

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**INFLUÊNCIA DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS NA
PROTEÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES**

HENRIQUE LOPES DOS SANTOS

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

INFLUÊNCIA DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS NA PROTEÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES

Henrique Lopes dos Santos

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Engenharia de Potência
Linha de Pesquisa: Compatibilidade Eletromagnética e Qualidade de Energia.

Orientador: Prof. José Osvaldo Saldanha Paulino

Belo Horizonte – MG

Julho de 2010

A meus pais,
pelo apoio e incentivo
ao longo da vida.

AGRADECIMENTOS

Inicialmente, gostaria não só de agradecer, mas também dividir os méritos dessa conquista com meus pais e meu irmão, pessoas que me deram todo o suporte necessário para que eu pudesse vencer as etapas da minha vida acadêmica, da pré-escola à pós-graduação. Acredito que o resultado desse trabalho reflete muito mais do que os dois anos de pesquisa e estudo no mestrado: representa o aprendizado de uma vida, em que eles sempre estiveram presentes, dividindo os momentos de vitória e de decepção. Expresso assim meu sincero reconhecimento à paciência, compreensão e dedicação que sempre destinaram a mim.

Gostaria de expressar também minha profunda gratidão ao professor José Osvaldo, não só o orientador desse trabalho, mas um conselheiro que me deu a liberdade de alçar voos para diferentes direções nesse período, que se converteram em um aprendizado que transcendeu o escopo dessa dissertação.

Agradeço também à UFMG, pela estrutura oferecida, e ao seu corpo docente, da graduação e da pós, que me ensinou o conteúdo técnico e científico indispensável para eu exercer minha profissão. Em especial, destaco aqui os professores Wallace e Lane, a última da UFSJ, que estiveram mais presentes no desenvolvimento desse trabalho, sempre dispostos a me ajudar a resolver os problemas que surgiam. Estendo o agradecimento também aos funcionários do LEAT e ao Hudson, que contribuíram decisivamente com a parte experimental, às secretárias do PPGEE e do DEE, pela ajuda nos trâmites burocráticos, aos colegas de curso, que me acompanham desde 2003 em uma rica troca de experiências e conhecimento e aos meus alunos de eletrotécnica, que me proporcionaram uma experiência única de conhecer o “outro lado” na relação de aprendizado.

Por fim, agradeço à Cemig Distribuição pelo financiamento do trabalho e à sua engenheira Marisa pela correta condução desse projeto de P&D e pela oportunidade que me ofereceu de trabalhar nessa empresa ao longo do mestrado, onde pude ampliar meus horizontes de conhecimento com a ajuda de profissionais muito competentes para os quais também presto essa homenagem.

RESUMO

O aumento da circulação de harmônicos no sistema elétrico é responsável por muitos problemas em seu desempenho, já que grande parte desse sistema foi projetada há décadas atrás supondo apenas a presença da frequência fundamental. Dessa forma, a proteção de bancos de capacitores em derivação também não ficou imune a essa deterioração da qualidade da energia. Arranjos de proteção de bancos ligados em estrela com o neutro aterrado estão sendo dessensibilizados em algumas subestações para evitar falsos desligamentos devido à penetração de harmônicos na corrente de neutro. Assim, essas proteções estão funcionando de forma precária, uma vez que a elevação de seus ajustes de desarme as tornam incapazes de detectar pequenas falhas. Essa dissertação verifica, portanto, a precariedade desse tipo de proteção e analisa o desempenho de outros três arranjos: Corrente de Neutro Compensada, Tensão Diferencial e Impedância. Para isso, foram feitas simulações baseadas em valores de tensão e corrente obtidos em um banco de uma subestação de 138 kV, e realizadas medições em um modelo reduzido de banco de capacitores, em que foram considerados, em laboratório, elevadas taxas de distorção harmônica, desbalanceamento de tensão e desequilíbrio natural do banco. Desse modo foi possível determinar o arranjo de proteção mais robusto e que apresenta a maior sensibilidade de detecção de pequenas falhas nessas condições.

ABSTRACT

The increase of circulation of harmonic voltages and currents in the electrical system is responsible for many problems in its performance, since great part of this system was designed in the past considering only the fundamental frequency. The protection of shunt capacitor banks is also not immune to this power system quality deterioration. The sensitivity of neutral unbalance relay protection schemes for grounded wye capacitor banks is being reduced in some substations to avoid false trips due to interference of harmonics in the neutral current. Thus, these protections are working in a precarious way, as the rise of their trip levels becomes them incapable to detect small failures. Therefore, this work verifies the precariousness of this type of protection and analyzes the performance of other three schemes: Compensated Neutral Current, Differential Voltage and Impedance. For this, digital simulations based on values of voltage and current measured in a 138 kV substation were done. Together with them, measurements were realized in a reduced model of a capacitor bank, which considered, in laboratory, high taxes of harmonic distortion and inherent capacitor bank and system unbalances. In this manner, it was possible to determine the tougher protection scheme and the one that presents the best sensitivity for small failures in these conditions.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Constituição de um elemento capacitivo. Adaptado de (LONGLAND, 1984).....	22
Figura 2 - Exemplo de um banco de capacitores.	23
Figura 3 - Exemplo de uma unidade capacitiva.	24
Figura 4 - Descarga das cargas armazenadas nos capacitores paralelos ao que sofre a falha (MENDIS <i>et al.</i> , 1993).....	25
Figura 5 - Banco de capacitores com fusíveis externos.	26
Figura 6 - Unidade capacitiva com fusível interno.	27
Figura 7 - Banco de capacitores formado por unidades capacitivas sem fusíveis, compostas por 3 pernas com 10 elementos capacitivos.	27
Figura 8 - Conexão em estrela aterrada (a) e em dupla estrela aterrada (b).....	29
Figura 9 - Conexão em estrela não-aterrada (a) e dupla estrela não-aterrada (b).....	29
Figura 10 - Conexão em delta.....	30
Figura 11 - Esquema de um arranjo de proteção para um banco de capacitores em derivação de extra-alta tensão.	33
Figura 12 - Proteção de um banco estrela não aterrada por monitoramento da tensão de neutro.....	34
Figura 13 - Proteção de um banco em estrela aterrada por meio do monitoramento da (a) corrente de neutro e (b) da tensão em um capacitor colocado no fechamento do neutro.	34
Figura 14 - Proteção de um banco ligado em dupla estrela não-aterrada com o monitoramento da (a) corrente entre os neutros das estrelas e (b) tensão entre neutros.	35
Figura 15 - Proteção de um banco ligado em dupla estrela aterrada por meio do monitoramento da corrente diferencial de neutro.	36
Figura 16 - Relé de desbalanço de neutro com TPs em configuração delta aberto.	36
Figura 17 - Arranjo de proteção da tensão de neutro com compensação.....	37
Figura 18 - Proteção de um banco em estrela aterrada com o monitoramento da diferença entre a tensão no barramento e a tensão no <i>tap</i> intermediário desse banco em cada fase.	38
Figura 19 - Proteção de um banco em estrela aterrada com o monitoramento da diferença entre a tensão do barramento e a de um capacitor de baixa tensão em cada fase.....	39
Figura 20 - Proteção em configuração H de uma das fases de um banco de capacitores.	40
Figura 21 - Monitoramento da impedância de cada perna de uma determinada fase do banco de capacitores.....	43
Figura 22 - Impedância vista pelo relé.....	44

Figura 23 - Variação da capacitância com a temperatura.	46
Figura 24 - Falha distribuída e falha cumulativa em um banco de capacitores dividido em 8 pernas com 4 unidades capacitivas em cada.....	47
Figura 25 - Modificação da zona de impedância normal proposta por (LEE <i>et al.</i> , 2003).....	47
Figura 26 - Método da tensão diferencial aplicado por (KASZTENNY, SCHAEFER e CLARK, 2007) em bancos de capacitores aterrados.	49
Figura 27 - Esquema de proteção mista proposta por (DHILLION e TZIOUVARAS, 1999).	50
Figura 28 - Resposta em frequência da Transformada Rápida de Fourier (FFT) de 1 ciclo....	52
Figura 29 - Configuração do banco de 138 kV da subestação da Cemig D utilizado nas simulações.	56
Figura 30 - Arranjo da Corrente de Neutro utilizado nas simulações.....	57
Figura 31 - Arranjo da Corrente de Neutro Compensada utilizado nas simulações.....	58
Figura 32 - Arranjo da Tensão Diferencial utilizado nas simulações.	59
Figura 33 - Arranjo da Impedância utilizado nas simulações.	61
Figura 34 - Ilustração do Algoritmo da Média da Janela.....	62
Figura 35 - Corrente de neutro encontrada na simulação do Caso real 1 e cálculo de seu valor eficaz e de sua componente de 60 Hz.	74
Figura 36 - Corrente de neutro encontrada na simulação do Caso real 2 e cálculo de seu valor eficaz e de sua componente de 60 Hz.	74
Figura 37 - Distribuição dos valores de tensão medidos por um TP na simulação considerando ruído	75
Figura 38 - Variações nos valores de alarme e desarme em decorrência dos fenômenos analisados nesse capítulo para o Método da Corrente de Neutro Compensada.	82
Figura 39 - Variações nos valores de alarme e desarme em decorrência dos fenômenos analisados nesse capítulo para o Método da Tensão Diferencial.	82
Figura 40 - Diagrama esquemático do modelo reduzido completo montado no LEAT.....	84
Figura 41 - Diagrama esquemático do sistema de potência.	85
Figura 42 - Diagrama esquemático dos sistemas de medição e aquisição de dados.	87
Figura 43 - Entrada diferencial dos sinais provenientes de uma fonte aterrada (NATIONAL INSTRUMENTS, 2002).	89
Figura 44 - Exemplo de tela de interface com o usuário do programa <i>Simulink</i>	89
Figura 45 - Tensão medida na fase A com o banco desenergizado.....	90
Figura 46 - Tensão medida na fase A com o banco energizado.....	91
Figura 47 - Corrente na fase A.	92

Figura 48 - Corrente no neutro.	92
Figura 49 - Corrente estimada no neutro do banco pelo algoritmo RMS do relé de sobrecorrente.	95
Figura 50 - Corrente medida no neutro e Corrente de Compensação (esquerda) e Corrente do Relé (direita) para operação normal do banco.	96
Figura 51 - Corrente medida no neutro e Corrente de Compensação (esquerda) e Corrente do Relé (direita) com adição de 2,2 μF na capacitância da fase C.	97
Figura 52 - Corrente medida no neutro e Corrente de Compensação (esquerda) e Corrente do Relé (direita) com adição de 4,4 μF na capacitância da fase C.	98
Figura 53 - Corrente medida no neutro e Corrente de Compensação (esquerda) e Corrente do Relé (direita) com adição de 6,6 μF na capacitância da fase C.	98
Figura 54 - Corrente medida no neutro e Corrente de Compensação (esquerda) e Corrente do Relé (direita) com adição de 8,8 μF na capacitância da fase C.	98
Figura 55 - Correntes no relé para operação normal do banco.	99
Figura 56 - Corrente monitorada pelo relé para operação normal do banco.	100
Figura 57 - Correntes no relé para operação com falha na fase B do banco.	101
Figura 58 - Corrente monitorada pelo relé para operação com falha na fase B do banco.	101
Figura 59 - Correntes no relé para banco desequilibrado com capacitância de 2,2 μF	102
Figura 60 - Corrente monitorada pelo relé para banco desequilibrado com capacitância de 2,2 μF	102
Figura 61 - Correntes no relé para banco desequilibrado com capacitância de 6,6 μF	103
Figura 62 - Corrente monitorada pelo relé para banco desequilibrado com capacitância de 6,6 μF	103
Figura 63 - Esquemático da montagem feita para realização dos testes do arranjo da Tensão Diferencial.	105
Figura 64 - Valor calculado para o coeficiente de ajuste K_{set}	105
Figura 65 - Tensão diferencial monitorada para operação normal do banco.	106
Figura 66 - Comportamento da tensão diferencial com a inserção de um capacitor de 2,2 μF	107
Figura 67 - Comportamento da tensão diferencial com a inserção de um capacitor de 4,4 μF	107
Figura 68 - Comportamento da tensão diferencial com a inserção de um capacitor de 6,6 μF	107

Figura 69 - Comportamento da tensão diferencial com a inserção de um capacitor de 8,8 μF	108
Figura 70 - Comportamento da impedância com a inserção do capacitor de 2,2 μF	110
Figura 71 - Comportamento da impedância com a inserção do capacitor de 4,4 μF	111
Figura 72 - Comportamento da impedância com a inserção do capacitor de 6,6 μF	111
Figura 73 - Comportamento da impedância com a inserção do capacitor de 8,8 μF	112

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Corrente de neutro (A) - Sistema elétrico ideal	62
Tabela 2 - Corrente de neutro compensada (A) - Sistema elétrico ideal	63
Tabela 3 - Tensão diferencial (V) - Sistema elétrico ideal.....	63
Tabela 4 - Impedância (Ω) - Sistema elétrico ideal	63
Tabela 5 - Corrente de neutro (A) - Sistema elétrico com desequilíbrio de tensão.....	64
Tabela 6 - Corrente de neutro compensada (A) - Sistema elétrico com desequilíbrio de tensão.....	64
Tabela 7 - Tensão diferencial (V) - Sistema elétrico com desequilíbrio de tensão	64
Tabela 8 - Impedância (Ω) - Sistema elétrico com desequilíbrio de tensão.....	64
Tabela 9 - Corrente de neutro (A) - Sistema elétrico com terceiro harmônico	65
Tabela 10 - Corrente de neutro compensada (A) - Sistema elétrico com terceiro harmônico .	65
Tabela 11 - Tensão diferencial (V) - Sistema elétrico com terceiro harmônico	66
Tabela 12 - Impedância (Ω) - Sistema elétrico com terceiro harmônico	66
Tabela 13 - Corrente de neutro (A) - Sistema elétrico com 5° e 7° harmônicos.....	66
Tabela 14 - Corrente de neutro compensada (A) - Sistema elétrico com 5° e 7° harmônicos..	67
Tabela 15 - Tensão diferencial (V) - Sistema elétrico com 5° e 7° harmônicos.....	67
Tabela 16 - Impedância (Ω) - Sistema elétrico com 5° e 7° harmônicos	67
Tabela 17 - Corrente de neutro (A) – Desequilíbrio natural do banco	68
Tabela 18 - Corrente de neutro compensada (A) – Desequilíbrio natural do banco – Correção com 100% de precisão	68
Tabela 19 - Corrente de neutro compensada (A) – Desequilíbrio natural do banco – Correção com 5% de imprecisão	68
Tabela 20 - Tensão diferencial (V) – Desequilíbrio natural do banco.....	69
Tabela 21 - Impedância (Ω) – Desequilíbrio natural do banco	69
Tabela 22 - Módulo e ângulo das tensões utilizadas na simulação do caso real 1	70
Tabela 23 - Corrente de neutro (A) – Caso real 1.....	70
Tabela 24 - Corrente de neutro compensada (A) – Caso real 1 – Correção de 100%	71
Tabela 25 - Corrente de neutro compensada (A) – Caso real 1 – Correção com erro de 5% ..	71
Tabela 26 - Tensão diferencial (V) – Caso real 1	71
Tabela 27 - Impedância (Ω) – Caso real 1	71
Tabela 28 - Módulo e ângulo das tensões utilizadas na simulação do caso real 2	72
Tabela 29 - Corrente de neutro (A) – Caso real 2.....	72

Tabela 30 - Corrente de neutro compensada (A) – Caso real 2 – Correção de 100%	72
Tabela 31 - Corrente de neutro compensada (A) – Caso real 2 – Correção com erro de 5% ..	73
Tabela 32 - Tensão diferencial (V) – Caso real 2	73
Tabela 33 - Impedância (Ω) – Caso real 2	73
Tabela 34 - Corrente de Neutro Compensada - Caso real 1 na presença de ruído - Correção de 100%	76
Tabela 35 - Corrente de Neutro Compensada – Correção de 100% - Comportamento do relé - Caso real 1	76
Tabela 36 - Corrente de Neutro Compensada (V) - Caso real 1 na presença de ruído - Correção com erro de 5%	76
Tabela 37 - Corrente de Neutro Compensada – Correção com erro de 5% - Comportamento do relé - Caso real 1	77
Tabela 38 - Tensão Diferencial - Caso real 1 na presença de ruído	77
Tabela 39 - Tensão Diferencial - Comportamento do relé - Caso real 1	77
Tabela 40 - Impedância - Caso real 1 na presença de ruído	77
Tabela 41 - Impedância - Comportamento do relé - Caso real 1	78
Tabela 42 - Corrente de Neutro Compensada - Caso real 2 na presença de ruído - Correção de 100%	78
Tabela 43 - Corrente de Neutro Compensada – Correção de 100% - Comportamento do relé – Caso real 2	78
Tabela 44 - Corrente de Neutro Compensada - Caso real 2 na presença de ruído - Correção com erro de 5%	78
Tabela 45 - Corrente de Neutro Compensada – Correção com erro de 5% - Comportamento do relé - Caso real 2	79
Tabela 46 - Tensão Diferencial - Caso real 2 na presença de ruído	79
Tabela 47 - Tensão Diferencial - Comportamento do relé - Caso real 2	79
Tabela 48 - Impedância - Caso real 2 na presença de ruído	79
Tabela 49 - Impedância - Comportamento do relé - Caso real 2	79
Tabela 50 - Variações máximas e mínimas no valor da corrente de neutro compensada monitorada pelo relé	83
Tabela 51 - Variações máximas e mínimas no valor da tensão diferencial monitorada pelo relé	83
Tabela 52 - Distorção harmônica da tensão da fase A medida no LEAT	93
Tabela 53 - Distorção harmônica da corrente da fase A medida no LEAT	93

Tabela 54 - Distorção harmônica da corrente de neutro medida no LEAT	93
Tabela 55 - Resultados obtidos com as medições do Método da Corrente de Neutro Compensada, em Ampères	96
Tabela 56 - Resultados obtidos com o arranjo da Tensão Diferencial, em Volts.....	108
Tabela 57 - Resultados obtidos com o Arranjo da Impedância, em Ω	109

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	16
1.1. Os bancos de capacitores e o sistema elétrico.....	16
1.2. A proteção de bancos de capacitores.....	17
1.3. O projeto de Pesquisa e Desenvolvimento entre a Cemig D e a UFMG.....	18
1.4. Objetivo	19
1.5. Organização do trabalho	20
2. BANCOS DE CAPACITORES	21
2.1. Tecnologias de capacitores	21
2.2. Considerações iniciais sobre bancos de capacitores.....	23
2.3. Projeto de bancos de capacitores.....	24
2.3.1. Bancos de capacitores com fusíveis externos.....	25
2.3.2. Banco de capacitores com fusíveis internos.....	26
2.3.3. Bancos de capacitores sem fusíveis	26
2.4. Tipos de conexões	28
2.4.1. Estrela aterrada	28
2.4.2. Estrela não-aterrada	29
2.4.3. Delta.....	30
3. PROTEÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES	31
3.1. Revisão da IEEE Std. C37.99-2000	31
3.1.1. Arranjos que monitoram grandezas de neutro.....	33
3.1.2. Arranjos que monitoram grandezas de fase	37
3.2. Revisão da literatura.....	41
3.2.1. Arranjo da Impedância.....	42
3.2.2. Demais arranjos	47
3.2.3. Algoritmos.....	51
3.2.4. Relatórios técnicos	52
3.3. Análise da literatura.....	53
4. SIMULAÇÕES	55
4.1. Descrição do sistema simulado	55
4.1.1. Corrente de Neutro.....	57
4.1.2. Corrente de Neutro Compensada.....	58
4.1.3. Tensão diferencial.....	59

4.1.4. Impedância	60
4.1.5. Algoritmo de detecção da falha	61
4.2. Resultados e análises das simulações sem ruído	62
4.2.1. Sistema elétrico ideal	62
4.2.2. Sistema elétrico com desequilíbrio de tensão nas três fases	63
4.2.3. Sistema elétrico com presença de terceiro harmônico	65
4.2.4. Sistema elétrico com presença dos quinto e sétimo harmônicos	66
4.2.5. Sistema elétrico ideal e desequilíbrio natural do banco	67
4.2.6. Caso real 1	70
4.2.7. Caso real 2	72
4.3. Resultados e análises das simulações com ruído para os casos reais	75
4.3.1. Caso real 1 na presença de ruído	76
4.3.2. Caso real 2 na presença de ruído	78
4.4. Análises dos resultados das simulações	80
5. MEDIÇÕES EM UM MODELO REDUZIDO	84
5.1. Descrição do modelo reduzido	84
5.1.1. Sistema de potência	85
5.1.2. Sistemas de medição e aquisição de dados	87
5.2. Medições	90
5.2.1. Arranjo da Corrente de Neutro	94
5.2.2. Arranjo da Corrente de Neutro Compensada	95
5.2.2.1. Testes com desequilíbrios naturais de capacitância e tensão	95
5.2.2.2. Teste com desequilíbrio forçado de tensão	99
5.2.2.3. Teste com desequilíbrio forçado de capacitância	101
5.2.3. Arranjo da Tensão Diferencial	104
5.2.4. Arranjo da Impedância	109
5.3. Análises dos resultados das medições	112
6. CONCLUSÕES	114
Proposta de Continuidade dos Estudos	116
BIBLIOGRAFIA	118
APÊNDICE A – Algoritmos Implementados em Relés Digitais	122
A.1. Algoritmo RMS	122
A.2. Algoritmo de Fourier	124
APÊNDICE B – Fotos do Modelo Reduzido	126

1. INTRODUÇÃO

1.1. Os bancos de capacitores e o sistema elétrico

A abertura do mercado brasileiro de energia elétrica ao capital privado em meados da década de 90 impôs às empresas concessionárias severas restrições em relação a custos, eficiência e desempenho. A criação de uma nova regulamentação para o setor vem exigindo índices de qualidade cada vez mais elevados, visando, em última instância, o benefício aos consumidores. Assim, a aplicação de recursos em pesquisa e desenvolvimento tornou-se crucial para atender essas novas exigências e não deixar a empresa perder competitividade em um mercado cuja concorrência aumenta a cada dia.

Uma das restrições estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) se refere à tensão. De acordo com a agência reguladora do sistema elétrico brasileiro, as concessionárias de energia necessitam manter a tensão de fornecimento para seus consumidores dentro de determinadas faixas (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2001). Dessa forma, elas precisam adotar ações de controle de forma a garantir, para todas as situações de carga e de operação, um perfil de tensão dentro desses limites pré-estabelecidos. Esse controle de tensão, muito relacionado ao controle da potência reativa, também deve satisfazer os outros dois objetivos abaixo para uma eficiente e confiável operação dos sistemas de potência (KUNDUR, 1994):

- A maximização da utilização do sistema de transmissão, mantendo a estabilidade do sistema elétrico.
- A minimização do fluxo de potência reativa pelas linhas de transmissão como forma de reduzir as perdas por Efeito Joule em seus condutores e aumentar a eficiência do sistema.

Dentre as várias ações que podem ser tomadas, uma bastante comum é a variação da reatância do sistema, realizada por meio da inserção ou retirada de operação de bancos de capacitores em derivação em suas subestações. Esses equipamentos são essencialmente uma fonte de potência reativa e podem ser conectados permanentemente no barramento ou chaveados à medida que a demanda por essa potência aumenta. Os capacitores podem, então, reduzir a corrente necessária para suprir a carga, diminuir a queda de tensão ao longo da linha de transmissão e aumentar o fator de potência do sistema (STEVENSON, 1982). Assim, com a

1. Introdução

redução da demanda por potência reativa dos geradores, mais potência ativa pode ser transportada pelo sistema, otimizando-o e evitando sua ampliação, que pode ser bastante onerosa.

Como eficiência e custo tornaram-se premissas dessa nova fase do setor elétrico brasileiro, manter os bancos de capacitores disponíveis durante longos períodos de carga pesada é imprescindível para as concessionárias de energia. Logo, a proteção desses bancos deve ser confiável e segura, de modo a minimizar os danos causados por falhas (resguardando o patrimônio da empresa) e evitar falsas operações dos relés, que podem retirar os bancos do sistema em momentos inoportunos e deteriorar alguns índices de qualidade da energia dessas empresas.

1.2. A proteção de bancos de capacitores

Em uma subestação, bancos de capacitores são geralmente protegidos contra eventos externos a eles decorrentes de falhas no sistema elétrico, como sobretensões transitórias, e falhas que ocorrem em seu interior, como a queima de elementos capacitivos, que causam um desbalanceamento de capacitância e a elevação da tensão permanente nos demais elementos do banco. Esse segundo tipo de proteção precisa ser muito sensível, uma vez que, na maioria das vezes, envolve pequenas variações das grandezas elétricas monitoradas. Ao mesmo tempo, deve-se ter cautela no ajuste dos relés para que, na tentativa de captar esses pequenos sinais, ele não seja enganado por distúrbios do sistema e cause um falso desligamento do banco.

Contudo, não existe no mercado uma grande diversidade de relés dedicados especificamente à proteção dos bancos de capacitores contra desbalanceamento de capacitância. Assim, frequentemente suas proteções são realizadas por relés multifuncionais de uso geral. Dessa forma, o engenheiro de proteção pode precisar combinar dois ou mais relés e personalizar sua programação para fornecer um sistema de proteção capaz de evitar falsos desarmes devido a distúrbios no sistema e obter a sensibilidade suficiente para detectar falhas internas ao banco e minimizar danos (KASZTENNY, SCHAEFER e CLARK, 2007).

Essa proteção contra desbalanceamento é bastante difundida na literatura, cuja maior referência é o Guia IEEE C37.99-2000. Nele estão contidos diversos arranjos de proteção que serão oportunamente explicados ao longo desse trabalho. Esse guia, em sua versão atual e nas anteriores, norteou o projeto de sistemas de proteção para bancos de capacitores em subestações de empresas de energia de todo o mundo.

Porém, a literatura carece de informações acerca do comportamento desses métodos de proteção quando os sinais monitorados por eles não apresentam somente a componente fun-

1. Introdução

damental de 60 Hz. Apenas pequenas citações são feitas no guia do IEEE, como as relativas à necessidade da colocação de filtros de terceiro harmônico nos métodos que monitoram tensões ou correntes de neutro. Está muito difusa a informação sobre o comportamento dos relés digitais frente a sinais com frequências diferentes da fundamental, assim como praticamente não existem trabalhos sobre as influências das distorções harmônicas na proteção de bancos de capacitores.

Contudo esse se tornou um assunto relevante nos dias atuais. O sistema de geração e distribuição de energia elétrica foi originalmente concebido no início do século XX com o intuito de alimentar motores CA e lâmpadas incandescentes, cargas consideradas lineares e comuns naquela época. Hoje, porém, o perfil do consumo elétrico se alterou radicalmente, uma vez que o uso de cargas não lineares em residências e principalmente nas indústrias aumenta a cada dia. Isso gerou distorções nas formas de onda de tensão e corrente, que passaram a prejudicar o próprio sistema elétrico, com o aumento do aquecimento dos condutores e transformadores, da queima de fusíveis, dos falsos desarmes de disjuntores e relés, da interferência nas comunicações e dos erros de medições (ORTMEYER e CHAKRAVARTHI, 1985).

A proteção de bancos de capacitores em derivação também não ficou imune a essa elevação das taxas de distorção harmônica. Funções de releamento simples, como sobretensão e sobrecorrente, antes muito utilizadas para monitoramento de tensão e corrente no neutro desses bancos, estão causando falsos desarmes desses equipamentos devido à sensibilidade desses relés às componentes harmônicas das grandezas elétricas no neutro. Bancos de capacitores dependentes desse tipo de proteção estão sendo retirados indevidamente do sistema ou estão atuando com ajustes de proteção muito elevados em detrimento da redução da sensibilidade a pequenas falhas.

1.3. O projeto de Pesquisa e Desenvolvimento entre a Cemig D e a UFMG

Diante dos desafios atuais impostos à proteção de bancos de capacitores, a Companhia Energética de Minas Gerais Distribuição S.A. (Cemig D) propôs um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) em parceria com o Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais (DEE/UFMG).

1. Introdução

Os bancos de capacitores de 138 kV atualmente projetados pela empresa, bem como os já instalados e em operação, são ligados em estrela aterrada e possuem transformador de corrente (TC) apenas no fechamento da estrela. A proteção desses bancos contra queima de elementos é feita por um relé de sobrecorrente instalado nesse TC do neutro.

O projeto desses bancos foi feito de tal forma que os fabricantes sugeriram um ajuste bastante sensível para suas proteções. Contudo, a presença mais significativa das componentes harmônicas nos sistemas de 138 kV, o desbalanceamento das tensões das fases e a diferença natural existente entre as capacitâncias de cada fase, causam a circulação de uma corrente de desequilíbrio permanente no fechamento do neutro do banco, o que tem levado à dessensibilização de sua proteção. Desse modo, ela se encontra com um ajuste de proteção superior ao definido no projeto do banco, tornando-a insensível à queima de alguns elementos, caso o valor da corrente de neutro causada pelo desequilíbrio do sistema diminua.

Assim, a situação atual da proteção dos bancos de capacitores da empresa encontra-se de forma precária, podendo levar à sua perda em horários de grande demanda, o que pode comprometer a qualidade da energia entregue aos consumidores. Nas regiões onde estão instalados, a perda desses bancos pode acarretar queda significativa das tensões da rede, violando os limites estabelecidos pela ANEEL.

1.4. Objetivo

O objetivo desse trabalho é analisar em profundidade algumas filosofias de proteção que possam ser adotadas nas subestações de 138 kV da Cemig D em substituição à que monitora a corrente no neutro, utilizada atualmente. O foco é dado em três delas: Corrente de Neutro Compensada, Tensão Diferencial e Impedância. Assim, por meio de simulações comparativas desses métodos de proteção e medições em modelo reduzido, procura-se apresentar o que possui maior robustez aos desequilíbrios inerentes ao banco e às tensões de alimentação do sistema e maior sensibilidade para detecção de pequenas falhas, mesmo em ambiente com muita poluição harmônica. Pretende-se, assim, definir um novo arranjo de proteção de forma a aumentar a sensibilidade de detecção de falhas e a robustez a harmônicos e a distúrbios do sistema elétrico, evitando falsos desligamentos.

1.5. Organização do trabalho

Além desse capítulo introdutório, a dissertação está dividida em outros cinco capítulos e dois apêndices, brevemente resumidos a seguir:

Capítulo 2 – Bancos de Capacitores: Apresenta a tecnologia utilizada na construção dos capacitores de potência, os diferentes tipos de projeto de bancos de capacitores e suas formas de conexão na rede elétrica das subestações.

Capítulo 3 – Proteção de Bancos de Capacitores: Esse capítulo mostra o estado da arte da proteção de bancos de capacitores, apresentando a literatura técnica especializada existente sobre o tema. Depois analisa os trabalhos à luz do objetivo dessa dissertação.

Capítulo 4 – Simulações: A partir dos dados de medições obtidos em subestações de 138 kV são realizadas diversas simulações dos arranjos estudados. Assim, as respostas dos relés utilizados nesses arranjos são avaliadas e comparadas e ao final são feitas análises sobre o desempenho de cada um deles.

Capítulo 5 – Medições em um Modelo Reduzido: Esse capítulo apresenta um detalhamento de como foi montado o modelo reduzido do banco de capacitores e seus sistemas de medição e aquisição de dados. Os resultados das medições obtidos com os diferentes arranjos de proteção são mostrados juntamente com suas análises e comentários.

Capítulo 6 – Conclusões: As considerações finais do trabalho são expostas nesse capítulo, que discute os defeitos e qualidades de cada método de proteção, avaliados por meio das simulações e das medições. Por fim apresenta-se a proposta de continuidade do trabalho.

Apêndice A – Algoritmos Implementados em Relés Digitais: O Apêndice A mostra as equações matemáticas dos algoritmos RMS e de Fourier discutidos ao longo do trabalho e apresenta suas curvas de resposta em frequência.

Apêndice B – Fotos do Modelo Reduzido: O Apêndice B apresenta as fotos tiradas do modelo reduzido do banco de capacitores no Laboratório de Extra-Alta Tensão da UFMG.

2. BANCOS DE CAPACITORES

Esse capítulo faz uma introdução aos bancos de capacitores. Inicialmente, ele apresenta a evolução da tecnologia aplicada na construção dos capacitores utilizados em sistemas elétricos de potência e mostra a constituição de um banco em uma subestação. Depois, explica os aspectos que devem ser considerados em um projeto de um banco de capacitores, como a existência ou não de fusíveis de proteção e a forma como ele está ligado no sistema.

