

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**UM ALGORITMO DE PROTEÇÃO ADAPTATIVA PARA SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO COM INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

JAMILE PINHEIRO NASCIMENTO

CAMPINA GRANDE – PARAÍBA – BRASIL

© JAMILE PINHEIRO NASCIMENTO, AGOSTO DE 2014.

JAMILE PINHEIRO NASCIMENTO

UM ALGORITMO DE PROTEÇÃO ADAPTATIVA PARA SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO COM INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

*DISSERTAÇÃO DE MESTRADO APRESENTADA À COORDENAÇÃO DO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE, EM
CUMPRIMENTO ÀS EXIGÊNCIAS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE
MESTRE EM CIÊNCIAS NO DOMÍNIO DA ENGENHARIA ELÉTRICA.*

ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: PROCESSAMENTO DA ENERGIA

BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, D.SC.

ORIENTADOR

NÚBIA SILVA DANTAS BRITO, D.SC.

ORIENTADOR

CAMPINA GRANDE – PARAÍBA – BRASIL

AGOSTO DE 2014

SOLI DEO GLORIA.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Deus, porque Dele veio a capacidade, a inspiração, a força e a persistência para a construção desta Dissertação. Como disse o profeta: *Até aqui nos ajudou o Senhor*. Somente à Deus a Glória.

Agradeço aos meus pais Jacinto e Genilda, que me apoiaram nesta caminhada investindo tanto financeiramente quanto afetivamente, acreditando no meu sucesso.

Agradeço ao meu irmão Luiz Gustavo, que com suas brincadeiras, me fazia esquecer das ansiedades.

Agradeço aos professores Benemar e Núbia, onde descobri o significado de orientação, através das muitas conversas, reuniões, direcionamentos e muita paciência.

Agradeço aos amigos e pós-graduados: Felipe, Francisco, Nelson, Wellinsilvio, Ana Vitória, Huilmann, Camila e demais colegas do LARCA, pela ajuda em sanar minhas dúvidas.

Agradeço aos meus amigos: Alanna Kelly, Yonatha, Daphne e Tony pelo apoio em momentos difíceis.

Agradeço aos meus amigos: Clarissa, Jeovana, Fabiana, Tarciso, Bruno, Luiz Augusto, Jorge, Ana, Ciro, Cinthia, Mozart, Cindy, Magna, Juliana Gomes e Weslandio pelos conselhos, amparo e muitas orações ao longo desta caminhada.

Agradeço a Pedro e Ângela, pela ajuda e esclarecimentos ao longo destes dois anos.

Agradeço à Coordenação de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, pelo suporte dado neste Trabalho.

Agradeço a Capes, pelo apoio financeiro.

Enfim, agradeço a todos que de alguma forma, contribuíram para que eu chegasse até aqui.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	VII
LISTA DE TABELAS.....	VIII
LISTA DE SÍMBOLOS.....	IX
GLOSSÁRIO.....	X
RESUMO.....	XI
ABSTRACT.....	XII
CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO.....	1
1.1 MOTIVAÇÃO.....	2
1.2 OBJETIVOS.....	3
1.3 CONTRIBUIÇÕES.....	4
1.4 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO.....	4
1.5 PUBLICAÇÕES.....	4
CAPÍTULO 2 – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	6
2.1 PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE.....	10
2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	20
2.3 PROTEÇÃO ADAPTATIVA.....	24
CAPÍTULO 3 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	27
3.1 SÍNTESE BIBLIOGRÁFICA.....	31
CAPÍTULO 4 – ALGORITMO PROPOSTO.....	34
4.1 ARQUITETURA GENÉRICA DE SISTEMAS DE PROTEÇÃO ADAPTATIVA.....	34
4.2 ALGORITMO PROPOSTO.....	36
CAPÍTULO 5 – RESULTADOS E ANÁLISES.....	39
5.1 SISTEMA-TESTE.....	39
5.2 MODELAGEM DO RELÉ.....	41
5.3 IMPLEMENTAÇÃO DO ALGORITMO.....	44
5.4 ESTUDOS DE CASOS.....	45
CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES.....	63
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	64
ANEXO A.....	69
DADOS DO SISTEMA-TESTE.....	69

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1. FLUXO DE ENERGIA DO SISTEMA ELÉTRICO CONVENCIONAL (JENKINS ET AL, 2008).....	1
FIGURA 2.1. DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE UM SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA GENÉRICO (ABRADEE, 2014).	6
FIGURA 2.2. ESQUEMA DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CELESC, 2014).....	7
FIGURA 2.3. FOTO DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	7
FIGURA 2.4. DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE UM SISTEMA DE PROTEÇÃO TÍPICO.....	9
FIGURA 2.5. CURVA CARACTERÍSTICA DE TEMPO DEFINIDO.....	11
FIGURA 2.6. CURVAS CARACTERÍSTICAS DOS RELÉS DE TEMPO INVERSO.....	12
FIGURA 2.7. ALCANCE MÁXIMO DA UNIDADE INSTANTÂNEA.....	16
FIGURA 2.8. TRECHO DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIO.....	18
FIGURA 2.9. COORDENOGRAMA DE FASE: RELÉ X RELÉ E RELÉ X ELO-FUSÍVEL.....	19
FIGURA 2.10. COORDENOGRAMA DE NEUTRO: RELÉ X RELÉ E RELÉ X ELO-FUSÍVEL.....	19
FIGURA 2.11. CONTRIBUIÇÃO DA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO (GAONKAR, 2010).....	22
FIGURA 2.12. FALSO TRIP (GAONKAR, 2010).....	23
FIGURA 2.13. PERDA DE COORDENAÇÃO (COFELE, 2012).....	23
FIGURA 2.14. PROTEÇÃO DO GERADOR DISTRIBUÍDO (JENKINS <i>ET AL</i> , 2008).....	24
FIGURA 2.15. BLOCO ESQUEMÁTICO DA PROTEÇÃO ADAPTATIVA (REBIZANT, 2011).....	26
FIGURA 4.1. ARQUITETURA DE UM SISTEMA DE PROTEÇÃO ADAPTATIVA COFELE (2012).....	35
FIGURA 4.2. FLUXOGRAMA DO ALGORITMO PROPOSTO.....	36
FIGURA 4.3. PROCEDIMENTO DE SELEÇÃO DOS AJUSTES DOS RELÉS.....	38
FIGURA 5.1. SISTEMA IEEE 13 BARRAS (POWER & ENERGY SOCIETY, 2014).....	39
FIGURA 5.2. SISTEMA-TESTE.....	40
FIGURA 5.3. IMPLEMENTAÇÃO DO SISTEMA-TESTE NO MÓDULO <i>DRAFT/RSCAD</i>	42
FIGURA 5.4. ARQUITETURA DO RELÉ DIRECIONAL DE SOBRECORRENTE.....	42
FIGURA 5.5. TELA DE CONFIGURAÇÃO DO RELÉ.....	44
FIGURA 5.6. BLOCO QUE IMPLEMENTA O ALGORITMO DE PROTEÇÃO ADAPTATIVA.....	44
FIGURA 5.7. CASO 1 SEM PROTEÇÃO ADAPTATIVA: CORRENTES.....	47
FIGURA 5.8. CASO 1 COM PROTEÇÃO ADAPTATIVA: CORRENTES.....	47
FIGURA 5.9. CASO 1 SEM PROTEÇÃO ADAPTATIVA: <i>TRIP</i> DOS DISJUNTORES.....	48
FIGURA 5.10. CASO 1 COM PROTEÇÃO ADAPTATIVA: <i>TRIP</i> DOS DISJUNTORES.....	48
FIGURA 5.11. CASO 1 SEM PROTEÇÃO ADAPTATIVA: GRUPO DE AJUSTE DOS RELÉS E ESTADO DOS DISJUNTORES.....	49
FIGURA 5.12. CASO 1 COM PROTEÇÃO ADAPTATIVA: GRUPO DE AJUSTE DOS RELÉS E ESTADO DOS DISJUNTORES.....	49
FIGURA 5.13. CASO 2 SEM PROTEÇÃO ADAPTATIVA: CORRENTES.....	51
FIGURA 5.14. CASO 2 COM PROTEÇÃO ADAPTATIVA: CORRENTES.....	52
FIGURA 5.15. CASO 2 SEM PROTEÇÃO ADAPTATIVA: <i>TRIP</i> DOS DISJUNTORES.....	53
FIGURA 5.16. CASO 2 COM PROTEÇÃO ADAPTATIVA: <i>TRIP</i> DOS DISJUNTORES.....	53
FIGURA 5.17. CASO 2 SEM PROTEÇÃO ADAPTATIVA: GRUPO DE AJUSTE DOS RELÉS E ESTADO DOS DISJUNTORES.....	54
FIGURA 5.18. CASO 2 COM PROTEÇÃO ADAPTATIVA: GRUPO DE AJUSTE DOS RELÉS E ESTADO DOS DISJUNTORES.....	54
FIGURA 5.19. CASO 3 SEM PROTEÇÃO ADAPTATIVA: CORRENTES.....	56
FIGURA 5.20. CASO 3 COM PROTEÇÃO ADAPTATIVA: CORRENTES.....	56
FIGURA 5.21. CASO 3 SEM PROTEÇÃO ADAPTATIVA: <i>TRIP</i> DOS DISJUNTORES.....	57
FIGURA 5.22. CASO 3 COM PROTEÇÃO ADAPTATIVA: <i>TRIP</i> DOS DISJUNTORES.....	57
FIGURA 5.23. CASO 3 SEM PROTEÇÃO ADAPTATIVA: GRUPO DE AJUSTE DOS RELÉS E ESTADO DOS DISJUNTORES.....	58
FIGURA 5.24. CASO 3 COM PROTEÇÃO ADAPTATIVA: GRUPO DE AJUSTE DOS RELÉS E ESTADO DOS DISJUNTORES.....	58
FIGURA 5.25. CASO 4 SEM PROTEÇÃO ADAPTATIVA: CORRENTES.....	60
FIGURA 5.26. CASO 4 COM PROTEÇÃO ADAPTATIVA: CORRENTES.....	60
FIGURA 5.27. CASO 4 SEM PROTEÇÃO ADAPTATIVA: <i>TRIP</i> DOS DISJUNTORES.....	61
FIGURA 5.28. CASO 4 COM PROTEÇÃO ADAPTATIVA: <i>TRIP</i> DOS DISJUNTORES.....	61
FIGURA 5.29. CASO 4 SEM PROTEÇÃO ADAPTATIVA: GRUPO DE AJUSTE DOS RELÉS E ESTADO DOS DISJUNTORES.....	62
FIGURA 5.30. CASO 4 COM PROTEÇÃO ADAPTATIVA: GRUPO DE AJUSTE DOS RELÉS E ESTADO DOS DISJUNTORES.....	62
FIGURA A.1. DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA IEEE 13 BARRAS ORIGINAL.....	69

LISTA DE TABELAS

TABELA 3.1. SÍNTESE BIBLIOGRÁFICA.	33
TABELA 5. 1. DADOS DOS GERADORES.	41
TABELA 5. 2. CENÁRIOS DE OPERAÇÃO.	43
TABELA A.1. DADOS DOS TRANSFORMADORES.....	69
TABELA A.2. COMPRIMENTO E CONFIGURAÇÃO DAS IMPEDÂNCIAS DAS SEÇÕES DO ALIMENTADOR.	70
TABELA A.3. DADOS DAS CARGAS DISTRIBUÍDAS.....	70
TABELA A.4. DADOS DAS CARGAS CONCENTRADAS.	70
TABELA A.5. DADOS DOS BANCOS DE CAPACITORES.	70

LISTA DE SÍMBOLOS

$I_{C,MAX}$	CORRENTE DE CARGA MÁXIMA.
I_{pu}	CORRENTE DE <i>PICKUP</i> .
$I_{F,MIN}$	CORRENTE MÍNIMA DE FALTA.
T	TEMPO DE ATUAÇÃO DO RELÉ.
K_1	CONSTANTE CUJO VALOR IRÁ DEFINIR A CURVA CARACTERÍSTICA DO RELÉ.
K_2	CONSTANTE CUJO VALOR IRÁ DEFINIR A CURVA CARACTERÍSTICA DO RELÉ.
I	CORRENTE QUE CHEGA AO RELÉ ATRAVÉS DO SECUNDÁRIO DO TC.
I_s	CORRENTE DE AJUSTE (<i>STARTING CURRENT</i>).
M	MÚLTIPLO DO RELÉ.
$I_{CC,NO\ TRECHO}$	CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO NO TRECHO A SER PROTEGIDO.
RTC	RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO DO TRANSFORMADOR DE CORRENTE.
$I_{PARTIDA\ AJUSTADA\ NO\ RELÉ}$	CORRENTE QUE CHEGA AO RELÉ ATRAVÉS DO SECUNDÁRIO DO TC.
$I_{N,P}$	CORRENTE NOMINAL PRIMÁRIA DO TC.
$I_{CC,MAX}$	CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO MÁXIMO (NO PONTO DA INSTALAÇÃO).
FS	FATOR DE SOBRECORRENTE.
K	FATOR DE CRESCIMENTO DE CARGA.
$I_{CARGA,MAX}$	CORRENTE DE CARGA MÁXIMA DO TRECHO.
$I_{MIN,AT}$	CORRENTE MÍNIMA DE ATUAÇÃO OU CORRENTE DE <i>PICK-UP</i> .
$A\%$	TAXA PREVISTA PARA O CRESCIMENTO.
N	NÚMERO DE ANOS PARA O QUAL O ESTUDO ESTÁ PLANEJADO.
$I_{CC,2\Phi(NO\ FINAL\ DO\ TRECHO)}$	CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO BIFÁSICA NO FINAL DO TRECHO.
$I_{AT,INST}$	CORRENTE DE ATUAÇÃO DA UNIDADE INSTANTÂNEA.
f_a	FATOR DE MULTIPLICAÇÃO.
$I_{CC,3\Phi TP}$	CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO NO PONTO DE INSTALAÇÃO DO PRIMEIRO EQUIPAMENTO À JUSANTE.
$I_{DESEQUILÍBRIO}$	CORRENTE DE DESEQUILÍBRIO.
$I_{CC,\Phi TP}$	CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO.
$t_{Relé\ de\ retaguarda}$	TEMPO DE ATUAÇÃO DO RELÉ DE RETAGUARDA.
$t_{Relé\ dprincipal}$	TEMPO DE ATUAÇÃO DO RELÉ DE PRINCIPAL.
$t_{Relé}$	TEMPO DE ATUAÇÃO DO RELÉ DE PRINCIPAL.
$t_{Interrup\ ção\ do\ elo}$	TEMPO DE INTERRUPTÃO DO ELO-FUSÍVEL.
$I_{CC,\Phi T,MIN(NO\ FINAL\ DO\ TRECHO)}$	CORRENTE DE CURTO FASE-TERRA MÍNIMA NO FINAL DO TRECHO A SER PROTEGIDO.
t_M	TEMPO DE OPERAÇÃO DO RELÉ A MONTANTE.
t_j	TEMPO DE OPERAÇÃO DO RELÉ A JUSANTE.
Δt	INTERVALO DE COORDENAÇÃO.
GAJ	GRUPO DE AJUSTE A SER ATUALIZADO PELO RELÉ.
D_{GD}	ESTADO DOS DISJUNTORES ASSOCIADO AO GD.
N	GERADOR DISTRIBUÍDO QUE VARIA DE 1 A I .
I	NÚMERO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS.

GLOSSÁRIO

<i>CBUILDER</i>	<i>COMPONENTBUILDER.</i>
EI	CURVA EXTREMAMENTE INVERSA.
FCL	<i>FAULTCURRENTLIMITER.</i>
GD	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.
IEEE	<i>INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS.</i>
IED	<i>INTELLIGENT ELETRONIC DEVICE</i>
LT	LINHA DE TRANSMISSÃO.
MI	CURVA MUITO INVERSA.
NI	CURVA NORMALMENTE INVERSA.
RTDS	<i>REAL TIME DIGITAL SIMULATOR.</i>
SDEE	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.
TMS	<i>TIME MULTIPLIER SETTING.</i>
TC	TRANSFORMADOR DE CORRENTE.
TP	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL.
UFCG	UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE.

RESUMO

Um algoritmo de proteção adaptativa para solucionar o problema da proteção de sistemas com geração distribuída é proposto. O algoritmo modifica as configurações dos relés de forma *on-line*, utilizando como informação de entrada, os estados dos disjuntores. Ao final, constatou-se que mesmo com a entrada ou saída dos geradores distribuídos, o sistema de distribuição continuou a ser protegido. Para validar o algoritmo utilizou-se um sistema-teste do IEEE e o *Real-Time Digital Simulator* (RTDS).

Palavras-chave: Geração distribuída, relé de sobrecorrente, proteção adaptativa.

ABSTRACT

An adaptive protection algorithm to solve protecting systems with distributed generation problem is proposed. The algorithm modifies relays settings on on-line form, using circuit breakers state as input information. At the end, it was found that even with the input or output of distributed generators, distribution system continued to be protected. To validate the algorithm it was used an IEEE test system and theReal Time Digital Simulator (RTDS).

Keywords: Distributed generation, overcurrent relay, adaptive protection.

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

No mundo moderno, a eletricidade se tornou a principal fonte de luz, calor e força. Ela tornou-se tão essencial, que é praticamente impossível imaginar como seria nossa vida sem a eletricidade. Atividades simples como assistir à televisão ou navegar na internet são possíveis porque a energia elétrica chega até a sua casa. Fábricas, supermercados, *shoppings* e uma infinidade de outros lugares precisam dela para funcionar. Grande parte dos avanços tecnológicos que o mundo alcançou deve à energia elétrica (ELETROBRAS, 2014).

Obtida a partir de todos os outros tipos de energia, a eletricidade é transportada e chega aos consumidores por meio de sistemas elétricos complexos, compostos de quatro etapas: geração, transmissão, distribuição e consumo. O arranjo tradicional de entrega de energia ao consumidor segue a premissa do fluxo de potência unidirecional, ou seja, fluxo de energia no sentido único geração-distribuição. Esse modo constitui-se em um modelo centralizado, em que a fonte de energia concentra-se em um único ponto, conforme mostrado na Figura 1.1.

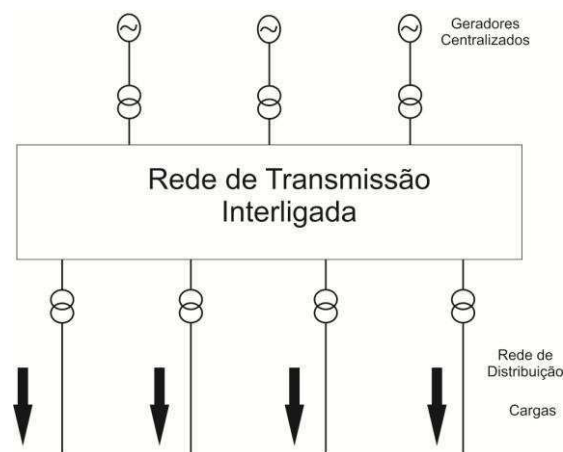


Figura 1.1. Fluxo de energia do sistema elétrico convencional (JENKINS et al, 2008).

Nos últimos anos, entretanto, esse modelo convencional vem se modificando, haja vista a crescente inserção de geradores no sistema de distribuição, fenômeno

denominado de geração distribuída. Neste novo modelo, o fornecimento de energia passa a ser do tipo descentralizado e o fluxo de potência bidirecional.

Como a filosofia da proteção clássica atua de forma fixa e pré-determinada, mudanças na topologia do sistema podem provocar atuação indevida ou até mesmo, não-atuação do sistema de proteção. Neste sentido, a investigação do uso de proteção adaptativa em sistemas com geração distribuída constitui-se em tema atual e importante.

