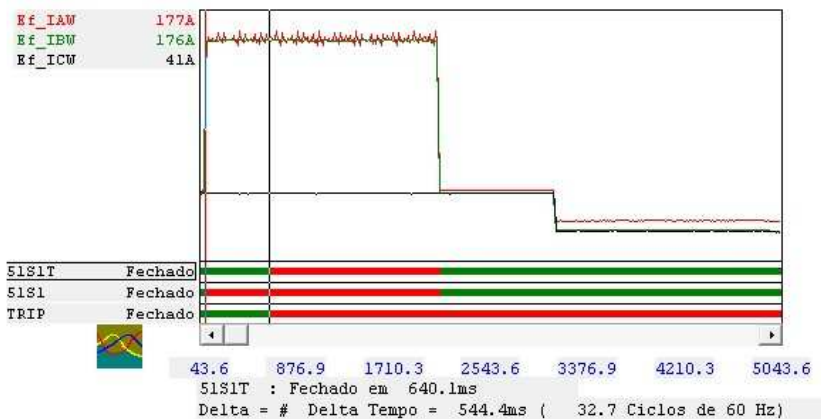


Figura 5.35: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta bifásica (barra 816) no alimentador com GD e grupo de ajuste 2 ativado.

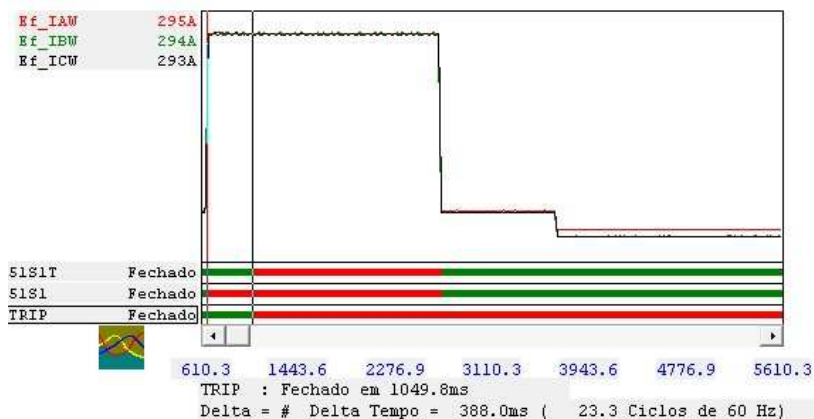


Figura 5.36: Registro oscilográfico da atuação da função 51 para uma falta trifásica (barra 816) no alimentador com GD e grupo de ajuste 2 ativado.

6 CONCLUSÕES

O desenvolvimento dos relés digitais microprocessados disponibilizou vários recursos que ainda não são aproveitados em todo seu potencial. Um destes recursos é a possibilidade do uso de múltiplos grupos de ajustes, selecionados em tempo real por sentenças lógicas. A literatura vem apresentando nos últimos anos diversas pesquisas com o intuito de usufruir destas novas funcionalidades.

Este trabalho apresentou uma proposta para implementação de proteção adaptativa em alimentadores de distribuição de energia elétrica na presença de geração distribuída. A proteção adaptativa proposta faz uso dos grupos de ajustes presentes em alguns relés digitais comerciais.

Através da revisão bibliográfica e estudos de simulação, verificou-se que a conexão de unidades de GD no sistema de distribuição pode interferir na operação do sistema de várias formas, sendo elas negativas ou positivas. Uma dessas interferências prejudica diretamente os sistemas de proteção, alterando os tempos de atuação da função de proteção de sobrecorrente temporizada do alimentador de distribuição. As falhas nos sistemas de proteção ocorrem quando os ajustes das funções de proteção são realizados sem a consideração da unidade de GD nos alimentadores.

Quando uma unidade de GD é inserida em um ponto do alimentador, essa interfere diretamente no sistema de proteção, tanto pela modificação da topologia do sistema como nos níveis das correntes de falta. Como consequência, os tempos de atuação da função de sobrecorrente temporizada do relé do alimentador são afetados.

Nas simulações (*software* ATPDraw) realizadas no sistema teste de distribuição do IEEE de 34 nós verificou-se que com a inserção da unidade de GD em diferentes pontos a corrente nominal do alimentador sofria um decréscimo em relação a corrente nominal do alimentador sem a GD. Este fato foi observado em todos os casos simulados, sendo assim, utilizou-se essa característica como uma das entradas para a lógica de alteração automática dos grupos de ajustes. A outra entrada para a lógica foi o estado do disjuntor de interconexão, informação enviada pelo relé de proteção da unidade de GD.