2.1. Tecnologias de capacitores

Os capacitores foram utilizados pela primeira vez na metade da década de 1910 para correção do fator de potência em algumas plantas industriais (CICHANOWSKI e NEWCOMB, 1991). Esses primeiros equipamentos empregavam papel impregnado com cera como dielétrico, eram grandes, pesados e de alto custo, por isso seu uso naquele momento ficou bastante restrito. A pobre qualidade dos materiais utilizados não permitia a construção de capacitores de alta potência, uma vez que as perdas ativas eram muito superiores à potência reativa. Além disso, as constantes descargas parciais no dielétrico reduziam a vida útil dos capacitores e davam pouca confiança aos processos em que eles eram empregados.

Contudo, a partir da década de 1930, a introdução de materiais dielétricos mais baratos e outras mudanças em sua forma de construção causaram significativas reduções de tamanho e preço. O papel Kraft começou a ser utilizado e a cera foi substituída por óleos minerais, que posteriormente foram trocados pelo PCB. Esse líquido impregnante mostrou-se muito vantajoso em relação àqueles óleos devido à sua maior constante dielétrica, à elevada suportabilidade aos estresses elétricos, a uma boa estabilidade térmica e ao fato de não ser inflamável. Assim, o uso de capacitores em derivação disseminou-se e a utilização de bancos de capacitores chaveados em subestações, onde eram apenas acionados em momentos de muita carga no sistema, tornou-se muito popular.

Porém, as perdas dielétricas continuavam ainda bastante elevadas. De acordo com (CICHANOWSKI e NEWCOMB, 1991), até o início da década de 1960 elas correspondiam a duas vezes a potência reativa fornecida pelos capacitores, o que limitava termicamente sua potência máxima em 100 kVAr. Essas perdas resultavam em pontos com temperaturas elevadas, que aceleravam a deterioração da capacidade dielétrica dos capacitores. Falhas no mate-

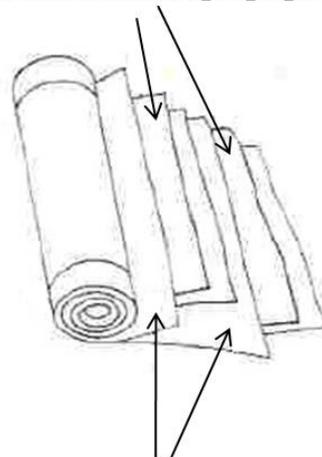
2. Bancos de Capacitores

rial dielétrico causavam arcos contínuos que geravam gases que estufavam os invólucros desses equipamentos e eventualmente rompiam suas caixas (DHILLION e TZIOUVARAS, 1999).

Hoje, porém, as unidades capacitivas aplicadas em sistemas elétricos de potência são constituídas por diversos elementos capacitivos feitos com filme dielétrico de polipropileno, ao invés do papel Kraft, folhas de alumínio e produtos impregnantes com perdas menores e de maior suportabilidade a estresse elétrico quando comparados ao PCB. A Figura 1 mostra como é formado um elemento capacitivo presente em um capacitor de potência.

Essas características permitiram um grande incremento na densidade de potência reativa fornecida por cada capacitor, removendo praticamente a barreira térmica do projeto desses equipamentos (DHILLION e TZIOUVARAS, 1999). O desenvolvimento constante da tecnologia desses materiais dielétricos de meados da década de 1960 até os dias atuais vem proporcionando um aumento cada vez maior na potência dos capacitores e uma redução em seu volume e em seus custos. Esses fatos contribuíram para sua aplicação em vários pontos do sistema elétrico, onde ajudam a manter a eficiência na transmissão e na distribuição da energia elétrica.

Filme dielétrico de polipropileno



Eletrodos de folha de alumínio

Figura 1 – Constituição de um elemento capacitivo. Adaptado de (LONGLAND, 1984).

A maior diferença entre as unidades capacitivas está em seu projeto interno, por exemplo, no número de elementos capacitivos em paralelo e em série e se a proteção é por fusível externo, interno ou sem fusível. Esse assunto será tratado nas próximas seções.

2.2. Considerações iniciais sobre bancos de capacitores

Um banco de capacitores em derivação é normalmente constituído por unidades capacitivas, denominadas “latas”, conectadas de modo a obter os valores de tensão e potência desejados. Conforme se observa na Figura 2, utilizam-se nesses bancos grupos série de unidades capacitivas para reduzir a tensão nos terminais de cada unidade, adequando-a aos seus valores nominais. Já a quantidade de unidades em paralelo em cada grupo série, determina a potência reativa que esse será capaz de fornecer ao sistema, mas a determinação dos números máximos e mínimos de unidades depende do tipo de banco (fusível externo, fusível interno ou sem fusível), conforme será visto mais adiante.

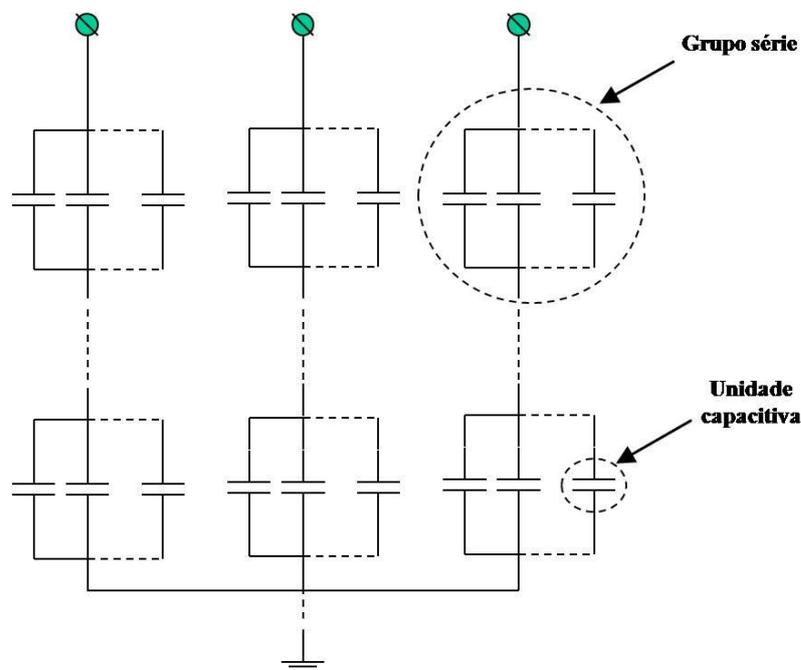


Figura 2 – Exemplo de um banco de capacitores.

Cada unidade capacitiva é internamente formada por vários capacitores menores, denominados elementos capacitivos. Eles geralmente estão associados em grupos séries, compostos por elementos em paralelo, de acordo com a Figura 3. O resistor observado nessa figura tem a função de fazer a descarga interna dos elementos capacitivos e diminuir a tensão residual da “lata” para 50 V ou menos em 5 minutos (BRUNELLO, KASZTENNY e WESTER, 2003).

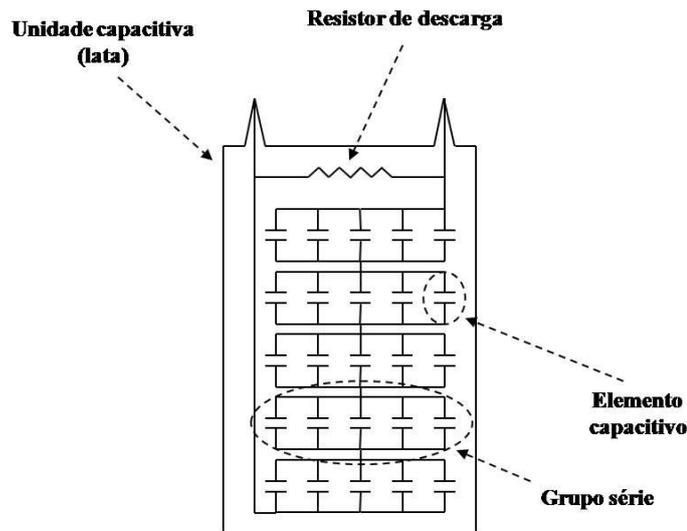


Figura 3 – Exemplo de uma unidade capacitiva.

2.3. Projeto de bancos de capacitores

A proteção dos bancos de capacitores depende da correta compreensão do projeto desses equipamentos e da forma como suas unidades estão conectadas no sistema elétrico. Essas variáveis são decisivas na determinação da sensibilidade dessa proteção, de sua robustez a fatores não ligados a falhas internas ao banco (como faltas no sistema elétrico e componentes harmônicas) e também de seu custo de implantação na subestação.

No projeto de um banco de capacitores em derivação, como regra geral, o número mínimo de unidades capacitivas em paralelo em um mesmo grupo série é determinado com base na premissa de que ao se isolar uma unidade (devido a alguma falha) a tensão permanente que resulta nas demais não seja superior a 110% de seus valores de tensão nominais, de acordo com o guia IEEE Std. 18-2002. O mesmo vale para o número mínimo de unidades em série, no caso de bancos sem fusíveis: considerando que uma sofra um curto-circuito, as demais não podem ficar submetidas a essa sobretensão permanente.

Já o número máximo de unidades que podem ficar em paralelo em um mesmo grupo série é determinado conforme a recomendação NEMA CP1-1988, que sugere que o máximo valor de potência reativa em um mesmo grupo série seja de 4650 kVAr. Isso porque quando ocorre uma falha em uma unidade capacitiva, as cargas armazenadas nas demais unidades paralelas são drenadas para ela em forma de uma corrente transitória de alta frequência, conforme mostra a Figura 4, podendo causar a ruptura de seu invólucro ou até mesmo uma falta no barramento do banco. Ou seja, as unidades capacitivas em falha devem ser capazes de su-

2. Bancos de Capacitores

portar essa corrente transitória, que será tanto maior quanto mais unidades existirem em paralelo. Uma das formas de reduzir essa energia estocada nos capacitores em paralelo é aumentar o número de grupos séries. A princípio, não existe um limite máximo para a quantidade de capacitores em série, porém, quanto maior essa quantidade, mais sensível precisa ser o sistema de proteção para detectar falhas internas nesse banco.

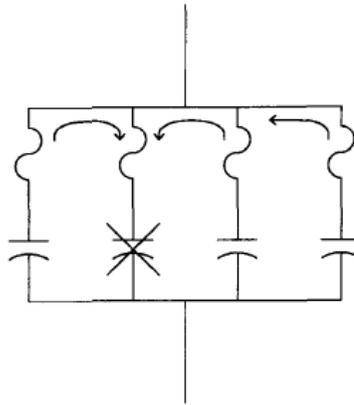


Figura 4 - Descarga das cargas armazenadas nos capacitores paralelos ao que sofre a falha (MENDIS *et al.*, 1993).

2.3.1. Bancos de capacitores com fusíveis externos

Os fusíveis externos removem toda a unidade capacitiva para impedir a ruptura de seu invólucro em caso de falha e permitir que o restante do banco continue em funcionamento. Bancos desse tipo eram muito comuns quando o papel Kraft impregnado em PCB era o dielétrico utilizado nos capacitores. Em caso de rompimento, a celulose desse papel chamuscava, os eletrodos se mantinham separados e um arco sustentado os interligava, causando a formação de gases, o que levava a um risco de explosão do invólucro. Assim, os fusíveis eram fundamentais para retirar rapidamente essas unidades do sistema.

Esses bancos são caracterizados pela presença de unidades capacitivas de altas tensões nominais em paralelo e um pequeno número de grupos série, de acordo com o desenho mostrado na Figura 5. A vantagem deles é a identificação rápida da unidade que sofreu a falha, uma vez que ela apresentará seu fusível rompido. Contudo, esses fusíveis estão expostos aos fatores climáticos e devem passar por uma manutenção periódica. Isso eleva os custos para o operador e a indisponibilidade do banco, que precisa ser retirado de funcionamento para que a troca seja realizada.

2. Bancos de Capacitores

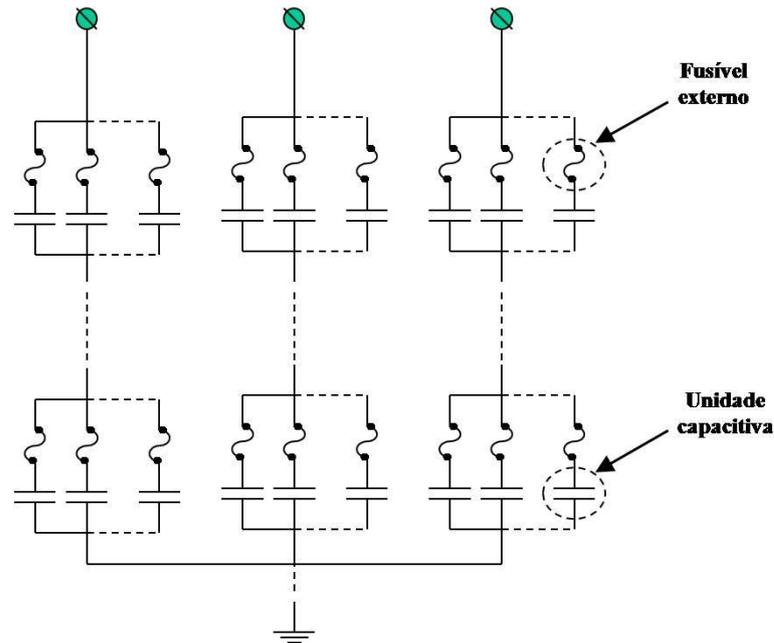


Figura 5 - Banco de capacitores com fusíveis externos.

2.3.2. Banco de capacitores com fusíveis internos

Os fusíveis internos se destinam a isolar em uma unidade capacitiva seus elementos danificados e permitir a operação dos demais remanescentes. Como a unidade capacitiva é projetada para limitar o aumento da tensão nos elementos capacitivos presentes no mesmo grupo série do que foi excluído com o rompimento do fusível, ela pode ser deixada em serviço indefinidamente, aumentando a disponibilidade do banco. Desse modo, no projeto do banco são utilizadas menos unidades em paralelo, pois a falha de alguns elementos capacitivos não causa tanto desbalanceamento quanto a retirada de uma lata. Isso chega a ser uma grande vantagem na utilização do espaço em relação ao banco de capacitores com fusíveis externos.

O arranjo de um banco desse tipo é semelhante ao mostrado na Figura 2. A Figura 6 ilustra uma única lata, enfatizando os fusíveis internos para a retirada de elementos capacitivos quando ocorrem falhas e os resistores de descarga, presentes em cada grupo série.

2.3.3. Bancos de capacitores sem fusíveis

Aumenta cada vez mais a adoção desse tipo de banco, pois a alta qualidade do isolamento utilizado atualmente nos capacitores está fazendo o uso de fusíveis se tornar obsoleto. A falha de um elemento capacitivo provoca um curto na região onde ele está localizado, causando um aumento de tensão nos elementos remanescentes na mesma perna, ou *string* (conjunto de elementos ou unidades capacitivas em série). Assim, uma unidade capacitiva projetada

2. Bancos de Capacitores

da dessa forma possui muitos elementos em série de modo que uma falha em um não cause uma tensão nos demais acima dos limites estabelecidos. As unidades capacitivas são ligadas somente em série no banco, conforme mostra a Figura 7. Uma de suas vantagens é que a proteção contra desbalanceamento não precisa ser retardada para fazer a coordenação com os fusíveis, porém o número muito grande de unidades em série reduz a sensibilidade da proteção.

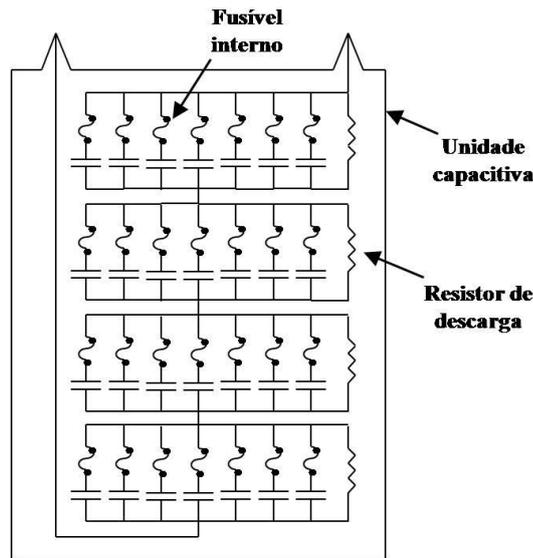


Figura 6 - Unidade capacitiva com fusível interno.

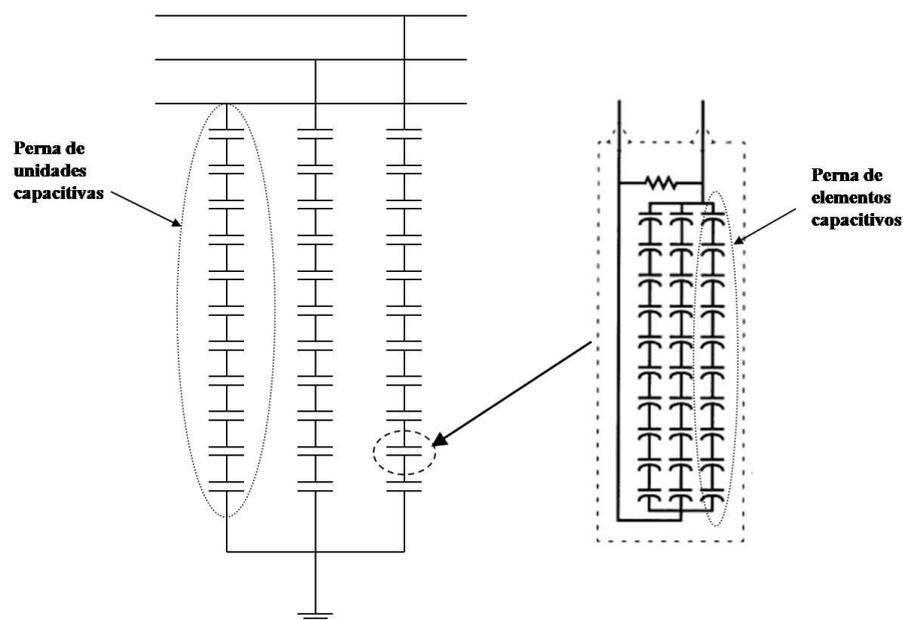


Figura 7 - Banco de capacitores formado por unidades capacitivas sem fusíveis, compostas por 3 pernas com 10 elementos capacitivos.

2.4. Tipos de conexões

Os bancos de capacitores em derivação podem ser conectados no sistema elétrico formando várias configurações, que podem ser divididas em três tipos básicos: estrela aterrada, estrela não-aterrada e delta. A adoção de uma determinada configuração depende das características do sistema no qual o banco está conectado. Assim, é necessário avaliar as vantagens e desvantagens de se utilizar determinada ligação para uma aplicação específica.

2.4.1. Estrela aterrada

Os bancos de capacitores com a configuração estrela aterrada são compostos por unidades capacitivas dispostas em série e paralelo e proporcionam um caminho de baixa impedância para a terra, sendo usados em plantas elétricas que utilizam o aterramento como uma filosofia de proteção para que seus relés detectem correntes em curtos-circuitos que envolvam a terra.

Segundo (BISHOP, DAY e CHAUDHARY, 2001), esse tipo de conexão, apresentada na Figura 8, possui vantagens e desvantagens em relação à conexão estrela não-aterrada. As vantagens são:

- o menor custo inicial, uma vez que o neutro não precisa ser isolado para tensões fase-fase como no caso do banco estrela isolada;
- as tensões transitórias de restabelecimento de arco (*recovery voltage*) são menores.

As desvantagens são:

- o neutro aterrado permite a circulação de correntes harmônicas, o que pode gerar interferências em redes telefônicas;
- não pode ser usada em sistemas com o neutro isolado, pois proporciona um caminho para falta de baixa impedância;
- no caso de bancos com apenas uma unidade em cada grupo série, a corrente que circula na ocorrência de uma falha é a corrente de curto-circuito do sistema;
- as correntes de energização (*inrush currents*) contém componentes de alta frequência que circulam pela malha de aterramento da subestação.

2. Bancos de Capacitores

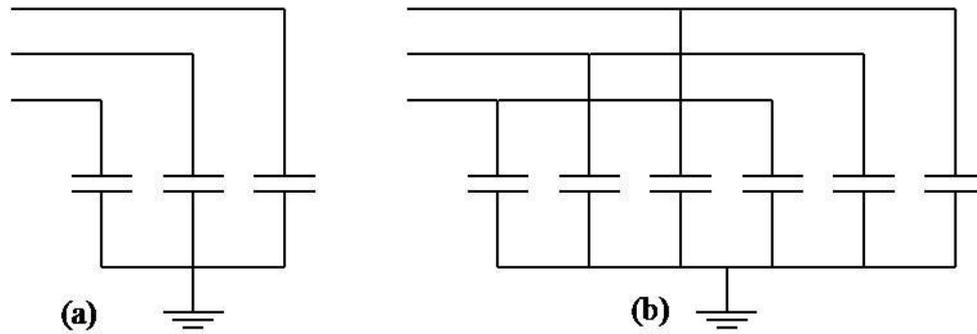


Figura 8 - Conexão em estrela aterrada (a) e em dupla estrela aterrada (b).

Quando um banco de capacitores se torna muito grande, com uma quantidade de potência por grupo série acima dos limites recomendados, ele pode ser dividido em duas estrelas, conforme é mostrado na Figura 8-b. As características da configuração dupla estrela aterrada são similares à da configuração da estrela simples, sendo que os dois neutros são diretamente conectados em uma simples ligação à terra. Ela também apresenta vantagem quanto à proteção contra desbalanceamento do banco, assunto que será tratado no próximo capítulo.

2.4.2. Estrela não-aterrada

Bancos não-aterrados não permitem circulação de correntes de sequência zero, terceiro harmônico de correntes e grandes correntes de descargas capacitivas durante faltas no sistema para a terra. Assim, são utilizados em plantas elétricas que prezam pela continuidade de funcionamento no caso desses tipos de faltas. Contudo, o neutro precisa ser isolado para tensões fase-fase, o que pode encarecer a instalação que possui bancos de tensão nominal acima de 15 kV. A Figura 9 mostra as conexões de um sistema com uma única estrela e com duas estrelas. O critério para a adoção de uma configuração ou outra é o mesmo do item anterior.

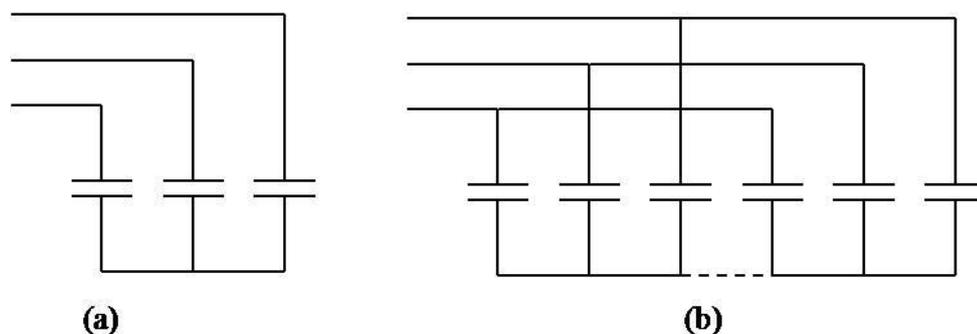


Figura 9 – Conexão em estrela não-aterrada (a) e dupla estrela não-aterrada (b).

2. Bancos de Capacitores

2.4.3. Delta

Bancos com conexão em delta (Figura 10) são geralmente usados na rede de distribuição e em sistemas elétricos industriais e são configurados como um simples grupo série de capacitores dimensionados para a tensão fase-fase dessa rede. Dessa forma, a saída de uma unidade capacitiva do arranjo devido a uma falha não causa sobretensão nas demais do mesmo grupo. Assim, a proteção contra desbalanceamento possui uma importância reduzida nessa configuração se comparada com as configurações em estrela utilizadas em subestações de alta tensão.

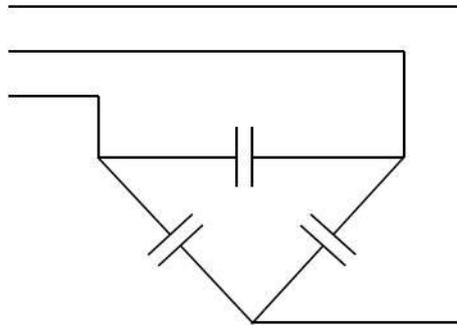


Figura 10 - Conexão em delta.

3. PROTEÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES

Quando um banco de capacitores é colocado em funcionamento, podem ocorrer, ao longo do tempo, falhas internas que retiram os elementos capacitivos de operação. Essa situação condiciona o banco a um funcionamento em condição de desequilíbrio de capacitâncias nas três fases, o que resulta em uma redistribuição de tensão ao longo dos elementos capacitivos remanescentes, deixando-os sujeitos a uma sobretensão permanente. De acordo com o guia IEEE Std. 18-2002, os capacitores em derivação devem operar continuamente com uma tensão de, no máximo, 110% da nominal.

Assim, o propósito da proteção de um banco de capacitores em derivação contra desbalanceamento é retirá-lo de operação antes que a sobretensão nos elementos capacitivos remanescentes se torne alta o suficiente para provocar uma falha em cascata, levando à perda completa do banco.

Esse capítulo apresenta a revisão da literatura sobre esse tema, dedicando uma seção exclusiva para o guia IEEE Std. C37.99-2000, a referência mais completa encontrada sobre o assunto. A maioria dos demais trabalhos, citados na seção 3.2, faz referência a esse guia, o que justifica a necessidade de destacá-lo em relação aos demais. Já a seção 3.3 faz uma análise do que foi mostrado na literatura e propõe os métodos de proteção que serão estudados com mais profundidade nessa dissertação nos capítulos subsequentes.

3.1. Revisão da IEEE Std. C37.99-2000

Essa referência destaca que a proteção de bancos de capacitores em derivação envolve tanto arranjos de proteção contra falhas internas ao banco, incluindo aquelas que ocorrem dentro da unidade capacitiva, quanto métodos de proteção contra distúrbios e faltas do sistema que afetam esses equipamentos. Como exemplos dos primeiros têm-se os arranjos associados à detecção do desbalanceamento das capacitâncias do banco devido a falhas dos elementos capacitivos e/ou a arcos elétricos que podem ocorrer entre latas de diferentes fases situadas sobre a mesma estrutura na subestação.

3. Proteção de Bancos de Capacitores

Já em relação aos métodos relacionados à proteção contra eventos externos, suas funções são reduzir o estresse e evitar danos aos capacitores na ocorrência dos seguintes fatos, associados ao sistema elétrico: arco externo para o banco de capacitores; sobretensões (impulsivas e/ou provocadas pela distorção harmônica); sobrecorrente no ramo do banco; perda da tensão do barramento, etc. Porém, a forma de atuar para reduzir as consequências desses acontecimentos é bastante genérica e serve tanto para bancos de capacitores quanto para outros equipamentos em subestações (atua-se, por exemplo, com a colocação de para-raios para o controle das sobretensões transitórias). Assim, o foco desse trabalho, conforme já dito previamente, se encontra na proteção dos bancos de capacitores em derivação contra desbalanceamento.

A Figura 11, adaptada desse guia, mostra a integração desses dois tipos de proteção para evitar que um banco de extra-alta tensão seja danificado quando submetido a falhas internas ou falhas referentes ao sistema. Dessa forma, pode-se perceber a presença de relés de sobrecorrente (50/51), sobrecorrente de neutro (51N), sobretensão (59B) e subtensão (27B) de barramento, que executam a proteção contra fenômenos externos, juntamente com relés de proteção diferencial de barramento. Também se observam os relés de tensão diferencial e de desbalanceamento de neutro, que protegem o banco contra falhas internas e serão explicados mais a frente no capítulo. Todos esses equipamentos estão ligados ao comando do disjuntor (52) que atua no sentido de retirar o banco do sistema em caso de algum tipo de falha.

A proteção contra desbalanceamento é realizada por meio de métodos indiretos, isto é, através do monitoramento de grandezas elétricas como tensão e corrente. Dependendo de como o banco está conectado no sistema de alimentação (estrela aterrada, estrela não-aterrada ou delta) e do tipo de banco de capacitores utilizado (fusíveis externos, fusíveis internos ou sem fusíveis) são realizados cálculos que determinam a relação entre a grandeza elétrica monitorada e o grau de desequilíbrio do banco de capacitores. Os arranjos apresentados no guia foram divididos nessa dissertação em dois grupos para facilitar a sua explicação, referentes aos que monitoram as grandezas de neutro e aos que monitoram as grandezas de fase. A descrição desses tipos de arranjos é apresentada a seguir.

3. Proteção de Bancos de Capacitores

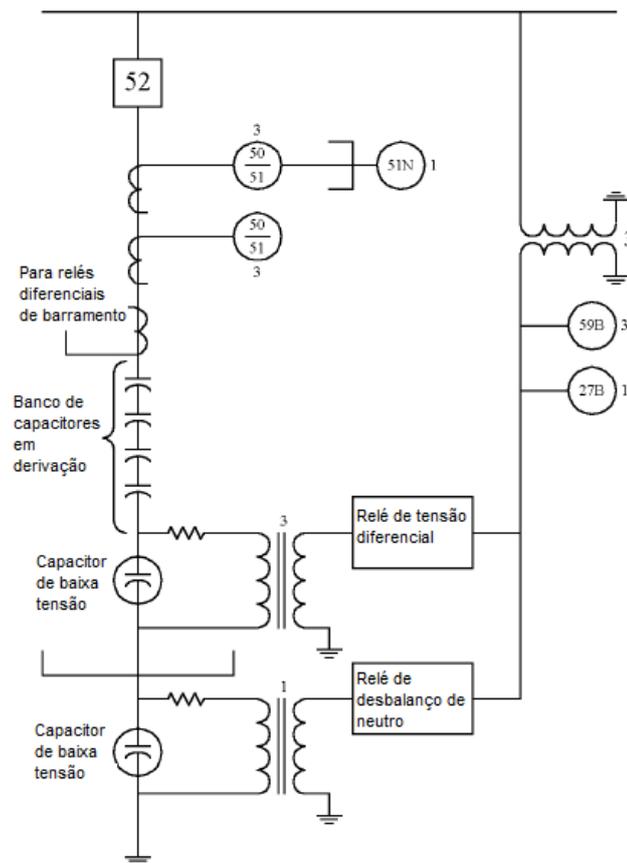


Figura 11 - Esquema de um arranjo de proteção para um banco de capacitores em derivação de extra-alta tensão.

3.1.1. Arranjos que monitoram grandezas de neutro

Esses arranjos são caracterizados por uma maior simplicidade de implantação em um ambiente de subestação, se comparados aos que monitoram as grandezas de fase. Eles se baseiam no princípio de que, se o sistema estiver equilibrado, tensão ou corrente no neutro serão nulas. Caso ocorra algum desbalanceamento de capacitância entre as fases do banco, ele será percebido no neutro por meio de uma elevação da tensão ou da corrente. Como exemplo tem-se o arranjo em que um transformador de potencial está ligado entre o neutro e a terra e um relé de sobretensão em seu secundário monitora a tensão entre esses dois pontos (Figura 12). Alternativamente, para bancos em estrela aterrada, pode-se ligar um transformador de corrente no fechamento do neutro do banco e utilizar um relé de sobrecorrente em seu secundário para monitorar a corrente que circula do neutro para a terra ou, como mostrado no esquema da Figura 11, utilizar um capacitor de baixa tensão entre o neutro e a terra e verificar a queda de tensão em seus terminais. Esses dois arranjos são mostrados na Figura 13.

3. Proteção de Bancos de Capacitores

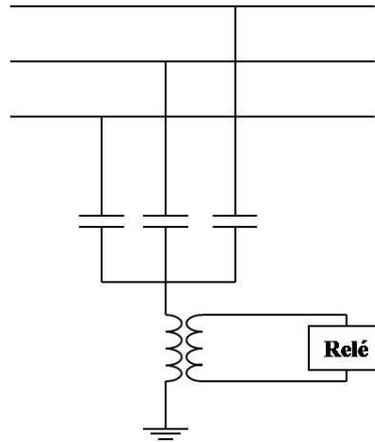


Figura 12 - Proteção de um banco estrela não aterrada por monitoramento da tensão de neutro.