1.1 MOTIVAÇÃO

No que se refere ao sistema de proteção, a geração distribuída pode causar problemas graves no esquema de proteção existente, visto que provoca alterações na corrente de falta do sistema, tanto em amplitude quanto em sentido. Em relação à amplitude, os geradores distribuídos aumentam a impedância equivalente dos alimentadores, causando uma diminuição no valor da corrente de falta, reduzindo assim o alcance dos relés. Em relação ao sentido, a inclusão de geradores no sistema de distribuição provoca reversão no fluxo de potência, o que se constitui em um problema grave, pois atinge de forma severa o sistema de proteção, resultando em má atuação dos seus dispositivos. Ao final, a qualidade no fornecimento de energia elétrica pode ser comprometida de modo considerável (ABBASI *et al*, 2013).

Nesse novo cenário, o uso de novas técnicas de proteção constitui-se em consequência natural e nesse contexto, destaca-se a denominada proteção adaptativa, que pode ser definida como sendo uma técnica de modelagem do sistema de proteção mediante mudanças nas condições do sistema elétrico, visando manter o melhor desempenho (XIA *et al*, 1994).

Portanto, o estudo de técnicas que permitam o ajuste automático do sistema de proteção de acordo com as condições do sistema elétrico, constitui-se em uma motivação importante para o desenvolvimento de uma Dissertação de Mestrado.

Quando se fala em ajuste automático do sistema de proteção deve-se pensar em uma ferramenta de simulação que possa atender a esse requisito. Para este fim escolheu-se utilizar o *RTDS (Real Time Digital Simulator)*, um equipamento inicialmente desenvolvido para o estudo de transitórios eletromagnéticos e, através da combinação de software com hardware, é capaz de realizar simulações em sistemas de potência com operação contínua e em tempo real.

O termo tempo real significa processamentos que devem reagir a estímulos oriundos do seu ambiente em prazos específicos, e os tempos de respostas devem estar dentro de limites rígidos, que devem ser obedecidos (PROFESSOR FÁBIO URIARTE, 2014).

1.2 OBJETIVOS

Esta Dissertação tem como:

- Objetivo principal: propor um algoritmo de proteção de sobrecorrente adaptativo para proteção de sistemas de distribuição com inserção de geração distribuída.
- Objetivos específicos:
 - Realizar estudo de curto-circuito para cenários diversos de geração distribuída.
 - Calcular os ajustes dos relés de sobrecorrente para cada cenário.
 - Implementar no RTDS um modelo de relé que emule o comportamento de um relé real, no que se refere aos vários grupos de ajustes.
 - Implementar um algoritmo de proteção adaptativa.
 - Validar o algoritmo através do sistema IEEE 13 barras no RTDS.

O algoritmo proposto considera que o estado de cada gerador distribuído em um sistema de distribuição está associado ao estado do disjuntor que o protege.

1.3 CONTRIBUIÇÕES

A contribuição principal deste Trabalho consiste na proposição de um algoritmo que identifica a mudança de estado dos disjuntores e caso necessário, modifica as configurações dos relés digitais em tempo real.

Na prática, o algoritmo pode ser aplicado em relés digitais reais, visto que utilizará apenas as funcionalidades existentes, não gerando impacto no modelo de proteção.

1.4 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

A Dissertação está organizada em seis capítulos, além deste capítulo introdutório, da seguinte forma:

- Capítulo 2: apresentação da fundamentação teórica, dando-se destaque aos principais conceitos de geração distribuída, proteção de sistemas de distribuição e proteção adaptativa.
- Capítulo 3: revisão bibliográfica sobre as técnicas mais relevantes de proteção adaptativa aplicadas a sistemas com geração distribuída.
- Capítulo 4: apresentação do algoritmo proposto.
- Capítulo 5: apresentação e discussão dos resultados.
- Capítulo 6: apresentação das conclusões e propostas para trabalhos futuros.

1.5 PUBLICAÇÕES

SOUZA JUNIOR, F. C.; **NASCIMENTO, J. P.**; COSTA, C. A. B.; BRITO, N. S. D. & SOUZA, B. A. Proposition use of RTDS as an auxiliary tool for teaching of power system protection. In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos- SBSE 2014, 2014, Foz do Iguaçu. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE 2014, 2014.

LOPES, F. V.; SOUZA JUNIOR, F. C.; SANTOS, W. C.; **NASCIMENTO, J. P.**; COSTA, C. A. B.; COSTA, F. B.; NEVES, W. L. A.; SOUZA, B. A.; BRITO, N. S. D. & MORAES, S. R. D.

Uma metodologia Baseada nos programas ATP e CAPE para estudo e validação de funções de proteção. In: Congresso Brasileiro de Automática - CBA 2014, 2014, Belo Horizonte. Congresso Brasileiro de Automática - CBA 2014, 2014.

BRITO, N. S. D.; SOUZA, B. A.; **NASCIMENTO, J. P.**; COSTA, C. A. B. & MARTINS, R. A. A importância do uso de ferramentas computacionais no ensino de Proteção de Sistemas Elétricos. In: Seminário Técnico de Proteção e Controle - STPC 2012, 2012, Florianópolis. Seminário Técnico de Proteção e Controle, 2012.

BRITO, N. S. D.; SOUZA, B. A.; **NASCIMENTO, J. P.**; COSTA, C. A. B. & MARTINS, R. A. Proposição do uso de softwares de simulação em proteção de sistemas elétricos. In: Congresso Brasileiro de Ensino de Engenharia - XL COBENGE, 2012, Belém. Congresso Brasileiro de Ensino de Engenharia - XL COBENGE, 2012.

CAPÍTULO 2 – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Na forma tradicional, o processo de produção de energia elétrica pode ser descrito conforme a seguir (Figura 2.1) (ELETROBRAS, 2014).

- O processo inicia nas usinas de energia elétrica, as quais são geralmente, construídas longe dos centros consumidores.
- Ao sair dos geradores, a eletricidade é transportada através de cabos aéreos, revestidos por camadas isolantes e fixados em grandes torres de metal, que constituem a rede de transmissão.
- Depois de percorrer um longo caminho entre as usinas e os centros consumidores pelas redes de transmissão, a energia elétrica chega em subestações, dando início ao sistema de distribuição.

Durante o percurso, a eletricidade passa por diversas subestações, de modo que sua tensão vai se modificando conforme a necessidade. No início do percurso, os transformadores elevam a tensão, evitando perda excessiva de energia e próximo aos centros consumidores, a tensão elétrica é reduzida nas subestações abaixadoras para suprir as residências, empresas e indústrias. A partir daí, os cabos prosseguem por via aérea ou subterrânea, formando as redes de distribuição.

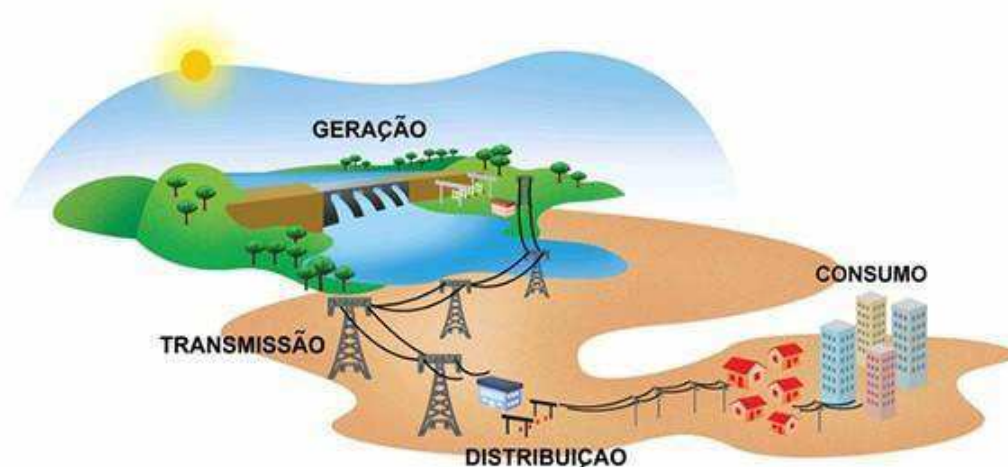


Figura 2.1. Diagrama esquemático de um sistema elétrico de potência genérico (ABRADEE, 2014).

O sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE) é a parte do sistema elétrico de potência encarregada de abastecer de energia elétrica as cargas (consumidores residenciais, comerciais e industriais), com confiabilidade e economia (Figura 2.2). O SDEE se confunde com a própria topografia das cidades (Figura 2.3), ramificado ao longo de ruas e avenidas para conectar fisicamente o sistema de transmissão, ou mesmo unidades geradoras de médio e pequeno porte, aos consumidores finais da energia elétrica (ABRADEE, 2014).

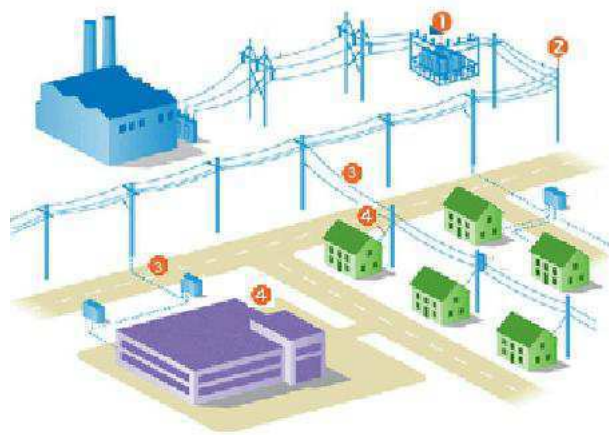


Figura 2.2. Esquema de um sistema de distribuição de energia elétrica (CELESC, 2014).



Figura 2.3. Foto de um sistema de distribuição de energia elétrica.

O SDEE é essencial ao funcionamento do sistema elétrico, uma vez que fornece ao consumidor final, tensão e corrente em níveis aceitáveis às cargas a serem alimentadas. Dado o seu propósito de fornecer energia ao consumidor a qualquer

distância ou exigência de carga, esse sistema tem características bem diferentes quando comparado a um sistema de transmissão, como por exemplo, (SOUZA, 1997):

- Intensidade e densidade de carga.
- Tipo de consumidor.
- Configuração.
- Nível de tensão.
- Número de fases e de condutores.

A proteção de um SDEE é realizada pelo sistema de proteção que é definido como sendo o conjunto de equipamentos e acessórios destinados a realizar a proteção para curtos-circuitos e para outras condições de operação anormais em componentes do sistema (ONS, 2008). Em outras palavras, o sistema de proteção tem como objetivo salvaguardar os equipamentos e manter a integridade de fornecimento contínuo e econômico da energia elétrica.

O princípio de funcionamento de um sistema de proteção típico é apresentado na Figura 2.4 e descrito sucintamente da seguinte forma: os transdutores (TP e TC)¹ reduzem as amplitudes das grandezas envolvidas (tensão e/ou corrente) para níveis aceitáveis de leitura e acesso seguro. Em seguida, essas informações são disponibilizadas ao relé (elemento lógico do sistema de proteção), que se encarrega de processá-las. Caso os valores das grandezas excedam valores pré-definidos, os contatos do relé são fechados e um sinal de *trip* (sinal de desligamento) é enviado ao disjuntor associado. Neste instante, a bobina de abertura do disjuntor é energizada, o que resulta na abertura dos contatos principais do disjuntor e isolamento do componente ou circuito sob falta. O sistema de proteção é complementado pelo banco de baterias que fornece energia ao sistema de proteção em caso de falta.

¹ Acrônimos de Transformador de Corrente e Transformador de Potencial (também denominados de Transformadores para Instrumentos).

Portanto, o relé é o dispositivo sensor que comanda a abertura do disjuntor quando surgem no sistema elétrico protegido, condições anormais de funcionamento.

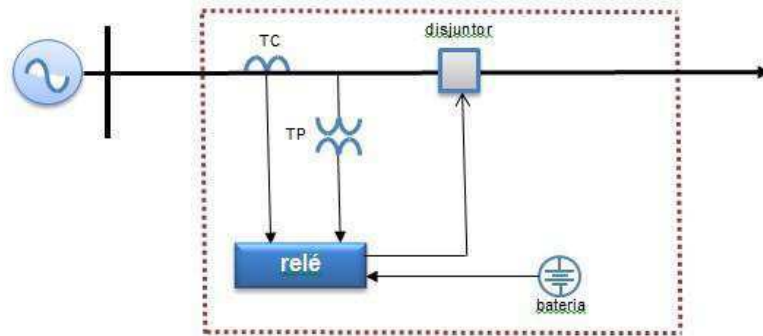


Figura 2.4. Diagrama esquemático de um sistema de proteção típico.

As ações pertinentes ao sistema de proteção são: selecionar, coordenar, ajustar e aplicar os vários equipamentos e dispositivos protetores a um sistema elétrico, de forma a guardar entre si uma determinada relação, tal que uma anormalidade no sistema possa ser isolada e removida, sem que as outras partes do mesmo sejam afetadas (GIGUER, 1988). No contexto da proteção, o conjunto dessas ações é denominado de Filosofia da Proteção.

Um sistema de proteção bem projetado deve atender aos seguintes requisitos básicos (GUERRA, 2011):

- **Confiabilidade:** o sistema de proteção sempre deve atuar em caso de defeito, e apenas neste caso.
- **Sensibilidade:** a faixa de incerteza entre as condições de operação e de não operação deve ser a menor possível.
- **Velocidade:** o sistema de proteção deve atuar da forma mais rápida possível, de modo a evitar danos aos componentes da rede elétrica (efeitos térmicos e eletrodinâmicos) ou perda de estabilidade do sistema.
- **Seletividade:** o defeito deve ser eliminado desligando-se a menor parte possível da rede, de modo a ser mantido o máximo índice de continuidade de serviço.

- **Economia:** o custo do sistema de proteção deve ser compatível com o custo do equipamento protegido e com a importância deste último em relação ao funcionamento das demais partes do sistema.

2.1 PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE

A proteção usual dos SDEE é realizada via relé de sobrecorrente, que é considerado o mais simples e de custo mais baixo, sendo vastamente utilizado em sistemas radiais. Conforme o próprio nome sugere, essa proteção tem como grandeza de atuação a corrente elétrica do sistema, o que ocorrerá quando a corrente atingir um valor igual ou superior ao ajuste previamente estabelecido (corrente mínima de atuação). Quando usados na proteção de circuitos primários (classe 15 kV, por exemplo), são ligados de forma indireta através de transformadores de corrente.

Os relés de sobrecorrente podem ser do tipo (ELEKTRO, 2009):

- **Instantâneos:** não apresentam nenhuma temporização intencional no tempo de atuação e não podem ser usados em esquemas seletivos, onde os valores das correntes de curto-circuito nos diferentes pontos são praticamente os mesmos.
- **Temporizados com retardo independente:** são caracterizados por um tempo de atuação constante, independentemente da amplitude da grandeza que o sensibiliza. Podem ser ajustados, em geral, para vários tempos de atuação, dependendo das necessidades de um projeto particular de esquema de proteção.
- **Temporizados com retardo dependente:** são os mais utilizados em sistemas elétricos em geral. São caracterizados por uma curva de temporização normalmente inversa, cujo retardo é função do valor da grandeza que o sensibiliza. Estes relés apresentam uma família de curvas com as mais diversas declividades em razão das variadas aplicações requeridas na prática dos projetos de proteção. Quanto às curvas de atuação, os relés de

tempo inverso podem ser classificados em: normalmente inverso (NI), muito inverso (MI) e extremamente inverso (EI).

Em relação às curvas características², os relés são classificados como (P&D CEAL/ATECEL-UFMG, 2009):

- **Relés de tempo definido:** o tempo de atuação do relé é independente do valor da corrente (Figura 2.5).

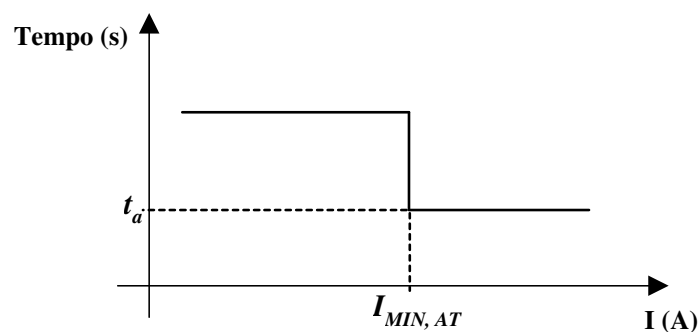


Figura 2.5. Curva característica de tempo definido.

- **Relés de tempo inverso:** o tempo de atuação é inversamente proporcional, ou seja, quanto maior a corrente, menor o tempo de atuação (Figura 2.6).

Essas curvas são definidas, por norma, a partir de equações exponenciais do tipo (ALMEIDA, 2000):

$$t = \frac{k_1 \cdot TMS}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{k_2} - 1} \quad (2.1)$$

Sendo:

k_1 e k_2 : constantes que, dependendo do valor recebido, irão definir os grupos (NI, MI ou EI):

- $k_1=0,14$ e $k_2=0,02$: Curva Normalmente Inversa;
- $k_1=13,5$ e $k_2=1$: Curva Muito Inversa;
- $k_1=80$ e $k_2=2$: Curva Extremamente Inversa;

I : corrente que chega ao relé através do secundário de um TC;

² Curva característica tempo *versus* corrente de um relé.

I_s : corrente de ajuste ou de partida (*starting current*);

TMS³: valores numéricos que fazem as curvas se deslocarem ao longo do eixo dos tempos. Estes valores geralmente variam de 0,01 a 1, com passo de 0,01.

Comumente, os catálogos dos fabricantes fornecem dez curvas por grupo. Por norma, essas curvas são traçadas para valores do múltiplo (m) variando, geralmente, de 1,5 a 20, em um sistema de eixos ortogonais com escala log \times log. Para se fazer a correspondência do valor da corrente de curto-circuito com o múltiplo m nas curvas de tempo dos relés, utiliza-se a equação (2.2).

$$m = \frac{I_{CC \text{ no trecho}}}{RTC \cdot I_{partida \text{ ajustada no relé}}} \quad (2.2)$$

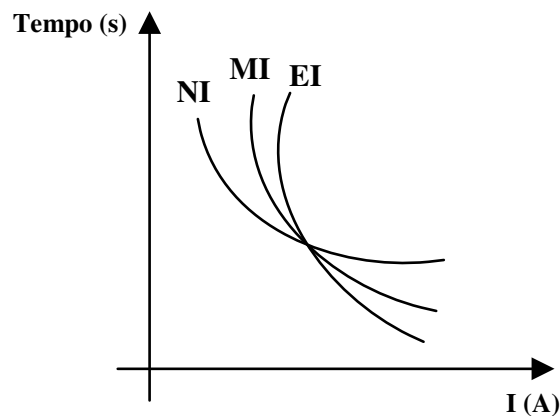


Figura 2.6. Curvas características dos relés de tempo inverso.

Geralmente os relés de sobrecorrente são compostos por duas unidades: instantânea e temporizada. Nos esquemas elétricos que representam equipamentos de proteção, elas recebem os números 50 e 51. Neste caso, o relé tem as funções 50 e 51. Se o relé está ligado para:

- Proteção de fase: as suas unidades são conhecidas como 50 e 51 de fases.
- Proteção de neutro ou terra: as unidades são denominadas 50 e 51 de neutro ou terra.

³ Acrônimo de *Time Multiplier Setting*: ajuste do multiplicador de tempo (*time dial*), utilizado na nomenclatura da *International Electrotechnical Commission* (IEC).

A unidade 50 atua instantaneamente ou conforme um tempo previamente definido, enquanto a unidade 51, pode atuar com curvas de tempo dependente ou de tempo definido. As unidades temporizadas ou de tempo dependente permitem dois tipos de ajustes: corrente mínima de atuação e curva de atuação. As unidades instantâneas utilizam dois ajustes: corrente mínima de atuação e tempo de atuação (tempo previamente definido).