A proteção adaptativa proposta altera automaticamente os grupos de ajustes de um relé digital utilizando lógicas internas. Na lógica implementada o relé digital do alimentador monitora as corrente demandadas e recebe a informação do estado do disjuntor de interconexão da geração distribuída.

Para validação da proposta foi realizada a parametrização de dois grupos de ajustes em relés digitais comerciais disponibilizados pelo LAPSE (Laboratório de Automação e Proteção de Sistemas Elétricos). No primeiro grupo foram ajustados os parâmetros da função de sobrecorrente de fase e de neutro desconsiderando a GD e no segundo considerando a GD em operação. As diversas situações do sistema de distribuição, como a unidade de GD em operação ou não e a ocorrência de faltas foram simuladas com o auxílio do ATPDraw e de uma caixa de teste. O estado do disjuntor que conecta a GD à rede de distribuição foi representado por uma saída binária da caixa de teste conectada a uma entrada binária no relé multifuncional. Com isso tornou-se possível a validação da troca automática dos grupos de ajustes.

Os resultados dos testes foram analisados através de registros oscilográficos obtidos dos relés comerciais e atestaram a capacidade e a eficiência da proposta de proteção adaptativa de alimentadores de distribuição de energia elétrica considerando a geração distribuída.

6.1 SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

Seguem abaixo algumas sugestões de trabalhos futuros:

- Recebimento do estado do disjuntor de interconexão da GD utilizando a norma de automação de subestações IEC 61850, especificamente o uso das mensagens GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*) entre os relés responsáveis pela proteção do alimentador e do gerador.
- Analisar o impacto da inserção das unidades de GD em outras funções de proteção do alimentador.
- Alterar adaptativamente também os grupos de ajustes do relé de proteção da unidade de GD considerando a possibilidade de operação ilhada.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACKERMANN, T.; KNYAZKIN, V.; 2002. Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects. Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES , vol.2, no., pp. 1357-1362 vol.2, 6-10 Oct.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L.; 2001 . Distributed generation: a definition. In: Electric Power Systems Research, Elsevier Science, Oxford, UK, v. 57, n. 3, p. 195–204.

AMON, J.F.; PEREIRA, M.P.; 2001. Novos Desenvolvimentos dos Programas ATP/EMTP e APTDraw. XVI SNTPEE. Campinas / SP, outubro/2001.

ANEEL; 2006. Acesso ao sistema de distribuição. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 3. http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo3_26082006_SRD.pdf

APOSTOLOV, A.; 2006. Multi-agent systems and IEC 61850. Power Engineering Society General Meeting,. IEEE, vol., no., pp.6 pp.-, 0-0 0

ATP/EMTP; 2002. Alternative Transients Program (ATP) Rule Book.

BERNARDON, D. P.; 2009. Grupo de Estudo de Operação de Sistemas Elétricos – Grupo IX. XX SNTPEE. Recife – PE.

BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J.; 2006. Protective Relaying Principles and Applications. Third Edition London: Boca Raton, 638 p.

BRAHMA, S.; GIRGIS, A.; 2004. Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation. Power Delivery, IEEE Transactions on , vol.19, no.1, pp. 56-63, Jan.

BRITTO, T.M.; MORAIS, D.R.; MARIN, M.A. et al.; 2004. Distributed generation impacts on the coordination of protection systems in distribution networks. Transmission and Distribution Conference and

Exposition: Latin America, 2004 IEEE/PES , vol., no., pp. 623-628, 8-11 Nov.

CAMARGO, C. C. B.; 2006. Transmissão de Energia Elétrica : Aspectos Fundamentais. 3. ed. rev. Florianópolis: Ed. da UFSC., 277p.

CELESC; 2006. Requisitos gerais para conexão de autoprodutor e produtor independente de energia elétrica à rede da Celesc - I-432.0003. Florianópolis.

COPEL; 1991. Critérios Básicos para a interligação de Produtores Independentes ao Sistema Elétrico da Copel. Outubro 1991.

CHAITUSANEY, S.; YOKOYAMA, A.; 2006. Reliability Analysis of Distribution System with Distributed Generation Considering Loss of Protection Coordination. Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006. PMAPS 2006. International Conference on , vol., no., pp.1-8, 11-15 June.

CHEUNG, H.; HAMLYN, A.; WANG, L. et al.; 2008. Network-integrated adaptive protection for feeders with distributed generations. Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE , vol., no., pp.1-8, 20-24 July.

CHEUNG, H.; HAMLYN, A.; WANG, L. et al.; 2007. DSP-based Adaptive Protection for Feeders with Distributed Generations. Power Engineering, 2007 Large Engineering Systems Conference on , vol., no., pp.49-53, 10-12 Oct.