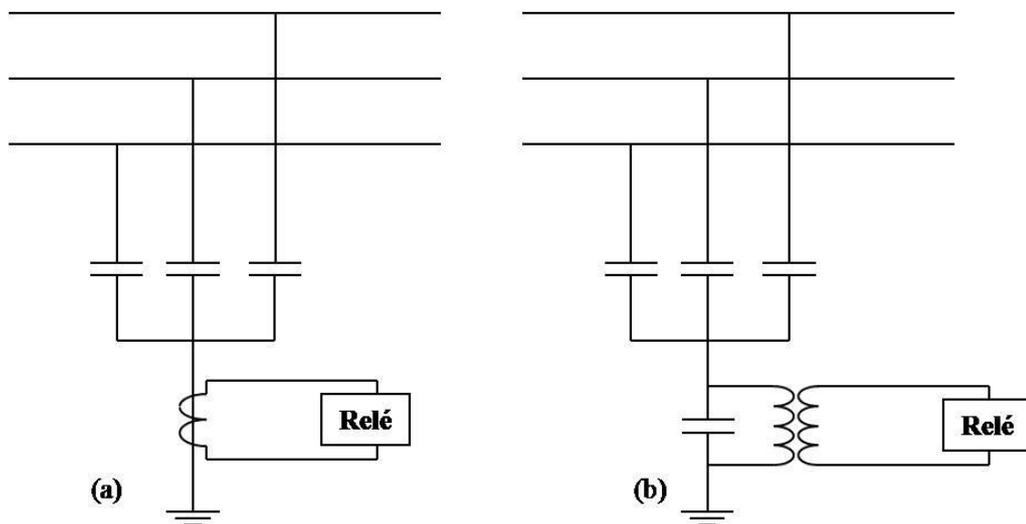


Figura 13 - Proteção de um banco em estrela aterrada por meio do monitoramento da (a) corrente de neutro e (b) da tensão em um capacitor colocado no fechamento do neutro.

Contudo, essas configurações apresentam dois problemas: a sensibilidade aos desbalanceamentos inerentes ao sistema e ao banco de capacitores e a sensibilidade às componentes harmônicas. O desbalanceamento das tensões da rede elétrica e o desequilíbrio natural das capacitâncias entre as fases do banco devido à tolerância de fabricação são responsáveis pelo surgimento no neutro de uma corrente ou tensão de sequência zero na frequência da rede capaz de sensibilizar o relé de proteção. As componentes harmônicas de fase se somam no neutro e, mesmo para sistemas equilibrados, ocorre a circulação de correntes de terceiro harmônico e seus múltiplos, que também podem sensibilizar o relé. O mesmo vale em relação aos harmônicos para a tensão de neutro em bancos não aterrados. Assim, os relés mostrados anteriormente precisam apresentar filtros que só permitem a passagem do sinal na frequência fundamental.

3. Proteção de Bancos de Capacitores

Para eliminar o efeito do desbalanceamento das tensões da rede de alimentação, o guia propõe os arranjos mostrados nas figuras 14 e 15, considerados ideais para bancos que precisam ser divididos em duas estrelas. Os primeiros, utilizados em bancos ligados em estrela não-aterrada, consistem em um transformador de corrente ligado na conexão dos neutros das duas estrelas e em um relé de sobrecorrente (Figura 14-a). Nessa mesma figura, ao lado, um transformador de potencial é conectado entre os neutros e em um relé de sobretensão (Figura 14-b). Já para os bancos aterrados, conforme se observa na Figura 15, os secundários dos transformadores de corrente estão conectados de forma que as correntes de cada estrela se subtraíam e apenas o resíduo seja monitorado pelo relé de sobrecorrente. Como alternativa, pode-se usar apenas um TC em janela, com os cabos de ligação do neutro para a terra de ambas as estrelas entrando na janela do transformador em direções opostas. Todos eles também compensam para as componentes harmônicas, já que monitoram sempre um sinal diferencial, comparando as duas pernas dos bancos, o que anula essas componentes quando seu funcionamento está livre de falhas.

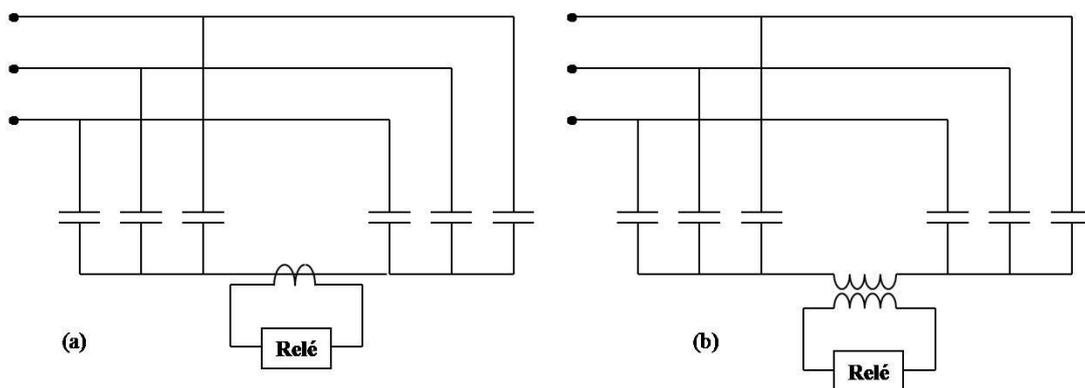


Figura 14 - Proteção de um banco ligado em dupla estrela não-aterrada com o monitoramento da (a) corrente entre os neutros das estrelas e (b) tensão entre neutros.

Esses arranjos, porém, não promovem compensação para o desequilíbrio natural do banco, a menos que no período de comissionamento do relé na subestação alguns testes sejam realizados para determinar a corrente (ou tensão) do neutro associada a ele. Contudo, nas configurações em dupla estrela o sinal monitorado é duas vezes superior ao monitorado pelas configurações em estrela simples mostradas nas figuras 12 e 13. Isso aumenta a sensibilidade da proteção e pode ser benéfico para a detecção de pequenas falhas.

3. Proteção de Bancos de Capacitores

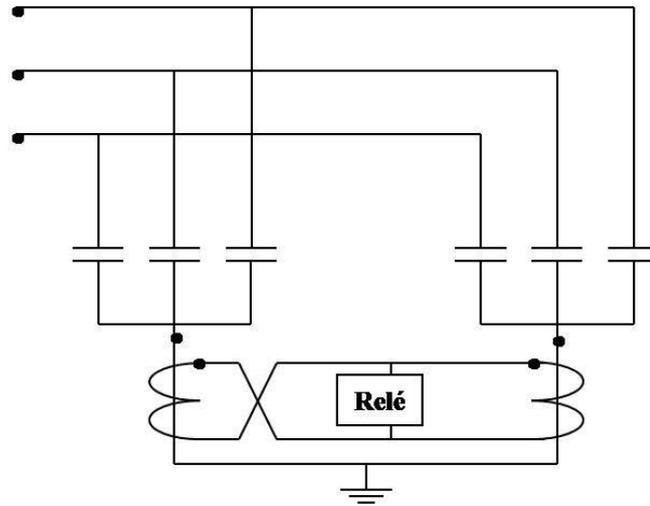


Figura 15 - Proteção de um banco ligado em dupla estrela aterrada por meio do monitoramento da corrente diferencial de neutro.

No entanto, às vezes o banco não pode sofrer essa divisão e tem que se manter em uma única estrela. Assim, outros dois arranjos são propostos como alternativas também insensíveis aos desbalanceamentos citados, ambos para bancos em ligação estrela não-aterrada.

A Figura 16 mostra um esquema de proteção que consiste em três transformadores de potencial com seus secundários conectados em delta aberto e ligados em um relé de sobre-tensão. Desse modo, o relé monitora um sinal correspondente à soma das três tensões de fase para neutro no banco. Esse sinal apresenta um ganho de três vezes em relação ao da tensão de neutro monitorada pelo relé da Figura 12, o que, aliado à insensibilidade do esquema ao desbalanceamento de tensão da rede, torna bastante interessante sua aplicação.

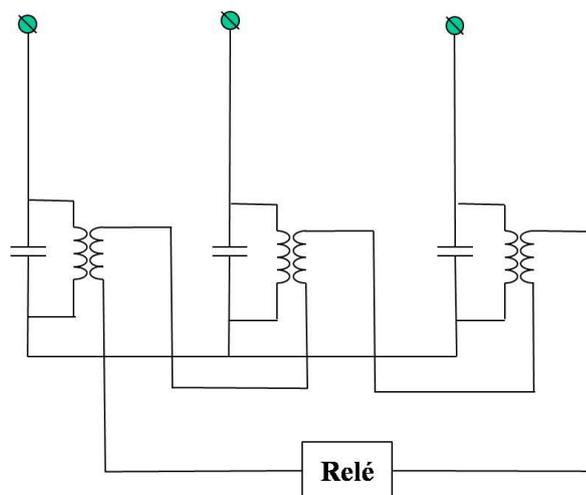


Figura 16 - Relé de desbalanço de neutro com TPs em configuração delta aberto.

3. Proteção de Bancos de Capacitores

Já a Figura 17 apresenta um arranjo mais completo para a compensação dos desequilíbrios inerentes ao sistema e ao banco. Nesse caso, o desbalanceamento aparece como uma tensão de sequência zero no neutro do banco e na soma das tensões de suas fases. A diferença entre essas duas tensões, calculada na lógica interna do relé, compensa para os desequilíbrios das tensões da rede. Considerando o funcionamento normal do banco, a tensão residual observada corresponde ao seu desequilíbrio natural e pode ser compensada pelo relé de modo que a tensão monitorada resultante seja nula.

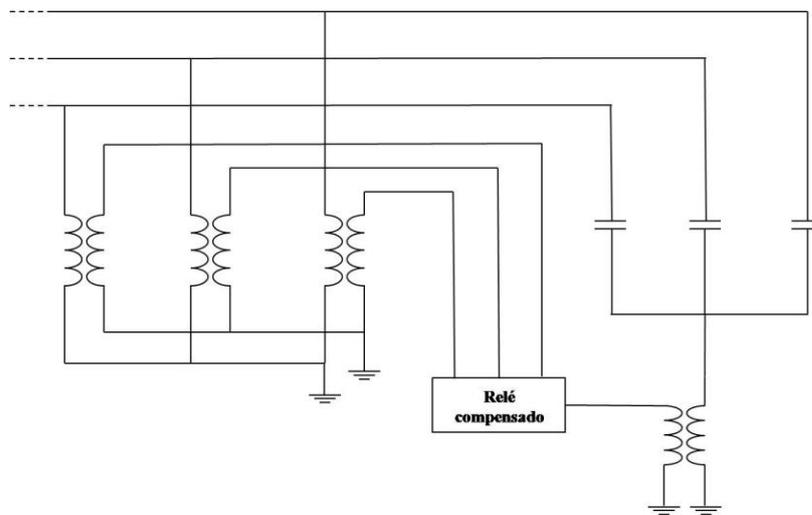


Figura 17 - Arranjo de proteção da tensão de neutro com compensação.

Uma fonte de erros secundária que pode surgir nesses arranjos é a associada à classe de exatidão dos equipamentos utilizados nas medições. Esse fato pode se tornar bastante crítico nos arranjos apresentados nas figuras 16 e 17, em que erros de amplitude e/ou fase introduzidos pelos TPs podem causar uma falsa estimação de desequilíbrio do banco, o que pode ocasionar falsos alarmes e desarmes.

3.1.2. Arranjos que monitoram grandezas de fase

Esses arranjos podem ser aplicados tanto a bancos de capacitores ligados em estrela aterrada quanto aos conectados no sistema na configuração estrela não-aterrada. Eles são os únicos que monitoram individualmente cada fase do banco, apresentando algumas vantagens, como a possibilidade de informar ao operador em qual delas houve a falha responsável pela atuação do relé e a retirada do banco do sistema. Por causa desse monitoramento individual por fase, não há a preocupação com o desequilíbrio das tensões da rede e é mais simples compensar o sistema de proteção para os desequilíbrios naturais dos capacitores e erros inseridos

3. Proteção de Bancos de Capacitores

pelos equipamentos de medição. Isso tudo acarreta uma maior sensibilidade na detecção, contudo, esses arranjos são mais caros, sendo utilizados somente em situações em que é exigida grande sensibilidade na proteção de determinado banco de capacitores.

Os arranjos de tensão diferencial são apresentados nas figuras 18 e 19. Na Figura 18 é mostrado o arranjo em que são utilizados seis transformadores de potencial (dois por fase), três medindo as tensões do barramento e três medindo as tensões em algum ponto do banco (*tap*). Esse ponto é obtido com a colocação de um equipamento de medição (por exemplo, um TP), que fará a medição de tensão entre a terra e um ponto da perna de capacitores em uma fase. No caso da Figura 18, o *tap* de medição se encontra no ponto intermediário do banco, ou seja, a tensão medida ali será a metade da tensão do barramento. Porém, outros *taps* podem ser escolhidos, o que vai depender do nível de tensão suportada pelos transformadores de potencial que serão utilizados (quanto mais próximo o *tap* estiver do ponto de neutro, menor será a tensão nos TPs). No entanto é importante ressaltar que, se o *tap* estiver em um ponto abaixo do intermediário, falhas que ocorrerem nos capacitores localizados entre o barramento e o *tap* apresentarão uma sensibilidade de detecção menor do que as que ocorrerem nos capacitores localizados entre o *tap* e a terra.

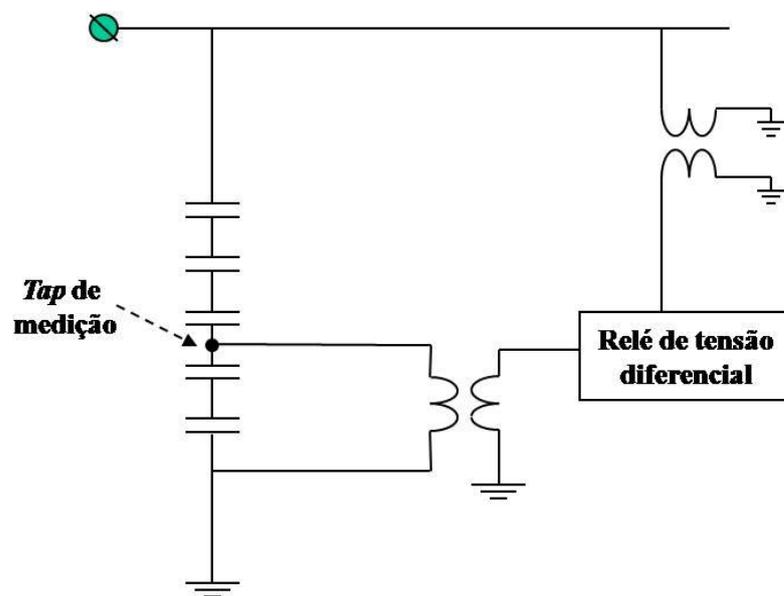


Figura 18 - Proteção de um banco em estrela aterrada com o monitoramento da diferença entre a tensão no barramento e a tensão no *tap* intermediário desse banco em cada fase.

Uma alternativa a esse arranjo é o apresentado na Figura 19, em que a tensão é medida em um capacitor de baixa tensão colocado no fechamento do neutro em cada fase em série com os capacitores do banco. A vantagem dessa configuração é a utilização de transformado-

3. Proteção de Bancos de Capacitores

res de potencial de baixa tensão, por exemplo, de 220 V. Contudo, um cuidado especial deve ser tomado com esse capacitor, uma vez que se ele queimar deve ser promovido um caminho alternativo para a corrente fluir para a terra, caso contrário uma fase do banco ficará aberta.

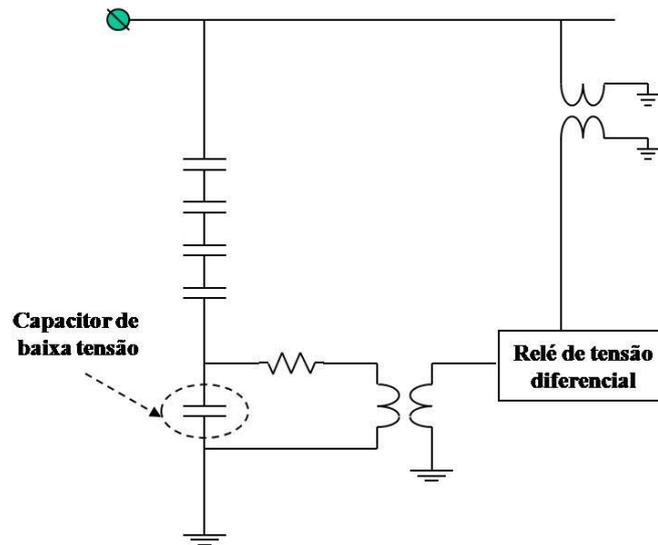


Figura 19 - Proteção de um banco em estrela aterrada com o monitoramento da diferença entre a tensão do barramento e a de um capacitor de baixa tensão em cada fase.

Para ambas as configurações, comparando as tensões desses TPs, um sinal diferencial que responde a falhas internas no banco é obtido. No comissionamento do relé na subestação, após a certificação de que todos os capacitores estão em perfeito estado de funcionamento, os níveis de tensão que chegam ao relé são ajustados para serem iguais. Assim, a diferença entre os sinais de tensão do *tap* de medição e do barramento é igual a zero e os desequilíbrios devido à tolerância de fabricação dos capacitores são compensados. Se o desbalanceamento das tensões do sistema variar, o sistema de proteção continuará compensado, pois a mesma variação de tensão que ocorre no barramento acontece no *tap* de medição. O mesmo raciocínio vale para as componentes harmônicas, que serão canceladas. Assim, qualquer outra diferença de tensão que ocorrer entre as duas monitoradas será devido à perda de uma unidade ou de elementos capacitivos dentro de determinada fase.

Por fim o guia apresenta a configuração em ponte H para a proteção de bancos de capacitores, destacando que esta também serve para uma gama variada de conexões dos capacitores: estrela aterrada, estrela não-aterrada, delta e configurações apenas com capacitores monofásicos. A Figura 20 ilustra esse tipo de proteção.

3. Proteção de Bancos de Capacitores

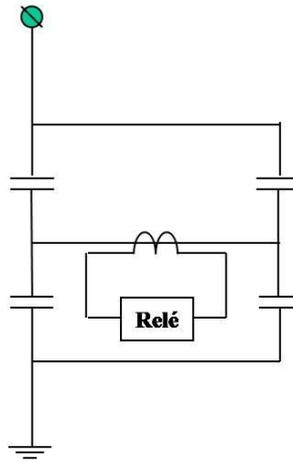


Figura 20 - Proteção em configuração H de uma das fases de um banco de capacitores.

Conforme observado nessa figura, a ponte H é baseada na medição de corrente por meio de um TC conectado a um relé de sobrecorrente em um ramo que conecta duas pernas de capacitores de uma mesma fase, geralmente no ponto médio delas. Caso o banco esteja balanceado, a corrente que circula por esse ramo é nula. Mas caso ocorra uma falha em uma unidade ou elemento capacitivo, uma corrente circulará pelo TC e sensibilizará o relé.

Esse tipo de arranjo é bastante sensível para a detecção de pequenas falhas. O relé não é sensibilizado pelas componentes harmônicas e o desequilíbrio natural do banco pode ser compensado no período de comissionamento na subestação. Assim, a ponte H é utilizada em grandes bancos com muitas unidades capacitivas em paralelo.

Um problema que atinge todas as configurações que monitoram as grandezas de neutro e que também afeta os arranjos de tensão diferencial e em ponte H é a ambiguidade de medição quando o desbalanceamento das capacitâncias é equilibrado. Assim, quando ele ocorre de forma simétrica nas três fases, não gera uma elevação da tensão ou corrente de neutro, nem quando esse desequilíbrio acontece igualmente entre duas estrelas, no exemplo do banco ligado em dupla estrela. No caso do método da tensão diferencial, se ocorrer uma falha de igual magnitude em um capacitor localizado entre o barramento e o *tap* e em um capacitor situado entre o *tap* e a terra, a tensão diferencial continua sendo nula. O mesmo acontece para a configuração em ponte H quando uma mesma falha ocorre em suas duas pernas.

Nessa situação pode ser necessário fazer ajustes mais sensíveis para o relé e aumentar sua velocidade de detecção, para que ele perceba rapidamente uma falha em uma das fases e retire o banco ou dê um alarme para o operador antes de o problema se espalhar para as demais fases. Contudo, ao deixar o relé com esse ajuste, a possibilidade de falsos alarmes e desligamentos aumenta muito, podendo prejudicar a disponibilidade do banco no sistema.

3. Proteção de Bancos de Capacitores

No entanto, no método da tensão diferencial em que o *tap* de medição é obtido no capacitor de baixa tensão há menor probabilidade desse problema de ambiguidade ocorrer. Isso devido à natureza distinta do capacitor de baixa tensão em relação aos que constituem o banco (esse não é formado por elementos capacitivos que estão sujeitos a falhas). Assim, dificilmente uma falha ocorrida nas unidades capacitivas desse banco será igual a uma no capacitor de baixa tensão, aumentando a confiabilidade da proteção.

Com a pesquisa em outras fontes bibliográficas se encontrou outro arranjo de proteção insensível a essa ambiguidade e que também monitora as grandezas de fase: o arranjo da Impedância. Ele será apresentado na próxima seção, junto com uma revisão completa de toda a literatura pesquisada que complementa o que foi discutido até o momento.

3.2. Revisão da literatura

Na referência mais antiga encontrada (TOM, 1962) é relatado o desejo de se desenvolver um relé que tenha sensibilidade suficiente para prevenir falhas em cascata em bancos de capacitores situados em subestações de 115 e 230 kV. Sua motivação foi que, até aquele momento, não existia outro método, a não ser a inspeção visual, de detectar fusíveis queimados nas unidades capacitivas, o que levava ao risco de um banco operar desequilibrado e iniciar uma perda em sequência de seus capacitores devido à sobretensão. Toda a proteção existente era para eventos do sistema elétrico externos ao banco e não para detectar falhas internas. Com isso, desenvolveu-se um circuito eletrônico analógico que comparava as tensões provenientes dos transformadores de potencial ligados ao barramento e a dois grupos de capacitores mais próximos do neutro, ou seja, com menores tensões. Assim, foi criado um relé de tensão diferencial estático com a tecnologia de eletrônica da época, que rompeu com o paradigma de se utilizar somente os relés eletromecânicos para a proteção de equipamentos em subestações. Esse trabalho foi o ponto de partida para mostrar que relés eletrônicos poderiam operar com confiabilidade e segurança.

Em 1969, Rockefeller sugeriu que todos os equipamentos de um sistema elétrico de potência poderiam ser protegidos usando computadores digitais, algo muito avançado para a época, em que a tecnologia digital ainda era incipiente (ROCKEFELLER, 1969). Contudo, desde aquele momento, a pesquisa em proteção digital atraiu muitos pesquisadores e investidores, o que implicou no desenvolvimento de diversos algoritmos de proteção e em uma evolução exponencial dos componentes de *hardware*, como os micro-controladores. Como consequência, pode-se dizer que nos dias atuais os relés digitais dominaram o mercado da prote-

3. Proteção de Bancos de Capacitores

ção de equipamentos devido à sua confiabilidade, flexibilidade, desempenho operacional e alto custo-benefício (JOHNS e SALMAN, 1995).

Uma vez constatada a supremacia dos relés digitais, a questão atual é como utilizá-los da melhor forma possível. Segundo (BRUNELLO, KASZTENNY e WESTER, 2003), a proteção de bancos de capacitores em derivação utiliza princípios de releamento simples, como sobrecorrente e sobretensão, mas exige que o engenheiro de proteção tenha um bom conhecimento do banco que vai proteger. Em alguns casos, a perda de um único elemento capacitivo pode causar uma sobretensão inaceitável nos demais, mas sua detecção é dificultada, pois a variação das tensões e correntes em decorrência dessa perda pode ser muito baixa para a sensibilidade do relé. Além disso, fatores externos, como componentes harmônicas e faltas no barramento da subestação podem fazer a proteção atuar desnecessariamente, retirando o banco de operação em momentos inoportunos. Por isso, deve-se conhecer também a resposta do algoritmo do relé utilizado às componentes harmônicas e a outros distúrbios naturais do sistema elétrico, uma vez que seu desconhecimento pode causar perda de sensibilidade, aumento de falsas atuações ou subproteção do banco de capacitores (AL-ZYLOUD, KHRAIWISH e SHAKARCHI, 2006).

Diante desse desafio, a literatura apresenta alguns trabalhos de implementação dos métodos mostrados no guia IEEE Std. C37.99-2000 em simulações digitais e em campo. Alguns inclusive apresentam arranjos alternativos aos mostrados por esse guia, como o da Impedância. Outros focam o estudo nos algoritmos implementados nos relés digitais, buscando, com base neles, resolver problemas como a interferência das componentes harmônicas nos sinais amostrados. Esses trabalhos serão apresentados a partir dos itens a seguir.

3.2.1. Arranjo da Impedância

O arranjo da impedância consiste em monitorar tensões e correntes nas fases do banco de capacitores e realizar internamente no relé a divisão dessas duas grandezas, determinando, assim, sua impedância.

O primeiro trabalho encontrado no sentido de aplicar essas técnicas na proteção de bancos de capacitores foi o publicado em (SADANANDAN *et al.*, 1989). Ele apresenta um protótipo de um relé digital que monitora a impedância de um banco de capacitores em uma subestação de 500 kV. Os autores mostram que ocorre a variação da impedância do banco com a temperatura, mas afirmam que esse fato não interfere na detecção de falhas, pois o relé trabalha com um ciclo de 3 segundos e dentro desse ciclo, devido às suas constantes térmicas,

3. Proteção de Bancos de Capacitores

os capacitores não podem apresentar variações bruscas de capacitância devido a variações na temperatura. Assim, o relé diferencia uma alteração de impedância devido a uma falha interna de uma devido à temperatura. Segundo os autores, o protótipo teve sensibilidade para detectar uma variação de 0,4% no valor da impedância.

Os relés multifuncionais atuais verificam a impedância de um equipamento protegido por meio de sua função 21. Geralmente eles são utilizados na proteção de linhas de transmissão, mas os trabalhos mostrados a seguir o utilizaram para a proteção de bancos de capacitores.

Em (BISHOP, DAY e CHAUDHARY, 2001) é feita a revisão dos vários arranjos de proteção apresentados pelo guia IEEE e são mostradas suas vantagens e desvantagens. O principal questionamento que apresentam é sobre os métodos que monitoram as grandezas de neutro não indicarem a fase em que ocorre a falha no banco. Essa indicação pode ser muito útil especialmente se são utilizados capacitores sem fusível, em que não é possível ter uma visualização de onde ocorreu a falha. Assim, propõem uma técnica baseada no monitoramento da impedância, em que cada fase do banco é dividida em diversas pernas, que possuem suas correntes de fase monitoradas. Internamente na lógica do relé a tensão do barramento é dividida por cada uma dessas correntes, resultando na impedância de cada perna. A Figura 21 ilustra essa configuração.

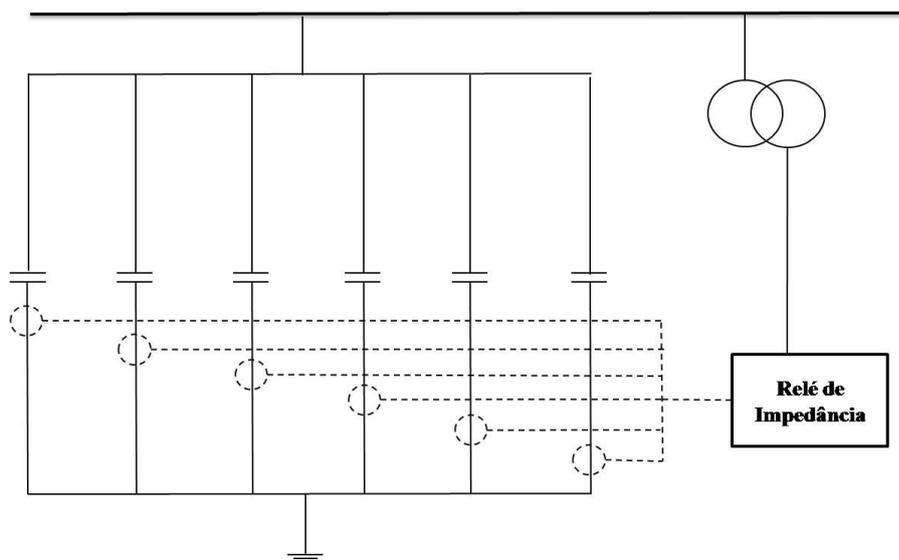


Figura 21 - Monitoramento da impedância de cada perna de uma determinada fase do banco de capacitores.

A impedância nominal do banco é calculada conforme os dados fornecidos pelo fabricante e depois referida ao secundário de acordo com as relações de transformação dos TCs e

3. Proteção de Bancos de Capacitores

TPs, como mostra a Equação 1. Em testes de campo esses valores são conferidos e podem ser necessárias modificações para ajustá-los de forma a zerar qualquer influência de tolerância de fabricação e erros dos equipamentos de medição de tensão e corrente. A Figura 22 ilustra como o relé visualiza a impedância do banco e mostra as zonas de operação normal, alarme e desarme (ou *trip*).

$$-jX_c = \frac{kV_{LL}^2}{M \text{ var}_{3\phi}} \cdot \frac{\text{Relação do TC}}{\text{Relação do TP}} (\Omega) \quad (\text{Equação 1})$$

Em que:

X_c – reatância capacitiva por fase;

kV_{LL} – tensão fase-fase em kV;

$M\text{var}_{3\phi}$ - potência trifásica em Mvar;

Relação do TC – relação de transformação do transformador de corrente;

Relação do TP – relação de transformação do transformador de potencial.

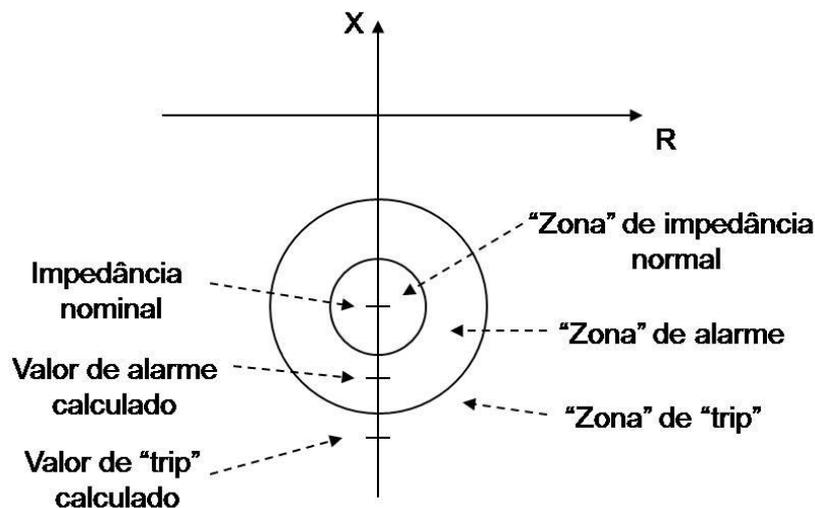


Figura 22 - Impedância vista pelo relé.

Segundo os autores, existem muitas vantagens, mas também desvantagens desse método de proteção, que são citadas a seguir.

Vantagens:

- A detecção de faltas simétricas (quando o mesmo número de unidades falha nas três fases do banco);
- A insensibilidade às variações das tensões de alimentação;

3. Proteção de Bancos de Capacitores

- A identificação da fase em que ocorreu a falha;
- Nos bancos que possuem TPs no barramento e TCs em cada fase nenhum investimento, além dos relés, é necessário;
- Nos bancos com TPs na barra, mas sem TCs, é necessário o investimento nesses equipamentos. Contudo, nos bancos aterrados, pode-se instalar esses TCs junto ao ponto de fechamento do neutro do banco, conforme mostra a Figura 21, ou seja, podem ser utilizados equipamentos de baixa tensão.

Desvantagens:

- O erro de estimação da impedância incorpora os erros de medição de tensão e corrente, o que pode resultar em uma incerteza maior do que a máxima variação permissível para a capacitância;
- A necessidade de transformadores de corrente em grande quantidade (dependendo do número de pernas que cada fase do banco foi dividida);
- A perda de um TP de barra desabilita a proteção de todas as pernas da fase em que ele estava associado;
- A variação do valor da capacitância do banco devido à variação da temperatura não é compensada.

A divisão de cada fase do banco em várias pernas, apesar de encarecer a proteção devido à necessidade de adquirir vários TCs e relés com vários canais de entrada, é utilizada para aumentar a sensibilidade de detecção de falhas. Se fosse monitorada apenas a impedância equivalente de cada fase, a mesma falha causaria uma variação do sinal monitorado pelo relé menor e poderia não ser detectada.