Neste trabalho, deu-se enfoque aos relés de sobrecorrente temporizados, com curva normalmente inversa

Para se fazer o ajuste da corrente de atuação de um relé de sobrecorrente, é necessário, em primeiro lugar, a definição da relação do TC que irá alimentá-lo, a qual deve atender aos seguintes requisitos (P&D CEAL/ATECEL-UFCG, 2009):

- A corrente nominal primária do TC ($I_{N,P}$) deve ser maior do que a razão entre o curto-circuito máximo no ponto da instalação ($I_{CC,MAX}$) e o fator de sobrecorrente (FS) do TC. Geralmente, FS=20.

$$I_{N,P} \geq \frac{I_{CC,MAX}}{FS} \quad (2.3)$$

- A corrente nominal primária do TC deve ser maior do que a corrente máxima de carga a ser considerada ($I_{CARGA,MAX}$):

$$I_{N,P} \geq k \cdot I_{CARGA,MAX} \quad (2.4)$$

A corrente máxima de carga a ser considerada deverá levar em conta duas situações:

- Se a subestação não possuir circuito de transferência, a máxima corrente de carga a ser considerada deverá ser o somatório da corrente nominal do circuito em estudo com a carga de outro circuito que eventualmente venha a ser interligado na mesma subestação.
- Se a subestação possuir circuito de transferência, a máxima corrente de carga a ser considerada deverá ser o somatório da corrente nominal do

circuito em estudo com a carga de outro circuito considerando contingência usual, com interligação na rede de distribuição.

Na medida do possível, os ajustes de corrente mínima de atuação de relés de sobrecorrente ($I_{MIN,AT}$) devem observar os critérios dados a seguir.

Unidade 51 de fase

- Relé instalado em circuito alimentador de subestação que não possua equipamento de proteção para transferência (ALMEIDA, 2000):

$$I_{MIN,AT} \geq \frac{k \cdot \sum I_{CARGA,MAX}}{RTC} \quad (2.5)$$

Sendo k o fator de crescimento de carga k dado pela expressão:

$$k = \left(1 + \frac{a\%}{100}\right)^n \quad (2.6)$$

Sendo: $a\%$, a taxa anual prevista para o crescimento e n , o número de anos para o qual o estudo está sendo planejado.

- Relé instalado em circuito alimentador de subestação que possua equipamento de proteção para transferência:

$$I_{MIN,AT} \geq \frac{k \cdot I_{CARGA,MAX}}{RTC} \quad (2.7)$$

Conforme os critérios anteriores, a corrente mínima de atuação deverá ser ajustada a um valor menor do que a corrente de curto-circuito bifásico dentro da sua zona de proteção, incluindo sempre que possível os trechos a serem adicionados quando em condição de manobras consideradas usuais.

$$I_{MIN,AT} \leq \frac{I_{CC,2\phi(\text{no final do trecho})}}{RTC} \quad (2.8)$$

Unidade 51 de neutro

- Sistema ligado em estrela aterrado ou delta aterrado através de um transformador de aterramento e não possuir cargas ligadas entre fase e terra ou neutro, o relé de neutro deverá ter a sua corrente mínima de atuação ajustada conforme (ALMEIDA, 2000):

$$\frac{0,1.I_{CARGA,MAX}}{RTC} \leq I_{MIN,AT} \leq \frac{I_{CC,\phi T,MIN} \text{ (no final do trecho)}}{RTC} \quad (2.9)$$

- Sistema ligado em estrela aterrado ou delta aterrado através de um transformador de aterramento e possuir cargas ligadas entre fase e terra ou neutro, o relé de neutro deverá ter a sua corrente mínima de atuação ajustada conforme:

$$\frac{(0,1 \text{ a } 0,3).I_{CARGA,MAX}}{RTC} \leq I_{MIN,AT} \leq \frac{I_{CC,\phi T,MIN} \text{ (no final do trecho)}}{RTC} \quad (2.10)$$

Conforme os critérios anteriores, os relés de fase e neutro devem ser sensíveis ao menor curto-circuito mínimo no final do trecho dentro de sua zona de proteção. Geralmente, devido à carga do circuito, nem sempre é possível atender a essa condição, portanto recomenda-se instalar chaves-fusíveis, seccionadores ou religadores na rede para diminuir o trecho protegido.

Unidades 50 de fase e neutro

As unidades instantâneas dos relés de fase e neutro não devem ser sensíveis aos curtos-circuitos localizados após o primeiro equipamento de proteção instalado a jusante. Normalmente, a unidade instantânea é ajustada para proteger 80% do trecho compreendido entre sua localização e o ponto de instalação do primeiro equipamento de proteção à jusante (Figura 2.7).

A unidade instantânea do relé de fase não deve ser sensível às correntes de energização do circuito, entretanto, poderão ser ajustadas para atuar para curtos-circuitos bifásicos e trifásicos próximos do primeiro equipamento de proteção a jusante.

$$I_{AT,INST} \geq \frac{(3 \text{ a } 8) \cdot I_{CARGA,MAX}}{RTC} \quad (2.11)$$

$$I_{AT,INST} \geq \frac{f_a \cdot I_{CC,3\phi TP}}{RTC} \quad (2.12)$$

Sendo $I_{CC,3\phi TP}$, a corrente de curto-circuito trifásico no ponto de instalação do primeiro equipamento a jusante do local onde se deseja determinar o ajuste do relé (ALMEIDA, 2000). O fator de multiplicação (3 a 8) depende da característica da carga do circuito. Em sistema com muitos transformadores e motores de indução, geralmente se trabalha com fator 8.

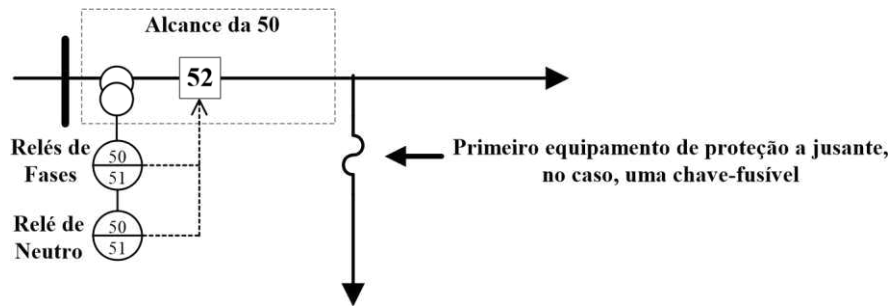


Figura 2.7. Alcance máximo da unidade instantânea.

Quando o sistema for ligado em estrela aterrado ou delta aterrado através de um transformador de aterramento e possuir cargas ligadas entre fase e terra ou neutro, a unidade instantânea do relé de neutro não deverá ser sensível às correntes de energização dessas cargas. No entanto, poderá ser ajustada para atuar para curtos-circuitos fase-terra nas proximidades do primeiro equipamento de proteção a jusante.

$$I_{AT,INST} \geq \frac{(3 \text{ a } 8) \cdot I_{DESEQUILÍBRIO}}{RTC} \quad (2.13)$$

$$I_{DESEQUILÍBRIO} = (0,1 \text{ a } 0,3) \cdot I_{CARGA,MAX} \quad (2.14)$$

$$I_{AT,INST} \geq \frac{f_a \cdot I_{CC,\phi TP}}{RTC} \quad (2.15)$$

Sendo $I_{DESEQUILÍBRIO}$ a corrente de curto-circuito fase-terra no ponto de instalação do primeiro equipamento a jusante do local onde se deseja determinar o ajuste do relé (ALMEIDA, 2000).

Quando as unidades 51 permitem ajustes de tempo de atuação, como é o caso dos relés digitais, os critérios das Equações (2.9) e (2.10) podem ser alterados para permitirem que atuem para faltas dentro dos trechos protegidos por equipamentos temporizados, desde que haja seletividade.

As curvas de tempo das unidades de fase e de neutro devem ser escolhidas de modo a atender a seletividade com os equipamentos de proteção à jusante e à montante e também, com a curva de recozimento dos condutores. Considerando, por exemplo, o trecho do SDEE mostrado na Figura 2.8, para haver seletividade entre os equipamentos de proteção empregados, as suas curvas de tempo deverão obedecer aos coordenogramas apresentados nas Figuras 2.9 e 2.10 (coordenação de fase e de neutro, respectivamente).

De forma sucinta, o princípio da seletividade implica no seguinte:

- A proteção principal e a de retaguarda⁴ não podem atuar ao mesmo tempo.
- A proteção de retaguarda deve ter um atraso intencional, denominado de tempo de coordenação (Δt), permitindo assim que a proteção principal atue.
- Deve existir uma coordenação entre os tempos de operação das mesmas.

Geralmente, a seletividade relé x relé ocorre em subestações, onde um conjunto de relés funciona como proteção principal e outro como proteção de retaguarda. Para se obter seletividade entre esses dois conjuntos de relés, as curvas de tempo dos relés principais (fase e neutro) deverão estar abaixo das curvas dos relés de retaguarda (fase e neutro), respectivamente, no mínimo 0,4 segundos, no ponto mais crítico, em todo o trecho protegido pelos relés principais, para as correntes de curtos-circuitos de fase e terra.

$$t_{\text{Relé de retaguarda}} \geq t_{\text{Relé principal}} + 0,4 \quad (2.14)$$

⁴ Termo utilizado para designar uma proteção que atua no caso da proteção principal falhar. É também conhecida como proteção de *backup*. Esse conceito sempre se refere a equipamentos distintos.

A seletividade relé × elo-fusível estará garantida, para todo o trecho protegido pelo elo-fusível, quando as curvas de tempo dos relés de fase e neutro estiverem, no ponto mais crítico, no mínimo 0,2 s, acima da curva de tempo total de interrupção do elo, para as correntes de curtos-circuitos de fase e terra.

$$t_{Relé} \geq t_{Interrupção\ do\ elo} + 0,2 \quad (2.15)$$

Neste Trabalho serão abordadas linhas protegidas por relés de sobrecorrente dispostos em cadeia. Neste caso, a coordenação é feita a partir da escolha da curva de atuação do relé mais à jusante da cadeia e utilizando o intervalo de coordenação (Δt), calculam-se os tempos de operação dos relés à montante (t_M), através da seguinte equação:

$$t_M \geq t_j + \Delta t \quad (2.16)$$

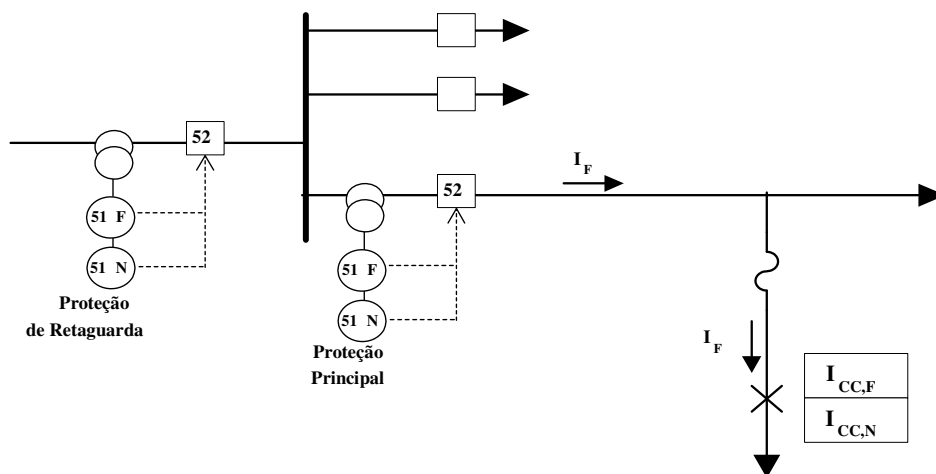


Figura 2.8. Trecho de um sistema de distribuição primário.

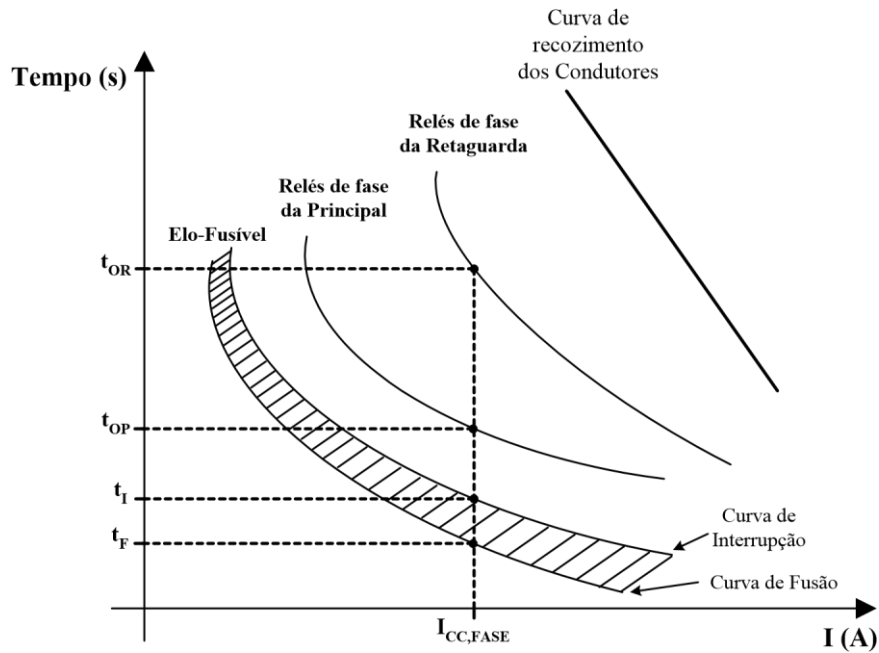


Figura 2.9. Coordenograma⁵ de fase: relé x relé e relé x elo-fusível.

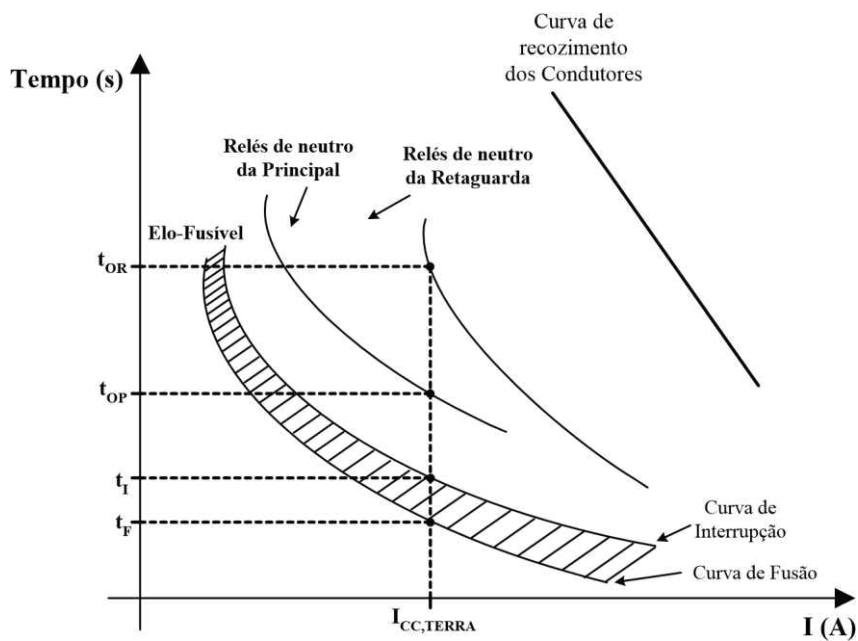


Figura 2.10. Coordenograma de neutro: relé x relé e relé x elo-fusível.

⁵ Gráfico em escala bilogarítmica com o tempo em ordenada e a corrente em abscissa ($t \times I$), no qual se plota a folha de seletividade.

2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Geração Distribuída (GD) é uma expressão usada para designar a geração de energia elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es) independente da tecnologia e fonte de energia e inclui (INEE, 2014):

- Co-geradores.
- Geradores que usam como fonte de energia resíduos combustíveis de processo.
- Geradores de emergência.
- Geradores para operação no horário de ponta.
- Painéis foto-voltaicos.
- Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH).

Esse conceito envolve, ainda, equipamentos de medida, controle e comando que articulam a operação dos geradores e o eventual controle de cargas (ligamento/desligamento) para que estas se adaptem à oferta de energia. De modo geral, a GD tem vantagem sobre a geração central pois economiza investimentos em transmissão e reduz as perdas, melhorando a qualidade do serviço de energia elétrica (INEE, 2014).

Até a década de 40, a energia elétrica produzida no Brasil era gerada próximo ao consumidor. A partir de então, a geração em centrais hidroelétricas de grande porte distantes dos grandes centros consumidores passou a predominar. Esse panorama começou a mudar com as crises do petróleo e passou a importância crescente a partir da década de 90, com a reforma do setor elétrico brasileiro. Atualmente, é crescente a inclusão gradativa de unidades geradoras nos SDEE, que segundo JENKINS *et al*(2008) e PEPERMANSANSA *et al*(2003), apresenta as seguintes vantagens:

- Adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição.
- Baixo impacto ambiental.

- Redução no carregamento das redes.
- Minimização das perdas.
- Diversificação da matriz energética.
- Períodos mais curtos de construção.
- Custos menores de investimento de capital.
- A geração pode estar situada próxima à carga, o que pode reduzir consideravelmente os custos de transmissão.

Normalmente, o conceito de GD é determinado de acordo com a política energética de cada país. Neste Trabalho adotou-se o conceito proposto por PEPERMANSA *et al* (2003) e ACKERMANN *et al* (2001):

Geração distribuída é uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou nas instalações do cliente, de modo a ser suficientemente menor que a planta de geração central, e assim permitir a interconexão em qualquer ponto próximo em um sistema de potência.

Nesse contexto, as unidades geradoras possuem os seguintes atributos (CIGRÉ, 1999):

- Despacho e planejamento não-centralizados.
- Possuem potências normalmente, menores que 50 MW.
- São conectadas usualmente, ao SDEE.

Apesar das muitas vantagens, a inserção da GD resulta em vários problemas quando inseridos em uma rede elétrica não inicialmente planejada para a inclusão desta tecnologia, tais como (SALMAN, 1996):

- Aumentado nível de curto-circuito.
- Reversão do fluxo de potência
- Requer adaptação de novas formas de proteção.
- Introduz harmônicos na tensão ou corrente do sistema.
- Introduz problemas relacionados à estabilidade e confiabilidade.

- Pode provocar flutuações de tensão.
- Modifica as perdas do sistema.
- Interfere nos mecanismos de controle da tensão do SDEE.
- Pode gerar ilhamento, ou seja, o sistema com a GD pode isolar-se da concessionária.

Em particular, pode provocar impactos diretos na coordenação da proteção do sistema, como por exemplo (GAONKAR,2010):

O sistema de proteção não detecta a falta

É intuitivo que a contribuição da concessionária com a inclusão da GD será reduzida, o que se reflete inclusive, no valor das correntes provenientes de um curto-circuito (Figura 2.11). Como resultado a corrente passa a ser tão baixa, que o relé pode não detectar a falta.

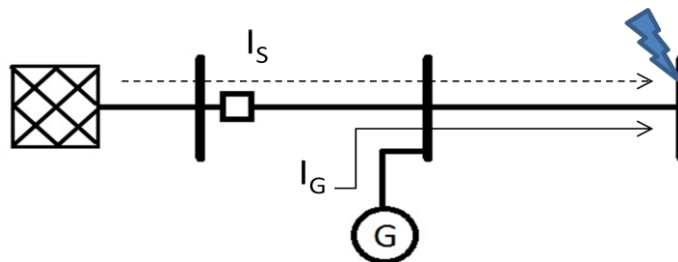


Figura 2.11. Contribuição da Corrente de curto-circuito (GAONKAR, 2010).

Falso *trip*

Em um sistema elétrico com geração distribuída, na ocorrência de um distúrbio em um ponto, geradores localizados na vizinhança irão contribuir com a falta (Figura 2.12). Como consequência, os relés que não estejam diretamente relacionados com a falta podem atuar, provocando um falso *trip*, isolando deste modo ramos do alimentador que não foram atingidos pelo distúrbio.