CHOI, J.; NAM, S.; NAM, H. et al.; 2008. Adaptive protection schemes of Distributed Generation at distribution network for automatic reclosing and voltage sags. Sustainable Energy Technologies, 2008. ICSET 2008. IEEE International Conference on , vol., no., pp.810-815, 24-27 Nov.

COURY, D.V.; THORP , J.S.; HOPKINSON, K.M. et al.; 2000. Agent technology applied to adaptive relay setting for multi-terminal lines. Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE, vol.2, no., pp.1196-1201.

COURY, D.; OLESKOVICZ, M.; GIOVANINI, R.; 2007. PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA: dos relés eletromecânicos aos microprocessados inteligentes. São Carlos : EESC – USP.

DALKE, G.; 2007. Protective relaying when distributed generation is added to your circuit. Basler Electric Company. <http://basler.com/downloads/ProtwDG.pdf>.

D'AJUZ, A.; 1985. Equipamentos Elétricos, especificação e aplicação em subestações de alta tensão. Rio de Janeiro, FURNAS.

DIAS, M.V.X.; BOROTNI, E.C.; HADDAD, J.; 2005. Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras. Revista Brasileira de Energia. Volume 11, nº2.

DUGAN, R.C.; MCDERMOTT, T.E.; 2002. Distributed generation. Industry Applications Magazine, IEEE , vol.8, no.2, pp.19-25, Mar/Apr.

ELETROBRÁS; 1982. Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição. Rio de Janeiro: Campus.

ELGERD, O. I.; 1977. Introdução à Teoria de Sistemas de Energia Elétrica. São Paulo, Editora McGraw Hill do Brasil.

FERNANDES, A. B.; LIMA, A. C. S.; 2006. Modelagem de Transformadores para Estudos de Transitórios Eletromagnéticos de Altas Frequências com Base em Medições de Campo. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. Campina Grande – Paraíba - Brasil

FUTINO, E.; PEREIRA, G.; BITTENCOURT, A. A. et al.; 2009. Desenvolvimento de um Sistema de Monitoração Remota e Avaliação do Estado Operativo de Transformadores de Potencial Capacitivos (TPCs). XI Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, SP-031.

GIGUER, S.; 1988. Proteção de sistemas de distribuição. Porto Alegre: Editora SAGRA.

GIRGIS, A.; BRAHMA, S.; 2001. Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system. Power

Engineering,. LESCOPE '01. 2001 Large Engineering Systems Conference on, vol., no., pp.115-119.

GONÇALVES, L. F.. (2004) Contribuições para o estudo teórico e experimental de sistemas de geração distribuída. Porto Alegre. (Dissertação de Mestrado). Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

INEE, 2004. Instituto Nacional de Eficiência Energética, “Geração Distribuída – Um Negócio e um Complemento a Geração Centralizada”,

IEEE. Std 519-1992, 1993. “IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems”, IEEE - New York, NY.

IEEE. Std 1547, 2003. “IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”, IEEE Standards Coordinating Committee 21.

KAUHANIEMI, K.; KNMPNLAINED, L.; 2004. Impact of distributed generation on the protection of distribution networks. IEE - The Institution Of Electrical Engineers., [s.i], n. , p.315-318.

KERSTING, W. H.; 2002. Distribution System Modeling and Analysis. New Mexico: Boca Raton.

KHAPARDE, S.A.; WARKE, N.; AGARWAL, S.H., 1993. Adaptive relaying using artificial neural network. Neural Networks to Power Systems. ANNPS '93., Proceedings of the Second International Forum on Applications of , vol., no., pp.447-452.

KINDERMANN, G.; 2005. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência: Volume 1. Florianópolis: 2ª Edição do autor.

KINDERMANN, G.; 2006. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência: Volume 2. Florianópolis: Edição do autor.

KINDERMANN, G.; 2007. Curto circuito. Florianópolis: 4ª Edição do autor.

KINDERMANN, G.; 2008. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência: Volume 3. Florianópolis: Edição do autor.

LU, Y.; HUA, L.; WU, J. et al.; 2007. A Study on Effect of Dispersed Generator Capacity on Power System Protection. Power Engineering Society General Meeting, IEEE, vol., no., pp.1-6, 24-28 June.

MAMEDE FILHO, J.; 2005. Manual de Equipamentos Elétricos. 2 ed. Vol. I. Rio de Janeiro: LTC.