Em (FENDRICK *et al.*, 2002) é comparado o método da impedância com o da tensão diferencial, antes utilizado para a proteção de um banco de capacitores sem fusíveis em uma subestação de 69 kV da *Lincoln Electric System*. Os autores apontam que, para este método, uma falha em uma unidade capacitiva pode resultar em uma tensão diferencial muito baixa e incapaz de sensibilizar o relé, prejudicando a proteção. Além desse problema da sensibilidade, o arranjo que monitora a diferença de tensão entre o banco de capacitores e um capacitor de baixa tensão é muito susceptível à variação de temperatura, uma vez que a capacitância do capacitor de baixa tensão pode sofrer uma alteração diferente em relação às capacitâncias dos capacitores de alta tensão. A Figura 23 mostra como essa variação da capacitância pode se tornar significativa se a subestação estiver em uma região sujeita a uma grande oscilação de

3. Proteção de Bancos de Capacitores

temperatura ao longo de determinado período de tempo, o que pode causar falsos alarmes ou desarmes em um relé com um ajuste muito sensível.

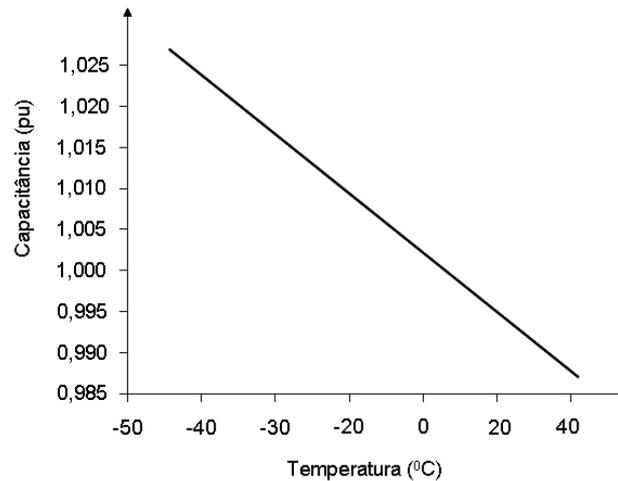


Figura 23 - Variação da capacitância com a temperatura.

Outro problema relacionado com o método da tensão diferencial ressaltado pelos autores é a impossibilidade dele discriminar se a falha no banco foi distribuída ou cumulativa. Como o banco da subestação em estudo era subdividido em oito pernas por fase, cada uma com quatro unidades capacitivas com nove elementos capacitivos em série (Figura 24), a queima de um elemento em cada perna não correspondia a uma falha tão grave, pois causaria uma sobretensão nos demais elementos de apenas 2,9%. O banco, portanto, poderia continuar atuando no caso dessa falha distribuída. Contudo, para o relé de tensão diferencial não há diferença entre essa falha e uma em que os oito elementos capacitivos queimam em uma única perna (falha cumulativa, que resultaria em uma sobretensão de 29% nos demais elementos capacitivos dessa perna), fazendo o desarme do banco em ambos os casos. Na Figura 24 a seguir, o X representa falha de um elemento capacitivo dentro da lata. O artigo mostra que o relé de impedância consegue distinguir esses casos e atuar apenas nas falhas cumulativas mais graves, aumentando a disponibilidade do banco. Portanto, além de apresentar problemas de sensibilidade em alguns casos, a seletividade do método da tensão diferencial também é pior se comparada com a da impedância.

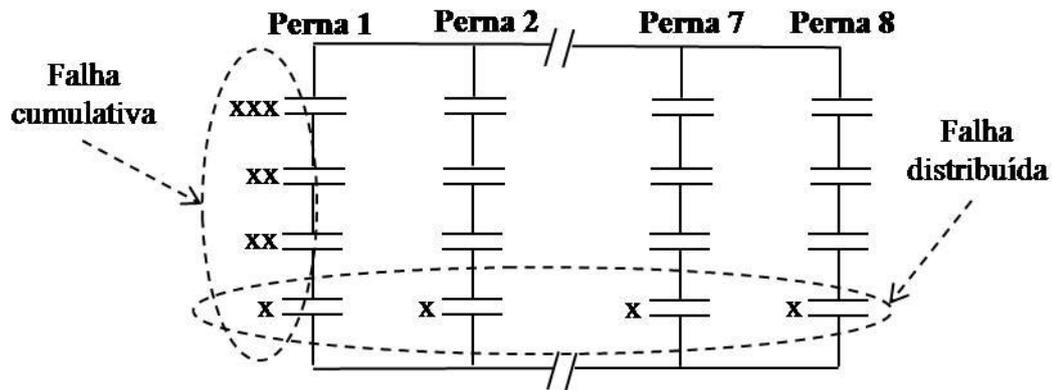


Figura 24 - Falha distribuída e falha cumulativa em um banco de capacitores dividido em 8 pernas com 4 unidades capacitivas em cada.

Outro artigo que aborda essa metodologia de proteção é (LEE *et al.*, 2003), que apresenta diversos gráficos X-R (como o da Figura 22) mostrando o comportamento da impedância de cada fase do banco diante de falhas internas e externas a ele (faltas fase-terra no barramento). Mostrou-se nesse trabalho que o monitoramento da impedância pode apresentar sensibilidade em caso de faltas externas ao banco, mas o comportamento da impedância vista pelo relé possui um padrão nesses casos: ao invés dela se deslocar junto ao eixo X, da reatância, como seria de se esperar em caso de falhas internas, ela se desloca ao longo do eixo R, das resistências. Assim, a modificação da zona de proteção do relé, da forma mho (Figura 22) para a forma retangular (Figura 25) aumenta sua robustez a falsos desarmes devido a eventos externos.

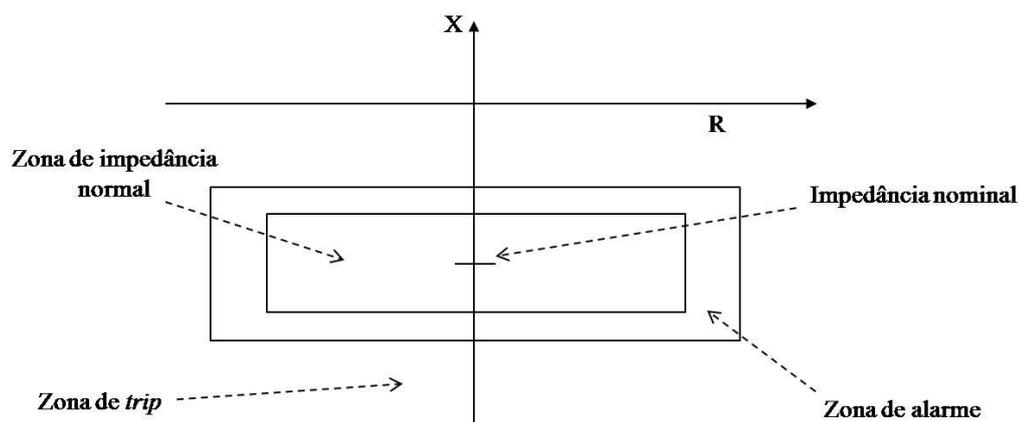


Figura 25 - Modificação da zona de impedância normal proposta por (LEE *et al.*, 2003).

3.2.2. Demais arranjos

Os trabalhos citados nessa seção apresentam resultados de estudos realizados sobre os arranjos apresentados no guia IEEE.

3. Proteção de Bancos de Capacitores

Em (HORTON *et al.*, 2002) é sugerida a utilização da ligação dupla estrela aterrada em bancos de capacitores sem fusíveis. Os autores afirmam que o arranjo da corrente diferencial dos neutros dessas duas estrelas (mostrado na Figura 15) é bastante sensível e que conseguiu detectar falhas de apenas dois elementos capacitivos em um banco de 115 kV. Dessa forma, torna-se econômico e confiável o uso de capacitores sem fusíveis nas subestações. Uma vez que sua proteção de desbalanceamento é bem entendida, fica de fácil implementação, pois os cálculos que precisam ser realizados para o ajuste do relé são simples, conforme mostrado no trabalho. Uma análise semelhante, porém para bancos em dupla estrela não aterrada, com monitoramento da corrente que flui entre os neutros das duas estrelas, numa configuração igual à da Figura 14-a, é feita em (KALYUZHNY e WEILER, 1995).

O termo “Proteção Adaptativa” para a proteção de bancos de capacitores é introduzido em (KASZTENNY, SCHAEFER e CLARK, 2007). Segundo os autores desse trabalho, ele se refere a duas funcionalidades que um relé pode apresentar: auto-ajuste e auto-sintonia. Auto-ajuste é o cálculo de novas constantes para o relé de proteção com o propósito de reajustar os desbalanços inerentes ao banco de capacitores mediante situações de falhas não reparadas, retirada de um elemento capacitivo ou outras situações de reparo e manutenção do banco. Muitas vezes, um banco pode continuar operando após essas situações, mas precisa de novos ajustes porque algumas de suas características provavelmente foram alteradas. Assim, o usuário pode solicitar que o relé os faça automaticamente. Já auto-sintonia é uma operação de auto-ajuste contínuo, feita sem intervenção humana, das constantes de compensação utilizadas pelo relé, de forma a melhorar a sensibilidade da proteção quando pequenas alterações ocorrem lentamente nas reatâncias dos capacitores, devido, por exemplo, a variações sazonais. Isso garante a robustez dessa proteção a variações de temperatura. Um relé da *General Electric* foi proposto nesse sentido e já está com produção em escala comercial (GENERAL ELECTRIC, 2008).

Esse trabalho apresenta a modelagem matemática de quatro arranjos para detecção de falhas em bancos de capacitores. Essa modelagem é importante pois ela define as constantes de compensação que serão usadas pelo relé em suas funções de auto-ajuste e auto-sintonia. Por exemplo, para o caso da tensão diferencial em um banco aterrado mostrado na Figura 26, a tensão do barramento da fase A (V_{1A}) é comparada com a tensão de um *tap* dessa fase (V_{2A}).

3. Proteção de Bancos de Capacitores

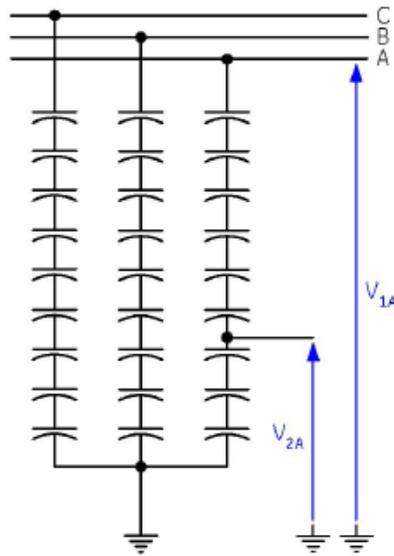


Figura 26 - Método da tensão diferencial aplicado por (KASZTENNY, SCHAEFER e CLARK, 2007) em bancos de capacitores aterrados.

A Equação 2 é válida para essa metodologia:

$$V_{OP(A)} = |V_{1A} - K_A \cdot V_{2A}| \quad (\text{Equação 2})$$

Para uma tensão de operação (V_{OP}) nula em situações sem falhas, a constante K pode ser calculada de acordo com a Equação 3:

$$K_A = \frac{V_{1A}}{V_{2A}} \quad (\text{Equação 3})$$

Nessa equação, V_{1A} e V_{2A} são grandezas referenciadas para os secundários dos TPs. Assim, em uma situação ideal, o valor de K é igual à unidade. Em situações reais, essa constante é determinada pelo próprio relé no momento de comissionamento do sistema de proteção. Assim, erros associados aos transformadores de potencial são eliminados ou reduzidos por meio de ajustes em seu valor. Esses ajustes são feitos por fase, cada qual com uma constante K diferente. Quaisquer desvios posteriores dessa relação de tensão serão percebidos como falha no sistema a não ser que o operador instrua o relé a fazer uma operação de auto-ajuste, adaptando-o a uma nova condição de operação do banco em que essa relação está modificada.

3. Proteção de Bancos de Capacitores

Esse método de proteção adaptativo é superior em relação ao tradicional, em que os ajustes para compensação de erros são feitos apenas uma vez, no momento da instalação do sistema de proteção, mostrando-se mais robusto aos desequilíbrios do sistema elétrico no qual o banco de capacitores está inserido (MIRANDA, 2007).

Também se pode utilizar uma mistura de filosofias de proteção, como é mostrado em (DHILLION e TZIOUVARAS, 1999). Nesse trabalho, cada fase do banco é dividida em duas pernas e uma unidade capacitiva de baixa tensão é colocada perto do ponto de neutro de cada uma para fornecer ao relé uma tensão proporcional à corrente que passa nesses capacitores. A tensão do capacitor de uma perna é comparada à do capacitor da outra, ou seja, utiliza-se um relé de tensão diferencial, como mostra a Figura 27. Esse projeto se apresentou robusto para variações das capacitâncias com a temperatura e foi insensível às variações de tensão no sistema. Além disso, os autores incluíram uma proteção de retaguarda, baseada no monitoramento da queda de tensão de neutro, que ocorre em um capacitor que liga o neutro do banco à terra. Essa proteção pode atuar, por exemplo, quando ocorrerem falhas iguais nas duas pernas do banco em uma fase, que não são detectadas pela proteção diferencial. Os autores destacam ainda que o relé de tensão no neutro deve ser insensível às componentes de 3° harmônico.

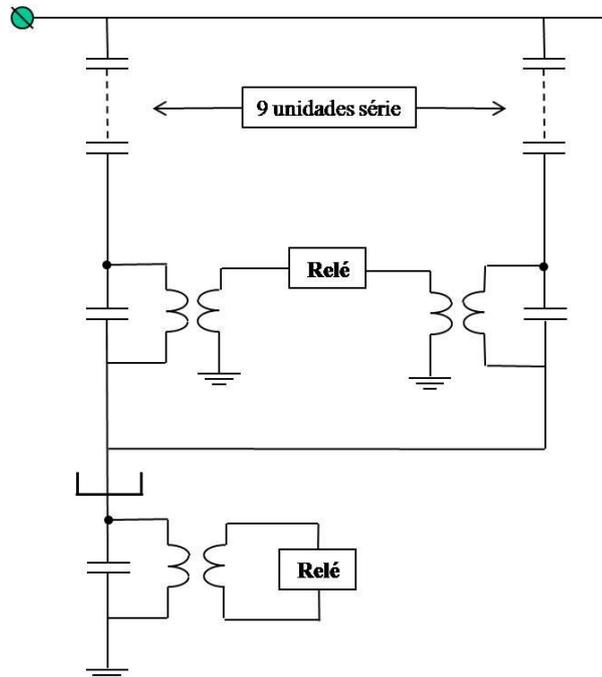


Figura 27 - Esquema de proteção mista proposta por (DHILLION e TZIOUVARAS, 1999).

Outros trabalhos pesquisados que relatam a experiência de seus autores com os diversos arranjos de proteção já apresentados foram: (ILLING, 2003) sobre a configuração em

3. Proteção de Bancos de Capacitores

ponte H; (THOMAS, 1990) sobre o arranjo da corrente de neutro; (PEGGS, POWELL e GREBE, 1994) sobre a aplicação do arranjo da tensão diferencial considerando o *tap* em um capacitor de baixa tensão e (NEPVEUX, 2008) que descreve diferentes métodos de proteção e explica como determinar os parâmetros de configuração dos relés para cada um deles.

3.2.3. Algoritmos

Definido o arranjo de proteção, é preciso estabelecer um algoritmo que será utilizado na lógica interna do relé para a detecção das falhas nos bancos de capacitores, uma vez que, como foi discutido, são utilizados cada vez mais relés digitais para essa proteção.

As bases teóricas para a aplicação de algoritmos em tempo real que estimam fasores de tensão e corrente foram lançadas por (PHADKE, THORP e ADAMIÁK, 1983). Essa estimativa, com a consequente eliminação de componentes harmônicas e contínuas dos sinais amostrados, contribuiu para a difusão de algoritmos que seriam implementados em relés digitais. Diversos algoritmos que podem ser aplicados na proteção digital de linhas de transmissão, barramentos, transformadores, bancos de capacitores etc. são discutidos em (JOHNS e SALMAN, 1995). Os autores apresentam a base matemática de técnicas como a Transformada Rápida de Fourier (FFT) e o Método dos Mínimos Quadrados para a estimação dos fasores de tensão e corrente, além de técnicas baseadas em equações diferenciais para estimação direta da impedância do elemento protegido. Esses algoritmos apresentam curvas de resposta em frequência que os tornam capazes de estimar os fasores apenas nas frequências desejadas, filtrando as demais, conforme mostra a Figura 28. Isso pode ser extremamente desejável em uma rede elétrica poluída com alto conteúdo harmônico. Mais informações sobre os algoritmos implementados em relés digitais são encontradas no **Apêndice A**.

Com base nesse algoritmo da FFT, (LIM e RUNOLFSSON, 2007) mostram um incremento do relé diferencial com uma rotina que busca a amplitude do terceiro harmônico. Isso permite a melhoria na sensibilidade de detecção de falhas internas ao banco decorrentes de arcos elétricos entre a bucha dos capacitores que estão ligados no barramento da subestação e a terra. Experimentalmente, observou-se que esse arco apresentava uma grande influência do terceiro harmônico, que podia ser detectado pelo algoritmo. Os autores mostram também que, em funcionamento normal, o algoritmo não causa falsos desarmes por causa do conteúdo de terceiro harmônico que circula pelo banco devido às cargas não lineares existentes no sistema, pois ele é aplicado em um sinal de tensão diferencial, que já é naturalmente insensível às componentes harmônicas.

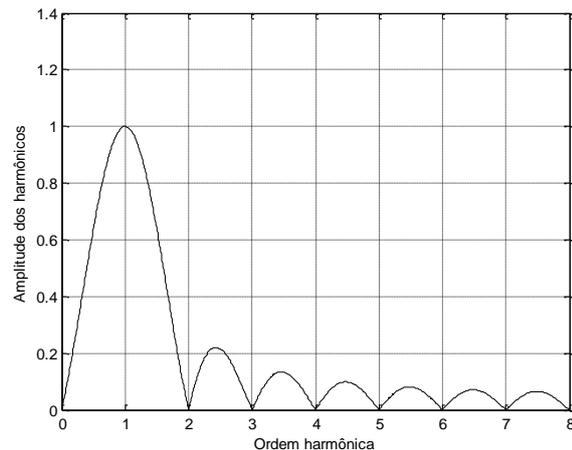


Figura 28 - Resposta em frequência da Transformada Rápida de Fourier (FFT) de 1 ciclo

Ainda com relação aos harmônicos, (BENMOUYAL *et al.*, 1993) apresentam uma metodologia diferente para o cálculo da tensão considerando a existência dos mesmos. Esse trabalho define um Índice de Distorção (DI, de *Distortion Index*) como a relação entre a tensão de pico da onda e o valor rms verdadeiro do sinal vezes raiz quadrada de dois. Para sinais sem distorção, $DI = 1$. Assim, é necessário medir a tensão de pico e o valor rms da tensão e/ou corrente, calcular DI e introduzir um fator de compensação caso seu valor seja diferente da unidade. Esse procedimento evita falsas atuações do relé e funcionamento ineficiente, quando a tensão a que estão submetidos os capacitores é maior do que a vista pelo relé, o que pode causar danos ao banco.

Já (ANDRADE, 2004) propõe o uso de um relé de corrente com um algoritmo que calcula tensões entre os capacitores, o que leva a vantagens econômicas uma vez que não se usam transformadores de potencial em todas as pernas de um banco. Esse algoritmo foi bem sucedido na aplicação em que foi implementado, onde correntes com grande conteúdo harmônico circulavam entre os capacitores.

Um método que obteve sucesso na detecção de curtos-circuitos entre espiras no estator de motores de indução se refere ao monitoramento da impedância de sequência negativa. Como foi apresentado em (BACCARINI, 2005), ela varia muito mais do que a de sequência positiva em caso de falhas, permitindo que o sistema de proteção seja sensível a pequenas falhas. Contudo, a literatura ainda não mostrou se esse tipo de proteção é eficiente quando se consideram pequenos desbalanceamentos decorrentes de falhas em elementos capacitivos em bancos de capacitores.

3.2.4. Relatórios técnicos

3. Proteção de Bancos de Capacitores

Além da literatura nacional e internacional sobre o tema, foram consultados os relatórios técnicos elaborados pelos professores Paulino e Gonzalez (2005a, 2005b, 2005c), que participaram de um projeto com a Cemig D com o objetivo descobrir o motivo das atuações incorretas dos relés de proteção dos bancos de capacitores em subestações de 138 kV da empresa. Foi constatado na época que o nível de harmônicos na corrente de neutro era muito elevado e em muitos casos o terceiro harmônico superava a fundamental. Isso, associado aos desequilíbrios naturais do banco e os de tensão do sistema, fez com que o módulo da corrente de neutro superasse o valor da corrente de desarme desses relés, causando suas atuações. Uma forma de compensação estática foi tentada sem sucesso (PAULINO e GONZALEZ, 2005c), o que motivou a elaboração de um projeto de parceria entre o Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais e a Cemig D para a pesquisa de uma solução para esse problema. Esse trabalho de dissertação é fruto do conhecimento adquirido ao longo de seu desenvolvimento.

3.3. Análise da literatura

Após o estudo da bibliografia apresentada nas seções anteriores, pode-se concluir que cada método de proteção tem o seu mérito, seja por sua simplicidade e baixo custo, seja por sua robustez e sensibilidade a pequenas falhas. Como em qualquer área da engenharia, uma melhoria no desempenho e na eficiência da proteção vem acompanhada da elevação dos custos. Cabe às empresas do setor elétrico estabelecer uma relação de custo-benefício que lhes atenda, por isso muitas continuam adotando os métodos de proteção criticados pelos autores citados nesse trabalho. Dessa forma não se objetiva aqui generalizar e dizer qual método é o melhor, pois se sabe que para essa afirmativa é necessário analisar cada situação em particular. O foco será dado nos problemas observados nas subestações de 138 kV da Cemig D, apresentados pelos relatórios técnicos no item 3.2.4.

Nesse aspecto, optou-se por apresentar com mais profundidade nessa dissertação, por meio de simulações e medições em modelos reduzidos, quatro arranjos de proteção: Corrente de Neutro, Corrente de Neutro Compensada, Tensão Diferencial e Impedância. Esses métodos foram escolhidos por terem sido considerados os mais representativos entre os que monitoram grandezas de neutro e de fase apresentados nas seções 3.1 e 3.2. Também se considerou que o banco a proteger está conectado na subestação em estrela aterrada, por isso a escolha das filosofias da corrente de neutro e não da tensão de neutro.

3. Proteção de Bancos de Capacitores

O arranjo da Corrente de Neutro foi escolhido por ele ser adotado pela Cemig D em algumas subestações de 138 kV. Verificou-se que a proteção atual de seus bancos estava des-sensibilizada, ou seja, com um ajuste muito acima do recomendado para detectar as falhas cujas intensidades poderiam causar danos ao banco como um todo. Esse ajuste foi feito principalmente devido a harmônicos no neutro, que foram responsáveis por diversos desarmes falsos desses bancos.

Assim, é proposto o arranjo da Corrente de Neutro Compensada, cujo princípio de funcionamento, a ser explicado no próximo capítulo, é semelhante ao do arranjo da tensão de neutro compensada, mostrado na Figura 17. Com isso, pretende-se estudar mais profundamente um método de proteção que pode substituir o da Corrente de Neutro utilizado pela Cemig D sem causar grandes alterações em suas subestações.

Já os arranjos da tensão diferencial e da impedância foram escolhidos por, segundo a literatura, apresentarem maior robustez e sensibilidade na detecção de falhas nos bancos de capacitores, principalmente as de menor intensidade. Assim, essa situação será verificada e seus resultados serão confrontados com os obtidos pelos métodos da corrente de neutro. Caso sejam realmente melhores para as peculiaridades encontradas nas subestações dessa empresa, será sugerida para a concessionária a troca de sua filosofia de proteção de bancos de capacitores.

Além dos arranjos, serão estudados dois algoritmos que são implementados na lógica interna dos relés digitais: o da raiz quadrática média (RMS) e o de Fourier. Segundo (BALZI e SILVEIRA, 2005), o primeiro é utilizado nos relés de sobretensão e sobrecorrente e o segundo nos relés de distância, que estimam a impedância do elemento a ser protegido. Conforme observado na literatura, no método de proteção da Corrente de Neutro é utilizado um relé de sobrecorrente e no da Tensão Diferencial é usado um relé de sobretensão, que monitora a diferença de tensão entre os dois pontos medidos. Já os arranjos da Impedância e da Corrente de Neutro Compensada utilizam relés que implementam o algoritmo de Fourier, estimando apenas as componentes de 60 Hz dos sinais de tensão e corrente.

O Capítulo 4 mostra o desempenho desses arranjos, com seus respectivos relés, em simulações realizadas no ambiente computacional *Simulink*, em que se procurou modelar os aspectos reais encontrados em uma subestação da Cemig D (PAULINO e GONZALEZ, 2005a), como desequilíbrio natural do banco, desbalanceamento das tensões do sistema, componentes harmônicas de tensão e corrente e ruídos de medição. Já o Capítulo 5 mostra o comportamento do conjunto em medições em um modelo reduzido montado em laboratório.

4. SIMULAÇÕES

Esse capítulo aborda as simulações de um banco de capacitores presente em uma subestação de 138 kV da Cemig D, realizadas no ambiente computacional *Simulink*. Seu objetivo é a aferição da robustez e sensibilidade de quatro arranjos de proteção: Corrente de Neutro, Corrente de Neutro Compensada, Tensão Diferencial e Impedância. Para isso são realizados diversos tipos de testes, que consideram desde condições ideais até simulações com dados reais obtidos de medições nessa subestação. Assim, inicialmente o sistema simulado é descrito, seguido de uma breve explicação dos arranjos e seus ajustes de proteção. Depois os resultados são apresentados e análises comparativas entre esses métodos de proteção são realizadas.

4.1. Descrição do sistema simulado

As simulações executadas nesse capítulo consideraram um banco de capacitores de 16 MVar de uma subestação de 138 kV da Cemig D. Nesse banco, cada fase consiste de onze grupos série, cada um composto de duas unidades capacitivas em paralelo, conforme mostrado na Figura 29. Essas unidades são protegidas por fusíveis internos.

A capacitância nominal de cada fase do banco foi considerada igual a 2,28 μF , de acordo com o seu fabricante, apresentado em (PAULINO e GONZALEZ, 2005b). Contudo, medições realizadas pela Cemig D e mostradas nesse mesmo documento indicaram um desequilíbrio das capacitâncias por fase, porém dentro da tolerância do processo de fabricação, conforme os valores mostrados abaixo:

$$C_A = 2,29 \mu\text{F}$$

$$C_B = 2,32 \mu\text{F}$$

$$C_C = 2,30 \mu\text{F}$$

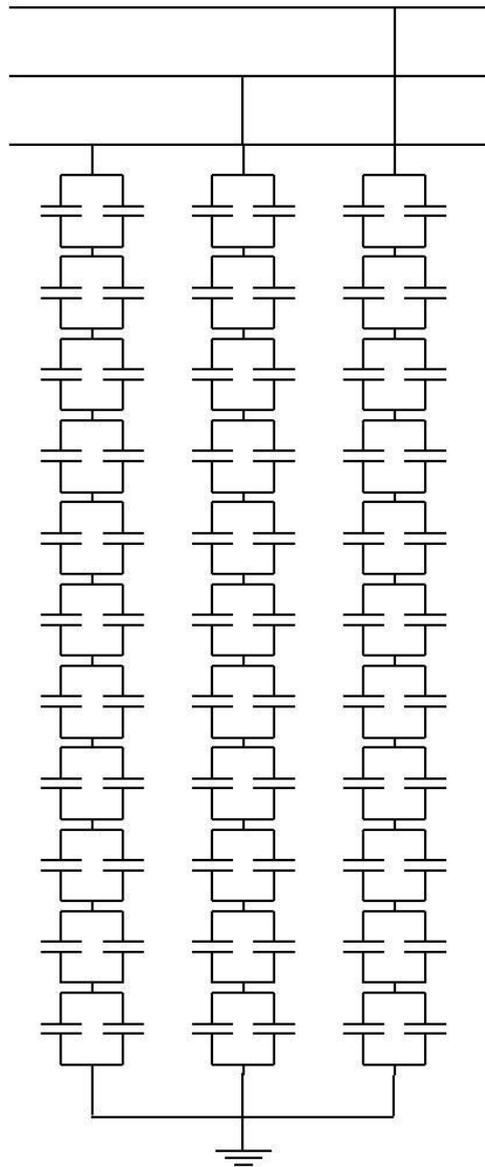


Figura 29 - Configuração do banco de 138 kV da subestação da Cemig D utilizado nas simulações.

Como na subestação da concessionária o banco estava protegido por um relé de sobre-corrente que monitorava a corrente de neutro, o fabricante recomendou um ajuste de proteção de acordo com essa configuração. Assim, ele definiu uma corrente de neutro de 0,35 A para alarme e uma de 0,56 A para desarme do banco. Esses valores correspondem a variações da capacitância (ou impedância) de uma fase desse banco iguais a 0,50% e 0,80% respectivamente, considerando no cálculo a capacitância nominal de 2,28 μF e a tensão fase-terra igual a 80 kV.

Essas variações foram consideradas em todos os arranjos apresentados a seguir para a análise de sua sensibilidade para a proteção do banco. É interessante destacar que todos os

4. Simulações

métodos tratados nesse capítulo monitoram grandezas que envolvem o banco por completo e não apenas algumas partes dele. Por exemplo, a impedância monitorada é a equivalente do banco e não a impedância de uma perna. Assim, como discutido no capítulo anterior em alguns trabalhos na literatura, o arranjo e o algoritmo de proteção devem ser capazes de detectar pequenas variações nas grandezas elétricas para executarem corretamente suas funções. A título de ilustração, a variação da impedância equivalente do banco de 0,80% ocorre devido a uma variação de 18,5% na impedância de uma unidade capacitiva. Se um método de proteção monitorasse individualmente grupos menores de unidades capacitivas, está claro que sua sensibilidade de detecção seria melhorada, mas ao custo da utilização de mais dispositivos de proteção na subestação.

4.1.1. Corrente de Neutro

Essa é a proteção que atualmente vigora na subestação da Cemig D e se encontra des-sensibilizada. Ela consiste em um relé de sobrecorrente ligado a um TC instalado em seu neutro, conforme mostrado na Figura 30. Ocorre a passagem de corrente pelo neutro sempre que existe um desequilíbrio no sistema, seja ele de origem interna ao banco, ou externa a ele. Caso essa corrente tenha um valor superior aos estabelecidos para alarme e desarme, o relé executa essas funções. Os valores de ajuste desse relé, utilizados como referências nas simulações, foram os definidos pelo fabricante, ou seja, 0,35 A para alarme e 0,56 A para desarme.

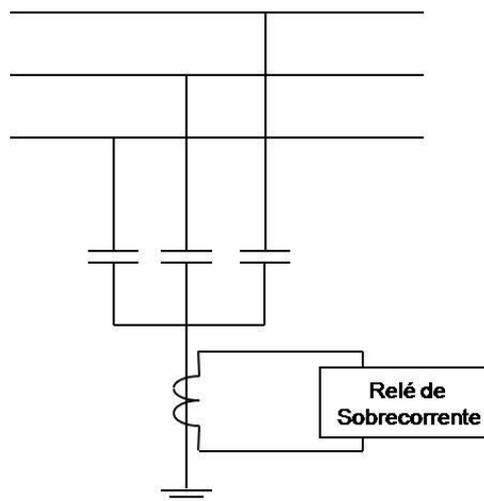


Figura 30 - Arranjo da Corrente de Neutro utilizado nas simulações.

4. Simulações

4.1.2. Corrente de Neutro Compensada

Esse arranjo é uma adaptação do arranjo da tensão de neutro com compensação apresentado no Capítulo 3. Essa adaptação foi necessária para que o método pudesse ser utilizado em bancos com neutro aterrado. Assim, o relé simula uma segunda estrela em sua lógica interna e trabalha como se estivesse monitorando a corrente diferencial de duas estrelas, como no método de proteção mostrado na Figura 15 do capítulo anterior. Ele calcula a corrente que passa em cada uma de suas fases, amostrando as tensões nos TPs, estimando os fasores de 60 Hz correspondentes, por meio do algoritmo de Fourier, e dividindo esses valores pela reatância capacitiva de cada fase. Uma vez encontrados os fasores das correntes, eles são somados, obtendo a corrente de neutro, que é chamada de Corrente de Compensação e que reflete o desbalanceamento das tensões no sistema e o desequilíbrio natural do banco. Essa corrente é subtraída da corrente medida no neutro do banco de capacitores “real”, que também passa pelo algoritmo de Fourier para que seja estimada apenas sua componente de 60 Hz.