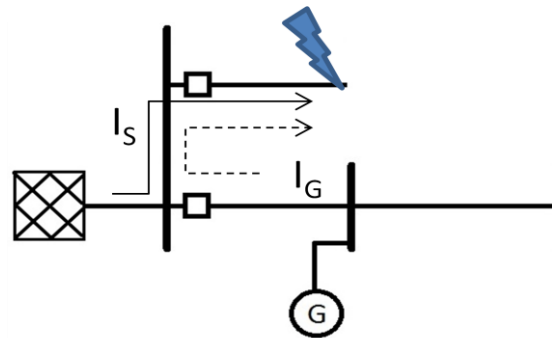


Figura 2.12. Falso *trip* (GAONKAR, 2010).

Perda de coordenação

Na ocorrência de uma falha em um alimentador com GD, a corrente total é resultante da contribuição do componente de falta do sistema e de cada unidade de GD (Figura 2.13). A perda da coordenação acontece quando a falta ocorrerá montante de mais de um gerador distribuído e como consequência, pode ocorrer *trip* indevido da proteção de retaguarda.

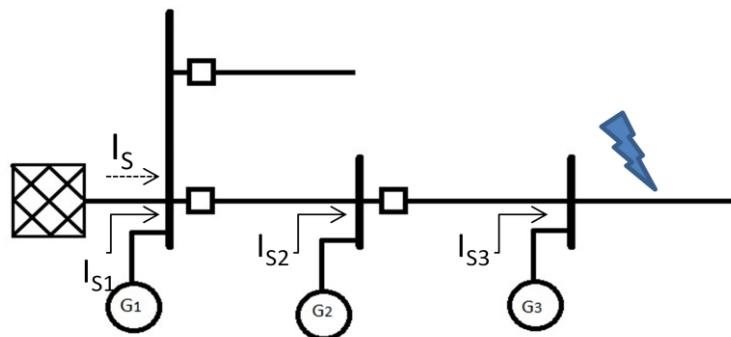


Figura 2.13. Perda de coordenação (COFELE, 2012).

Em relação à proteção do gerador, especificamente da máquina síncrona (modelo dos geradores distribuídos utilizado neste Trabalho), usualmente são utilizadas as seguintes formas de proteção (JENKINS, 2010):

- Sobrefrequência.
- Subfrequência.
- Sobretensão.
- Subtensão.

- Diferencial.

A proteção interna do gerador distribuído é mostrada na Figura 2.14 e conforme se vê, o gerador é protegido por proteção de sobrecorrente com supervisão de tensão (51V), proteção de terra temporizada de sobrecorrente (51N), proteção diferencial de fase (87), proteção diferencial de falta à terra separado (87N), direcional de potência (32), sob/sobrefrequência (81U,81O), sub/sobretensão (27,59). Máquinas síncronas também exigem perda de proteção de excitação (40) e proteção de rotor (64) (JENKINS *et al*, 2008).

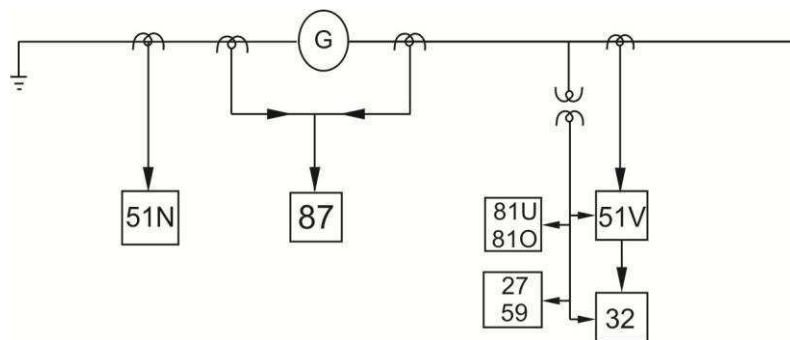


Figura 2.14. Proteção do gerador distribuído (JENKINS *et al*, 2008).

Este esquema é aplicado a um gerador individual, visando proteção contra faltas internas ao mesmo. Infelizmente, a proteção do SDEE não pode ser realizada da forma clássica, devido às contribuições de corrente provenientes dos geradores distribuídos. As diversas formas de proteção serão abordadas no Capítulo 3.

A proteção interna do gerador foi abordada apenas a título de informação, entretanto, não foi implementada neste Trabalho.

2.3 PROTEÇÃO ADAPTATIVA

Avaliação do estado da arte mostrou que as primeiras publicações envolvendo proteção adaptativa datam de 1988 e 1989, dando-se destaque aos trabalhos de ROCKEFELLER *et al*(1988), JAMPALA *et al* (1989) e HOROWITZ *et al* (1988) que

introduziram o conceito, apresentaram as possíveis vantagens e desvantagens, analisaram sua viabilidade e apresentaram alguns exemplos.

Segundo PHADKE *et al* (1990), proteção adaptativa é uma filosofia de proteção que permite e procura fazer ajuste nas várias funções de proteção, visando ajustá-las às condições predominantes do sistema. Sob essa perspectiva, a proteção clássica de certa forma é adaptativa, porque em sua programação ela abrange mais de uma situação do sistema. Um exemplo é o relé de sobrecorrente de tempo inverso, que atua com tempos diferentes para cada valor de amplitude de corrente.

Apesar de ser programada para várias situações do sistema, a proteção clássica não consegue prever todos os estados possíveis de anormalidade, e mesmo se conseguisse, um sistema capaz de atender a todos os estados possíveis, seria tão sensível, que não atenderia aos requisitos de confiabilidade. Além disso, na prática, é impossível coordenar com precisão todos os relés sempre que ocorra uma mudança no sistema. Portanto, a busca por um sistema de proteção que se adapte de forma satisfatória às mudanças de topologia do sistema, constitui-se em um tema atual e importante.

Além disso, é intuitivo concluir que o ajuste deve ser feito no modo *on-line*, o que não é possível com os relés de construção eletromecânica ou mesmo, estática. O advento dos relés baseados em microprocessadores possibilitou a implementação das funções de proteção via *software* e a comunicação com o meio externo, portanto teve um papel decisivo nas pesquisas relacionadas com proteção adaptativa.

A Figura 2.15 apresenta um bloco esquemático ilustrando a forma como a proteção adaptativa se relaciona com o relé digital, que é representado pelo conjunto de blocos na parte inferior da figura, e o restante do sistema. Observa-se que a PA, representada pelo Bloco Adaptativo recebe um conjunto de informações tanto de sinais digitais, geralmente provenientes de outro relé ou um sistema supervisor, como também recebe informações dos vários componentes do relé digital. A partir

destas informações o bloco toma as decisões no que se refere à adaptação do sistema de proteção às condições do sistema.

Do ponto de vista funcional, a proteção adaptativa pode modificar os seguintes blocos do relé (Figura 2.15) (REBIZANT, 2011):

- Filtragem analógica: mudança para outro grupo de filtros.
- Conversor A/D: modificação da frequência de amostragem.
- Processamento digital de sinais: seleção de outro algoritmo de processamento.
- Medição do critério de proteção: mudança no algoritmo de proteção.
- Tomada de decisões: modificação nos parâmetros do relé.

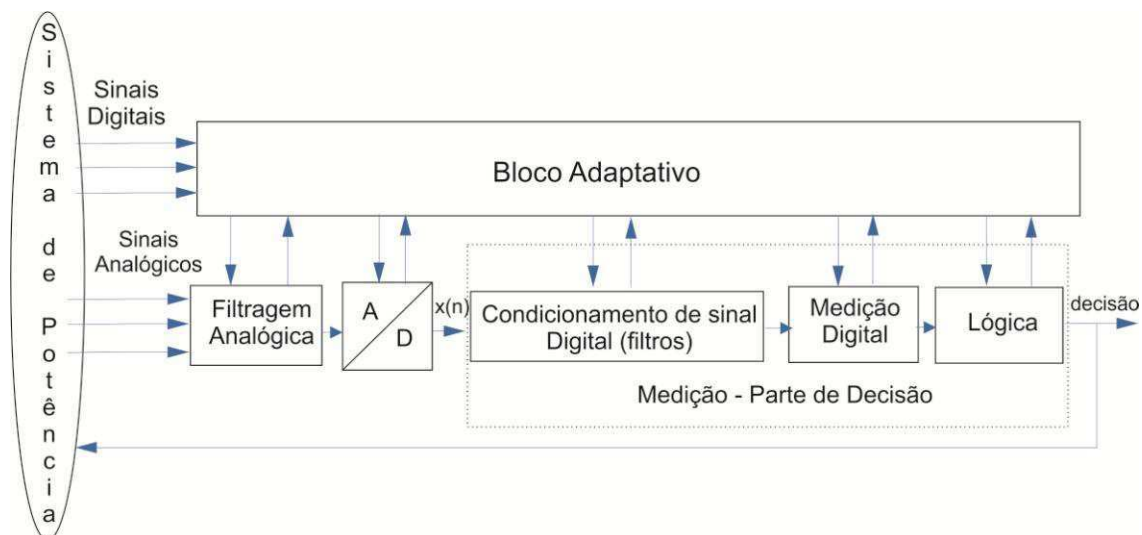


Figura 2.15. Bloco esquemático da proteção adaptativa (REBIZANT, 2011).

CAPÍTULO 3 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Um resumo dos artigos mais relevantes para o desenvolvimento do estudo realizado neste Trabalho é apresentado a seguir.

CHATTOPADHYAY *et al* (1991) propuseram o uso de proteção adaptativa em SDEE, em particular, propuseram alterar as configurações dos relés em tempo real, à medida que ocorram mudanças na topologia do sistema. A modelagem da proteção adaptativa foi feita utilizando a rede de distribuição da cidade de *Saskatoon*, localizada no Canadá. Os autores propõem o uso de um sistema de proteção controlado por um computador central denominado de *master station*, o qual se comunica com os subsistemas (relés e computadores) por uma rede local (LAN). A proteção adaptativa atuará quando as condições de operação do sistema mudar e durante faltas.

LIM *et al* (2006) propuseram uma metodologia da mudança da corrente de *pick-up* dos relés de sobrecorrente através de sistemas de proteção multi-agentes, de modo que cada relé de sobrecorrente torne-se um *agente*, adquirindo com isto, inteligência, capacidade de comunicação e auto-ajustes. Segundo os autores, o sistema de proteção consegue adquirir parâmetros ótimos configurando-se quando houver mudança, o que é demonstrado através de um exemplo. Conforme relatado pelos autores, o SDEE é a parte do sistema que apresenta a maior ocorrência de faltas e mudanças em sua configuração. Caso o sistema seja monitorado adequadamente e os dispositivos de proteção possuam níveis adequados de inteligência, pode-se realizar uma proteção automática eficiente e aplicar, por exemplo, o conceito de sistemas de proteção multi-agente. Um agente é definido como um ente que calcula e auto-corrige seus parâmetros através da comunicação com seus vizinhos, obtendo informações destes e da sua própria lógica de processamento. Ao final, se constitui um agrupamento de vários agentes trabalhando juntos, para atingir um objetivo que está acima da capacidade de cada agente. No caso do SDEE, o agente principal é o relé de sobrecorrente. Segundo os autores, o sistema multi-agente é um método eficaz, pois não depende de um único

processador para realizar os cálculos de todos os relés da rede, mas não é aplicável a todos os tipos de relés digitais, já que nem todos possuem a capacidade de realizar cálculos de média ou alta complexidade.

SOARES *et al* (2008) propuseram o uso de proteção adaptativa para resolver o problema de coordenação em um sistema com unidades de cogeração. Os autores utilizaram um sistema-teste com três unidades de cogeração para mostrar que quando uma ou mais unidades de cogeração são desconectadas do sistema, a coordenação feita para o sistema original não funciona, devido à mudança no nível da corrente de curto-circuito. Com isso, os autores implementaram a proteção adaptativa do seguinte modo: um computador central verifica o estado do sistema, mais especificamente, o estado dos disjuntores das unidades de cogeração. Ao identificar a falta de um ou mais geradores, ele envia um sinal para os relés informando que ele deve modificar suas configurações conforme o cenário identificado, em um total de três cenários possíveis. Os autores fizeram uso do fato do relé digital permitir o arquivo de mais de uma configuração. Segundo os autores, o método não requer memória de processamento excessiva nas atividades *on-line* e também, aproveita os recursos já existentes no relé digital, visto que existem vários grupos de configurações do relé de sobrecorrente.

MAHAT *et al* (2011) discutiram sobre o aumento da inserção da GD nos SDEE e ressaltaram o fato da principal vantagem dos sistemas contendo GD, que é a capacidade de operação ilhada, mesmo na ocorrência de uma falta à montante. Como os níveis da corrente do sistema desconectado mudam, problemas na coordenação da proteção podem ocorrer. Para solucionar o problema, os autores propuseram o uso de proteção adaptativa, de modo que cada relé possua internamente, um algoritmo de detecção de estado, que identifica se o sistema está ilhado ou se há perda de algum gerador distribuído. Para detecção do sistema ilhado, cada relé precisa observar a frequência do sistema, levando em consideração que os níveis de frequência devem ficar dentro de limites pré-estabelecidos. Caso saia desses limites, conclui-se que o sistema está ilhado. No caso da saída de uma unidade geradora, o relé armazenará as configurações de

pickup de todos os outros relés à jusante. Caso identifique estado de falta para algum relé à jusante, realiza contagem do tempo de atuação do suposto relé. Caso a falta se extinga, o relé que atuou é detectado e identificado se houve perda do gerador à jusante. Em qualquer um dos dois casos, o relé mudará suas configurações. Segundo os autores, o método é eficaz, mas com esforço computacional elevado.

JING MA *et al* (2011) também discutiram sobre a mudança dos SDEE com a inclusão de GD e o seu efeito no sistema de proteção. Os autores destacaram o fato de que a inclusão de geradores distribuídos causa mudança na amplitude e na direção da corrente de falta, o que dificulta a coordenação da proteção. No modo clássico, isso requer refazer a coordenação, tarefa um tanto tediosa. Para resolver o problema, os autores propuseram o uso de uma técnica de proteção adaptativa que modela o alimentador contendo geradores distribuídos pelo seu equivalente de Thévenin. Dessa forma, o ajuste dos relés será baseado no valor de correntes e impedâncias, que podem ser mutáveis conforme a configuração do sistema. Os autores também propuseram uma técnica para eliminar o efeito das fontes distribuídas na medição da corrente de falta para a proteção de retaguarda, baseando-se na relação entre as correntes calculadas e medidas do sistema, de modo que a fonte distribuída não altere a configuração do relé. Este método foi testado em um SDEE de 10 kV na rede de Tianjin, onde foram aplicadas faltas envolvendo as fases, nas áreas em que haviam GD. Segundo os autores, o método apresentou boa precisão para todos os casos testados. Os autores fizeram os mesmos testes utilizando a proteção convencional ao final, constataram que ela não conseguiu funcionar corretamente para a proteção de retaguarda, nem mesmo na própria linha. Também nesse caso, o esforço computacional é elevado.

EL-KHATTAM *et al* (2009) propuseram duas técnicas iterativas como solução para o problema de proteção de sistemas com GD. A primeira é a proteção adaptativa aplicável apenas aos relés numéricos e a segunda, aos relés eletromecânicos, utilizando um limitador de corrente de curto-circuito, que é na realidade, um dispositivo de baixa impedância, inativo durante a operação normal. Contudo,

durante uma situação de falta, ele age rapidamente, inserindo uma impedância de valor alto, em série com o sistema, visando limitar a corrente de falta em um valor definido. Segundo o autor, esta solução evita a necessidade de modificar as configurações do relé. Cada uma destas técnicas apresenta soluções iterativas para alcançar seus objetivos. A primeira técnica implementa proteção adaptativa para calcular os múltiplos ajustes de relé, utilizando técnicas de programação linear para achar o valor mínimo de tempo de operação dos relés, respeitando o tempo de coordenação. Esse valor é calculado para todos os cenários possíveis. A segunda técnica realiza um processo iterativo para encontrar o valor mínimo do limitador de corrente. O processo consiste em calcular os ajustes dos relés para todos os cenários possíveis de operação e encontrar o mínimo global, que é o valor do limitador de corrente de curto-circuito. Esses métodos foram aplicados ao sistema IEEE de 14 de barras. Segundo o autor, os resultados mostraram que as técnicas foram bem sucedidas para todas as condições simuladas, contudo com limitações. No caso do primeiro método, observa-se uma forte dependência da quantidade de grupos de ajustes dos relés, por isto estese aplica para sistemas com um número limite de geradores, sendo este número equivalente à quantidade de grupos de ajuste. Em relação ao segundo método, dependendo da capacidade dos geradores distribuídos, aumento do valor do limitador pode ser requerido, o que significa necessidade de aumento da capacidade de limitação da corrente e conseqüentemente, do seu custo, o que inviabiliza o uso do método.

SCHAEFER (2009) aplicou um método de proteção adaptativa para solução do problema de flutuação do nível de corrente em SDEE com inclusão de GD. Para isso, o autor implementou o esquema de proteção em dois módulos: o modo de operação em tempo real e o modo em tempo não-real. O primeiro módulo opera como um relé convencional, ou seja, recebe as grandezas do sistema e se necessário, envia o sinal de *trip* para o disjuntor. O segundo módulo utilizava vários bancos de dados para recolher de modo contínuo, informações do sistema. O banco de dados faz a predição de disponibilidade dos geradores distribuídos do sistema e também, o cálculo das correntes de curto-circuito. Este cálculo tem como objetivo obter os níveis de corrente do sistema e caso ocorram modificações, deve-

se checar a seletividade do sistema de proteção. Em caso de problemas com a seletividade, as características de *trip* serão alteradas. Segundo o autor, o método foi avaliado em um sistema-testee apresentou resultados satisfatórios. Observou-se que o método requer um sistema de controle e aquisição de dados altamente complexo, pois os canais de comunicação devem ser extremamente confiáveis, dada a quantidade de dados que serão transportadas. Além disso, requer capacidade de processamento elevada, pois requer cálculo contínuo das correntes de curto-circuito.

3.1 SÍNTESE BIBLIOGRÁFICA

Um resumo da Revisão Bibliográfica é apresentado na Tabela 3.1, onde se destacam aspectos como: tipo de controle, esforço computacional, viabilidade em relé digitais existentes no mercado, método utilizado e se foi aplicado em sistemas com GD. Ao final, pôde-se concluir:

- Os fabricantes não permitem a implementação de modificações no código interno do relé.
- A maioria dos métodos baseados em controle distribuído exige maior esforço computacional.
- A maioria dos métodos baseados em controle central pode ser implementado nos relés comerciais, pois o seu processamento é externo aos mesmos.
- Os métodos propostos por SCHAEFER *et al* (2009) e LIM *et al* (2006) dependem de canais de comunicação com baixos níveis de ruído e pouco atraso.
- O método proposto SCHAEFER *et al* (2009) requer vários bancos de dados, entretanto, pode ser implementado nos relés comerciais, pois: utiliza um sistema de gerenciamento que faz os cálculos externos aos relés e envia o valor de *pickup* por canais de comunicação.

- O método proposto por MAHAT *et al* (2011) necessita que o relé armazene informações dos relés à jusante e utilize funções de contagem, o que não pode ser implementado nos relés comerciais.
- O método proposto por SOARES *et al* (2008) requer esforço computacional baixo e apresenta resultados satisfatórios para sistemas pequenos e com poucos geradores distribuídos.

Análise custo *versus* benefício resultou na seleção do Controle Central como método de seleção automática de ajustes. Isso resulta em um método viável, pois utiliza um computador central que fará a seleção do grupo de ajuste, enviando a informação para o relé e simples, já que modo de calcular os grupo de ajuste é feito por uma soma aritmética de modo a apresentar um baixo esforço computacional.