MASON, C. R.; 1956. The Art & Science of Protective Relaying. Disponível em: <<http://www.geindustrial.com/pm/notes/artsci/>>

MINGYU, Y.; YONGLI, Z.; 2004. An investigation into the use of agent technology for adaptive protection system. Developments in Power System Protection, 2004. Eighth IEE International Conference on, vol.1, no., pp. 272-275 Vol.1, 5-8 April.

MOZINA, J. C.; 2001. Interconnect Protection of Dispersed Generators. IEEE PES T&D Conf., pp. 707-723.

PHADKE, A.; THORP, J.; 1988. Computer Relaying for Power Systems. Research Studies Press Ltda.

RAMOS, C. L.; BATISTA, A. J.; LEBORGNE, R. C. et al.; 2009. Impacto da Geração Distribuída em Afundamentos de Tensão. VIII CBQEE - Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica.

SACHDEV, M.S.; SIDHU, T.S.; TALUKDAR, B.K.; 1995. Topology detection for adaptive protection of distribution networks. Energy Management and Power Delivery, 1995. Proceedings of EMPD '95., 1995 International Conference on, vol.1, no., pp.445-450 vol.1, 21-23 Nov.

SALLES, N. J. (2007) Modelagem e análise dinâmica de sistemas de proteção de redes de distribuição de energia elétrica na presença de geradores síncronos. Campinas, SP: [s.n.].

SCHWEITZER, E. O.; ZOCHOLL, S. E.; 1995. Aspectos da Proteção de Sobrecorrente para Alimentadores e Motores. PEA Relay Committee Spring Meeting Matamoras, Pennsylvania, 25 – 26 de maio de 1995.

SEL-451; 2008. Instruction Manual. SEL-451 Relay Protection, Automation, and Control System. Schweitzer Engineering Laboratories Inc.

SEL-551; 2011. Memória de Cálculo para os Ajustes do Relé de Sobrecorrente e Religamento - SEL-551. Disponível em <<http://www.selinc.com.br/calculo/ROTEIRO%20DE%20AJUSTES%20SEL-551.pdf>>

STEVENSON, W. D.; 1974. Elementos de análise de sistemas de potência. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil,. 374p.

TAVARES, T. N. (2003) Avaliação do impacto causado na proteção pela interligação de produtores independentes no sistema de distribuição de energia. Florianópolis. 121 f. (Dissertação de Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica.

THONG, V.V.; DRIESEN, J.; BELMANS, R.; 2007. Dispersed Generation Interconnection and Its Impact on Power Loss and Protection System. Universities Power Engineering Conference, 2007. UPEC 2007. 42nd International , vol., no., pp.867-871, 4-6 Sept.

TOMITA, Y.; FUKUI, C.; KUDO, H. et al.; 1998. A cooperative protection system with an agent model. IEEE Transactions on Power Delivery, vol.13, no.4, pp.1060-1066, Oct.

VIEIRA JÚNIOR, J. C. M. (2006) Metodologias para ajuste e avaliação do desempenho de relés de proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos. (Tese de Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Unicamp, Campinas.

WISZNIEWSKI, A.; KASZTENNY, B.; 1995. A Multi-Criteria Differential Transformer Relay Based on Fuzzy Logic, IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 10, n°4, October.

YONGLI, Z.; SHAOQUN, S.; DEWEN, W.; 2009. Multiagents-based wide area protection with best-effort adaptive strategy. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 31, Issues 2-3, February-March, Pages 94-99.

APÊNDICE – A – DADOS DO ALIMENTADOR TESTE E GD

Na tabela A.1 estão o comprimento e as características de impedância de cada uma das seções.

Tabela A.1: Comprimento e Configuração de Impedância das Seções do Alimentador.

Nó A	Nó B	Comprimento da Seção (km)	Configuração
800	802	0,786	300
802	806	0,527	300
806	808	9,823	300
808	810	1,769	303
808	812	11,43	300
812	814	9,061	300
814	850	0,003	301
816	818	0,521	302
816	824	3,112	301
818	820	14,67	6 30
820	822	4,187	302
824	826	0,923	303
824	828	0,256	301
828	830	6,230	301
830	854	0,158	301
832	858	1,493	301
834	860	0	301
834	842	0,615	301
836	840	0,085	301
836	862	0,262	301
842	844	0,085	301
844	846	0,411	301
846	848	1,109	301
850	816	0,161	301
852	832	0,094	301
854	856	0,003	303
854	852	7,110	301
858	864	11,22	303
858	834	0,493	301
860	836	1,776	301
862	838	0,816	304
888	890	1,481	300

As matrizes de impedância e admitância de fases por unidade de comprimento são mostradas nas figuras abaixo.