O valor final dessa diferença corresponde à corrente monitorada pelo relé, chamada nesse trabalho de Corrente do Relé. Assim, a corrente efetivamente utilizada por ele para efeito de alarme e desarme, idealmente, é diferente de zero somente quando ocorrem desequilíbrios internos ao banco.

A Figura 31 mostra como é essa configuração. Os valores das correntes de alarme e desarme são os mesmos utilizados para o arranjo da Corrente de Neutro.

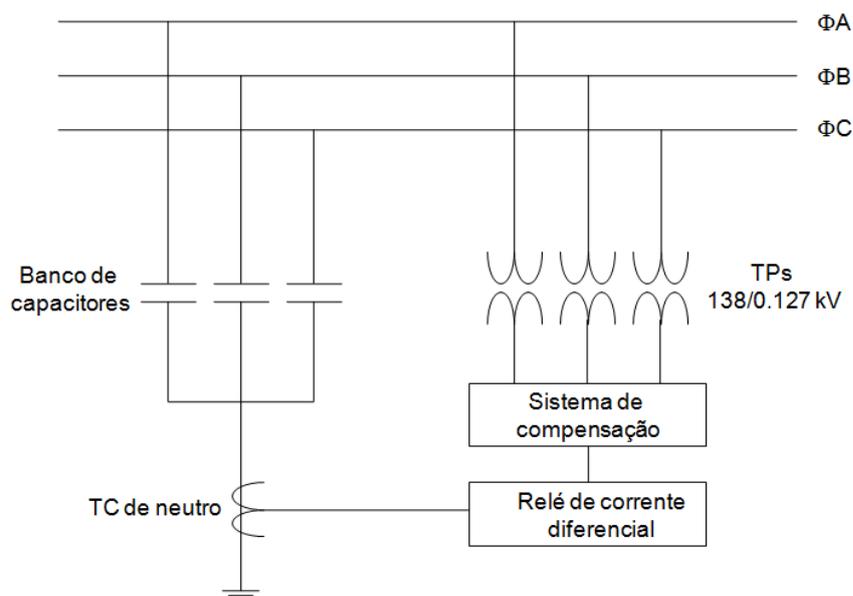


Figura 31 - Arranjo da Corrente de Neutro Compensada utilizado nas simulações.

4. Simulações

4.1.3. Tensão diferencial

O método de proteção da Tensão Diferencial utilizado nas simulações usa um relé de sobretensão que monitora a diferença entre a tensão do barramento do banco e a tensão de um capacitor de 127 V, 10 kVAr, localizado em cada fase no fechamento do neutro, conforme mostrado na Figura 32, que retrata apenas uma fase. A relação de transformação dos TPs ligados ao barramento é de 80kV/127V enquanto que os TPs ligados aos capacitores de 127 V possuem uma relação de transformação unitária. Assim, a diferença entre essas duas tensões vistas pelo relé é nula quando não há nenhuma falha interna ao banco.

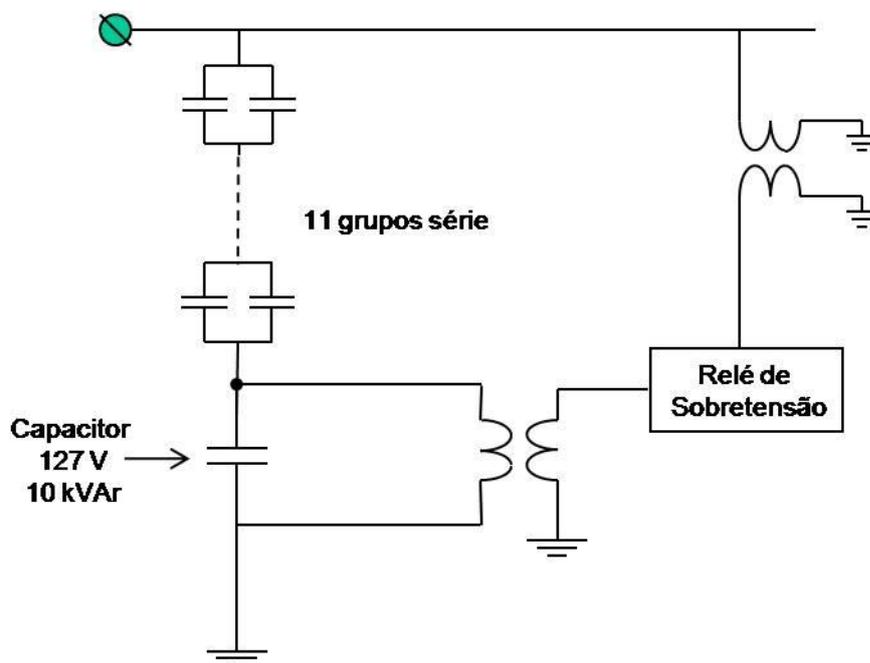


Figura 32 - Arranjo da Tensão Diferencial utilizado nas simulações.

Contudo, a tensão nesse capacitor, mesmo em condições normais de operação, dificilmente é igual a 127 V. Assim, são necessários fatores de ajuste (K_{set}) para cada fase, de modo que o seu produto com o valor da tensão no *tap* resulte em um valor igual ao da tensão medida no barramento referenciada para o secundário do TP.

Recomenda-se, então, para esse método estabelecer os ajustes para alarme e desarme no momento do comissionamento do relé na subestação. Os fatores de ajuste (K_{set}) podem ser determinados pela relação entre a tensão na barra e a tensão no *tap*, ambas referenciadas para o secundário dos TPs, conforme a Equação 4. É importante ressaltar que esse cálculo deve ser feito nas condições normais de funcionamento do banco e para cada uma de suas fases.

4. Simulações

$$K_{set} = \frac{V_{barra}}{V_{tap}} \quad (\text{Equação 4})$$

Depois se deve determinar o valor da tensão diferencial responsável pelo disparo de alarme e desarme do relé. Segundo (GENERAL ELECTRIC, 2008), essa tensão diferencial é proporcional à variação de capacitância do banco, de acordo com a Equação 5:

$$V_{dif} = V_{barra} \cdot \Delta C_{(pu)} \quad (\text{Equação 5})$$

Em que:

V_{dif} – tensão diferencial monitorada pelo relé em Volts

V_{barra} – tensão do barramento referenciada para o secundário do TP

$\Delta C_{(pu)}$ – variação da capacitância do banco em pu (por unidade)

Assim, para variações de capacitância de 0,50% e 0,80%, os valores das tensões diferenciais para alarme e desarme são aproximadamente 0,64 V e 1,02 V, respectivamente.

4.1.4. Impedância

O método de proteção da Impedância utiliza um relé cujas entradas são os valores das tensões no barramento do banco e das correntes em suas fases. Esse relé monitora individualmente a impedância de cada fase e, para isso, ele utiliza o algoritmo de Fourier para estimar os fasores de 60 Hz das tensões e correntes amostradas e os divide. Esse arranjo é mostrado na Figura 33, onde se pode observar que o relé precisa ter no mínimo três entradas de corrente e três de tensão.

Os valores de impedância para alarme e desarme são definidos de acordo com as variações percentuais já comentadas ao longo desse capítulo. Assim, para alarme se considera uma reatância de 1169,2 Ω e para desarme uma de 1172,8 Ω , referentes a variações de 0,50 e 0,80% sobre o valor nominal de 1163,4 Ω , correspondente à capacitância de 2,28 μF . Contudo, quando se for fazer o comissionamento desse relé na subestação deve-se medir a impedância das três fases e fazer o ajuste conforme os valores encontrados. Esse ajuste pode ser individual para cada fase.

4. Simulações

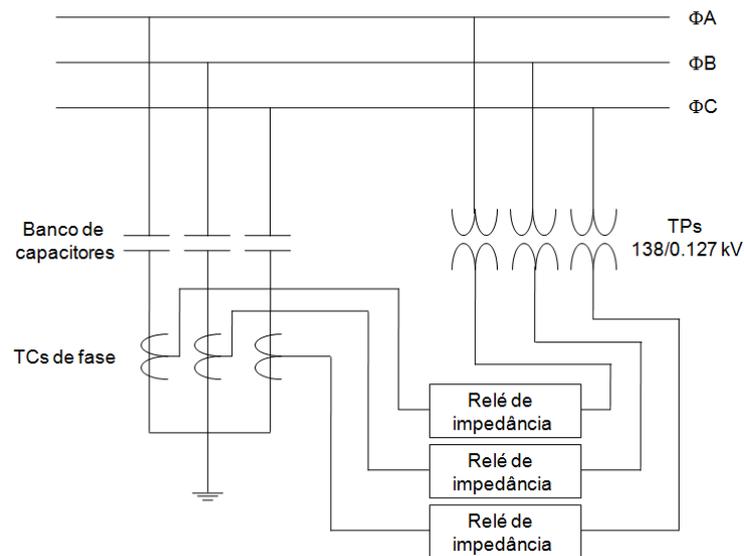


Figura 33 - Arranjo da Impedância utilizado nas simulações.

4.1.5. Algoritmo de detecção da falha

Os relés utilizados nos quatro métodos mostrados anteriormente precisam de um algoritmo para monitoramento dos sinais elétricos referentes a cada um deles e julgamento se os mesmos estão acima dos valores pré-estabelecidos de alarme e desarme.

O algoritmo utilizado nesse trabalho será aqui chamado de Algoritmo da Média da Janela. Ele consiste na detecção baseada na média dos pontos da grandeza monitorada presentes em uma janela temporal. Se essa média calculada for superior aos valores ajustados de alarme e desarme, o relé executa a função correspondente.

A Figura 34 ilustra a atuação desse algoritmo. Foi definida uma janela de 3 ciclos de 60 Hz, ou seja, 50 ms, para a análise do sinal e o cálculo de sua média. Esse valor foi escolhido a partir de um compromisso entre uma maior robustez de detecção (maior janela) e um menor tempo de percepção da falha (janela menor). Esse tempo também deve ser coordenado com o tempo de ruptura dos elos fusíveis internos em cada unidade capacitiva, que pode chegar a 150 ms (INDUCON, 2009). De acordo com essa figura, que mostra o monitoramento de um sinal ruidoso, a média dos valores encontrados dentro da janela é maior que o valor de ajuste, assim o relé irá atuar.

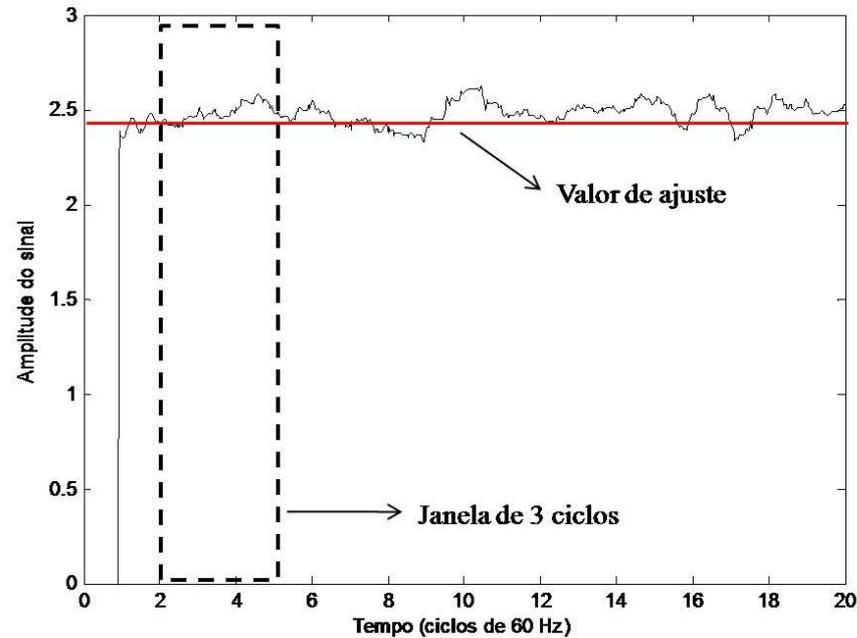


Figura 34 - Ilustração do Algoritmo da Média da Janela.

As seções a seguir apresentam os resultados obtidos nas simulações envolvendo os quatro métodos de proteção descritos nesse capítulo. Inicialmente são mostrados os valores conseguidos nas simulações sem a consideração de ruídos provenientes de medições e depois esses ruídos são inseridos para testar a robustez desses métodos. Esses resultados também foram apresentados e analisados em (SANTOS, PAULINO e MURTA, 2009).

4.2. Resultados e análises das simulações sem ruído

4.2.1. Sistema elétrico ideal

Inicialmente é proposto um caso base para que os resultados de todas as outras simulações realizadas sem a presença de ruído sejam comparados com os obtidos nesse item. Assim, os harmônicos não são considerados e são utilizadas três tensões equilibradas e iguais a 80 kV. O banco de capacitores também está balanceado, cada fase com 2,28 μF .

Tabela 1 - Corrente de neutro (A) - Sistema elétrico ideal

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A (A)	Fase B (A)	Fase C (A)
Sem falha	0	0	0
0,50%	0,3439	0,3439	0,3439
0,80%	0,5503	0,5503	0,5503

4. Simulações

Tabela 2 - Corrente de neutro compensada (A) - Sistema elétrico ideal

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A (A)	Fase B (A)	Fase C (A)
Sem falha	0	0	0
0,50%	0,3439	0,3439	0,3439
0,80%	0,5503	0,5503	0,5503

Para o método da tensão diferencial, foi ajustado um valor de K_{set} igual a 1,1514 para as três fases, determinado conforme a metodologia exposta em 4.1.3.

Tabela 3 - Tensão diferencial (V) - Sistema elétrico ideal

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A (V)	Fase B (V)	Fase C (V)
Sem falha	0,0041	0,0041	0,0041
0,50%	0,6329	0,6329	0,6329
0,80%	1,0150	1,0150	1,0150

Tabela 4 - Impedância (Ω) - Sistema elétrico ideal

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A (Ω)	Fase B (Ω)	Fase C (Ω)
Sem falha	1163,4	1163,4	1163,4
0,50%	1169,3	1169,3	1169,3
0,80%	1172,8	1172,8	1172,8

4.2.2. Sistema elétrico com desequilíbrio de tensão nas três fases

Nesse item foi considerado um desequilíbrio de tensão nas três fases igual a 1% do valor definido no caso base. Assim, os valores utilizados foram:

$$V_A = 80,0 \text{ kV}$$

$$V_B = 79,2 \text{ kV}$$

$$V_C = 80,8 \text{ kV}$$

Os resultados obtidos com os respectivos desvios em relação aos encontrados no caso base são mostrados nas tabelas a seguir. A denominação N/A significa Não se Aplica e se refere ao cálculo do desvio quando o valor do caso base é nulo.

4. Simulações

Tabela 5 - Corrente de neutro (A) - Sistema elétrico com desequilíbrio de tensão

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A		Fase B		Fase C	
	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)
Sem falha	1,1914	N/A	1,1914	N/A	1,1914	N/A
0,50%	1,2400	261	1,4559	323	0,9073	164
0,80%	1,3123	138	1,6853	206	0,7625	38,6

Tabela 6 - Corrente de neutro compensada (A) - Sistema elétrico com desequilíbrio de tensão

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A		Fase B		Fase C	
	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)
Sem falha	0	N/A	0	N/A	0	N/A
0,50%	0,3439	0,00	0,3405	-0,99	0,3473	0,99
0,80%	0,5502	0,02	0,5448	-1,00	0,5557	0,98

Tabela 7 - Tensão diferencial (V) - Sistema elétrico com desequilíbrio de tensão

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A		Fase B		Fase C	
	Obtido (V)	Desvio (%)	Obtido (V)	Desvio (%)	Obtido (V)	Desvio (%)
Sem falha	0,0041	0,00	0,0041	0,00	0,0041	0,00
0,50%	0,6329	0,00	0,6265	-1,01	0,6392	1,00
0,80%	1,0150	0,00	1,0048	-1,00	1,0251	1,00

Tabela 8 – Impedância (Ω) - Sistema elétrico com desequilíbrio de tensão

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A		Fase B		Fase C	
	Obtido (Ω)	Desvio (%)	Obtido (Ω)	Desvio (%)	Obtido (Ω)	Desvio (%)
Sem falha	1163,4	0,00	1163,4	0,00	1163,4	0,00
0,50%	1169,3	0,00	1169,3	0,00	1169,3	0,00
0,80%	1172,8	0,00	1172,8	0,00	1172,8	0,00

Pelos resultados acima se observa que o Método da Impedância não é sensível ao desbalanceamento de tensão, sendo capaz de estimar a mesma impedância em relação ao caso base. Já a corrente de neutro determinada pelo Método da Corrente de Neutro sofre variações muito elevadas em relação ao caso base, uma vez que o desbalanceamento de tensão provoca a circulação de uma corrente de desequilíbrio no neutro do banco que é superior à corrente de desarme do relé, ou seja, uma proteção baseada nesse método atuaria erroneamente. Além disso, de acordo com a Tabela 5, falhas ocorridas na fase C causam uma redução da corrente de neutro, pois elas atuam no sentido de equilibrar um pouco as correntes de fase. Assim, nem o ajuste da proteção para um valor superior ao definido pelo fabricante resolveria esse problema, pois o relé não detectaria falhas nessa fase.

4. Simulações

Os métodos da Corrente de Neutro Compensada e da Tensão Diferencial apresentaram resultados satisfatórios, uma vez que não deixaram o relé causar falso alarme ou desarme quando não havia falha no banco. Quando ocorreu uma falha, foi possível notar um pequeno desvio nos valores de corrente de neutro e da tensão diferencial em relação ao caso base quando ela ocorria em uma fase cujo valor da tensão era diferente do adotado nesse caso. Esse desvio foi praticamente igual ao desvio dos valores de tensão do sistema e, a princípio, não prejudica a sensibilidade de detecção do relé, desde que o operador, no momento do ajuste, leve em consideração a possibilidade de variação da tensão do sistema em relação ao seu valor nominal. As concessionárias de energia precisam manter suas tensões fornecidas balanceadas, de acordo com o valor de referência previsto no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008). Assim, esse fator de equilíbrio de tensão não é muito crítico para esses dois métodos de proteção.

4.2.3. Sistema elétrico com presença de terceiro harmônico

As simulações a seguir consideram o sistema com as tensões balanceadas, mas com uma forte presença do terceiro harmônico em todas as fases, com tensão equivalente 1% do valor da tensão nominal de 80 kV.

Tabela 9 - Corrente de neutro (A) - Sistema elétrico com terceiro harmônico

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A		Fase B		Fase C	
	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)
Sem falha	6,1842	N/A	6,1842	N/A	6,1842	N/A
0,50%	6,1835	1698	6,1834	1698	6,1834	1698
0,80%	6,1922	1025	6,1922	1025	6,1922	1025

Tabela 10 - Corrente de neutro compensada (A) - Sistema elétrico com terceiro harmônico

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A		Fase B		Fase C	
	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)
Sem falha	0	N/A	0	N/A	0	N/A
0,50%	0,3442	0,09	0,3438	-0,03	0,3439	0,00
0,80%	0,5506	0,05	0,5501	-0,04	0,5502	-0,02

4. Simulações

Tabela 11 - Tensão diferencial (V) - Sistema elétrico com terceiro harmônico

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A		Fase B		Fase C	
	Obtido (V)	Desvio (%)	Obtido (V)	Desvio (%)	Obtido (V)	Desvio (%)
Sem falha	0,0041	0,00	0,0041	0,00	0,0041	0,00
0,50%	0,6329	0,00	0,6329	0,00	0,6329	0,00
0,80%	1,0150	0,00	1,0150	0,00	1,0150	0,00

Tabela 12 – Impedância (Ω) - Sistema elétrico com terceiro harmônico

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A		Fase B		Fase C	
	Obtido (Ω)	Desvio (%)	Obtido (Ω)	Desvio (%)	Obtido (Ω)	Desvio (%)
Sem falha	1163,4	0,00	1163,4	0,00	1163,4	0,00
0,50%	1169,3	0,00	1169,3	0,00	1169,3	0,00
0,80%	1172,8	0,00	1172,8	0,00	1172,8	0,00

O Método da Corrente de Neutro apresenta grande sensibilidade ao terceiro harmônico, porque este, assim como todos os outros de ordem três, é de sequência zero, ou seja, o valor da corrente de terceiro harmônico no neutro será igual à soma aritmética das correntes nas três fases. Como é utilizado um relé de sobrecorrente, que implementa o algoritmo RMS sem um filtro de terceiro harmônico, essa corrente causará falsos desligamentos do banco. Os demais métodos o protegem de modo eficaz.

4.2.4. Sistema elétrico com presença dos quinto e sétimo harmônicos

Nessas simulações as tensões são consideradas balanceadas, mas com forte presença do quinto e sétimo harmônicos, correspondendo, respectivamente, a 5% e 1% do valor nominal da tensão de 80 kV.

Tabela 13 - Corrente de neutro (A) - Sistema elétrico com 5° e 7° harmônicos

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A		Fase B		Fase C	
	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)
Sem falha	0	N/A	0	N/A	0	N/A
0,50%	0,3553	3,31	0,3553	3,31	0,3553	3,31
0,80%	0,5685	3,31	0,5685	3,31	0,5685	3,31

4. Simulações

Tabela 14 - Corrente de neutro compensada (A) - Sistema elétrico com 5° e 7° harmônicos

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A		Fase B		Fase C	
	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)
Sem falha	0	N/A	0	N/A	0	N/A
0,50%	0,3439	0,00	0,3439	0,00	0,3439	0,00
0,80%	0,5502	-0,2	0,5503	0,00	0,5503	0,00

Tabela 15 - Tensão diferencial (V) - Sistema elétrico com 5° e 7° harmônicos

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A		Fase B		Fase C	
	Obtido (V)	Desvio (%)	Obtido (V)	Desvio (%)	Obtido (V)	Desvio (%)
Sem falha	0,0041	0,00	0,0041	0,00	0,0041	0,00
0,50%	0,6337	0,13	0,6337	0,13	0,6337	0,13
0,80%	1,0163	0,13	1,0163	0,13	1,0163	0,13

Tabela 16 – Impedância (Ω) - Sistema elétrico com 5° e 7° harmônicos

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A		Fase B		Fase C	
	Obtido (Ω)	Desvio (%)	Obtido (Ω)	Desvio (%)	Obtido (Ω)	Desvio (%)
Sem falha	1163,4	0,00	1163,4	0,00	1163,4	0,00
0,50%	1169,3	0,00	1169,3	0,00	1169,3	0,00
0,80%	1172,8	0,00	1172,8	0,00	1172,8	0,00

Na presença de 5° e 7° harmônicos, o Método da Corrente de Neutro se comporta melhor em relação ao caso anterior, apresentando desvio em relação ao caso base de 3,31% apenas quando ocorrem falhas internas ao banco de capacitores. Com o banco em funcionamento normal, é medida uma corrente de neutro nula, como esperado, uma vez que esses harmônicos são de sequência negativa e positiva, respectivamente, e se cancelam no neutro, assim como a fundamental.

O Método da Tensão Diferencial, por utilizar um relé de sobretensão sem filtro de harmônicos, apresenta um pequeno desvio (0,13%) quando ocorrem falhas, pois uma pequena parcela desses harmônicos estão presentes na tensão diferencial e são considerados pelo algoritmo RMS desse relé. Porém esse desvio é muito baixo e não prejudica o funcionamento desse método. Os arranjos da Impedância e da Corrente de Neutro Compensada se mostraram insensíveis a esses harmônicos.

4.2.5. Sistema elétrico ideal e desequilíbrio natural do banco

Nas simulações a seguir o sistema elétrico volta à sua condição ideal, mas é considerado o desequilíbrio natural do banco mostrado na seção 4.1.

4. Simulações

Tabela 17 - Corrente de neutro (A) – Desequilíbrio natural do banco

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A		Fase B		Fase C	
	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)
Sem falha	0,7982	N/A	0,7982	N/A	0,7982	N/A
0,50%	1,0831	215	0,4813	40,0	0,9285	170
0,80%	1,2686	131	0,3256	-40,8	1,0548	91,7

As simulações do Método da Corrente de Neutro Compensada foram feitas considerando dois casos: um em que a correção realizada pelo operador na lógica do relé dos valores das capacitâncias do banco é feita com 100% de precisão e outro em que se considera um erro de 5% em relação ao valor real das capacitâncias nas três fases. É razoável fazer essa suposição, pois os valores medidos de capacitância do banco podem ser um pouco diferentes dos apresentados por ele em sua operação.

Tabela 18 - Corrente de neutro compensada (A) – Desequilíbrio natural do banco – Correção com 100% de precisão

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A		Fase B		Fase C	
	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)
Sem falha	0	N/A	0	N/A	0	N/A
0,50%	0,3454	0,44	0,3499	1,74	0,3470	0,90
0,80%	0,5526	0,42	0,5599	1,74	0,5551	0,87

Tabela 19 - Corrente de neutro compensada (A) – Desequilíbrio natural do banco – Correção com 5% de imprecisão

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A		Fase B		Fase C	
	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)
Sem falha	0,0399	N/A	0,0399	N/A	0,0399	N/A
0,50%	0,3163	-8,03	0,3879	12,8	0,3471	0,93
0,80%	0,5231	-4,94	0,5978	8,63	0,5490	-0,24

Para o Método da Tensão Diferencial é necessário fazer um ajuste na constante K_{set} de cada fase de acordo com a relação encontrada entre a tensão no barramento do banco e a no capacitor de baixa tensão. Caso se mantenha a relação utilizada nos exemplos anteriores, a tensão diferencial não será próxima de zero quando o sistema funcionar sem falhas e apresentará os valores para as fases A, B e C iguais a 0,56 V, 2,24 V e 1,12 V respectivamente, o que causará falsos desligamentos.

Assim, fazendo a compensação nas três fases, são encontrados os seguintes valores:

$$K_{setA} = 1,1464$$

4. Simulações

$$K_{\text{setB}} = 1,1316$$

$$K_{\text{setC}} = 1,1414$$

Tabela 20 - Tensão diferencial (V) – Desequilíbrio natural do banco

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A		Fase B		Fase C	
	Obtido (V)	Desvio (%)	Obtido (V)	Desvio (%)	Obtido (V)	Desvio (%)
Sem falha	0,0064	56,1	0,0068	65,9	0,0038	-7,32
0,50%	0,6305	-0,38	0,6301	-0,44	0,6330	0,02
0,80%	1,0127	-0,23	1,0122	-0,28	1,0151	0,01

Tabela 21 – Impedância (Ω) – Desequilíbrio natural do banco

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A		Fase B		Fase C	
	Obtido (Ω)	Desvio (%)	Obtido (Ω)	Desvio (%)	Obtido (Ω)	Desvio (%)
Sem falha	1158,3	-0,44	1143,4	-1,72	1153,3	-0,87
0,50%	1164,1	-0,44	1149,1	-1,73	1159,1	-0,87
0,80%	1167,7	-0,43	1152,6	-1,72	1162,6	-0,87

Mais uma vez o Método da Corrente de Neutro se mostrou inadequado, pois apresentou grandes desvios nos valores da corrente em relação ao caso base. Também não é possível dessensibilizar o relé e admitir ajustes de correntes de alarme e desarme mais altas, pois falhas em algumas fases podem causar redução da corrente de neutro ao invés de aumento, como acontece, por exemplo, na fase B.

O Método da Corrente de Neutro Compensada, quando ocorre uma falha no banco, apresenta uma resposta que é dependente do desvio da capacitância de cada fase em relação à capacitância nominal. Dessa forma, para a fase B, por exemplo, cuja capacitância medida foi de 2,32 μF (desvio de 1,74% em relação à nominal), a corrente de neutro apresentou um desvio percentual em relação à corrente do caso base nessa mesma faixa. Com erros na medição dessas capacitâncias de 5%, o desvio máximo da corrente monitorada pelo relé foi um pouco superior a 12%, o que seria incapaz de causar um falso alarme ou desligamento. Contudo, o operador deve estar atento aos ajustes desse relé, que devem ter valores de alarme e desarme menores do que os apresentados no início desse capítulo (0,35A e 0,56A, respectivamente), caso contrário essas falhas podem não ser detectadas. Como exemplo, na Tabela 19, uma falha na fase A de 0,5% causa uma circulação de corrente de neutro compensada de 0,32A, então o ajuste de alarme deve ser feito para um valor menor que esse patamar.

O arranjo da Tensão Diferencial, após a realização dos ajustes individuais por fase nos valores de K_{set} , mostrou-se insensível ao desequilíbrio natural do banco. E o arranjo da Impe-

4. Simulações

dância também precisou passar por ajustes preliminares nesse caso, já que os novos valores monitorados de reatância capacitiva chegaram a ter um desvio de 1,73% em relação aos encontrados no caso base, o que causaria um falso desligamento. Dessa forma, deve-se considerar para esse método a reatância que está sendo medida pelo relé em determinado momento em que se supõe a não ocorrência de falha interna no banco. Os valores para o ajuste de alarme e desarme devem ser determinados de acordo com esses e não com os valores nominais do banco.

4.2.6. Caso real 1

Os casos reais foram obtidos em (PAULINO e GONZALEZ, 2005a) e se referem a medições realizadas em uma subestação de 138 kV da Cemig D em diferentes momentos do dia. É interessante ressaltar que nos casos reais há uma mistura de todos os elementos existentes nas simulações anteriores, desde desbalanceamento das tensões da rede até desequilíbrio natural do banco. A Tabela 22 sintetiza os valores de tensão medidos que foram utilizados na simulação:

Tabela 22 - Módulo e ângulo das tensões utilizadas na simulação do caso real 1

Descrição	Tensão A		Tensão B		Tensão C	
	Módulo (V)	Ângulo (graus)	Módulo (V)	Ângulo (graus)	Módulo (V)	Ângulo (graus)
Tensão Total	79189	-	78695	-	80437	-
Fundamental	79172	0,00	78679	-120	80424	120
3 ^a . Harmônica	427	15,8	214	-23,9	344	55,3
5 ^a . Harmônica	1605	-22,2	1572	106	1403	-139
7 ^a . Harmônica	72,8	-153	74,8	121	98,9	-13,2

Tabela 23 - Corrente de neutro (A) – Caso real 1

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A		Fase B		Fase C	
	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)
Sem falha	2,5520	N/A	2,5520	N/A	2,5520	N/A
0,50%	2,6912	683	2,6033	657	2,4110	601
0,80%	2,7918	407	2,6553	383	2,3476	327

4. Simulações

Tabela 24 - Corrente de neutro compensada (A) – Caso real 1 – Correção de 100%

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A		Fase B		Fase C	
	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)
Sem falha	0	N/A	0	N/A	0	N/A
0,50%	0,3419	-0,58	0,3442	0,09	0,3487	1,40
0,80%	0,5470	-0,60	0,5507	0,07	0,5580	1,40

Tabela 25 - Corrente de neutro compensada (A) – Caso real 1 – Correção com erro de 5%

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A		Fase B		Fase C	
	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)
Sem falha	0,0690	N/A	0,0690	N/A	0,0690	N/A
0,50%	0,2983	-13,3	0,3381	-1,69	0,4068	18,3
0,80%	0,5024	-8,70	0,5426	-1,40	0,6159	11,9

Tabela 26 - Tensão diferencial (V) – Caso real 1

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A		Fase B		Fase C	
	Obtido (V)	Desvio (%)	Obtido (V)	Desvio (%)	Obtido (V)	Desvio (%)
Sem falha	0,0063	53,6	0,0067	63,4	0,0039	-4,88
0,50%	0,6241	-1,39	0,6198	-2,07	0,6365	0,57
0,80%	1,0024	-1,24	0,9957	-1,90	1,0207	0,56

Tabela 27 – Impedância (Ω) – Caso real 1

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A		Fase B		Fase C	
	Obtido (Ω)	Desvio (%)	Obtido (Ω)	Desvio (%)	Obtido (Ω)	Desvio (%)
Sem falha	1158,3	-0,44	1143,4	-1,72	1153,3	-0,87
0,50%	1164,1	-0,44	1149,1	-1,73	1159,1	-0,87
0,80%	1167,7	-0,43	1152,6	-1,72	1162,6	-0,87

Os resultados apresentados pelas tabelas acima condizem com o esperado diante do que foi exposto nos exemplos dos itens 4.2.1 a 4.2.5. No que se refere aos métodos da Corrente de Neutro Compensada e da Tensão Diferencial, eles se mostraram muito eficientes para evitar falsos alarmes e desarmes quando não houve falhas internas ao banco, o que não aconteceu com o Método da Corrente de Neutro. Quando uma falha de 0,50% ou 0,80% ocorreu, eles a indicaram corretamente, contudo é necessário que o operador altere os ajustes do relé para valores mais baixos do que os do caso base para lidar com desvios negativos na faixa dos 2% para o Método da Tensão Diferencial e de 13% para o Método da Corrente de Neutro Compensada. Em nenhum caso ocorreu falso alarme ou desarme, ou seja, a tensão ou corrente de alarme não se sobrepuseram às de desarme.