À primeira vista se tem a impressão que o método proposto é idêntico ao de SOARES *et al* (2008), contudo o cálculo do grupo de ajuste para selecionar o cenário de operação é diferente: no trabalho de SOARES *et al* (2008) o cálculo é feito via relações lógicas a partir de álgebra de Boole, enquanto que neste Trabalho é feito via soma aritmética, o que será detalhado no Capítulo 4.

Tabela 3.1. Síntese Bibliográfica.

Referência	Controle	Esforço Computacional	GD	Método	Viabilidade
Chattopadhyay <i>et al</i> (1991)	Central	-	Não	-	Sim
Lim <i>et al</i> (2006)	Distribuído	Alto	Não	Multi agentes	Não
Soares <i>et al</i> (2008)	Central	Baixo	Sim	Seleção automática de ajustes	Sim
Mahat <i>et al</i> (2011)	Distribuído	Alto	Sim	Armazenamento das correntes de pickup dos relés a jusante + Seleção Automática de ajustes	Não
Jing Ma <i>et al</i> (2011)	Distribuído	Alto	Sim	Detecção de mudança na configuração baseado em modelos Thevenin e cálculo dos ajustes feitos pelo relé.	Não
El-Kattham <i>et al</i> (2009)	Central	Baixo	Sim	Seleção automática de ajustes + Programação Linear + FCL	Sim
Schaefer <i>et al</i> (2010)	Distribuído	Alto	Sim	Levantamento de dados + Cálculo de curto-circuito + Cálculo de curva característica	Sim
Método Proposto	Central	Baixo	Sim	Seleção automática de ajustes	Sim

CAPÍTULO 4 – ALGORITMO PROPOSTO

Apresenta-se a seguir a arquitetura genérica de um sistema de proteção adaptativa e como essa arquitetura foi aplicada neste Trabalho.

4.1 ARQUITETURA GENÉRICA DE SISTEMAS DE PROTEÇÃO ADAPTATIVA

Segundo COFELE (2012), a arquitetura genérica de um sistema de proteção adaptativa é formada por três camadas (Figura 4.1):

- Camada de organização. É nessa camada onde o sistema é visualizado como um todo. Tem função gerencial, podendo intervir na rede sempre que achar necessário e está normalmente, alocada na sala de controle da subestação, sendo composta por técnicos e engenheiros.
- Camada de cooperação. É dividida em vários blocos:
 - Porta de comunicação: permite a interação entre IED⁶ de fabricantes diferentes possibilitando a comunicação entre eles.
 - Monitoramento dos sistemas primário e secundário: monitora o sistema e na ocorrência de mudanças no sistema primário, interage com o bloco de verificação do desempenho do sistema de proteção, informando da mudança e da possibilidade do desempenho do sistema secundário ser afetado.
 - Verificação do desempenho do sistema de proteção: como o próprio nome sugere, verifica o desempenho do sistema de proteção atual comparando com o desempenho esperado.

⁶Acrônimo de *Intelligent Electronic Device*, como são atualmente denominados os relés modernos. São dispositivos baseados em microprocessadores, possuem velocidade de processamento elevada (> 600 MHz) e englobam uma série de funções, tais como: medição, comando/controle, monitoramento, religamento, comunicação e proteção (PORTAL O SETOR ELÉTRICO, 2014).

- Cálculo de novos ajustes: realiza cálculo de novos ajustes baseando-se nas informações da nova configuração do sistema.
- Mudança e verificação de ajustes: envia os novos ajustes para os IED através da porta de comunicação e verifica se esses novos ajustes foram recebidos.
- Camada de execução. No caso da proteção de sobrecorrente, essa camada é composta por relés de sobrecorrente e tem como atribuição, interagir com o sistema através de TC e TP e atuar em caso de algum distúrbio, desconectando a parte afetada das demais partes da rede.

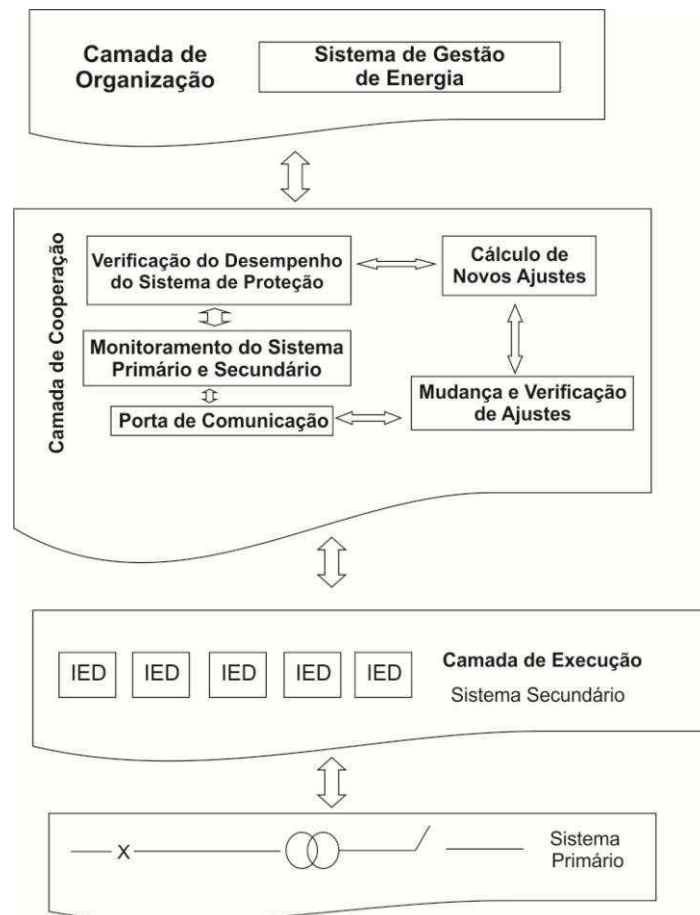


Figura 4.1. Arquitetura de um sistema de proteção adaptativa(COFELE, 2012).

O sistema primário representa os componentes do sistema elétrico e o sistema secundário, os equipamentos de proteção (relés, IED, religadores, fusíveis entre outros).

De modo geral, todos os sistemas com proteção adaptativa vão seguir esse modelo. A diferença principal reside na escolha do método de proteção adaptativa escolhido.

4.2 ALGORITMO PROPOSTO

Conforme já apresentado, a proteção adaptativa tem como objetivo modificar as configurações do relé em tempo real de modo a adequar o sistema de proteção às eventuais mudanças no sistema elétrico. Portanto, é intuitivo concluir que esse procedimento pode ser realizado de modo diverso, o que resultou em um campo de pesquisa efervescente.

Inserindo-se nesse contexto e adotando como premissas a simplicidade de implementação e a aplicabilidade em relés reais, ou seja, a não-intervenção no código interno do relé, visto que em sua maioria é de impossível acesso, propõe-se neste Trabalho o algoritmo mostrado na Figura 4.2.



Figura 4.2. Fluxograma do algoritmo proposto.

De forma sucinta, tem-se:

- O algoritmo recebe periodicamente, informações relativas ao estado dos disjuntores responsáveis por isolar, em caso de algum distúrbio, os ramos contendo os geradores distribuídos do sistema.
- Em seguida, realiza monitoramento destes estados, repetindo este procedimento até que haja uma mudança no estado de algum disjuntor.
- Caso alguma mudança ocorra, o algoritmo interpreta como sendo algum gerador distribuído que entrou ou saiu de operação. Nesse caso, o algoritmo recalcula o novo grupo de ajuste (configuração do relé) baseado na combinação do estado dos disjuntores e o envia para os relés. É importante frisar que a proteção do restante do sistema foi reforçada para receber todos os geradores baseado na Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 (ANEEL, 2014).

Neste Trabalho, os grupos de ajustes correspondem às várias configurações de *pickup* implementadas internamente no relé digital, as quais correspondem aos diversos cenários de operação do sistema, ou seja, os grupos de ajuste são configurados de modo *off-line*. O usuário pode então, selecionar uma dessas configurações como limiar de operação do relé.

O procedimento para seleção automática dos ajustes baseia-se na identificação pelo Controle Central da mudança de cenário e no envio do grupo de ajuste para o relé conforme mostrado na Figura 4.3.



Figura 4.3. Procedimento de seleção dos ajustes dos relés.

Para o cálculo dos ajustes utilizou-se a expressão apresentada na Equação (4.1):

$$Gaj = \sum_{N=1}^i D_{GD} \quad (4.1)$$

ou seja, o grupo de ajuste referente ao cenário de operação é a soma do estado dos disjuntores (D_{GD}) associados aos geradores distribuídos do sistema (Gaj). No caso em que o sistema está sem geração distribuída Gaj terá o valor de $i+1$, ou seja, a posição do grupo de ajuste no relé, será o *slot* correspondente a quantidade de geradores acrescido de uma unidade.

Essa relação por ser simples não exige esforço computacional elevado, conferindo a rapidez ao método e possibilidade de aplicação em tempo real.

De um modo geral, esse procedimento funciona, salvo em situações de ilhamento, nesse caso, os grupos de ajuste estarão desconfigurados para este cenário. Como consequência, foi imposto ao algoritmo a condição na qual a Equação 4.1 só é satisfeita quando o sistema não estiver ilhado.

CAPÍTULO 5 – RESULTADOS E ANÁLISES

Apresenta-se a seguir, descrição: do sistema-teste escolhido para validar o algoritmo, das etapas de modelagem e implementação e ao final, estudos de casos.

5.1 SISTEMA-TESTE

Para validar o algoritmo proposto, selecionou-se o sistema IEEE 13 barras (POWER & ENERGY SOCIETY, 2014) mostrado na Figura 5.1.

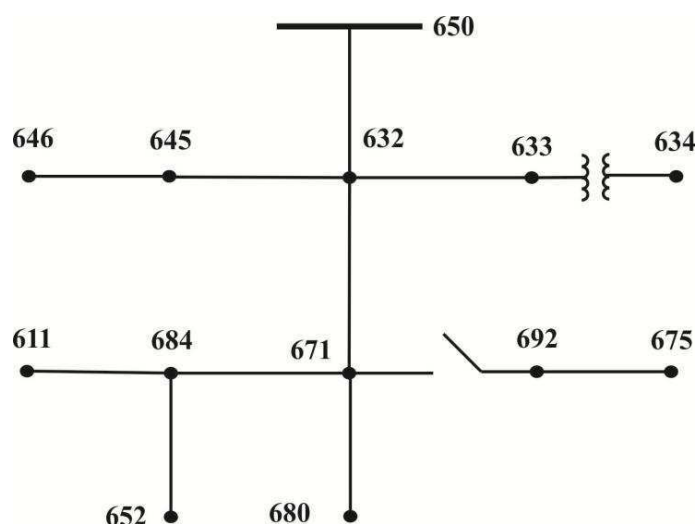


Figura 5.1. Sistema IEEE 13 barras (POWER & ENERGY SOCIETY, 2014).

Esse é um sistema de distribuição radial com: tronco principal de 1.5240 km; quatro ramos; nível de tensão de 4,16 kV; carga total de 3.971 MVA e fator de potência igual a 0,9. Possui características bem peculiares (KERSTING, 2001):

- Alimentador de comprimento relativamente curto e fortemente carregado.
- Linhas com número de fases variadas.
- Banco de capacitores *shunt*.
- Transformador instalado nas linhas.
- Cargas desbalanceadas distribuídas e concentradas.

Para se adequar ao estudo a ser realizado neste Trabalho, modificou-se o sistema IEEE 13 barras conforme apresentado a seguir. O sistema resultante foi denominado de sistema-teste (Figura 5.2).

- Inseriu-se dois geradores distribuídos nos nós 633 e 675 através de um transformador em delta (rede de distribuição)/estrela aterrado com relação unitária.
- Desconsiderou-se a presença de regulador de tensão.
- Modelou-se a carga distribuída como concentrada no final do trecho.
- Desconsiderou-se a saturação dos TC.
- O sistema de proteção foi instalado no início dos ramos 632-634, 671-675 e na entrada do sistema.
- Os relés que comandam a proteção destes ramos são denominados relé 633, relé 675 e relé 650.

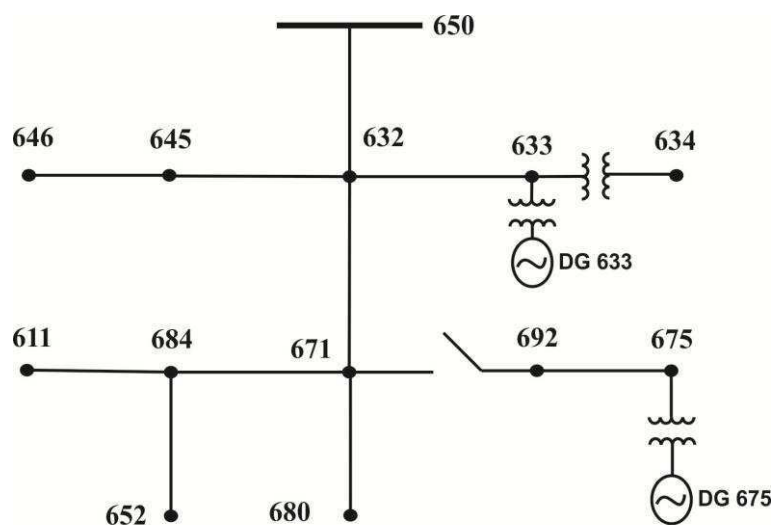


Figura 5.2. Sistema-teste.

A inclusão de apenas dois geradores distribuídos se deve à limitação do RTDS, visto que a versão disponível na UFCG possui um número limite de barras e cargas. As informações relativas aos geradores distribuídos estão apresentadas na Tabela 5.1 (MIAO *et al*, 2002) e os dados do sistema-teste no Anexo A.

O sistema-teste foi modelado no módulo *Draft* do RSCAD⁷ (Figura 5.3). Com exceção do relé que foi construído utilizando o módulo *Cbuilder*⁸, os demais componentes foram modelados usando os modelos disponíveis na biblioteca de componentes.

Tabela 5. 1. Dados dos geradores.

Potência nominal	1,1 MW
Tensão nominal	4,16 kV
Resistência do estator	0,00125 pu
Reatância do estator	0,100 pu
Reatância síncrona do eixo-d	2,000 pu
Reatância síncrona do eixo-q	1,600 pu
Reatância transitória do eixo-d	0,263 pu
Reatância subtransitória do eixo-d	0,173 pu
Reatância subtransitória do eixo-q	0,200 pu
Constante de tempo transitória do eixo-d	1,105 pu
Constante de tempo subtransitória do eixo-d	0,035 pu
Constante de tempo subtransitória do eixo-q	0,047 pu
Constante de inércia	2,6 MWs/MVA

5.2 MODELAGEM DO RELÉ

Apesar do módulo *Draft* disponibilizar um modelo de relé de sobrecorrente, foi necessário construir um novo modelo de relé para viabilizar o uso do algoritmo proposto. O objetivo é incluir no relé configuração variadas de *pickup*, de modo que se possa escolher uma dessas configurações em tempo real.

A construção foi feita considerando todos os elementos de um relé digital, desde o tratamento dos sinais até o algoritmo de sobrecorrente. Para o estudo,

⁷ O RSCAD é um pacote de *software* desenvolvido para permitir a interação do usuário com o RTDS. Através dele, o usuário pode construir e elaborar circuitos e componentes do sistema, visualizá-los, e analisar e armazenar os resultados das simulações. Ou seja, por meio do RSCAD, o usuário realiza todas as etapas da simulação. O *Draft* é um dos módulos que integra o RSCAD e é onde de fato, se constrói o sistema elétrico a ser simulado.

⁸ Ambiente utilizado para implementação de novos componentes para serem utilizados no *Draft*. A linguagem do código de simulação é a linguagem C.

implementou-se um relé digital direcional de sobrecorrente, cuja arquitetura simplificada é mostrada na Figura 5.4 e explicada a seguir.

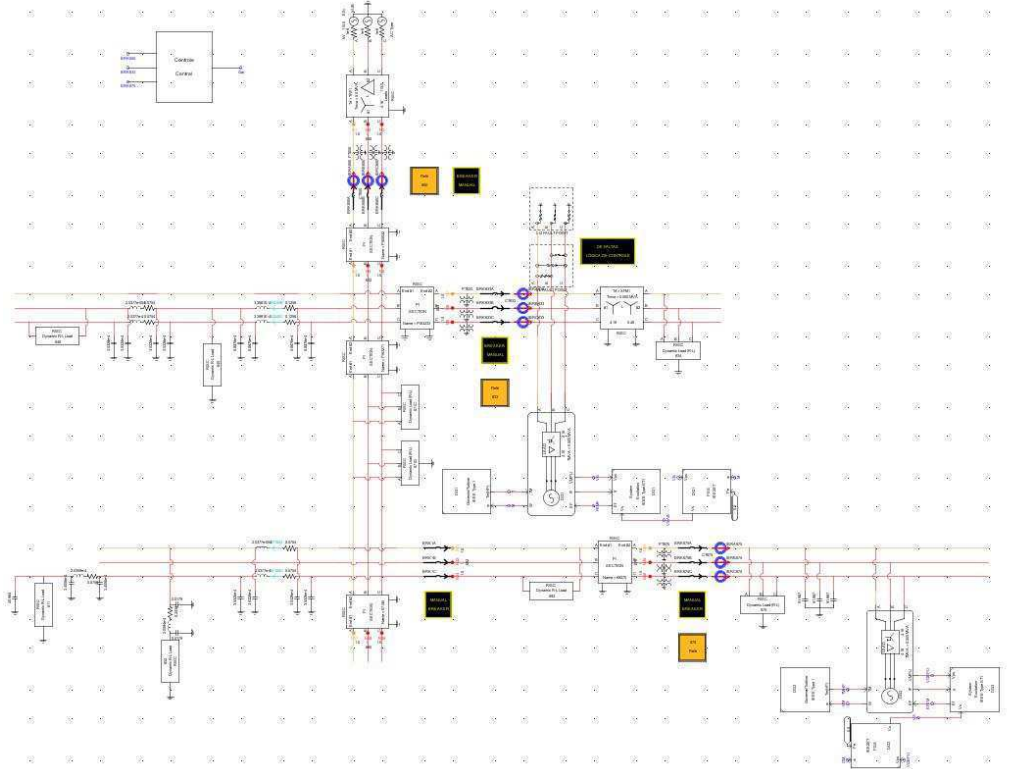


Figura 5.3. Implementação do sistema-teste no módulo *Draft/RSCAD*.

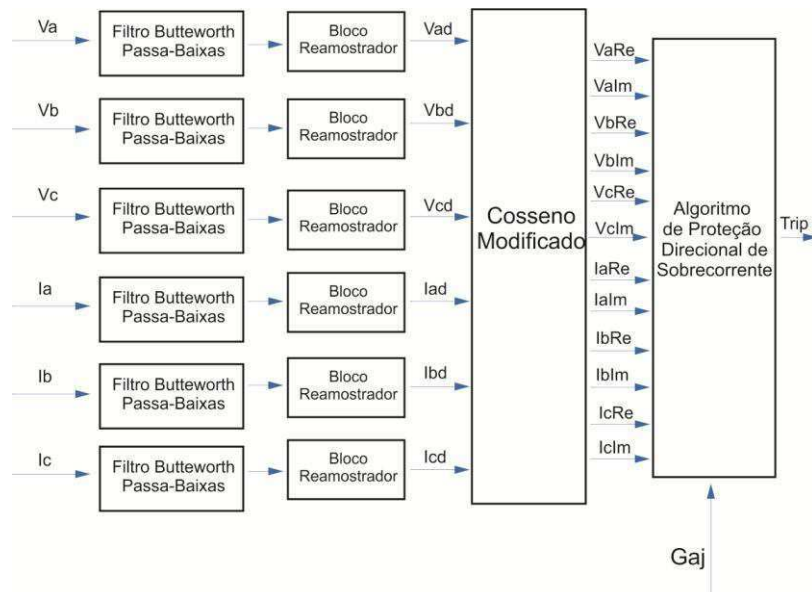


Figura 5.4. Arquitetura do relé direcional de sobrecorrente.