$$z_{abc} = \begin{bmatrix} 0,8355 + 0,8339.j & 0,1304 + 0,3589.j & 0,1322 + 0,3114.j \\ 0,1304 + 0,3589.j & 0,8222 + 0,8427.j & 0,1283 + 0,2851.j \\ 0,1322 + 0,3114.j & 0,1283 + 0,2851.j & 0,8257 + 0,8367.j \end{bmatrix} (\Omega/\text{km})$$

$$y_{abc}^d = \begin{bmatrix} 3,3136.j & -0,9511 & -0,6176 \\ -0,9511 & 3,1663.j & -0,3858 \\ -0,6176 & -0,3858 & 3,0360.j \end{bmatrix} (\mu\Omega^{-1}/\text{km})$$

Figura A.1: Configuração 300.

$$z_{abc} = \begin{bmatrix} 1,1987 + 0,8821.j & 0,1454 + 0,4026.j & 0,1474 + 0,3556.j \\ 0,1454 + 0,4026.j & 1,1973 + 0,8930.j & 0,1430 + 0,3273.j \\ 0,1474 + 0,3556.j & 0,1430 + 0,3273.j & 1,2011 + 0,8880.j \end{bmatrix} (\Omega/\text{km})$$

$$y_{abc}^d = \begin{bmatrix} 3,2004.j & -0,8977 & -0,5875 \\ -0,8977 & 3,0625.j & -0,3719 \\ -0,5875 & -0,3719 & 2,9470.j \end{bmatrix} (\mu\Omega^{-1}/\text{km})$$

Figura A.2: Configuração 301.

$$z_{abc} = \begin{bmatrix} 1,7497 + 0,9284.j & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} (\Omega/\text{km})$$

$$y_{abc}^{sh} = \begin{bmatrix} 2,6407.j & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} (\mu\Omega^{-1}/\text{km})$$

Figura A.3: Configuração 302.

$$z_{abc} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1,7497 + 0,9284.j & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} (\Omega/\text{km})$$

$$y_{abc}^{sh} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 2,6407.j & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} (\mu\Omega^{-1}/\text{km})$$

Figura A.4: Configuração 303.

$$z_{abc} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1,2010 + 0,8882.j & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} (\Omega/\text{km})$$

$$y_{abc}^{sh} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 2,7273.j & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} (\mu\Omega^{-1}/\text{km})$$

Figura A.5: Configuração 304.

As tabelas A.2 e A.3 trazem os dados de carga do alimentador e o tipo de conexão das mesmas. São, respectivamente, cargas concentradas e cargas distribuídas, de acordo com o modelo provido pelo IEEE. Nos estudos de simulação com o ATP, as cargas distribuídas foram alocadas ao final da seção em que estão alocadas.

Tabela A.2: Cargas Concentradas.

Nó	Conexão Tipo	Fase A kW	Fase A kVAr	Fase B kW	Fase B kVAr	Fase C kW	Fase C kVAr
860	Y	20	16	20	16	20	16
840	Y	9	7	9	7	9	7
844	Y	135	105	135	105	135	105
848	Delta	20	16	20	16	20	16
890	Delta	150	75	150	75	150	75
830	Delta	10	5	10	5	25	10
Total		344	224	344	224	359	229

Tabela A.3: Cargas Distribuídas.

Nó A	Nó B	Conexão Tipo	Fase A kW	Fase A kVAr	Fase B kW	Fase B kVAr	Fase C kW	Fase C kVAr
802	806	Y	0	0	30	15	25	14
808	810	Y	0	0	16	8	0	0
818	820	Y	34	17	0	0	0	0
820	822	Y	135	70	0	0	0	0
816	824	Delta	0	0	5	2	0	0
824	826	Y	0	0	40	20	0	0
824	828	Y	0	0	0	0	4	2
828	830	Y	7	3	0	0	0	0
854	856	Y	0	0	4	2	0	0
832	858	Delta	7	3	2	1	6	3
858	864	Y	2	1	0	0	0	0
858	834	Delta	4	2	15	8	13	7
834	860	Delta	16	8	20	10	110	55
860	836	Delta	30	15	10	6	42	22
836	840	Delta	18	9	22	11	0	0
862	838	Y	0	0	28	14	0	0
842	844	Y	9	5	0	0	0	0
844	846	Y	0	0	25	12	20	11
846	848	Y	0	0	23	11	0	0
Total			262	133	240	120	220	114

Tabela A.4: Dados da unidade de Geração Distribuída.

Nível de tensão(kV)	Impedância de Seq. Positiva (Ω)	Impedância de Seq. Zero (Ω)
24,9	0,68283 + 2,98139j	0,09496 + 1,39289j