4. Simulações

Os resultados obtidos pelo Método da Impedância se mantiveram inalterados em relação aos observados no item 4.2.5, em que foram consideradas as capacitâncias desequilibradas e o relé estimou seus valores em cada fase.

4.2.7. Caso real 2

A Tabela 28 mostra os valores, em módulo e ângulo, das tensões obtidas em medições na subestação que foram utilizadas nas simulações desse caso. Comparando com o exemplo anterior, percebe-se um valor mais elevado da tensão total, o que indica que a subestação estava mais carregada no momento das medições. Além disso, se observa um maior equilíbrio entre as tensões de cada fase e uma componente de terceiro harmônico superior à do quinto, fato que não acontecia no exemplo anterior.

Tabela 28 - Módulo e ângulo das tensões utilizadas na simulação do caso real 2

Descrição	Tensão A		Tensão B		Tensão C	
	Módulo (V)	Ângulo (graus)	Módulo (V)	Ângulo (graus)	Módulo (V)	Ângulo (graus)
Tensão Total	84854	-	84577	-	85221	-
Fundamental	84845	0,00	84567	-120	85219	120
3 ^a . Harmônica	1092	0,74	1159	-46,3	223	-89,1
5 ^a . Harmônica	591	108	577	-110	425	-8,49
7 ^a . Harmônica	224	-114	275	126	294	4,01

Tabela 29 - Corrente de neutro (A) – Caso real 2

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A		Fase B		Fase C	
	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)
Sem falha	5,7043	N/A	5,7043	N/A	5,7043	N/A
0,50%	5,7485	1572	5,6759	1550	5,6956	1556
0,80%	5,7860	951	5,6704	930	5,7019	936

Tabela 30 - Corrente de neutro compensada (A) – Caso real 2 – Correção de 100%

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A		Fase B		Fase C	
	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)
Sem falha	0	N/A	0	N/A	0	N/A
0,50%	0,3665	6,57	0,3698	7,53	0,3696	7,47
0,80%	0,5863	6,54	0,5917	7,52	0,5913	7,45

4. Simulações

Tabela 31 - Corrente de neutro compensada (A) – Caso real 2 – Correção com erro de 5%

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A		Fase B		Fase C	
	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)	Obtido (A)	Desvio (%)
Sem falha	0,0343	N/A	0,0343	N/A	0,0343	N/A
0,50%	0,3325	-3,31	0,3905	13,6	0,3851	12,0
0,80%	0,5523	0,36	0,6121	11,2	0,6064	10,2

Tabela 32 - Tensão diferencial (V) – Caso real 2

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A		Fase B		Fase C	
	Obtido (V)	Desvio (%)	Obtido (V)	Desvio (%)	Obtido (V)	Desvio (%)
Sem falha	0,0068	65,8	0,0072	75,6	0,0041	0,00
0,50%	0,6688	5,67	0,6661	5,25	0,6743	6,54
0,80%	1,0741	5,82	1,0702	5,44	1,0814	6,54

Tabela 33 – Impedância (Ω) – Caso real 2

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fase A		Fase B		Fase C	
	Obtido (Ω)	Desvio (%)	Obtido (Ω)	Desvio (%)	Obtido (Ω)	Desvio (%)
Sem falha	1158,3	-0,44	1143,4	-1,72	1153,3	-0,87
0,50%	1164,1	-0,44	1149,1	-1,73	1159,1	-0,87
0,80%	1167,7	-0,43	1152,6	-1,72	1162,6	-0,87

Comparando os resultados desse item com os do item 4.2.6, também referente a um caso real, nota-se que o Método da Impedância continuou estimando as reatâncias capacitivas das três fases com os mesmos valores. Isso comprova a robustez desse método, que se mostra sensível apenas às alterações nos valores das capacitâncias.

O Método da Corrente de Neutro mais uma vez exerceu a proteção do banco de modo incorreto, uma vez que estimou uma corrente de neutro superior a 5,6 A, o que é responsável por um falso desarme do relé. As figuras 35 e 36 mostram um comparativo das correntes medidas no neutro nas simulações dos casos reais 1 e 2. Observe que para o Caso real 2 a corrente de neutro possui uma menor componente de 60 Hz, uma vez que as tensões do sistema estão mais balanceadas, contudo seu valor eficaz é maior devido à grande presença do terceiro harmônico. Em ambos os casos o relé de Corrente de Neutro atuaria de forma incorreta, mesmo se tivesse filtro de harmônicos, uma vez que o desequilíbrio natural do banco e das tensões da rede elétrica são responsáveis pela circulação de uma corrente de 60 Hz no neutro de valor maior que o valor ajustado para desarme do relé.

4. Simulações

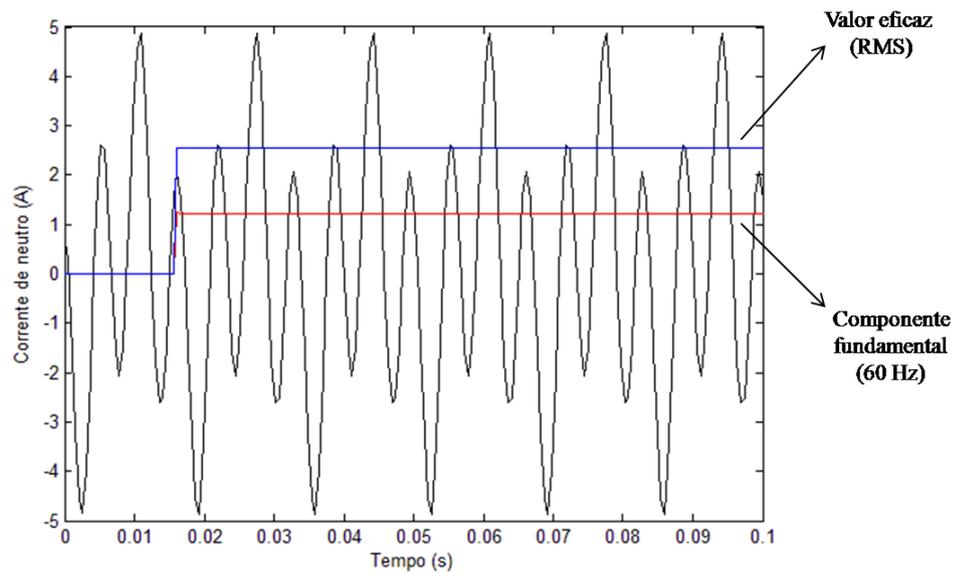


Figura 35 - Corrente de neutro encontrada na simulação do Caso real 1 e cálculo de seu valor eficaz e de sua componente de 60 Hz.

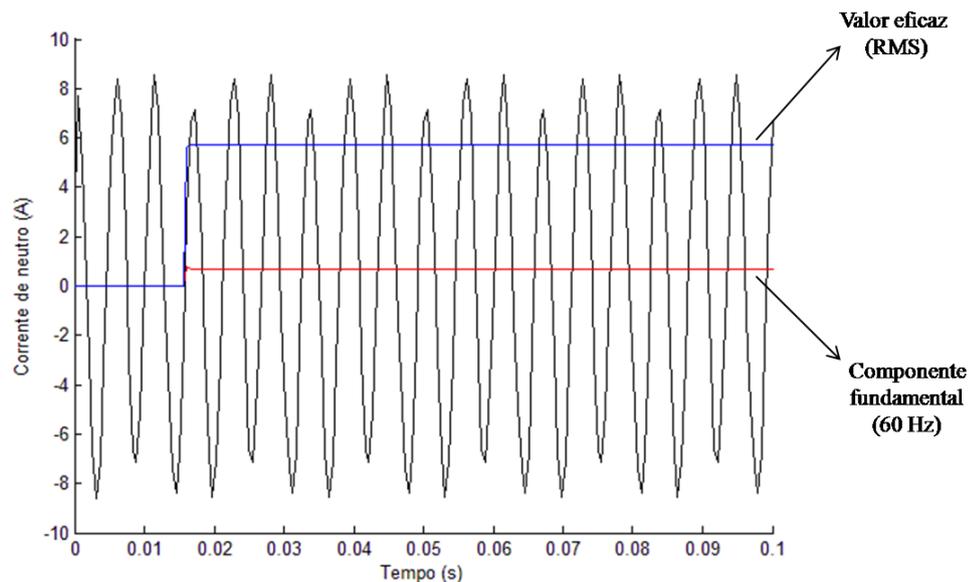


Figura 36 - Corrente de neutro encontrada na simulação do Caso real 2 e cálculo de seu valor eficaz e de sua componente de 60 Hz.

Os Métodos da Corrente de Neutro Compensada e da Tensão Diferencial também cumprem seus papéis e evitam o falso desarme quando não há falha no banco. Contudo, conforme pode ser observado nas tabelas 30, 31 e 32, o desvio dos valores de corrente e tensão quando ocorrem falhas no banco em relação aos respectivos valores encontrados no caso base são maiores. Isso porque eles tendem a acompanhar o desvio da tensão nominal do sistema, de 80 kV, conforme visto no item 4.2.2. Assim, como nesse segundo caso real as tensões da rede são mais elevadas, maiores serão a corrente de neutro e a tensão diferencial, pois a primeira é proporcional às correntes de fase, que também se elevam, e a segunda depende dessas tensões

4. Simulações

da rede. Porém, a elevação dos valores dessas grandezas monitoradas não prejudica a proteção, pois eles estão acima dos valores de ajuste, o que a princípio até ajuda na detecção. Contudo, isso pode facilitar também a ocorrência de falsos alarmes e desarmes, já que, por exemplo, o valor da tensão de alarme estará mais próximo do patamar de ajuste para desarme.

A ocorrência ou não de falsos alarmes e desarmes é estudada na próxima seção, em que são inseridos ruídos nas medições dos casos reais.

4.3. Resultados e análises das simulações com ruído para os casos reais

Nessa seção são apresentados os resultados das simulações dos dois casos reais com a presença de ruído. O Método da Corrente de Neutro não foi analisado porque, como se percebeu pelos resultados anteriores, ele é muito sensível ao desbalanceamento natural do sistema e à distorção harmônica. Assim, a existência ou não de ruído não alteraria o resultado final, que seria uma falsa atuação, mesmo com o funcionamento normal do banco.

O ruído foi modelado como ruído branco (ou gaussiano) de desvio padrão igual a 0,5%. Ele é inserido no sinal monitorado no momento de sua medição, ou seja, para o Método da Impedância, por exemplo, há duas fontes de ruído: a medição das tensões e a medição das correntes. O gráfico a seguir ilustra a distribuição dos valores de um sinal de tensão ruidoso que entra no relé. A maior parte dos pontos amostrados se encontra na região próxima do valor esperado de medição, no caso 127 V.

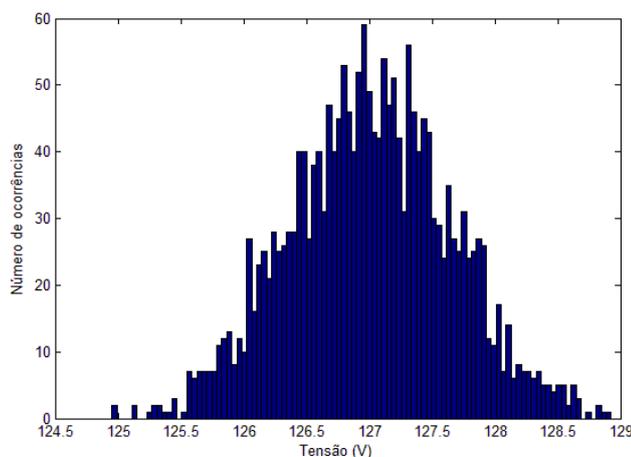


Figura 37 - Distribuição dos valores de tensão medidos por um TP na simulação considerando ruído

4. Simulações

O Algoritmo da Média da Janela foi o responsável por detectar alarme ou desarme de acordo com o sinal monitorado pelo relé. Os casos simulados seguem abaixo, juntamente com tabelas que sintetizam, além dos desvios em relação aos valores do caso base, a porcentagem de falsos alarmes e desarmes e o tempo que o relé demora a atuar (em ciclos de 60 Hz) nos casos de falhas que envolvem variação de 0,80% da capacitância do banco.

4.3.1. Caso real 1 na presença de ruído

Para o Método da Corrente de Neutro Compensada foi considerado como valor de alarme 0,34 A e como valor de desarme 0,55 A, conforme determinado na simulação do caso base.

Tabela 34 - Corrente de Neutro Compensada - Caso real 1 na presença de ruído - Correção de 100%

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fases faltosas					
	Fase A		Fase B		Fase C	
	Média (A)	Desvio (%)	Média (A)	Desvio (%)	Média (A)	Desvio (%)
Sem falha	0,1319	N/A	0,1319	N/A	0,1319	N/A
0,50%	0,3595	4,54	0,3618	5,21	0,3626	5,44
0,80%	0,5600	1,76	0,5616	2,05	0,5680	3,22

Tabela 35 - Corrente de Neutro Compensada – Correção de 100% - Comportamento do relé - Caso real 1

	Fase A	Fase B	Fase C
Falsos alarmes (%)	0	0	0
Falsos desarmes (%)	1	2	2
Tempo de atuação (ciclos)	4,4	4,3	3,8

Tabela 36 - Corrente de Neutro Compensada (V) - Caso real 1 na presença de ruído - Correção com erro de 5%

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fases faltosas					
	Fase A		Fase B		Fase C	
	Média (A)	Desvio (%)	Média (A)	Desvio (%)	Média (A)	Desvio (%)
Sem falha	0,1496	N/A	0,1496	N/A	0,1496	N/A
0,50%	0,3203	-6,86	0,3569	3,78	0,4208	22,4
0,80%	0,5132	-6,74	0,5539	0,65	0,6249	13,6

4. Simulações

Tabela 37 - Corrente de Neutro Compensada – Correção com erro de 5% - Comportamento do relé - Caso real 1

	Fase A	Fase B	Fase C
Falsos alarmes (%)	0	0	0
Falsos desarmes (%)	0	3	31
Tempo de atuação (ciclos)	7,1	4,8	3,1

Para o Método da Tensão Diferencial, foram estabelecidos valores de alarme e desarme iguais, respectivamente a 0,63 V e 1,01 V, de acordo com o caso base. As simulações dos casos reais consideram o desequilíbrio natural do banco, mas como foi visto no item 4.2.5, com os ajustes individuais dos fatores de compensação K_{set} , os valores de tensão diferencial encontrados para o sistema desequilibrado foram muito parecidos com os obtidos no caso base.

Tabela 38 - Tensão Diferencial - Caso real 1 na presença de ruído

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fases faltosas					
	Fase A		Fase B		Fase C	
	Média (V)	Desvio (%)	Média (V)	Desvio (%)	Média (V)	Desvio (%)
Sem falha	0,1935	N/A	0,1921	N/A	0,1998	N/A
0,50%	0,6381	0,82	0,6315	0,22	0,6493	2,59
0,80%	1,0120	0,30	0,9994	1,54	1,0304	1,52

Tabela 39 - Tensão Diferencial - Comportamento do relé - Caso real 1

	Fase A	Fase B	Fase C
Falsos alarmes (%)	0	0	0
Falsos desarmes (%)	0	3	1
Tempo de atuação (ciclos)	4,8	4,3	4,2

Para o Método da Impedância considerou-se o desequilíbrio nas três capacitâncias. Assim, foram adotados os valores para alarme e desarme encontrados no item 4.2.5. O desvio presente na Tabela 40 foi calculado de acordo com esses valores e não pelos obtidos no caso base.

Tabela 40 - Impedância - Caso real 1 na presença de ruído

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fases faltosas					
	Fase A		Fase B		Fase C	
	Média (Ω)	Desvio (%)	Média (Ω)	Desvio (%)	Média (Ω)	Desvio (%)
Sem falha	1158,4	0,01	1143,4	0,00	1153,3	0,00
0,50%	1164,1	0,00	1149,1	0,00	1159,0	0,01
0,80%	1167,7	0,00	1152,6	0,00	1162,6	0,00

4. Simulações

Tabela 41 - Impedância - Comportamento do relé - Caso real 1

	Fase A	Fase B	Fase C
Falsos alarmes (%)	0	0	0
Falsos desarmes (%)	2	0	1
Tempo de atuação (ciclos)	4,2	5,5	4,4

4.3.2. Caso real 2 na presença de ruído

As observações pertinentes aos valores de ajuste de alarme e desarme feitas para os três métodos para o Caso real 1 também valem para esse caso. Assim, os mesmos ajustes foram adotados.

Tabela 42 - Corrente de Neutro Compensada - Caso real 2 na presença de ruído - Correção de 100%

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fases faltosas					
	Fase A		Fase B		Fase C	
	Média (A)	Desvio (%)	Média (A)	Desvio (%)	Média (A)	Desvio (%)
Sem falha	0,1395	N/A	0,1395	N/A	0,1395	N/A
0,50%	0,3850	11,9	0,3879	12,8	0,3829	11,3
0,80%	0,5987	8,80	0,6024	9,47	0,6016	9,32

Tabela 43 - Corrente de Neutro Compensada – Correção de 100% - Comportamento do relé – Caso real 2

	Fase A	Fase B	Fase C
Falsos alarmes (%)	0	0	0
Falsos desarmes (%)	11	8	13
Tempo de atuação (ciclos)	3,4	3,4	3,3

Tabela 44 - Corrente de Neutro Compensada - Caso real 2 na presença de ruído - Correção com erro de 5%

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fases faltosas					
	Fase A		Fase B		Fase C	
	Média (A)	Desvio (%)	Média (A)	Desvio (%)	Média (A)	Desvio (%)
Sem falha	0,1535	N/A	0,1535	N/A	0,1535	N/A
0,50%	0,3542	3,00	0,4075	18,5	0,4048	17,7
0,80%	0,5659	2,83	0,6273	14,0	0,6186	12,4

4. Simulações

Tabela 45 - Corrente de Neutro Compensada – Correção com erro de 5% - Comportamento do relé - Caso real 2

	Fase A	Fase B	Fase C
Falsos alarmes (%)	0	0	0
Falsos desarmes (%)	5	31	17
Tempo de atuação (ciclos)	4,0	3,1	3,2

Tabela 46 - Tensão Diferencial - Caso real 2 na presença de ruído

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fases faltosas					
	Fase A		Fase B		Fase C	
	Média (V)	Desvio (%)	Média (V)	Desvio (%)	Média (V)	Desvio (%)
Sem falha	0,2083	N/A	0,2067	N/A	0,2104	N/A
0,50%	0,6863	8,44	0,6738	6,46	0,6874	8,61
0,80%	1,0835	6,75	1,0766	6,07	1,0864	7,03

Tabela 47 - Tensão Diferencial - Comportamento do relé - Caso real 2

	Fase A	Fase B	Fase C
Falsos alarmes (%)	0	0	0
Falsos desarmes (%)	6	6	9
Tempo de atuação (ciclos)	3,6	3,4	3,5

Tabela 48 - Impedância - Caso real 2 na presença de ruído

Intensidade da falha (% da capacitância nominal)	Fases faltosas					
	Fase A		Fase B		Fase C	
	Média (Ω)	Desvio (%)	Média (Ω)	Desvio (%)	Média (Ω)	Desvio (%)
Sem falha	1158,3	0,00	1143,3	0,01	1153,3	0,00
Falha de 0,5%	1164,2	0,01	1149,1	0,00	1159,1	0,00
Falha de 0,77%	1167,7	0,00	1152,6	0,00	1162,6	0,00

Tabela 49 - Impedância - Comportamento do relé - Caso real 2

	Fase A	Fase B	Fase C
Falsos alarmes (%)	0	0	0
Falsos desarmes (%)	0	2	1
Tempo de atuação (ciclos)	4,6	4,4	5,1

Uma diferença importante entre os resultados obtidos nos dois casos reais simulados diz respeito ao número de falsos desarmes. Esse número é maior para o Caso real 2, quando são considerados os métodos da Corrente de Neutro Compensada e da Tensão Diferencial. Isso já era previsto de acordo com os resultados das simulações desses casos sem ruído (itens

4. Simulações

4.2.6 e 4.2.7). Como as tensões da rede são maiores no Caso real 2, os valores das grandezas monitoradas pelos relés desses arranjos também são mais elevados. Para a detecção de alarme e desarme esse fato não é importante e ajuda, inclusive, nessa detecção, pois o valor monitorado está bem acima do ajustado. Contudo, quando ocorre uma falha de 0,5% em alguns casos, devido ao ruído, o valor do sinal monitorado atinge o patamar superior correspondente ao ajuste de desarme, causando um falso desligamento.

Assim, para o Método da Corrente de Neutro Compensada, houve casos com 31% de falsos desarmes quando o relé apenas teria que indicar um alarme. Isso foi resultante também de uma determinação incorreta dos valores das capacitâncias do banco na lógica interna do relé (erro de 5%). Esse fato mostra a importância de uma correta estimativa desses valores, o que nem sempre é possível, pois os valores medidos podem ser diferentes dos que realmente estão no banco no momento de sua operação. Outro exemplo referente a esse método foi o tempo de atuação do relé maior do que 7 ciclos quando ocorreu falha na fase A do Caso 1. Isso foi devido ao valor médio do sinal ser inferior ao valor ajustado para desarme. O relé apenas atuou nesse caso porque o ruído de medição fez com que em algum momento a média desse sinal, em uma janela de três ciclos, fosse maior do que esse valor ajustado.

Já o Método da Impedância mostrou basicamente o mesmo comportamento nas simulações dos dois casos, revelando mais uma vez que, mesmo na presença de ruído, é um método bastante robusto. Essa robustez, contudo, tem um preço que se refere ao tempo de detecção da falha. Ele é o método mais lento de detecção, pois, na presença de ruído, o sinal monitorado pode oscilar sobre os valores ajustados de alarme ou desarme e a média de seus pontos, dentro da janela temporal de 3 ciclos do Algoritmo da Média da Janela, pode não ser superior a eles.

4.4. Análises dos resultados das simulações

As simulações foram importantes para mostrar o motivo do não funcionamento da proteção utilizada nos bancos de 138 kV da Cemig D, que adota a filosofia da Corrente de Neutro. Em nenhum dos testes o relé desse método atuou corretamente, com exceção do que considerou exclusivamente os 5º e 7º harmônicos na tensão da rede. A majoração dos valores dos ajustes para fazer uma possível compensação do desequilíbrio natural do sistema também não funcionou, pois foram observados casos em que a corrente de neutro diminuiu quando ocorreu a falha ao invés de aumentar. Nem uma filtragem das componentes de terceiro harmônico resolveu o problema, pois uma corrente de desequilíbrio de 60 Hz também circulou

4. Simulações

pelo neutro e apresentou um valor superior ao ajuste de desarme. Como a proteção contra desbalanceamento do banco precisa ser muito sensível, conclui-se que esse método não pode ser utilizado, comprovando, assim, a importância de se usar um método com compensação para a proteção desse banco.

A partir dos resultados obtidos nas simulações, observa-se que o método mais robusto é o da Impedância, que somente é afetado pela variação da capacitância do banco. Assim, é fundamental a medição dessa grandeza em cada fase e utilização do valor encontrado como o valor da capacitância para ajustes no relé. Como as variações de capacitância que precisam ser detectadas são muito baixas, uma vez que se monitora todo o banco e não apenas algumas partes dele, é necessário que o relé tenha uma boa precisão. Esse fato será verificado no Capítulo 5, em que medições em um modelo reduzido serão feitas.

Os métodos da Corrente de Neutro Compensada e da Tensão Diferencial são boas alternativas quando não se quer utilizar o da Impedância e é preciso fazer uma compensação do desequilíbrio do sistema para proteger corretamente o banco. Eles se mostraram praticamente imunes às componentes harmônicas e em nenhum momento seus relés deram um falso alarme ou desarme quando o banco funcionava sem falhas. Contudo, o principal problema deles é a variação de acordo com o estado do sistema que ocorre na corrente de neutro monitorada pelo relé ou na tensão diferencial quando existe uma falha. Assim, essas grandezas se tornam dependentes do valor da tensão do sistema no momento da falha, apresentando maiores valores quando as tensões na subestação estão mais elevadas. Esse comportamento foi o responsável pelo grande número de falsos desarmes quando o banco estava apenas em uma situação de alarme, pois os ajustes tinham sido feitos supondo uma tensão menor de operação do banco.

Os gráficos das figuras 38 e 39 mostram os valores máximos e mínimos encontrados nas simulações para as grandezas monitoradas nesses dois métodos. De acordo com eles o operador pode fazer o ajuste mais correto de alarme e desarme no relé.

4. Simulações

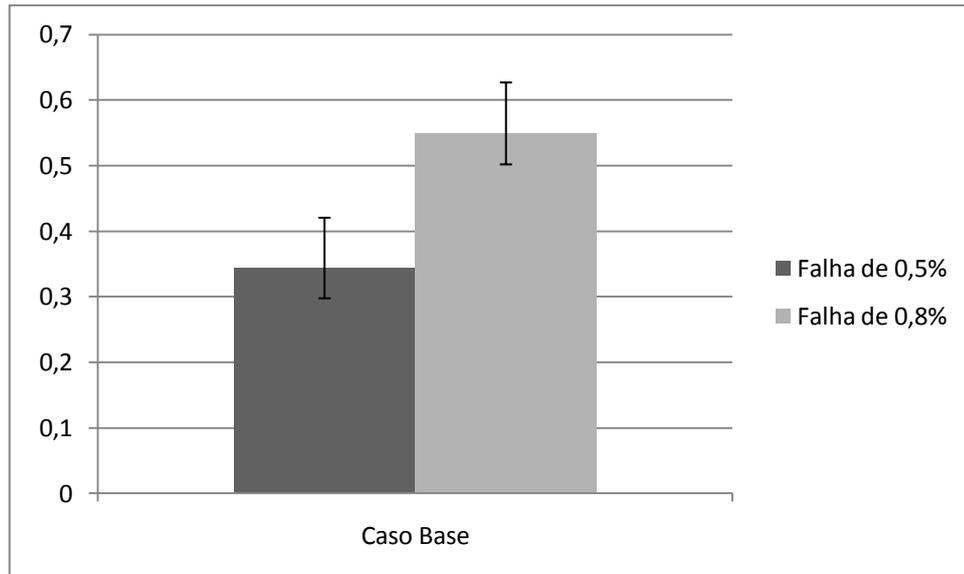


Figura 38 - Variações nos valores de alarme e desarme em decorrência dos fenômenos analisados nesse capítulo para o Método da Corrente de Neutro Compensada.

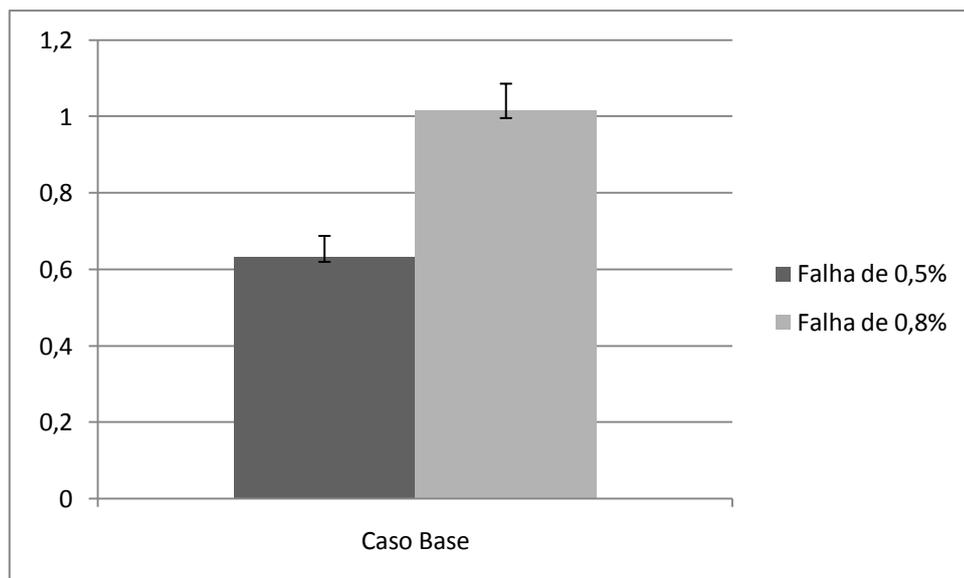


Figura 39 - Variações nos valores de alarme e desarme em decorrência dos fenômenos analisados nesse capítulo para o Método da Tensão Diferencial.

Esses gráficos indicam os valores para os quais os relés desses dois métodos de proteção devem ser ajustados. O ajuste não deve ser realizado de acordo com os dados nominais do banco e do sistema, que compõem o caso base, mas sim com valores menores, referentes à parte inferior da barra que mostra os desvios. Com isso evita-se que em alguma situação a falha ocorra e o relé não a detecte ou demore muito para fazê-la. As barras ilustradas nessas figuras mostram os desvios mínimos e máximos encontrados em uma análise de todas as simulações feitas nesse capítulo. Elas indicam bem o motivo da ocorrência elevada de falsos desarmes no Método da Corrente de Neutro Compensada, uma vez que o máximo desvio da

4. Simulações

corrente de alarme quase se encontra com o mínimo valor da corrente de desarme, que deve ser utilizado para o ajuste. As tabelas 50 e 51 sintetizam os dados ilustrados pelos gráficos.

Tabela 50 - Variações máximas e mínimas no valor da corrente de neutro compensada monitorada pelo relé

Corrente de Neutro Compensada (A)					
	Caso Base	Mínimo	Min (%)	Máximo	Max (%)
Falha de 0,50%	0,3439	0,2983	-13,26	0,4208	22,36
Falha de 0,80%	0,5503	0,5024	-8,70	0,6273	13,99

Tabela 51 - Variações máximas e mínimas no valor da tensão diferencial monitorada pelo relé

Tensão Diferencial (V)					
	Caso Base	Mínimo	Min (%)	Máximo	Max (%)
Falha de 0,50%	0,6329	0,6198	-2,07	0,6874	8,61
Falha de 0,80%	1,0150	0,9957	-1,90	1,0864	7,03

Fica claro por esses gráficos e tabelas que, entre esses dois métodos, o da Tensão Diferencial é o mais robusto, uma vez que apresenta uma menor variação entre os valores encontrados para a grandeza elétrica monitorada em relação ao caso base.

No capítulo a seguir, esses arranjos de proteção serão testados em medições em um modelo reduzido, cujos resultados serão comparados com os obtidos ao longo desse capítulo.

5. MEDIÇÕES EM UM MODELO REDUZIDO

Esse capítulo aborda as medições feitas em um modelo reduzido de banco de capacitores, cuja montagem foi realizada no Laboratório de Extra-Alta Tensão (LEAT) da UFMG. Inicialmente esse modelo é descrito por partes, com destaque ao seu sistema de potência e aos sistemas de medição e aquisição de dados. Depois os dados coletados com as medições referentes aos arranjos estudados no Capítulo 4 são apresentados, seguidos das análises sobre os resultados obtidos.

5.1. Descrição do modelo reduzido

O diagrama esquemático completo do modelo reduzido montado no LEAT está representado na Figura 40. A descrição de cada elemento que o constitui é feita nos itens a seguir, que tratam separadamente a parte de potência e a de medição e aquisição de dados desse banco. Fotos dessa montagem podem ser conferidas no **Apêndice B**.