- Filtro *Butterworth* Passa-Baixas: filtra os componentes de frequência do conforme o Teorema de Nyquist. Para isso, utilizou-se um filtro *Butterworth* passa-baixas com frequência de corte de 180 Hz.
- Bloco Reamostrador: converte os sinais para o formato digital. Neste caso, utilizou-se o bloco reamostrador do RTDS com frequência de amostragem de 960 Hz.
- Cosseno Modificado: bloco construído no *Cbuilder* e tem como função, estimar os fasores de tensão e corrente, os quais serão avaliados pelo algoritmo de proteção, que neste caso é o de sobrecorrente. Existem outros métodos que utilizam a estimação de fasores, porém o cosseno modificado é o mais utilizados pelos fabricantes de relés comerciais por ter uma boa resposta e baixo esforço computacional.
- Algoritmo de Proteção: bloco construído no *Cbuilder* e tem como função, implementar a função de sobrecorrente direcional com curva normalmente inversa. Tem como entrada os valores de tensão e corrente no formato retangular e o grupo de ajuste referente ao cenário de operação do sistema. A saída é o sinal de *trip* para o disjuntor. Foram habilitadas três configurações de *pickup* preferentes aos três cenários de operação contemplados pelo esquema de proteção adaptativa, as quais são apresentadas na Tabela 5.2. Como o sistema é predominantemente desequilibrado, o ajuste do relé deve ser configurado por fase. A tela de configuração do relé de sobrecorrente direcional no *Cbuilder* é apresentada na Figura 5.5. Vale salientar que os valores obtidos para corrente de *pick-up* são calculados conforme as equações (2.5) e (2.9)

Tabela 5. 2. Cenários de operação.

Geradores Distribuídos	Posição do Grupo de Ajuste
1	1
2	2
Nenhum	3

AlgReléDirecional.def					
Grupos de Dial de Tempo		Configurações de Direcionalidade			
CONFIGURATION		Grupos de Ajustes de Corrente			
Name	Description	Value	Unit	Min	Max
lap1	Corrente de pickup da fase a para caso 1	7.5		1	100000
lbp1	Corrente de pickup da fase b para caso 1	7.5		1	100000
lcp1	Corrente de pickup da fase c para caso 1	7.5		1	100000
lap2	Corrente de pickup da fase a para caso 2	4.3		1	100000
lbp2	Corrente de pickup da fase b para caso 2	4.2		1	100000
lcp2	Corrente de pickup da fase c para caso 2	4.9		1	100000
lap3	Corrente de pickup da fase a para caso 3	7.5		1	100000

Figura 5.5. Tela de configuração do relé.

5.3 IMPLEMENTAÇÃO DO ALGORITMO

O algoritmo proposto foi implementado no *Cbuilder* conforme mostrado na Figura 5.6. A entrada do bloco é o estado dos disjuntores responsáveis por isolar os ramos onde estão localizados os geradores distribuídos em caso de algum defeito. A saída é o grupo de ajuste que corresponde ao cenário de operação resultante da combinação das entradas, de forma que o sistema sempre fique protegido em caso de mudanças ocasionais.

No algoritmo proposto, o Controle Central recebe periodicamente o estado dos disjuntores que protegem os ramos onde se encontram os geradores distribuídos e, se houver alguma mudança, o bloco calculará um novo grupo de ajuste a partir dos valores das entradas, reconfigurando a proteção conforme o cenário de operação.

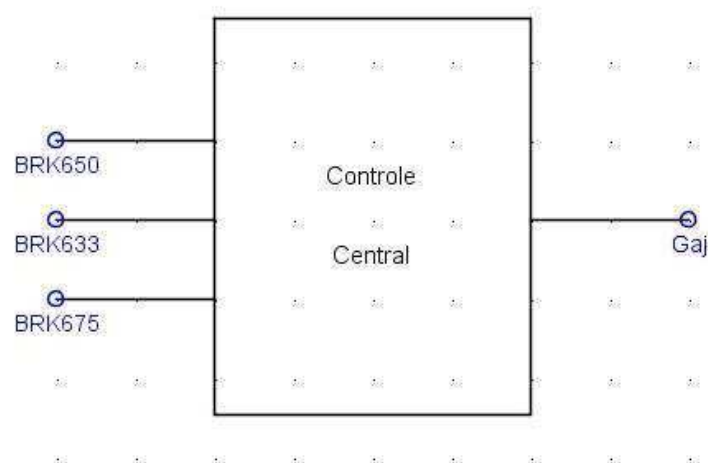


Figura 5.6. Bloco que implementa o algoritmo de proteção adaptativa.

Lembrando que o cálculo do novo grupo de ajuste é feito conforme Equação (4.1).

5.4 ESTUDOS DE CASOS

A validação do algoritmo foi realizada através de 4 (quatro) Estudos de Casos. Em todos os casos, fez-se um estudo comparativo do desempenho do algoritmo proposto em relação à forma convencional. No estudo, foram consideradas apenas as proteções dos ramos com gerador distribuído.

ESTUDO DE CASO 1

Neste caso, considerou-se um cenário no qual todos os geradores estão conectados ao sistema e operando normalmente, quando em um dado instante, ocorre uma falta na barra 675 entre as fases A e C envolvendo a terra (Figuras 5.7 a 5.12).

Conforme se vê, no sistema sem proteção adaptativa:

- No instante da ocorrência da falta, o relé 675 identifica imediatamente o evento e logo em seguida, envia um sinal de *trip* para o disjuntor que isola a parte afetada.
- A falta é extinta em aproximadamente 4 (quatro) ciclos.
- Ocorre perda de coordenação para a proteção de retaguarda (relé 650) e depois, falso *trip* para o relé 633.

Conforme se vê, no sistema com proteção adaptativa:

- No instante da ocorrência da falta, o relé 675 identifica imediatamente o evento e logo em seguida, envia um sinal de *trip* para o disjuntor que isola a parte afetada.
- Neste instante, o estado do disjuntor que atuou é enviado para o bloco de proteção adaptativa, que identifica se houve mudança de topologia. Caso positivo, identifica o novo grupo de ajuste para o qual o relé deve operar. Neste caso, selecionou-se o Grupo 1.

- Um único sinal de *trip* foi enviado pelo relé 675 e, por conseguinte, o único disjuntor a atuar foi o associado com aquele relé, indicando que o sistema de proteção operou corretamente.

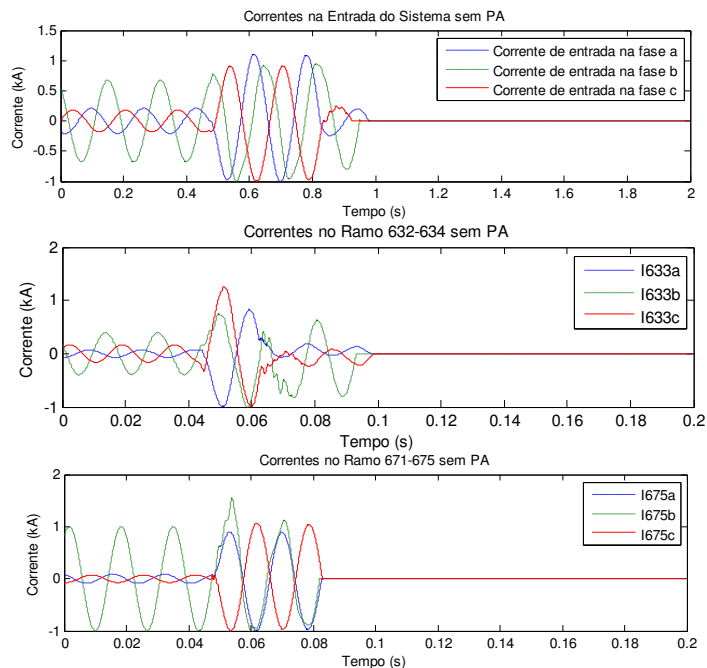


Figura 5.7. Caso 1 sem proteção adaptativa: correntes.

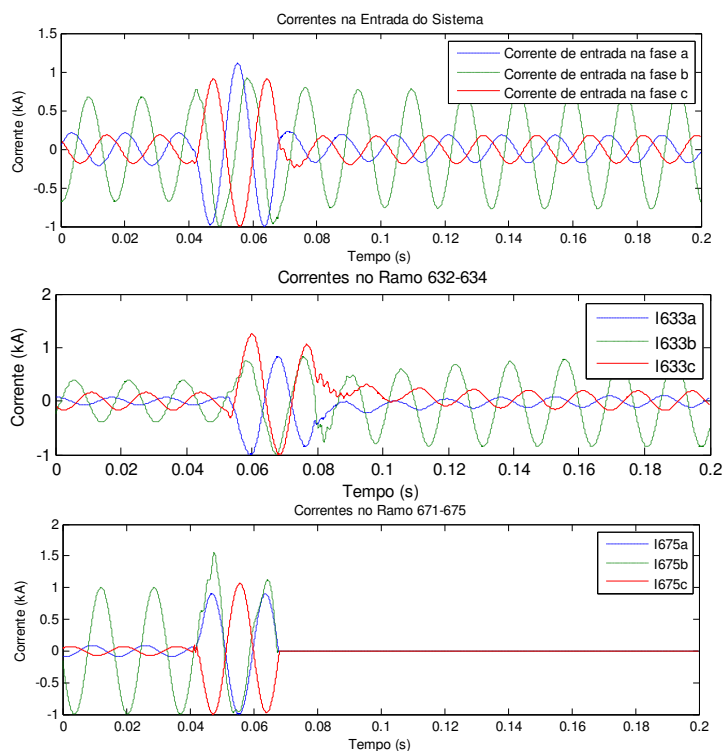


Figura 5.8. Caso 1 com proteção adaptativa: correntes.

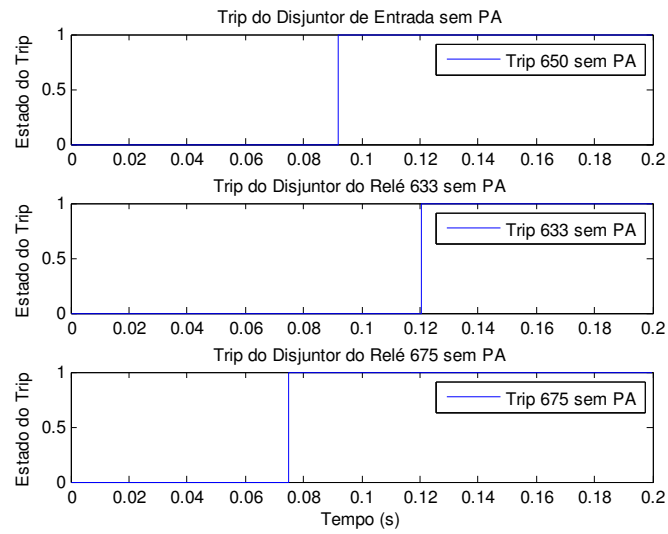


Figura 5.9. Caso 1 sem proteção adaptativa: *trip* dos disjuntores.

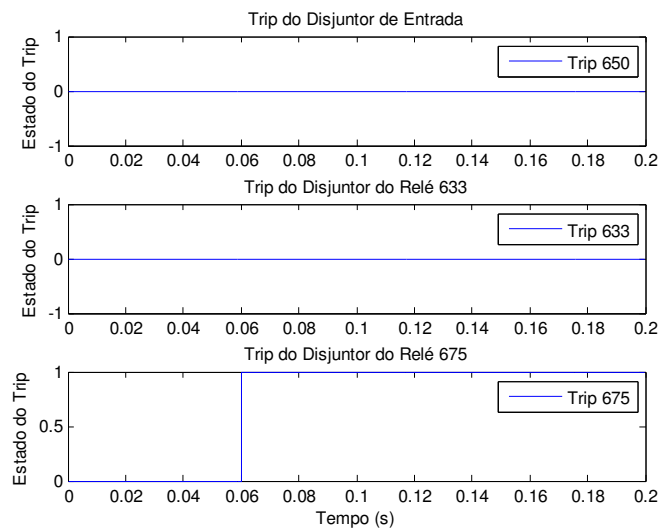


Figura 5.10. Caso 1 com proteção adaptativa: *trip* dos disjuntores.

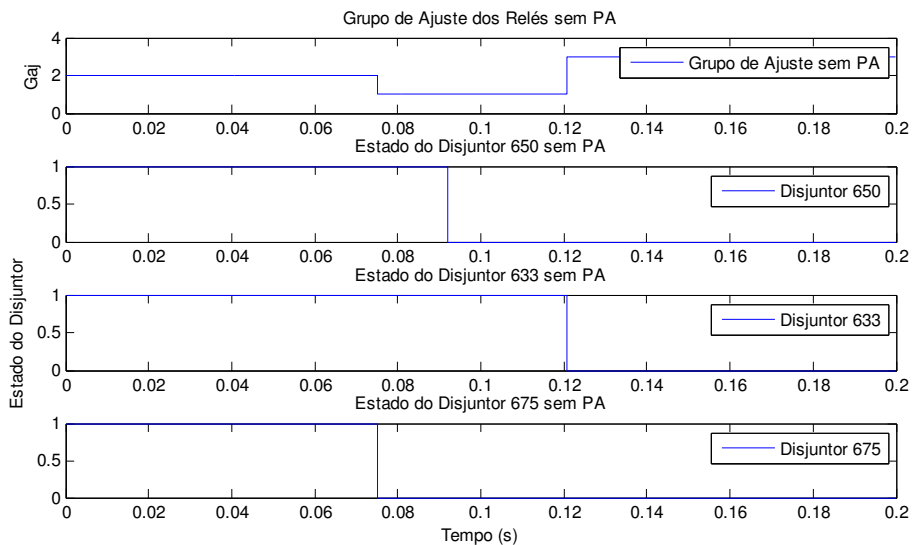


Figura 5.11. Caso 1 sem proteção adaptativa: grupo de ajuste dos relés e estado dos disjuntores.

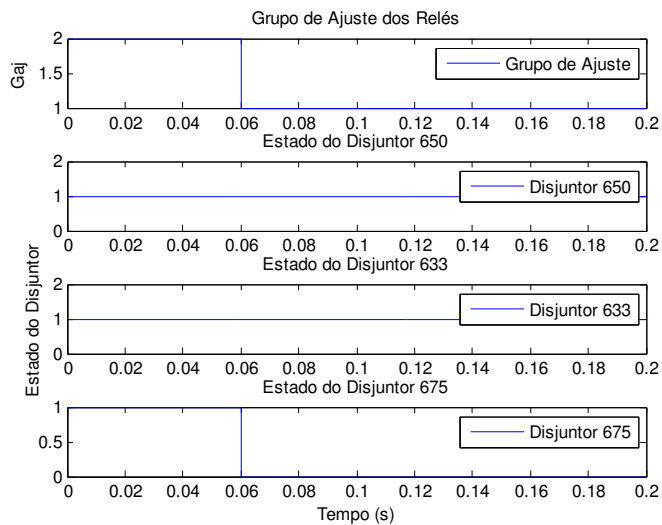


Figura 5.12. Caso 1 com proteção adaptativa: grupo de ajuste dos relés e estado dos disjuntores.

ESTUDO DE CASO 2

Neste caso, considerou-se um cenário no qual todos os geradores estão conectados ao sistema e operando normalmente, quando em um dado instante, ocorre uma falta entre a fase B e a terra na barra 633 (Figuras 5.13 a 5.18).

Conforme se vê, no sistema sem proteção adaptativa:

- No instante da ocorrência da falta, o relé 633 identifica imediatamente o evento e logo em seguida, envia um sinal de *trip* para o disjuntor que isola a parte afetada.
- O único sinal de *trip* enviado foi proveniente do relé 633.
- A corrente do ramo envolvido com a falta se anula indicando que a proteção operou corretamente.

Resultados semelhantes foram obtidos para o sistema com proteção adaptativa. A explicação que se obteve para este fato foi a seguinte: como o sistema é muito carregado e considerando que a inclusão de máquinas síncronas agrava substancialmente essa situação, a ocorrência de faltas monofásicas não altera de maneira significativa os valores de amplitude da corrente. Portanto, nem sempre será vantajoso o uso da proteção adaptativa.

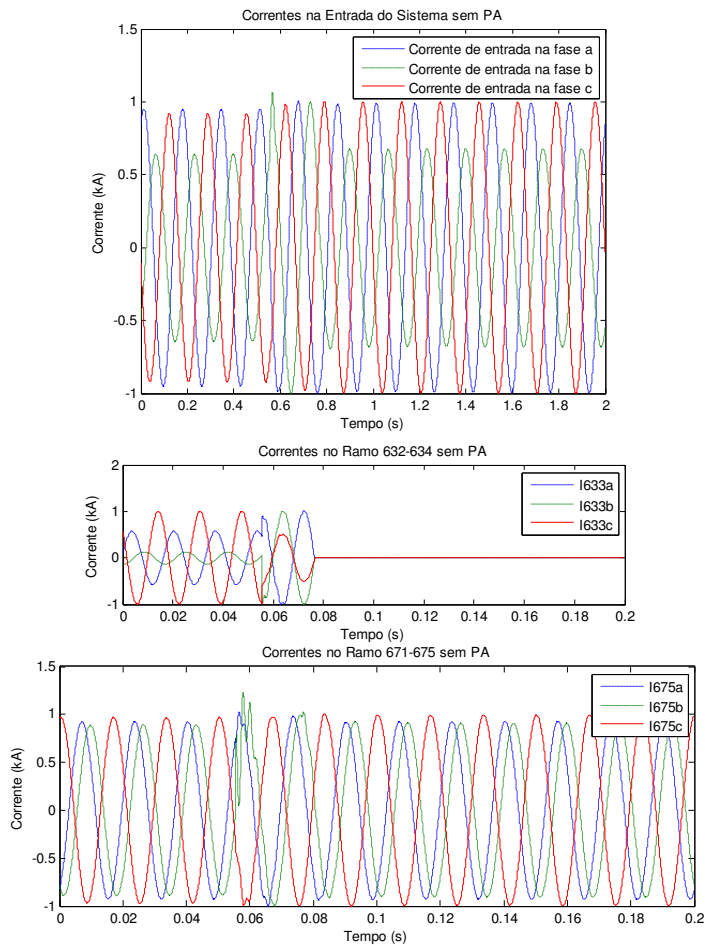


Figura 5.13. Caso 2 sem proteção adaptativa: correntes.

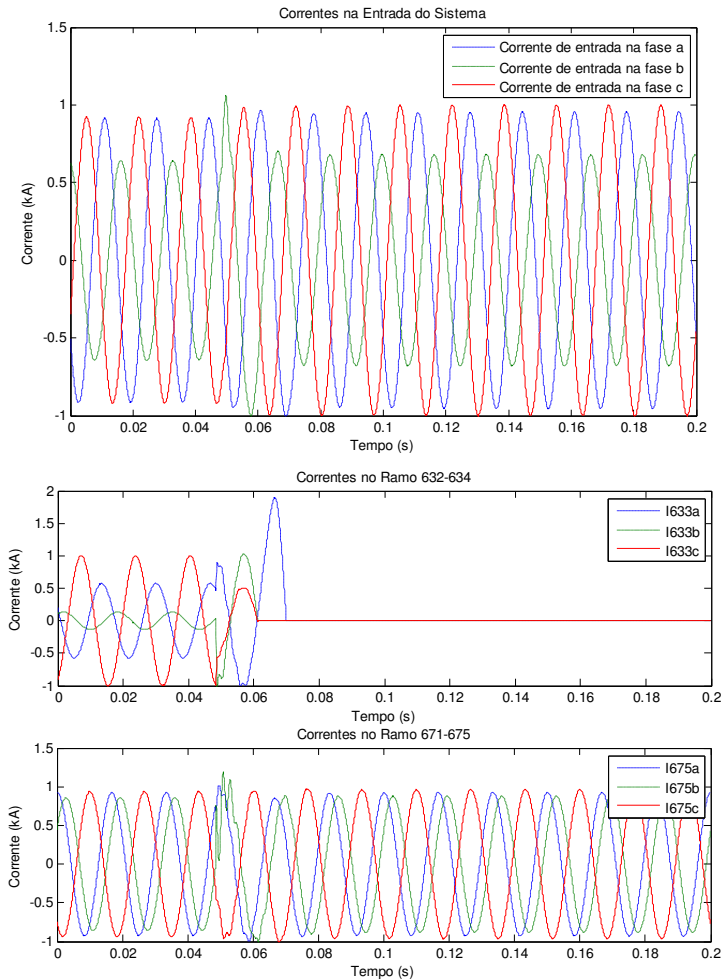


Figura 5.14. Caso 2 com proteção adaptativa: correntes.