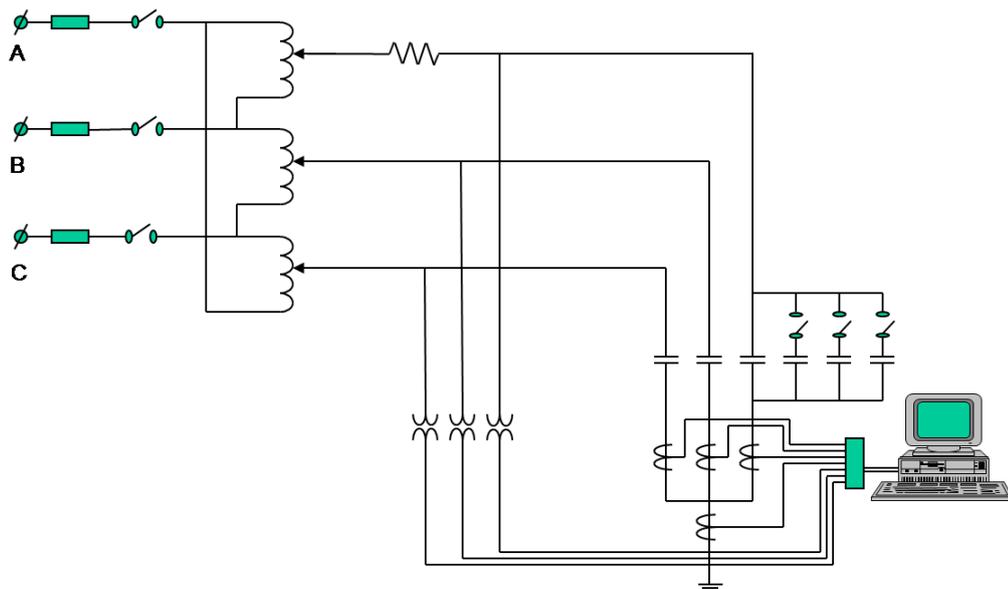


Figura 40 - Diagrama esquemático do modelo reduzido completo montado no LEAT.

5. Medições em um Modelo Reduzido

5.1.1. Sistema de potência

O sistema de potência é composto de disjuntores de proteção, um regulador de tensão de indução trifásico, um resistor de potência para causar desbalanceamento de tensão, capacitores monofásicos de potência para a montagem do banco e capacitores auxiliares para provocar o desequilíbrio desse banco. A Figura 41 mostra o diagrama esquemático desse sistema.

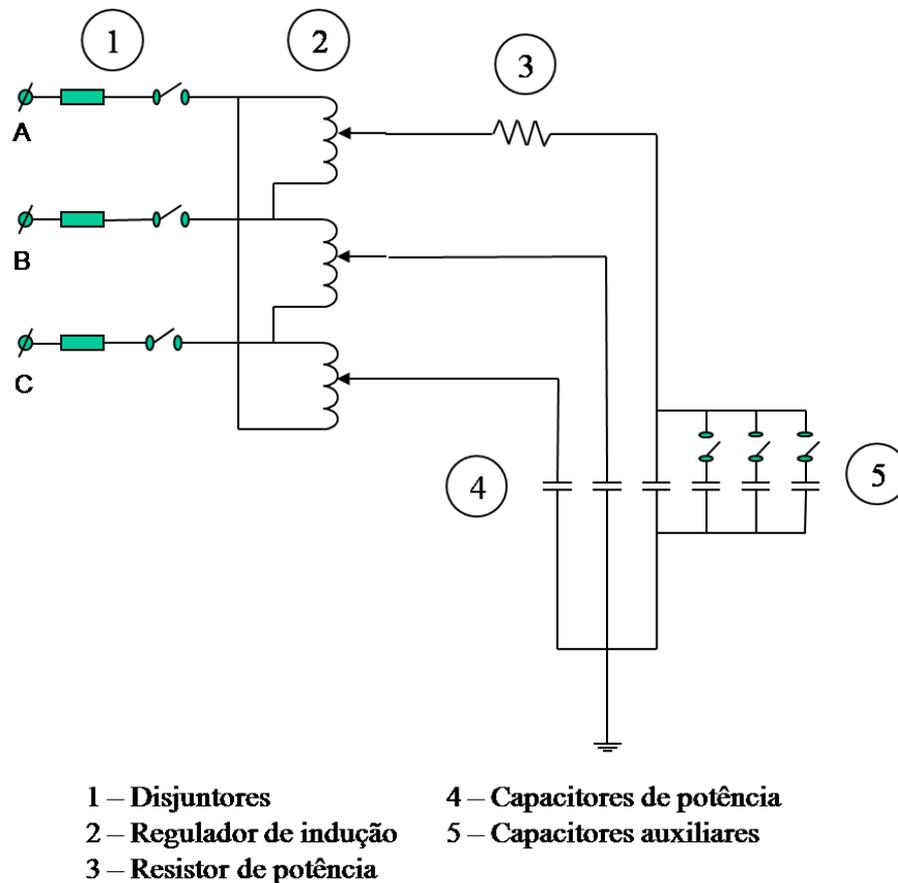


Figura 41 - Diagrama esquemático do sistema de potência.

Os capacitores adquiridos para compor o banco são do tipo para correção de fator de potência de máquinas, com potência de 3,3 kVAr e tensão nominal de 220 V cada. O objetivo da montagem desse modelo é reproduzir aproximadamente as correntes que circulam nas fases e no neutro do banco de uma subestação de 138 kV da Cemig D, importante para a avaliação, principalmente, dos arranjos da Corrente de Neutro e da Corrente de Neutro Compensada. Em cada fase foram utilizados três capacitores em paralelo, o que resultou em um banco trifásico com nove latas, 30 kVAr e 380 V (tensão de linha). Essa configuração do banco drena uma corrente pouco superior a 45 A da fonte, de uma ordem de grandeza suficiente para que possam ser usados para sua medição TCS com a mesma relação de transformação dos utilizados na subestação dessa empresa.

5. Medições em um Modelo Reduzido

De acordo com o fabricante desses capacitores, cada um tem uma capacitância de $182,7 \mu\text{F}$, o que resulta em uma capacitância por fase igual a $550 \mu\text{F}$. Contudo, medições realizadas por um multímetro calibrado resultaram em uma reatância capacitiva de $4,92 \Omega$ (com pequenas variações a partir a terceira casa decimal para cada fase), o que representa uma capacitância equivalente de $539 \mu\text{F}$. Isso indica um desvio de 2% em relação ao valor nominal, contudo ainda dentro da faixa de tolerância informada pelo fabricante de 5%. Essa medição inicial é importante, principalmente para a calibração dos relés nos métodos da Impedância e da Corrente de Neutro Compensada, como será visto nos respectivos itens que tratam desses assuntos.

Por causa do valor nominal da tensão dos capacitores de potência de 220 V, foi utilizado como fonte para esse banco o regulador de indução trifásico do LEAT, pois ele é capaz de fornecer uma tensão variável entre 10 e 440 V e uma corrente máxima de 70 A. Assim, o valor máximo de tensão utilizado foi de 380 V, que proporcionou a tensão nominal para cada capacitor, ligado entre fase e neutro, de 220 V.

Os capacitores auxiliares, de $2,2 \mu\text{F}$, são de polipropileno e suportam uma tensão de 220 V. Foram utilizados quatro capacitores desse tipo em paralelo, cada um podendo ser conectado a uma fase do sistema no momento que se desejar. Dessa forma, o desequilíbrio de capacitância que esses capacitores podem provocar varia em uma faixa de 2,2 a $8,8 \mu\text{F}$, o que corresponde, percentualmente, a variações de 0,41 a 1,63% em relação à capacitância medida do banco ($539 \mu\text{F}$). Conforme visto no Capítulo 4, as variações de capacitância que causam alarme e desarme do banco são 0,50 e 0,80%, logo, foi possível verificar a sensibilidade dos métodos de proteção para falsos alarmes e desarmes e também sua confiabilidade na detecção de desbalanceamentos maiores.

Por fim, o resistor de potência tem o objetivo de desequilibrar propositalmente a tensão de uma fase do banco com o intuito de verificar, principalmente, o funcionamento do método da Corrente de Neutro Compensada na compensação desse desequilíbrio. Foi utilizada uma associação em paralelo de dois resistores ($1,2$ e $2,2 \Omega$), que resultou em uma resistência equivalente de $0,78 \Omega$. Essa resistência precisa ser baixa, pois entra em série com uma reatância capacitiva baixa, de valor medido igual a $4,92 \Omega$. Como esse resistor possui apenas uma potência de 30 W, quando os testes com a sua presença foram feitos foi utilizada uma tensão menor que a nominal.

5. Medições em um Modelo Reduzido

5.1.2. Sistemas de medição e aquisição de dados

Os sistemas de medição e aquisição de dados são compostos de transformadores de potencial (TPs), transformadores de corrente (TCs), uma placa conversora analógico-digital e um microcomputador. A Figura 42 mostra o diagrama esquemático desses sistemas.

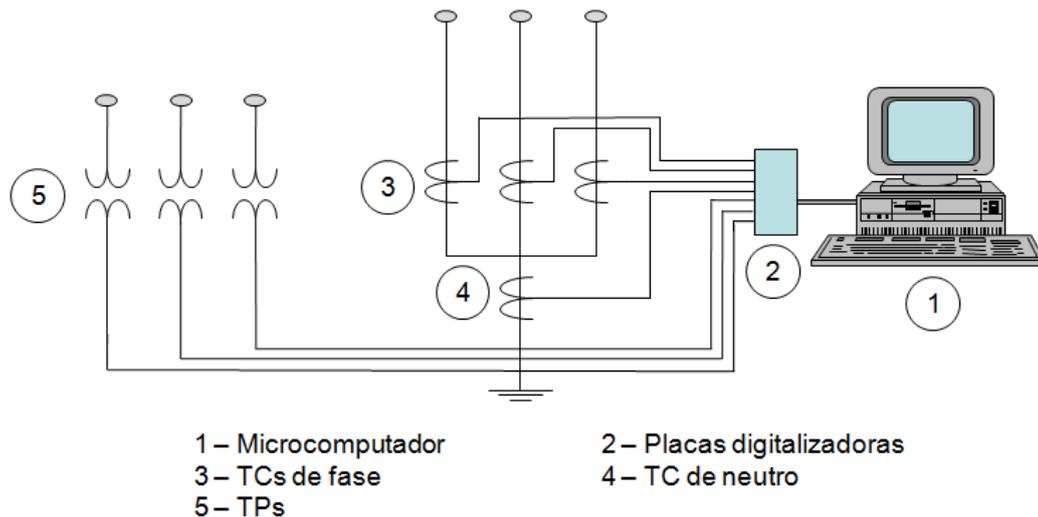


Figura 42 - Diagrama esquemático dos sistemas de medição e aquisição de dados.

Os transformadores de potencial utilizados têm relação de transformação de 220/17 V. Contudo, como a tensão máxima da placa de aquisição de dados é de 10 V de valor de pico, foi necessário fazer um divisor de tensão de forma que se garantisse a chegada na placa de uma tensão menor do que esse valor. Para esse divisor foram utilizados resistores de 1,0 e 2,6 k Ω , com a amostragem na placa da queda de tensão obtida no primeiro. Assim, esse divisor atenua a tensão proveniente do TP em um fator de 0,28, o que multiplicado por sua relação de transformação de 0,077, provoca uma redução global de tensão de 0,022, de forma que a tensão de 220 V na fase se converte para 4,84 V na placa, garantindo que seu valor de pico (6,84 V) seja menor que o limite.

Nas medições de corrente foram utilizados dois tipos de TCs: com o primário em janela e com o primário enrolado no núcleo. Os transformadores do primeiro tipo, com relação de transformação de 75/5 A, foram utilizados para a medição das correntes de fase. Já os do segundo tipo, denominados TCs auxiliares devido à relação de transformação não convencional de 10/0,05 A, foram utilizados na medição da corrente de neutro e também colocados em série com os TCs de janela para diminuir a corrente de secundário das fases.

5. Medições em um Modelo Reduzido

Como os sinais recebidos pela placa de aquisição são de tensão, é preciso converter a corrente de secundário dos TCs e para essa função podem ser utilizados resistores *shunt*. Contudo, caso a corrente secundária seja a convencional de 5 A, de acordo com a potência nominal desses transformadores, de 2,5 VA, a tensão máxima em um resistor ligado em seus secundários poderia ser de somente 0,5 V. E ainda seria necessária a utilização de resistores de potência, que possuem uma precisão em relação à sua resistência menor se comparada à dos resistores de baixa potência. O fato de se utilizar uma tensão baixa na placa também causa problemas, como a maior interferência de ruídos, provenientes do sistema de medição e do próprio ambiente da subestação. Assim, os TCs auxiliares, de potência nominal de 1,0 VA, permitem trabalhar com uma baixa corrente no secundário e alta tensão no resistor *shunt* (até 20 V). Isso também possibilita o uso de resistores *shunt* de precisão e de baixa potência, como os de ¼ de Watt utilizados nesse trabalho.

Então, para a medição das correntes de fase, o fator de transformação equivalente dos dois TCs em série é de 3000. Foram utilizados três resistores de 100 Ω em série para a transformação da corrente em tensão para a placa, de modo que uma tensão de 7,5 V correspondesse à corrente primária de 75 A. Já para a medição da corrente de neutro, que utiliza somente o TC auxiliar de 10/0,05 A, foi usado um resistor *shunt* de 100 Ω de forma que uma tensão de 5 V em seu secundário correspondesse à corrente primária de 10 A.

A placa digitalizadora utilizada foi a NI 6014 da *National Instruments*, ligada ao barramento PCI do microcomputador. Ela apresenta uma resolução de 16 bits e uma taxa de amostragem máxima de 200 mil amostras por segundo, além de uma escala de tensão que vai de 50 mV até 10 V. Nesse trabalho utilizou-se uma frequência de amostragem de 2 kHz.

Essa placa também possui 16 entradas simples de sinais ou 8 entradas diferenciais. As últimas foram usadas no trabalho devido à recomendação do fabricante de utilizá-las com o objetivo de reduzir o ruído de modo comum. De fato, foi observado um comportamento melhor dos algoritmos dos relés quando recebiam sinais das entradas diferenciais em relação aos sinais das entradas simples. A Figura 43 mostra o esquema de ligação das entradas diferenciais na placa digitalizadora, com destaque para o Canal 2, que é ligado ao terra da fonte para a minimização de ruídos.

5. Medições em um Modelo Reduzido

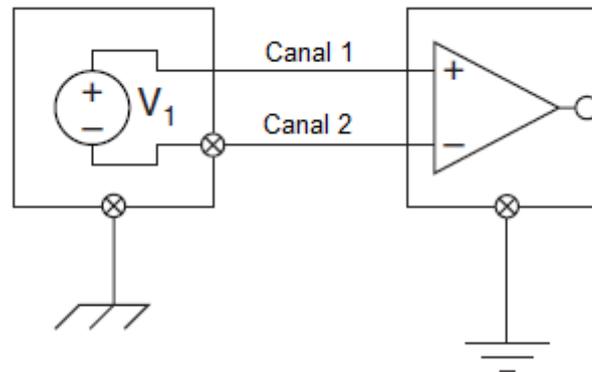


Figura 43 - Entrada diferencial dos sinais provenientes de uma fonte aterrada (NATIONAL INSTRUMENTS, 2002).

Uma vez digitalizados os sinais provenientes do sistema de medição, eles são trabalhados em nível de *software* no microcomputador. Foi utilizado o programa *Simulink* para o desenvolvimento dos relés referentes a cada método de proteção estudado. Essa escolha se baseou principalmente na facilidade de uso desse programa e na simplicidade de conversão dos códigos dos blocos utilizados nas simulações do Capítulo 4 para códigos a serem utilizados em tempo real. A Figura 44 apresenta um exemplo de sua interface, que é praticamente baseada na interação entre blocos programados separadamente e que executam funções específicas.

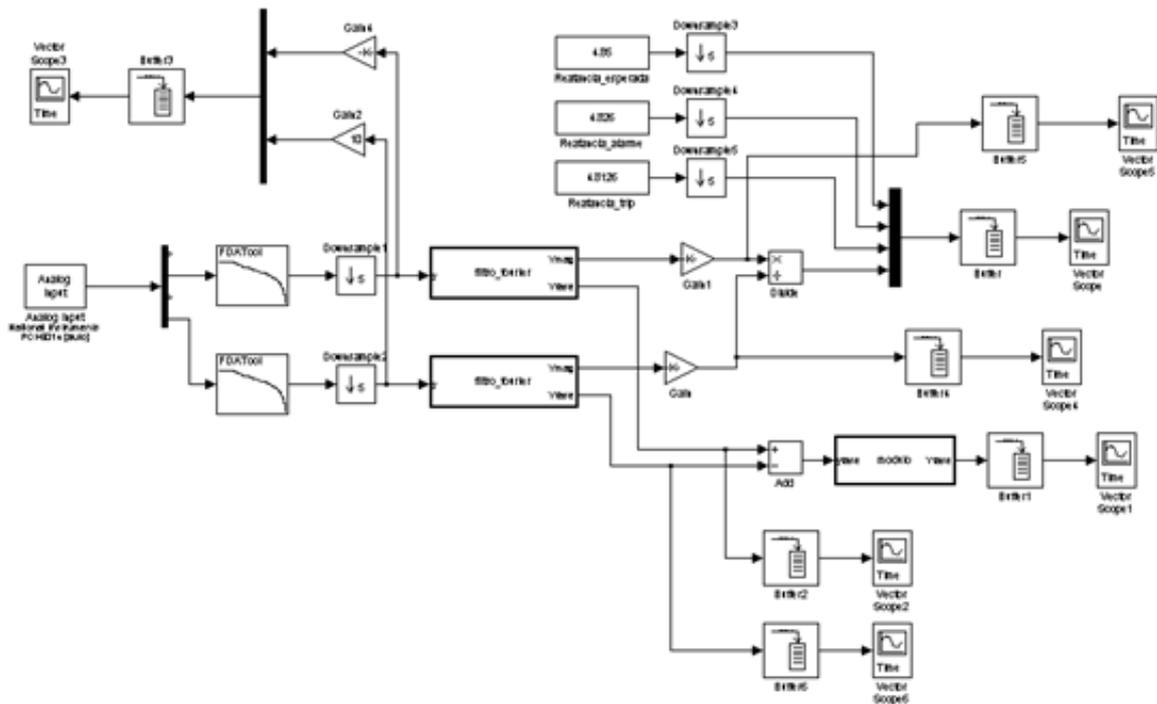


Figura 44 - Exemplo de tela de interface com o usuário do programa *Simulink*.

5.2. Medições

Quando se fez o planejamento para iniciar a montagem do modelo reduzido do banco de capacitores, pensou-se em ligar uma carga não linear em paralelo com esse banco, de forma a gerar as componentes harmônicas que circulariam pelas fases e por seu neutro. Para isso, pretendia-se ligar lâmpadas de vapor de sódio, que são capazes de proporcionar uma grande distorção harmônica na corrente (PIRES, 2006). Contudo, nas primeiras medições com o banco junto com o regulador de indução percebeu-se que já havia distorção harmônica suficiente, tanto nas tensões de fase quanto nas correntes de fase e de neutro e foi dispensado o uso da carga não linear.

Essa acentuada distorção observada nos ensaios foi decorrente de uma ressonância série ocorrida entre a carga capacitiva e as indutâncias de dispersão do regulador e da rede elétrica do laboratório na frequência aproximada do 5º harmônico. Essa ressonância causou uma elevação da corrente nessa frequência e levou a uma maior queda de tensão na rede. Como consequência desse fato, a tensão de fase se deformou e apresentou uma Distorção Harmônica Total (DHT) de 11,8%, valor superior ao limite de 10% sugerido pelos Procedimentos de Distribuição da ANEEL para níveis de tensão abaixo de 1 kV (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008).

A título de comparação, a tensão da rede elétrica com o banco desenergizado, mostrada na Figura 45, possui uma DHT de 4,5%. Contudo, após sua energização, a tensão se deforma, conforme mostra a Figura 46, e passa a apresentar a DHT citada no parágrafo anterior. Isso sugere que a rede elétrica do LEAT, com a utilização do regulador de indução, não é forte o suficiente para a ligação de uma carga capacitiva de 0,5 μF .

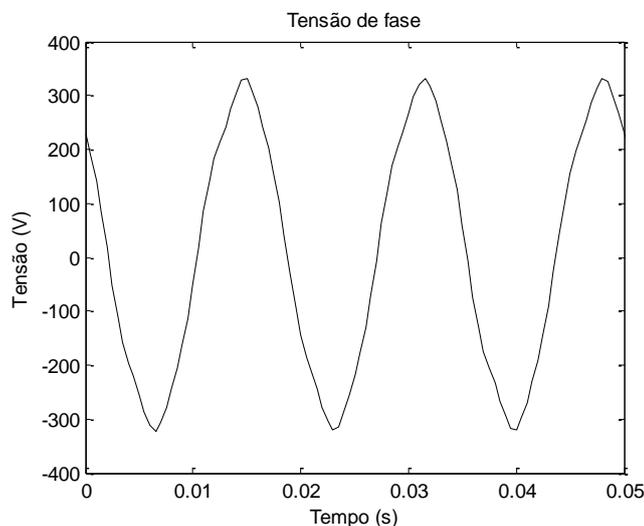


Figura 45 - Tensão medida na fase A com o banco desenergizado.

5. Medições em um Modelo Reduzido

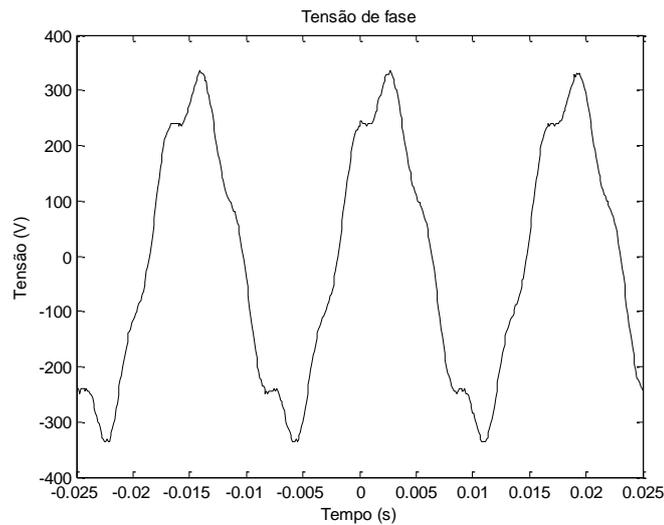


Figura 46 - Tensão medida na fase A com o banco energizado.

Como consequência dessa ressonância, a corrente nas fases desse banco é muito distorcida, conforme mostra a Figura 47, e apresenta uma DHT de 62,8%, principalmente devido à elevada circulação de corrente de 5º harmônico, que corresponde a 62% da amplitude da corrente na frequência fundamental. Essa elevada distorção da corrente nos capacitores ocorre também devido a uma característica intrínseca desses equipamentos. Como a reatância capacitiva é inversamente proporcional à frequência, à medida que a frequência aumenta, ela diminui, permitindo que correntes de ordens harmônicas mais altas circulem pelo banco. Assim, a distorção harmônica da corrente em um capacitor sempre será maior que a da tensão em seus terminais. Se uma ordem harmônica n de tensão apresenta uma amplitude de $x\%$ em relação à fundamental, essa mesma ordem harmônica de corrente terá uma amplitude de $n.x\%$ aproximadamente em relação à fundamental de corrente, pois a reatância do capacitor será n vezes menor para a sua frequência. Essa observação é endossada com a análise da relação existente entre as distorções harmônicas de tensão e corrente apresentadas pelas tabelas 52 e 53.

Vale destacar também o nível elevado de 3º harmônico na corrente de neutro, de acordo com o apresentado na Figura 48. Conforme sintetizado pela Tabela 54, seu valor eficaz chegou a 9,3 A, para uma componente fundamental de 0,24 A. Como já foi explicado anteriormente nesse trabalho, as componentes de ordem tripla são de sequência zero, ou seja, estão em fase e se somam aritmeticamente no neutro. Esse fato pode ser comprovado pelos dados da Tabela 53, que apresenta um valor eficaz de 3,1 A para a componente de 3º harmônico na corrente de fase, isto é, um terço do valor da corrente de neutro nessa frequência. Com relação à componente de 60 Hz, ela não é nula e seu valor, apesar de reduzido, pode atrapalhar na

5. Medições em um Modelo Reduzido

detecção de pequenas falhas no banco de capacitores. A causa de sua não nulidade são os desequilíbrios naturais do banco e das tensões da rede.

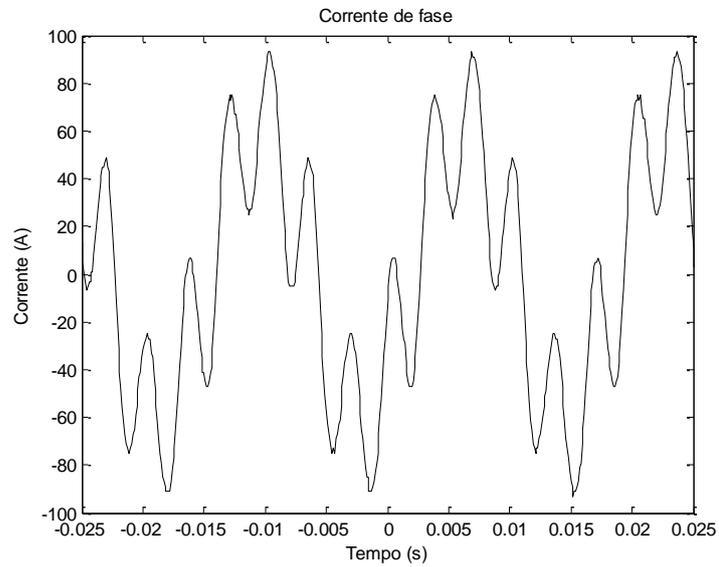


Figura 47 - Corrente na fase A.

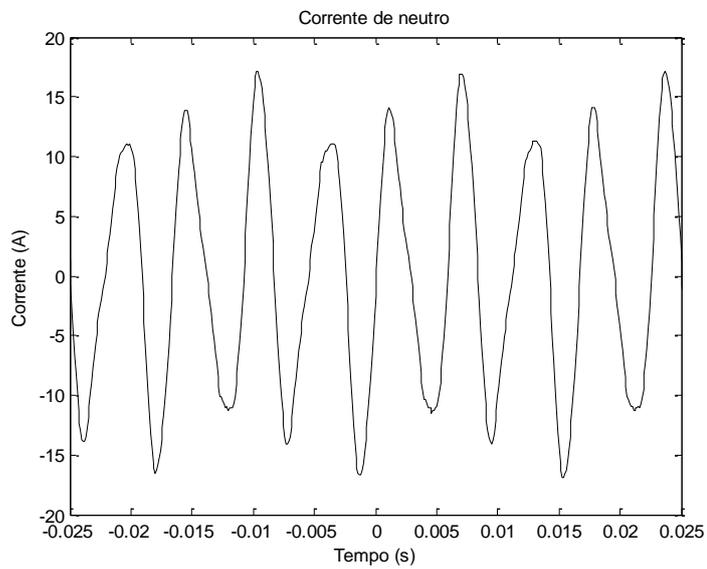


Figura 48 - Corrente no neutro.

5. Medições em um Modelo Reduzido

Tabela 52 - Distorção harmônica da tensão da fase A medida no LEAT

Tensão da rede		
Harmônico	Amplitude	% fundamental
1	216,4	-
3	4,1	1,89
5	25,3	11,69
7	0,64	0,30
9	0,17	0,08
11	0,15	0,07
13	0,15	0,07
DHT (%)	11,85	

Tabela 53 - Distorção harmônica da corrente da fase A medida no LEAT

Corrente nos capacitores		
Harmônico	Amplitude	% fundamental
1	43,7	-
3	3,1	7,09
5	27,2	62,24
7	1,7	3,89
9	0,49	1,12
11	0,82	1,88
13	0,2	0,46
DHT (%)	62,81	

Tabela 54 - Distorção harmônica da corrente de neutro medida no LEAT

Corrente no neutro		
Harmônico	Amplitude	% fundamental
1	0,24	-
3	9,34	3891,67
5	2,45	1020,83
7	0,06	25,00
9	0,55	229,17
11	0,02	8,33
13	0,06	25,00
DHT(%)	4030	

Nesse ambiente de poluição harmônica e com um pouco de desequilíbrio natural de tensão e de capacitância os arranjos de proteção foram testados e os resultados são expostos a seguir. Esses resultados também foram apresentados e analisados em (SANTOS *et al.*, 2010).

5.2.1. Arranjo da Corrente de Neutro

Diante dos resultados das simulações expostos no Capítulo 4, esperava-se um comportamento muito ruim desse arranjo de proteção. E de fato essa expectativa foi confirmada com a incapacidade do relé utilizado no método de eliminar a influência das componentes harmônicas do sinal da corrente de neutro.

Como já explicado, foi utilizada a programação de um relé de sobrecorrente, que implementa o algoritmo RMS para estimação dos sinais. Como esse algoritmo estima o valor eficaz do sinal incluindo seus harmônicos, uma aplicação mais interessante para ele é a proteção dos equipamentos contra sobrecorrente, uma vez que nesse caso os harmônicos devem ser considerados, pois eles também causam aquecimento e podem danificá-los. Contudo, a função de monitoramento da corrente de desbalanceamento de um banco de capacitores não é adequada, pois será estimada uma corrente mesmo que o sistema esteja equilibrado, em decorrência da passagem de harmônicos de ordem tripla, que podem ter uma amplitude muito superior à da fundamental, como se pode perceber pela Tabela 54.

Para o modelo reduzido, considerando a capacitância de cada fase igual a $539 \mu\text{F}$ e a tensão fase-neutro de 220 V, a aplicação de variações de 0,50 e 0,80% no valor dessa capacitância levou a ajustes de 0,23 e 0,37 A para alarme e desarme, respectivamente, desse relé.

Contudo, a corrente monitorada por ele no neutro desse banco apresentou um valor eficaz de aproximadamente 7,6 A, muito superior aos valores de ajuste, principalmente em decorrência do 3º harmônico, como mostra a Figura 49. Por causa desse valor elevado, verificou-se que o relé não teve sensibilidade de detecção de nenhuma falha, ou seja, caso fossem adotados valores de ajuste maiores para evitar falso desarme do banco, o relé não atuaria para protegê-lo quando necessário.

Pode-se amenizar o problema das componentes harmônicas realizando uma filtragem, analógica ou digital na corrente de neutro. Mas, como será explicado, ainda haveria a necessidade de uma compensação contra os desequilíbrios naturais, que podem influenciar negativamente na sensibilidade do relé.

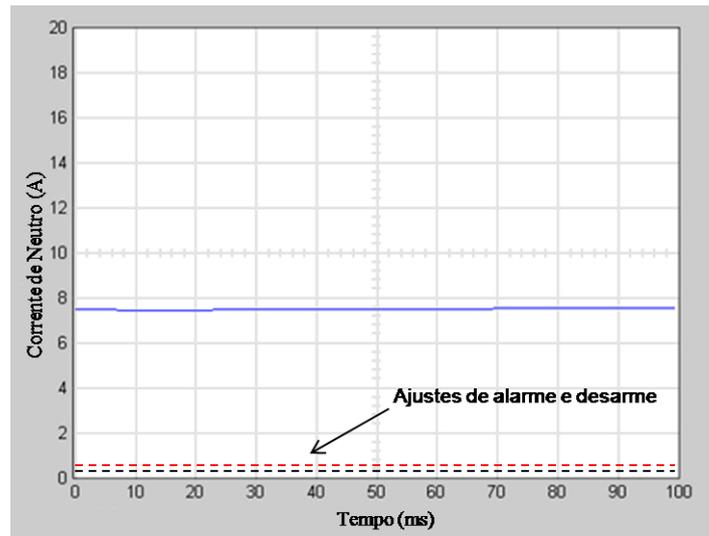


Figura 49 - Corrente estimada no neutro do banco pelo algoritmo RMS do relé de sobrecorrente.

5.2.2. Arranjo da Corrente de Neutro Compensada

Esse método de proteção mostrou-se superior ao da Corrente de Neutro, principalmente por causa da filtragem das componentes harmônicas que ele faz com o uso de um relé que utiliza o Filtro de Fourier, estimando somente a componente de 60 Hz dos sinais. Dessa forma, ele acabou com os falsos desligamentos quando o banco estava em operação normalmente.

Para a definição da estrela fictícia, foram consideradas as reatâncias capacitivas de $4,92 \Omega$ iguais nas três fases, conforme resultado obtido nas medições do banco real desligado. Como esse método também é baseado no monitoramento da corrente de neutro, os ajustes de alarme e desarme para o relé foram os mesmos dos apresentados no item anterior. Assim, foram realizados alguns testes para avaliar a eficiência desse arranjo e eles são apresentados a seguir.