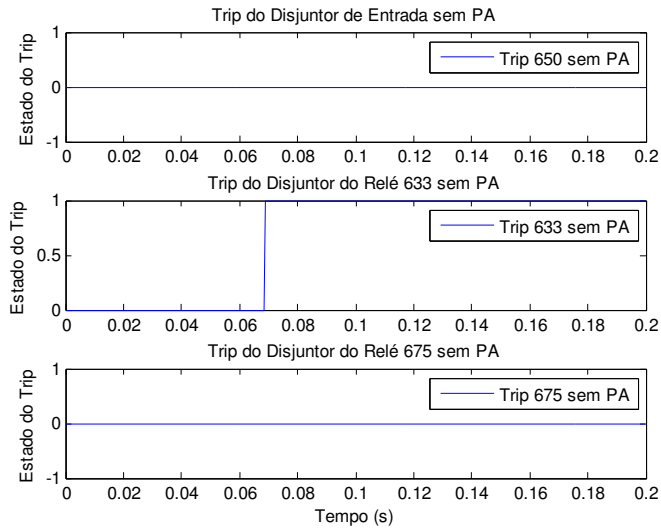


Figura 5.15. Caso 2 sem proteção adaptativa: *trip* dos disjuntores.

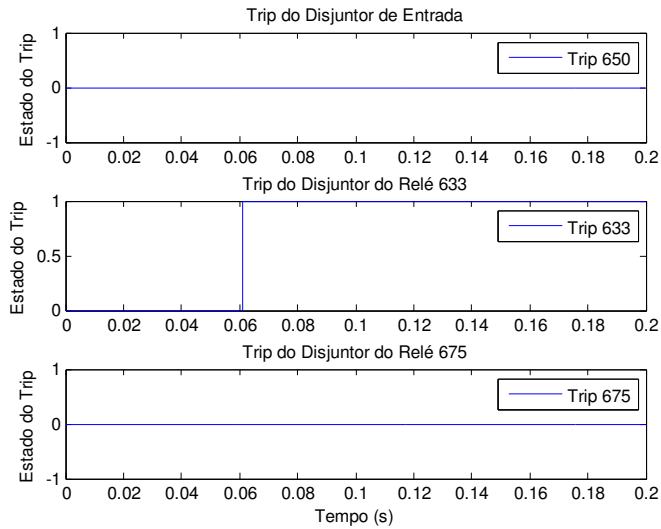


Figura 5.16. Caso 2 com proteção adaptativa: *trip* dos disjuntores.

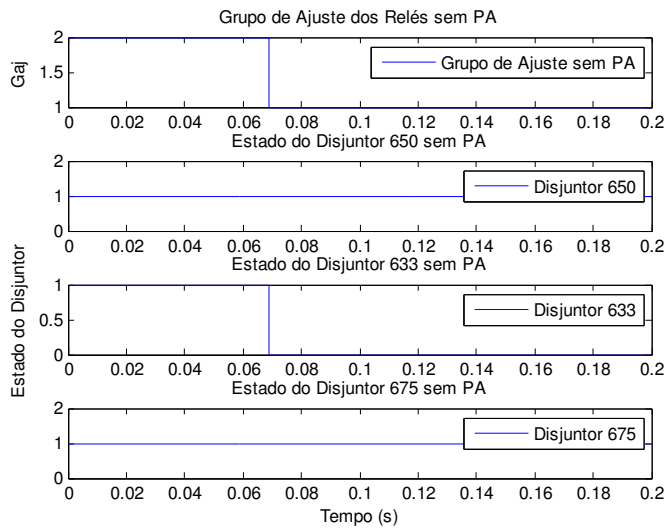


Figura 5.17. Caso 2 sem proteção adaptativa: grupo de ajuste dos relés e estado dos disjuntores.

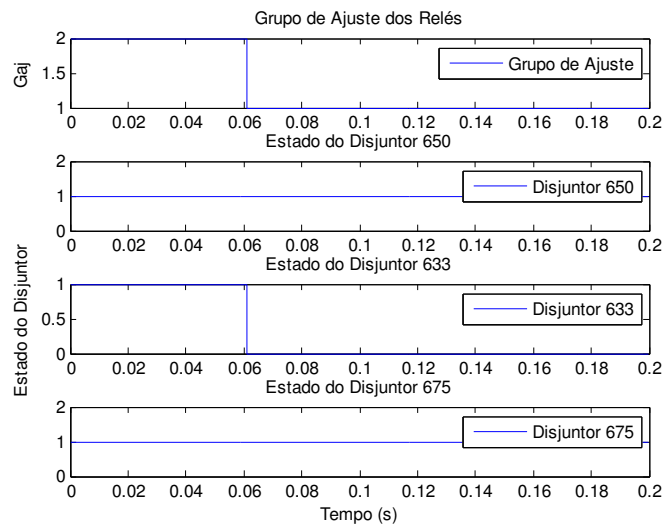


Figura 5.18. Caso 2 com proteção adaptativa: grupo de ajuste dos relés e estado dos disjuntores.

ESTUDO DE CASO 3

Neste caso, considerou-se um cenário no qual todos os geradores estão conectados ao sistema e operando normalmente, quando em um dado instante, ocorre uma falta na barra 633 envolvendo as fases A e B (Figuras 5.19 a 5.24).

Conforme se vê, no sistema sem proteção adaptativa:

- No instante da ocorrência da falta, o relé 633 identifica imediatamente o evento e logo em seguida, envia um sinal de *trip* para o disjuntor que isola a parte afetada.
- Ocorre perda de coordenação para a proteção de retaguarda (relé 650) e depois, falso *trip* para o relé 675.

Conforme se vê, no sistema com proteção adaptativa:

- No instante da ocorrência da falta, o relé 633 identifica imediatamente o evento e logo em seguida, envia um sinal de *trip* para o disjuntor que isola a parte afetada.
- Mesmo com a mudança de cenário, os demais relés não atuaram, ou seja, para a falta localizada no ramo 632-634, apenas o relé designado para tal atuou, assegurando assim, a confiabilidade do algoritmo implementado.

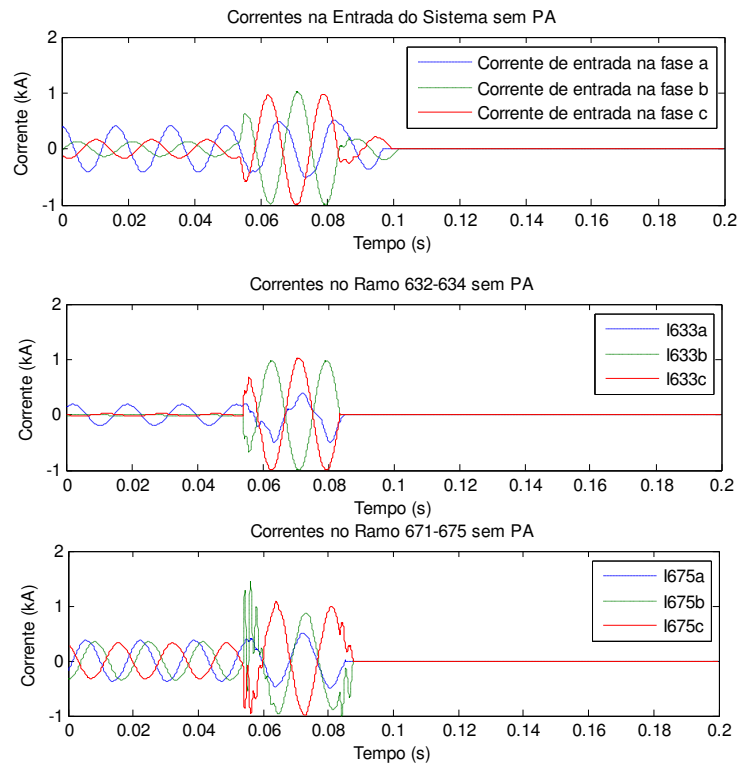


Figura 5.19. Caso 3 sem proteção adaptativa: correntes.

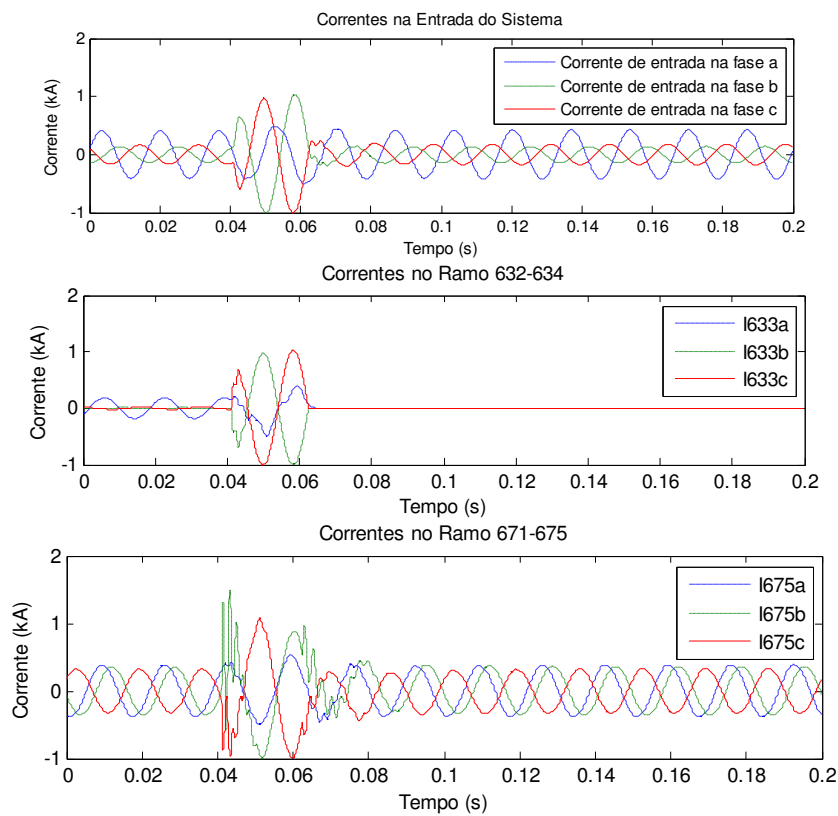


Figura 5.20. Caso 3 com proteção adaptativa: correntes.

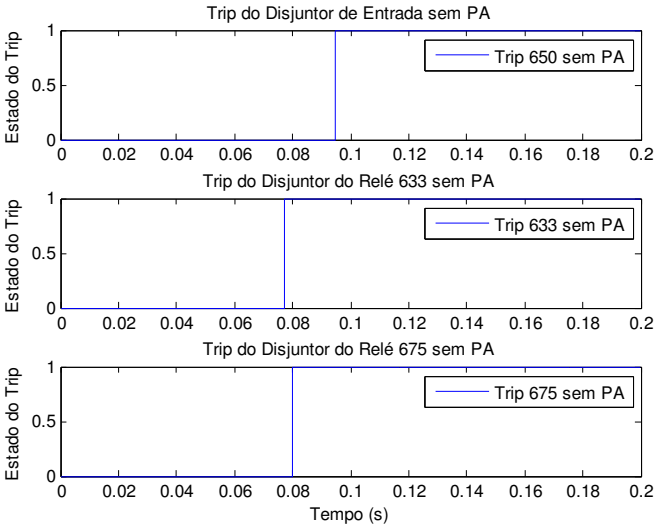


Figura 5.21. Caso 3 sem proteção adaptativa: *trip* dos disjuntores.

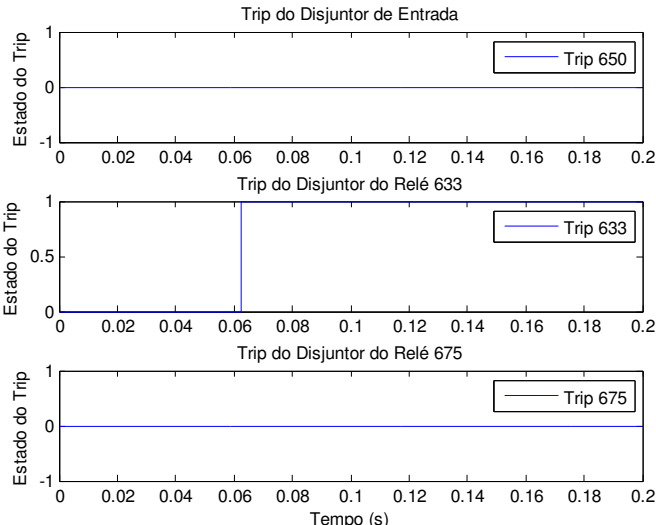


Figura 5.22. Caso 3 com proteção adaptativa: *trip* dos disjuntores.

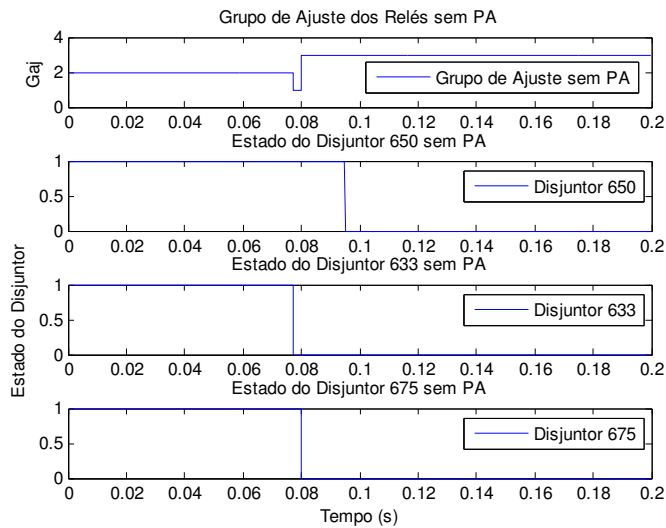


Figura 5.23. Caso 3 sem proteção adaptativa: grupo de ajuste dos relés e estado dos disjuntores.

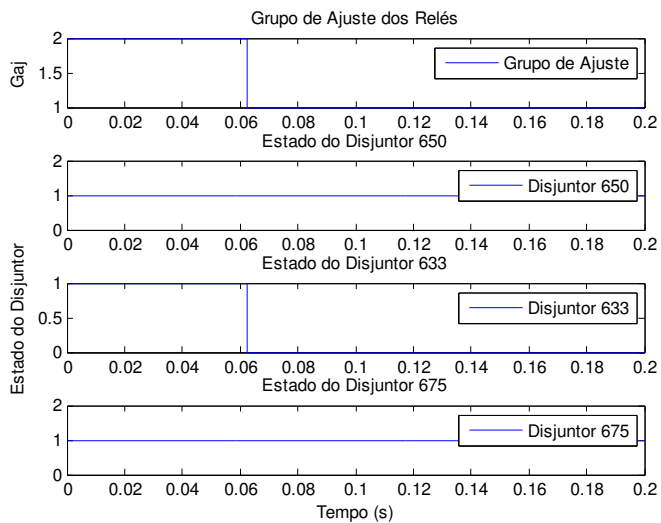


Figura 5.24. Caso 3 com proteção adaptativa: grupo de ajuste dos relés e estado dos disjuntores.

ESTUDO DE CASO 4

Como último caso, considerou-se um cenário no qual apenas o gerador da barra 675 está conectado ao sistema e operando normalmente, quando em um dado instante, ocorre uma falta trifásica no nó 675 (Figuras 5.26 a 5.30).

Conforme se vê, no sistema sem proteção adaptativa:

- No instante da ocorrência da falta, o relé 675 identifica imediatamente o evento e logo em seguida, envia um sinal de *trip* para o disjuntor que isola a parte afetada, modificando assim, o cenário de operação de 1 para 3.
- Como o ajuste da proteção é fixo e predeterminado, o relé 650 encontra-se com o *pick-up* sensível demais para este cenário, de modo que o relé atua incorretamente, acionando o disjuntor quando não há distúrbio.

Conforme se vê, no sistema com proteção adaptativa:

- No instante da ocorrência da falta, o relé 675 identifica imediatamente o evento e logo em seguida, envia um sinal de *trip* para o disjuntor que isola a parte afetada.
- Ao contrário do que ocorre no sistema sem proteção adaptativa, neste caso, o relé 650, muda seu grupo de ajuste já configurado para as condições de operação do cenário 3, não ocorrendo o falso *trip*.

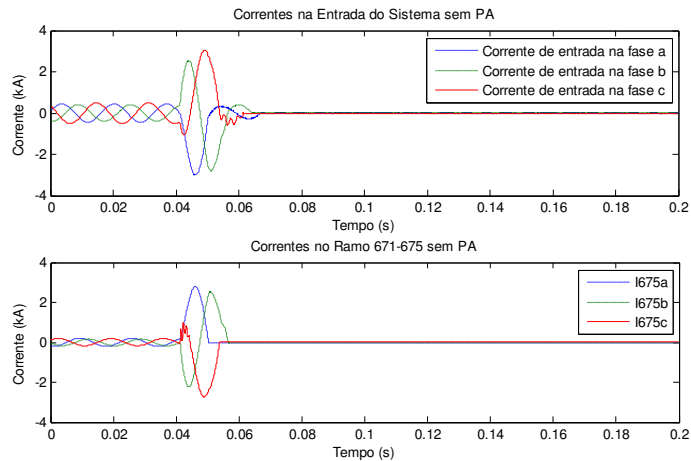


Figura 5.25. Caso 4 sem proteção adaptativa: correntes.

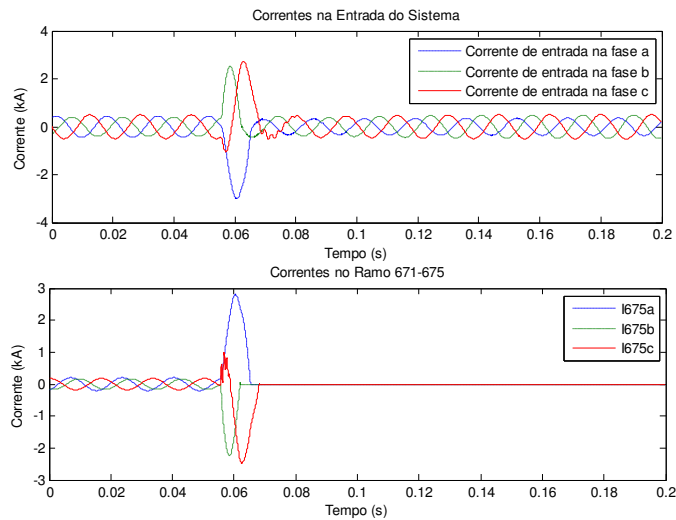


Figura 5.26. Caso 4 com proteção adaptativa: correntes.

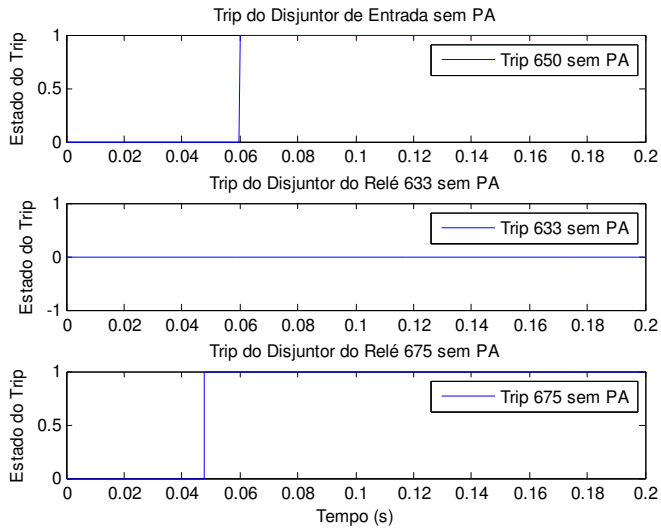


Figura 5.27. Caso 4 sem proteção adaptativa: *trip* dos disjuntores.

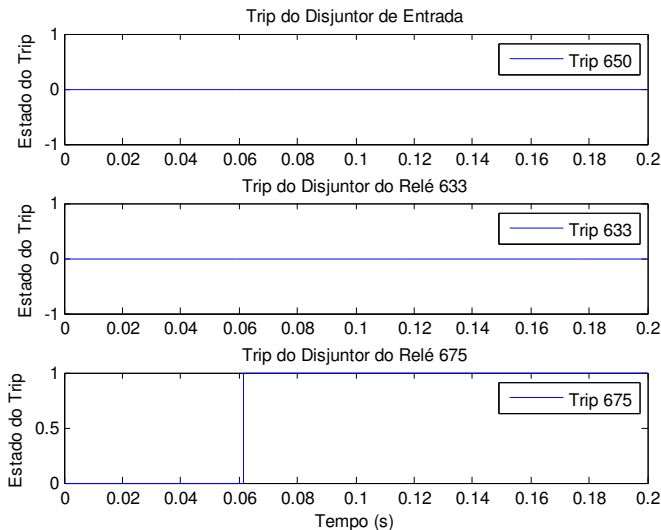


Figura 5.28. Caso 4 com proteção adaptativa: *trip* dos disjuntores.

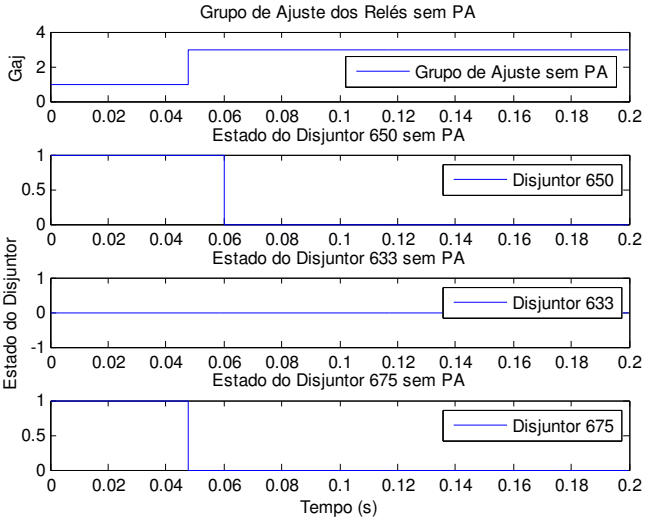


Figura 5.29. Caso 4 sem proteção adaptativa: grupo de ajuste dos relés e estado dos disjuntores.

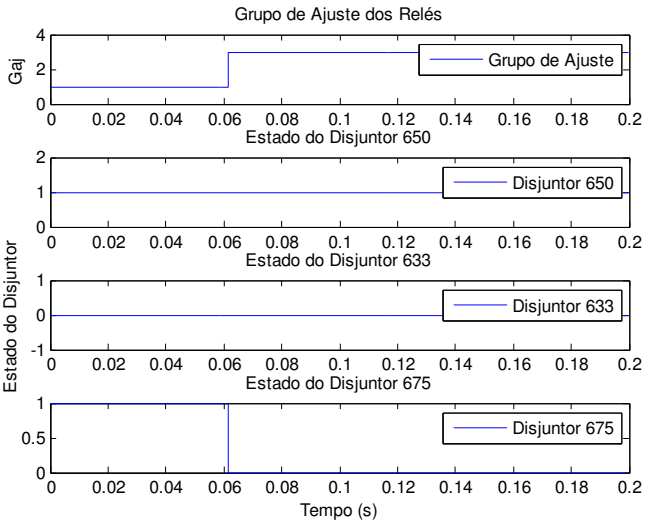


Figura 5.30. Caso 4 com proteção adaptativa: grupo de ajuste dos relés e estado dos disjuntores.

CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES

Um algoritmo de proteção adaptativa aplicado a sistemas de distribuição com inserção de geração distribuída foi proposto e validado com um sistema sugerido pelo IEEE para estudos relacionados com sistemas de distribuição. O algoritmo proposto tem como objetivo modificar as configurações do relé de modo a adequar o sistema de proteção às eventuais mudanças no sistema. Para alcançar esse fim, o algoritmo seleciona automaticamente ajustes de proteção previamente calculados e propositalmente posicionados em *slots*, que guardam as configurações dos relés, de modo a associá-los a um cenário correspondente. Portanto, o bloco de proteção adaptativa troca de grupo de ajuste sempre que ocorre mudança de cenário.

Análise dos resultados mostrou que: a) o método é robusto e apresentou desempenho superior em relação à proteção clássica, exceto no caso de falta monofásica, devido ao carregamento elevado do alimentador; b) a mudança no grupo de ajuste é praticamente instantânea; c) o método deve ser implementado em um relé real, para se analisar o atraso real nos canais de comunicação e se o *standby* da mudança de grupo de ajuste pode ser prejudicial à proteção.

Em termos de implementação, no modo *off-line*, o cálculo dos ajustes pode ser refinado via métodos de otimização, como por exemplo, programação linear ou algoritmos genéticos. No modo *on-line*, o algoritmo proposto só é aplicável aos sistemas com poucos geradores distribuídos, haja vista a dependência direta da quantidade de grupo de ajustes com a quantidade de cenários de operação possíveis a serem considerados.

Como trabalhos futuros, sugere-se:

- Realizar esse mesmo estudo com um sistema menos carregado e com inclusão de mais geradores.
- Implementar o algoritmo em um relé real.
- Utilizar outros esquemas de proteção adaptativa, utilizando algoritmos rápidos que calculem os ajustes de proteção de forma *online*.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABBASI, A; HAGHIFAM, M. R.; DEGHANI, R. *An adaptive protection scheme in active distribution networks based on integrated protection*. 22nd international conference and exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013), Stockholm, 2013.

ABRADEE. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/>. Acesso em agosto de 2014.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G. & SÖDER, L. *Distributed generation: a definition*. Elsevier Science S.A., 2001.

ANEEL. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>. Acesso em agosto de 2014.

ALMEIDA, M. A. D. *Proteção de Sistemas de Elétricos*. Apostila/DEE/UFRN, 2003.

ANDERSON, P. M. *Power system protection*. IEEE Press Series on Power Engineering, Piscataway, New Jersey, USA, 1999.

BLACKBURN, J. L. & DOMIN, T. J. *Protective relaying principles and applications*. Taylor & Francis Group, 2007.

CHATTOPADHYAY, B.; SACHDEV, M. S. & SIDHU, T.S. *Adaptive relaying for protecting a distribution system*. Proceedings of the IEEE Western Canada Conference on Computer, Power and Communications Systems in a Rural Environment, Regina, Canada, 1991.

CELESC. Disponível em: <http://novoportal.celesc.com.br/>. Acesso em agosto de 2014.

CIGRÉ WORKING GROUP 37.23. *Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system*. CIGRÉ Technical Report, Paris, 1999.

COFELE, F. *Adaptive protection solutions for future active power distribution networks*. Thesis (Doctor Degree). University of Strathclyde, Glasgow, Scotland, 2012.

COURY, D. V.; OLESKOVICZ M.& GIOVANINI, R. *Proteção digital de sistemas elétricos de potência: dos relés eletromecânicos aos microprocessadores inteligentes*. EESC/USP, 2007.

ELETRONBRAS. Disponível

em:<http://www.eletronbras.com/elb/data/Pages/LUMIS293E16C4PTBRIE.htm>. Acesso em agosto de 2014.

PORTAL O SETOR ELÉTRICO. Disponível em:<http://www.osetoreletrico.com.br/>. Acesso em agosto de 2014.

DAMBORG, M. J.; KIM, M.; HUANG, J.; VENKATA, S. S.& PHADKE, A. G. *Adaptive protection as preventive and emergency control*. Proceedings of the IEEE PES Summer Meeting, Seattle, USA, 2000.

DIAS, M. V. X.; BOROTNI, E. C.& HADDAD, J. *Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras*. Revista Brasileira de Energia, v. 11, n. 2, 2005.

ELETRONBRAS. Disponível em: <http://www.eletronbras.com/>. Acesso em agosto de 2014.

ELEKTRO. *Proteção de subestações de distribuição*. Norma ND.62, v. 2 – 12/2009.

EL-KHATTAM, W.; SIDHU, T. S. *Resolving the impact of distributed renewable generation on directional overcurrent relay coordination: a case study*. IET Renewable Power Generation, v. 3, 2009.

GAONKAR, D. N. *Distributed generations*. Tech, India, 2010.

GIGUER, S. *Proteção de sistemas de distribuição*. Editora Sagra, 1988.

GUERRA, F. C. F. *Notas de aula*. DEE/CEEI/UFCEG, 2011.

HOROWITZ, S. H. & PHADKE, A.G. *Power system relaying*. Third edition, John Wiley & Sons, Ltd., 2008.

INEE. Disponível em: http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp. Acesso em agosto de 2014.

Professor Fábio Uriarte. Disponível em:

<http://files.prof-fabiouriarte.webnode.com.br/200000214-6130d622a6/ESI-Sistemas%20Batch,%20On-Line%20e%20Tempo%20Real.pdf>. Acesso em setembro 2014

JAMPALA, A.K.; VENKATA, S.S.& DAMBORG, M.J. *Adaptive transmission protection: concepts and computational issues*. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 4, n. 1, 1989.

JENKINS, N.; ALLAN, R.; CROSSLEY, P.; KIRSCHEN, D.; STRBAC, G. *Embedded generation*. London: IET Power and Energy Series 31, 2008.

KERSTING, W. H. *Radial distribution test feeders*. Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Columbus, 2001.

LIM, S.; CHOI, M.S. & JAE LEE, S. *Adaptive protection setting and coordination for power distribution systems*. Proceedings of the Eleventh International Middle East Power Systems Conference (MEPCON), 2006.

MA, J; MI, C.; WANG, T.; WU, J. & WANG, Z. *An adaptive protection scheme for distributed systems with distributed generation*. Proceedings of the IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011.

MAHAT, P.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B.; BAK, C. L. *A simple adaptive overcurrent protection of distribution systems with distributed generation*. IEEE Transaction on Smart Grid, v.2, 2011.

MASON, C. R. *The art and science of protective relaying*. John Wiley & Sons, Ltd., 1956.

MIAO, Z.; CHOUDHRY, M. A.; KLEIN, R. L. *Dynamic simulation and stability control of three-phase power distribution system with distributed generators*. Power Engineering Society Winter Meeting, v.2, 2002. IEEE.

ONS. *Glossário de termos técnicos*. 2008.

PAITHANKAR, Y. G.; BHIDE, S. R. *Fundamentals of power system protection*. Prentice-Hall of India, New Delhi, 2007.

PALUDO, P. R. L. *Aplicação de um sistema de proteção adaptativa na coordenação de proteção e seletividade em um sistema elétrico industrial com cogeração*. Trabalho de Conclusão de Curso, EESC/USP, 2010.

PHADKE, A. G. & HOROWITZ, S.H. *Adaptive relaying*. IEEE Computer Applications in Power, v.3, n. 3, 1990.

POWER & ENERGY SOCIETY. *Test feeder. distribution test feeders - IEEE distribution system analysis*. Disponível em:
<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>. Acesso em maio de 2014.

REBIZANT, W.; SZAFRAN, J.& WISZNIEWSKI, A. *Digital signal processing in power system protection and control*. Springer London, 2011.

SALMAN, S. K. *The impact of embedded generation of voltage regulation and losses of distribution networks*. Proceedings of the IEE Colloquium on the Impact of Embedded Generation on Distribution Networks, 1996

P&D CEAL/ATECEL-UFCG. *Relatório do Projeto de P&D: Coordenação ótima da proteção do sistema de distribuição de energia elétrica mediante aplicação de técnicas de inteligência artificial*. Campina Grande, 2009.

ROCKEFELLER, G.;WAGNER, C. L.;LINDERS,J. R.;HICKS, K. L.; RIZY, D. T. *Adaptive transmission relaying concepts for improved performance*. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 3, n. 4, 1988.

RTDS TECHNOLOGIES INC. Disponível em: <http://www.rtds.com>. Acesso em julho de 2013.

SHORT, T. *Electric power distribution handbook*. CRC PRESS, United States, 1966.

SOARES, A. H. M. & VIEIRA, J. C. M. *Case study: adaptive overcurrent protection scheme applied to an industrial plant with cogeneration units*. Proceedings of the IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition, Chicago, USA, 2008.

SOUZA B. A. *Distribuição de energia elétrica – Apostila*. DEE/UFPB, 1997.

XIA, Y. Q. & DAVID, A. K. *High-resistance faults on a multi-terminal line: analysis, simulated studies and an adaptive distance relaying scheme*. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 9, n. 1, 1994.

ANEXO A

DADOS DO SISTEMA-TESTE

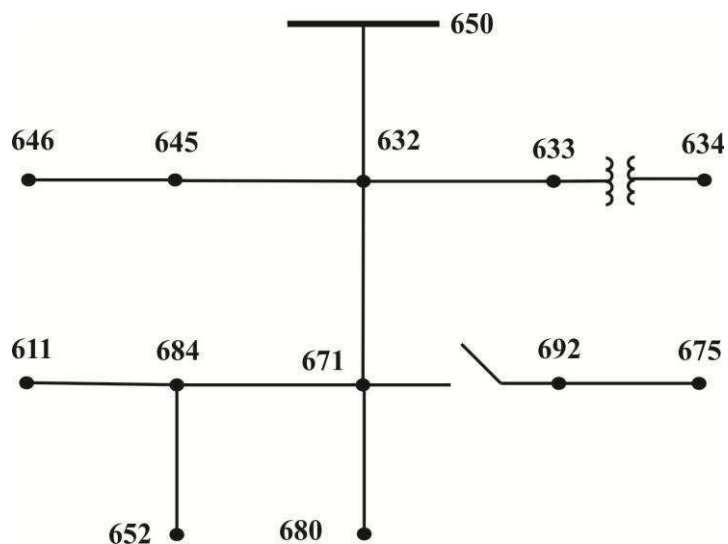


Figura A.1. Diagrama unifilar do sistema IEEE 13 barras original.

Tabela A.1. Dados dos transformadores.

	kva	Primário		Secundário		R (%)	X(%)
		Tensão (kV)	Ligação	Tensão (kV)	Ligação		
Subestação	5000	115	Delta	4,16	Estrela Aterrado	1	8
Xfm-1	500	4,16	Estrela Aterrado	0,48	Estrela Aterrado	1,1	2

Tabela B.2. Comprimento e configuração das impedâncias das seções do alimentador.

Nó A	Nó B	Comprimento da Seção (km)	Configuração
632	645	0,1524	603
632	633	0,1524	602
633	634	0	Xfm-1
645	646	0,0914	603
650	632	0,6096	601
684	652	0,24384	607
632	671	0,6096	601
671	684	0,0914	604
671	680	0,3048	601
671	692	0	Chave
684	611	0,0914	605
692	675	0,1524	606

Tabela C.3. Dados das cargas distribuídas.

Nó A	Nó B	Carga	Fase A	Fase A	Fase B	Fase B	Fase C	Fase C
		Modelo	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Tabela D.4. Dados das cargas concentradas.

Nó	Carga	Fase A	Fase A	Fase B	Fase B	Fase C	Fase C
	Modelo	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	Δ -Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	Δ -PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	Δ -I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80
	Total	1158	606	973	627	1135	753

Tabela E.5. Dados dos bancos de capacitores.

Nó	Fase A	Fase B	Fase C
	kvar	kvar	kvar
675	200	200	200
611	-	-	100
Total	200	200	300

As matrizes de impedância referentes aos dados de configurações da Tabela A.2 são apresentadas a seguir. Os dados de impedância estão em Ω/km e os de susceptância, em siemens/km.

$$Z_{601} = \begin{bmatrix} 0,2153 + j0,6325 & 0,0969 + j0,3117 & 0,0982 + j0,2632 \\ 0,0969 + j0,3117 & 0,2097 + j0,6511 & 0,0954 + j0,2392 \\ 0,0982 + j0,2632 & 0,0954 + j0,2392 & 0,2121 + j0,6430 \end{bmatrix}$$

$$B_{601} = \begin{bmatrix} 3,9145 & -1,2401 & -0,7826 \\ -1,2401 & 3,7032 & -0,4609 \\ -0,7826 & -0,4609 & 3,5037 \end{bmatrix}$$

$$Z_{602} = \begin{bmatrix} 0,4676 + j0,7341 & 0,0982 + j0,2632 & 0,0969 + j0,3117 \\ 0,0982 + j0,2632 & 0,4645 + j0,7446 & 0,0954 + j0,2392 \\ 0,0969 + j0,3117 & 0,0954 + j0,2392 & 0,4621 + j0,7526 \end{bmatrix}$$

$$B_{602} = \begin{bmatrix} 3,5412 & -0,6721 & -1,0504 \\ -0,6721 & 3,2184 & -0,4094 \\ -1,0504 & -0,4094 & 3,3707 \end{bmatrix}$$

$$Z_{603} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,8260 + j0,8370 & 0,1284 + j0,2853 \\ 0 & 0,1284 + j0,2853 & 0,8226 + j0,8431 \end{bmatrix}$$

$$B_{603} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 2,9265 & -0,5592 \\ 0 & -0,5592 & 2,8992 \end{bmatrix}$$

$$Z_{604} = \begin{bmatrix} 0,8260 + j0,8431 & 0 & 0,1284 + j0,2853 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0,1284 + j0,2853 & 0 & 0,8260 + j0,8370 \end{bmatrix}$$

$$B_{604} = \begin{bmatrix} 2,8992 & 0 & -0,5592 \\ 0 & 0 & 0 \\ -0,5592 & 0 & 2,9265 \end{bmatrix}$$

$$Z_{605} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,8250 + j0,8373 \end{bmatrix}$$

$$B_{605} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 2,8082 \end{bmatrix}$$

$$Z_{606} = \begin{bmatrix} 0,4960 + j0,2773 & 0,1983 + j0,0204 & 0,1770 - j0,0089 \\ 0,1983 + j0,0204 & 0,4903 + j0,2511 & 0,1983 + j0,0204 \\ 0,1770 - j0,0089 & 0,1983 + j0,0204 & 0,4960 + j0,2773 \end{bmatrix}$$

$$B_{606} = \begin{bmatrix} 60,2044 & 0 & 0 \\ 0 & 60,2044 & 0 \\ 0 & 0 & 60,2044 \end{bmatrix}$$

$$Z_{607} = \begin{bmatrix} 0,4960 + j0,2773 & 0,1983 + j0,0204 & 0,1770 - j0,0089 \\ 0,1983 + j0,0204 & 0,4903 + j0,2511 & 0,1983 + j0,0204 \\ 0,1770 - j0,0089 & 0,1983 + j0,0204 & 0,4960 + j0,2773 \end{bmatrix}$$

$$B_{607} = \begin{bmatrix} 60,2044 & 0 & 0 \\ 0 & 60,2044 & 0 \\ 0 & 0 & 60,2044 \end{bmatrix}$$