5.2.2.1. Testes com desequilíbrios naturais de capacitância e tensão

Nesses testes o sistema está praticamente equilibrado, seja nas capacitâncias do banco, seja nas tensões em cada uma de suas fases. A Figura 50 mostra os gráficos da corrente medida no neutro do banco do modelo reduzido, da Corrente de Compensação e da Corrente do Relé, dada pela diferença entre as duas primeiras. O valor encontrado para essa corrente, de cerca de 50 mA, foi o mínimo obtido em todos os testes, pois pequenos desvios de magnitude e fase entre os TPs já causam uma pequena diferença entre Corrente de Compensação e a medida no neutro, lembrando que essa diferença é fasorial, ou seja, deve-se levar em conta tam-

5. Medições em um Modelo Reduzido

bém o ângulo de defasagem entre elas. Contudo, esse baixo valor de corrente residual não atrapalhou a sensibilidade do relé verificada nesses testes. Observa-se pela Figura 50 que o problema dos falsos desarmes enfrentados pelo método de proteção anterior ocorridos quando o banco operava em situação normal foi solucionado por esse método.

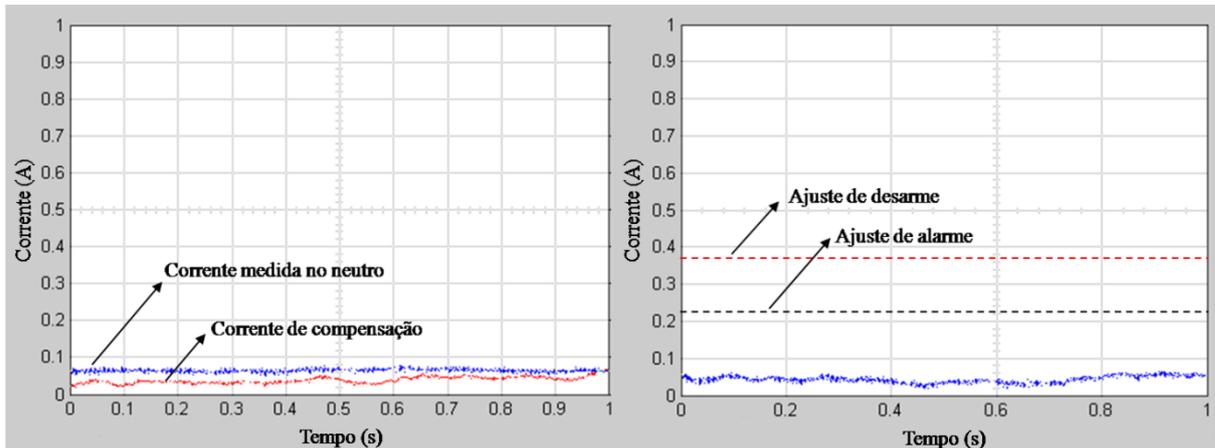


Figura 50 - Corrente medida no neutro e Corrente de Compensação (esquerda) e Corrente do Relé (direita) para operação normal do banco.

Para verificar a sensibilidade de detecção desse método a pequenas falhas foram adicionados em paralelo a todas as fases, uma por vez, capacitores para causar desbalanceamento do banco. Os valores dos capacitores inseridos, assim como a variação percentual da capacitância que eles provocam, estão presentes na Tabela 55 junto com os resultados obtidos. Nessa tabela a coluna I_{med} se refere às correntes medidas no neutro e $I_{relé}$ às correntes monitoradas pelo relé (Correntes do Relé).

Tabela 55 - Resultados obtidos com as medições do Método da Corrente de Neutro Compensada, em Ampères

Fase	Desbalanceamento									
	Sem		2,2 μ F (0,41%)		4,4 μ F (0,82%)		6,6 μ F (1,22%)		8,8 μ F (1,63%)	
	I_{med}	$I_{relé}$	I_{med}	$I_{relé}$	I_{med}	$I_{relé}$	I_{med}	$I_{relé}$	I_{med}	$I_{relé}$
A	0,06	0,06	0,24	0,20	0,42	0,40	0,62	0,58	0,80	0,75
B	0,05	0,05	0,15	0,18	0,34	0,36	0,52	0,52	0,70	0,70
C	0,07	0,04	0,19	0,15	0,35	0,33	0,56	0,50	0,74	0,68

Percebe-se por esses resultados que os valores não são simétricos para todas as fases, o que mostra que, apesar de reduzido, existe um pequeno desequilíbrio inicial nas capacitâncias do banco ou nas tensões de fase. Quando a falha ocorreu na fase B, por exemplo, sistematicamente foram obtidos valores de correntes medidas no neutro inferiores em relação aos decorrentes de falhas em outras fases. Isso é um indicativo que, ou sua impedância é menor, ou

5. Medições em um Modelo Reduzido

a tensão que recebe da rede é um pouco menor que as demais. A Corrente do Relé apresenta menos disparidades entre as fases, como era de se esperar, pois já houve a compensação dos desequilíbrios. Contudo, pequenas diferenças entre essa corrente nas três fases também vão existir, conforme foi mostrado nas simulações do Capítulo 4, pois a resposta do relé quando há falhas depende do estado inicial do sistema. Além disso, a compensação não é totalmente eficaz devido às dificuldades de ajuste do relé.

Esse fato é o responsável pela não atuação do relé para falhas de 0,80% na fase C com o presente ajuste, de acordo com a Tabela 55 e a Figura 52. Assim, esse ajuste deve ser reduzido para um pouco menos que 0,33 A (ao invés do 0,37 A inicial), mas ao custo de o relé poder causar desligamentos do banco para falhas de menores intensidades ocorridas nas outras fases. Verificou-se também que não houve falsos alarmes e para as falhas de maior intensidade, com variação da capacitância acima de 1%, o relé atuou corretamente em todos os casos.

As figuras a seguir mostram o comportamento desse relé quando ocorrem falhas na fase C do banco de capacitores, referentes à inserção dos capacitores mostrados na Tabela 55.

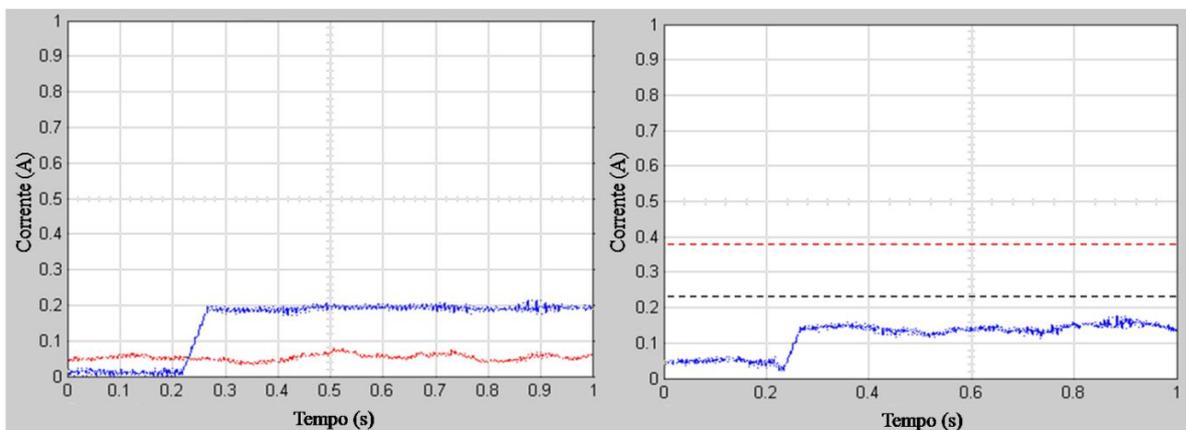


Figura 51 - Corrente medida no neutro e Corrente de Compensação (esquerda) e Corrente do Relé (direita) com adição de $2,2 \mu\text{F}$ na capacitância da fase C.

5. Medições em um Modelo Reduzido

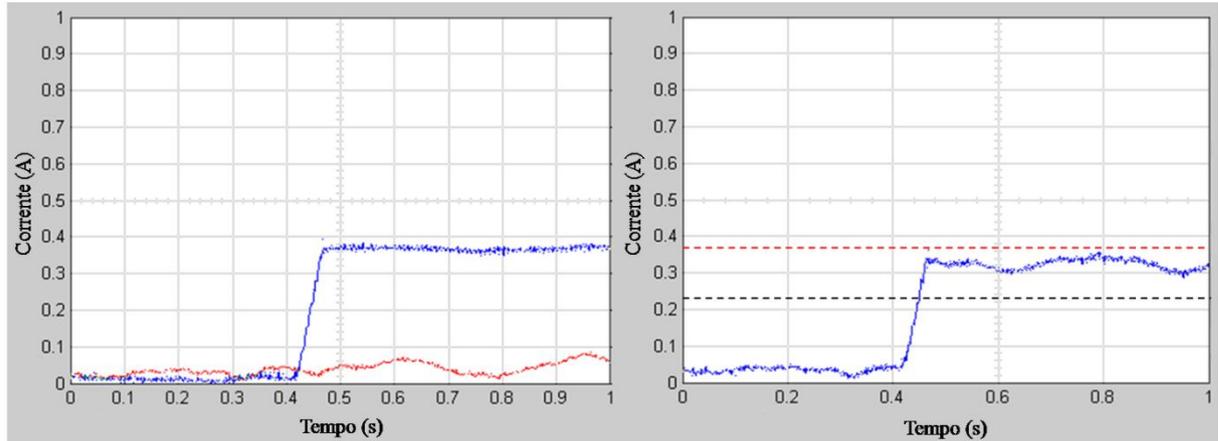


Figura 52 - Corrente medida no neutro e Corrente de Compensação (esquerda) e Corrente do Relé (direita) com adição de $4,4 \mu\text{F}$ na capacitância da fase C.

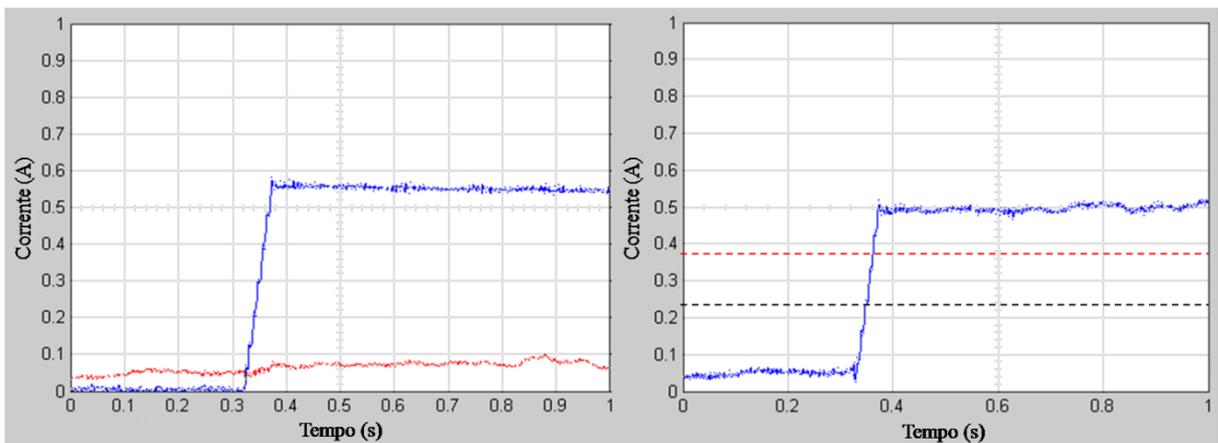


Figura 53 - Corrente medida no neutro e Corrente de Compensação (esquerda) e Corrente do Relé (direita) com adição de $6,6 \mu\text{F}$ na capacitância da fase C.

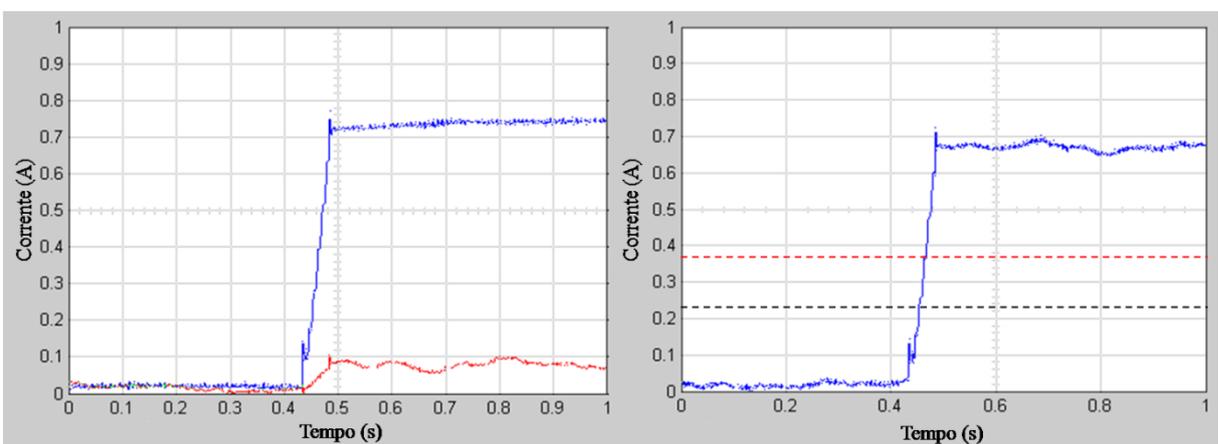


Figura 54 - Corrente medida no neutro e Corrente de Compensação (esquerda) e Corrente do Relé (direita) com adição de $8,8 \mu\text{F}$ na capacitância da fase C.

Em uma situação com grande equilíbrio no sistema, como a observada nesses testes, apenas a filtragem das componentes harmônicas da corrente de neutro já é o suficiente para

5. Medições em um Modelo Reduzido

promover uma proteção efetiva. Contudo, na ocorrência de maiores desequilíbrios de tensão e desbalanceamentos naturais do banco de capacitores essa afirmação deixa de ser válida, pois a corrente de neutro passa a apresentar um valor significativo em 60 Hz que pode causar o desarme do banco. Essas situações são analisadas nos testes a seguir.

5.2.2.2. Teste com desequilíbrio forçado de tensão

Para esses testes, realizados com a inclusão de um resistor de potência em série com a fase A e a obtenção da tensão nessa fase no ponto após esse resistor, conforme mostrou a Figura 40, a tensão utilizada foi de 50 V (fase-terra) para não queimar esse resistor. Assim, a análise será mais qualitativa, mas com resultados também válidos para a tensão nominal do banco.

A inclusão desse resistor ocasionou uma queda na tensão da fase A de cerca de 2,0% e inseriu um ângulo de defasagem de -9° . Isso foi suficiente para desequilibrar bastante o sistema e gerar uma corrente no neutro do banco de 1,6 A, como se pode ver na Figura 55. Contudo, a corrente de compensação também aumentou, pois ela é gerada a partir das tensões desequilibradas que alimentam o banco, e também está representada nessa figura.

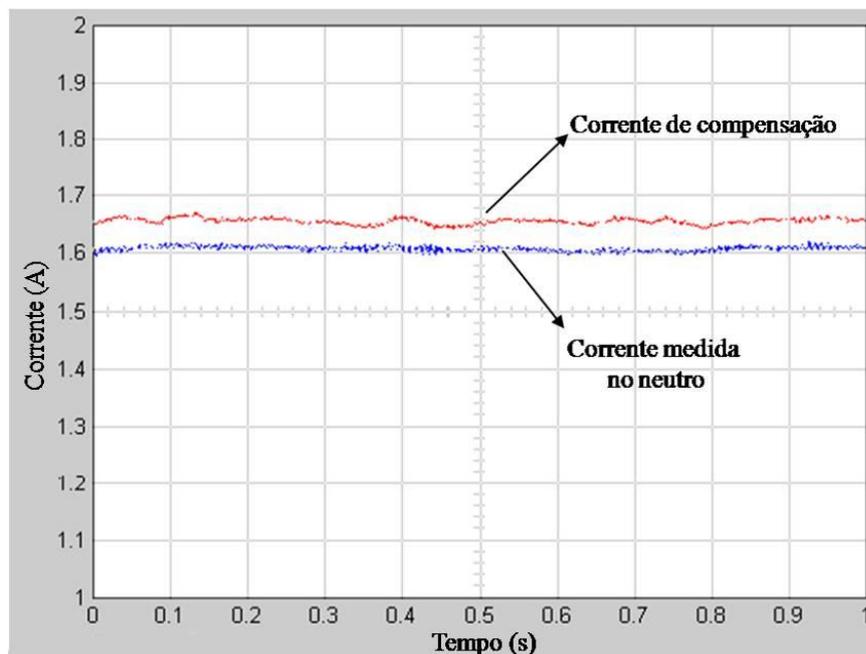


Figura 55 - Correntes no relé para operação normal do banco.

Se o relé não tivesse compensação, haveria falsos desligamentos do banco nesse caso, apesar da eliminação das componentes harmônicas com a filtragem. Contudo, a Corrente de

5. Medições em um Modelo Reduzido

Compensação não deixa a corrente monitorada pelo relé se elevar, de modo que para ele é como se o sistema estivesse equilibrado. De fato, a Corrente do Relé vale somente 0,1 A (Figura 56), valor abaixo do limite para alarme.

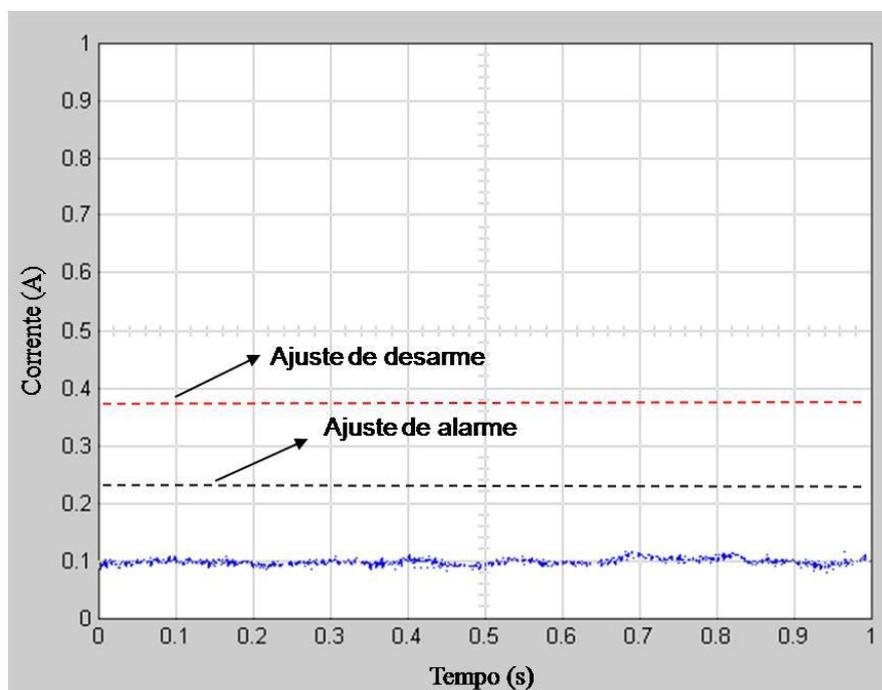


Figura 56 - Corrente monitorada pelo relé para operação normal do banco.

A compensação também é importante em caso de ocorrência de uma falha no banco. Como exemplo, foi considerado um evento na fase B, em que uma capacitância de $8,8 \mu\text{F}$ foi inserida. De acordo com a Figura 57, a corrente medida no neutro se reduz com a falha, enquanto que a Corrente do Relé se eleva (Figura 58), como era de se esperar para um sistema equilibrado. Esse fato mostra como é imprescindível o uso de uma compensação, pois um relé não compensado não detectaria a falha nessa fase devido à diminuição da corrente no neutro. Essa observação é importante pois mostra que a dessensibilização dos ajustes do relé pode até ajudar a acabar com os falsos desligamentos quando ele opera normalmente, mas faz com que ele perca sensibilidade na detecção de pequenas falhas que resultam nesse comportamento da corrente de neutro. Esses resultados corroboram as análises realizadas nas simulações do Capítulo 4.

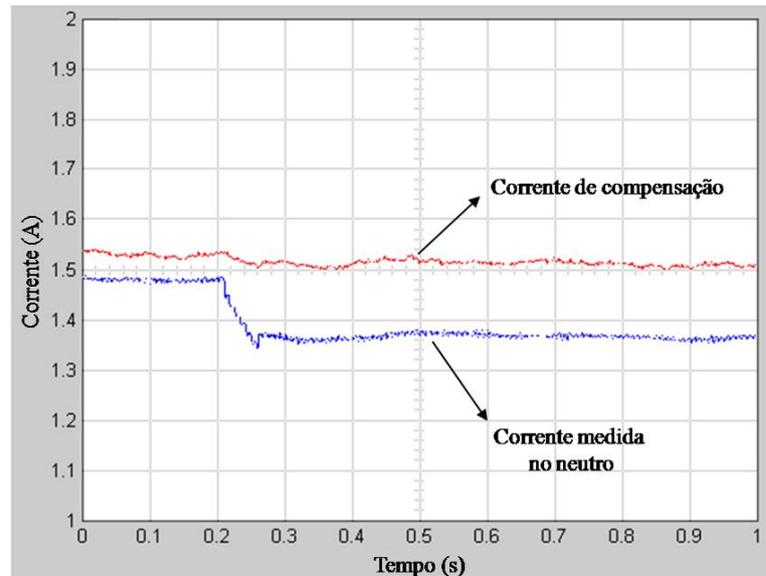


Figura 57 - Correntes no relé para operação com falha na fase B do banco.

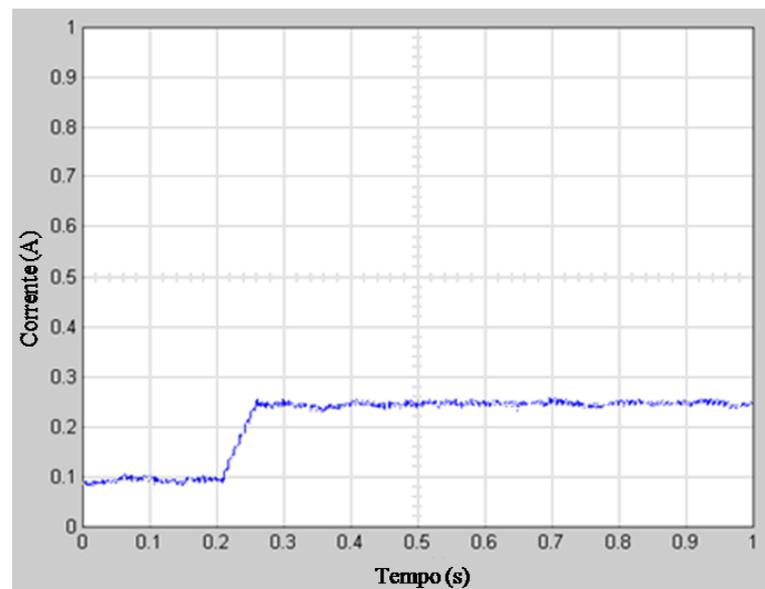


Figura 58 - Corrente monitorada pelo relé para operação com falha na fase B do banco.

5.2.2.3. Teste com desequilíbrio forçado de capacitância

Para esses testes foram inseridas capacitâncias de 2,2 e 6,6 μF em paralelo com a fase A do banco. Contudo, o valor da capacitância dessa fase na estrela fictícia do arranjo também foi modificado por esses mesmos valores. Dessa forma, como o desequilíbrio é comum às duas estrelas, espera-se que a corrente de neutro medida seja anulada pela corrente de compensação e o relé monitore uma corrente próxima de zero.

Para o desequilíbrio com a capacitância de 2,2 μF , a corrente no neutro não se eleva muito, é acompanhada pela Corrente de Compensação, conforme mostra a Figura 59, e seus

5. Medições em um Modelo Reduzido

valores não são capazes de provocar um falso alarme no relé. A corrente monitorada por ele fica com um valor em torno de 0,1 A de acordo com a Figura 60.

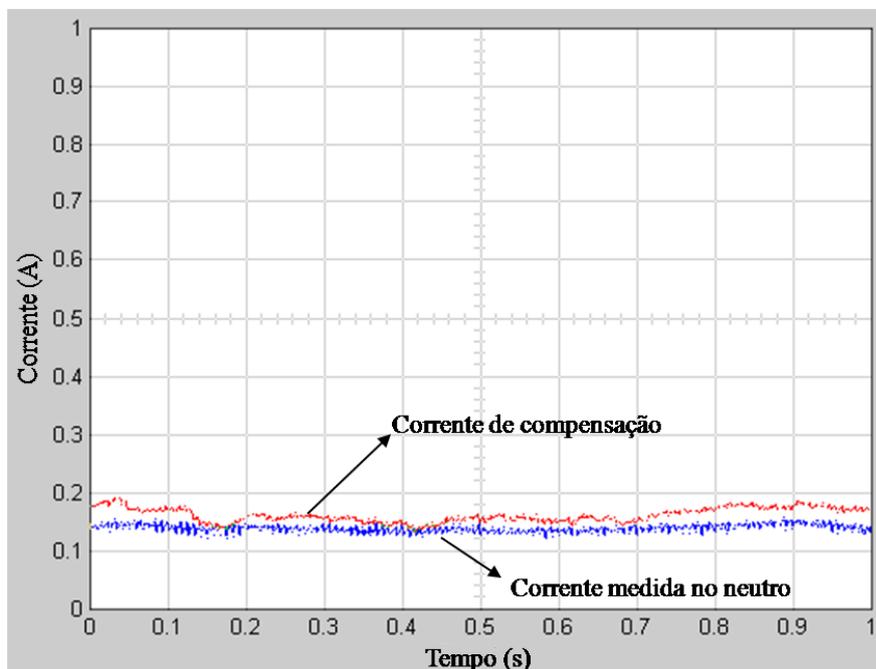


Figura 59 - Correntes no relé para banco desequilibrado com capacitância de 2,2 μF .

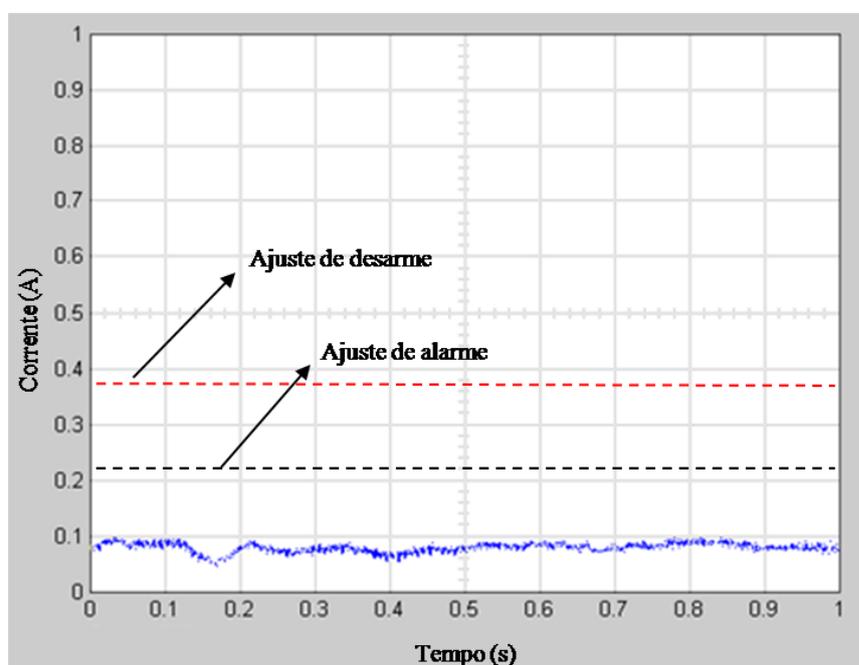


Figura 60 - Corrente monitorada pelo relé para banco desequilibrado com capacitância de 2,2 μF .

Já para o desequilíbrio com a capacitância de 6,6 μF , a corrente de neutro causaria um falso desarme do banco, pois seu valor sobe para 0,48 A na média (Figura 61). Contudo, a

5. Medições em um Modelo Reduzido

existência da Corrente de Compensação faz com que a corrente efetivamente monitorada pelo relé continue próxima de 0,1 A, o que mantém o banco em operação (Figura 62).

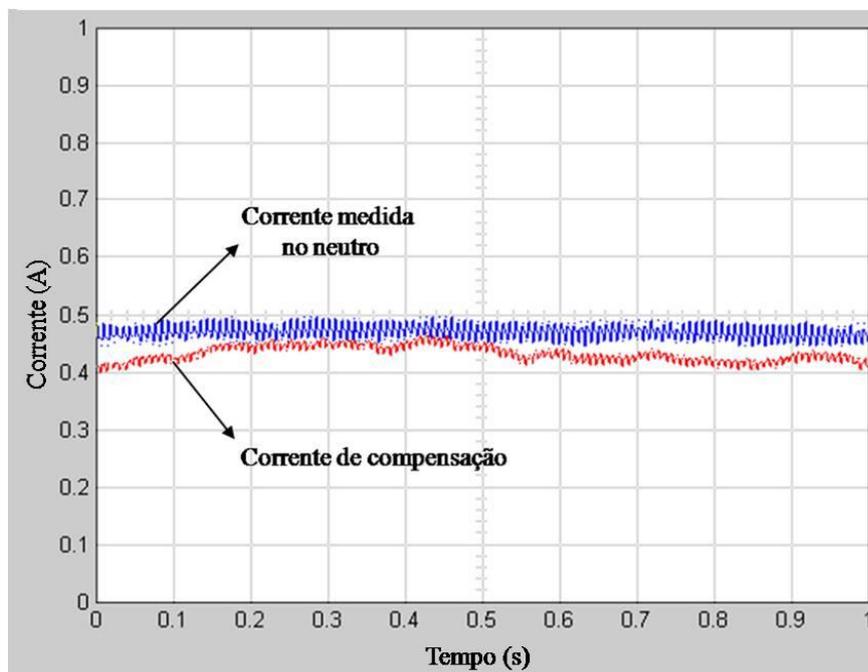


Figura 61 - Correntes no relé para banco desequilibrado com capacitância de 6,6 μF

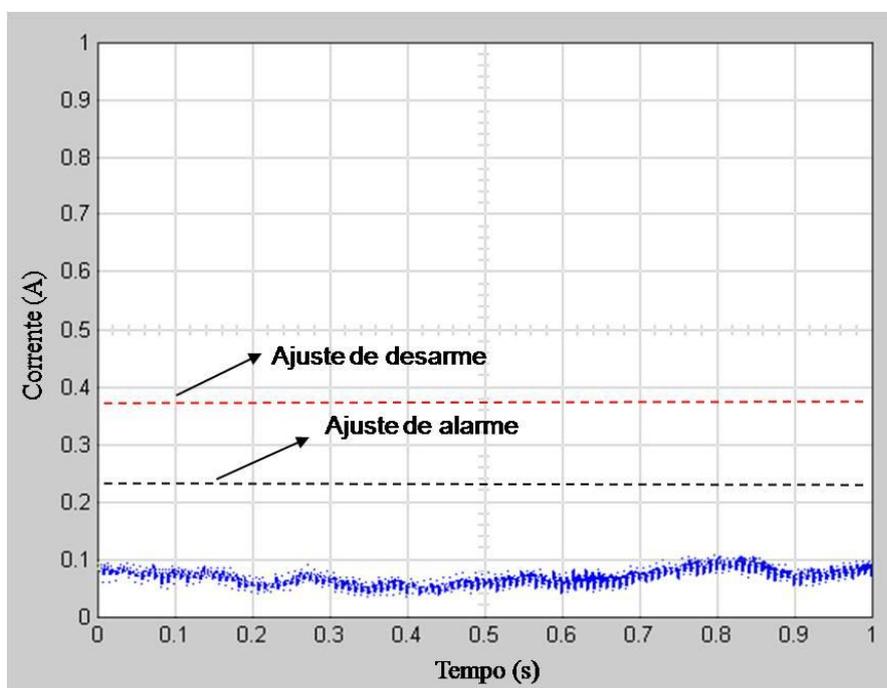


Figura 62 - Corrente monitorada pelo relé para banco desequilibrado com capacitância de 6,6 μF

Esses resultados mostram a importância da compensação para evitar desligamentos devido a desequilíbrios naturais de capacitância que induzem uma corrente no neutro de

5. Medições em um Modelo Reduzido

60 Hz. Contudo não é fácil fazer o ajuste do sistema, uma vez que é preciso medir as capacitâncias em cada fase e usar os valores encontrados na estrela fictícia programada no relé. Porém existem diferenças entre valores medidos por multímetros e pontes RLC com o banco desligado e valores encontrados com o banco em operação. Variações em cada fase podem influenciar no ajuste da proteção.

Além disso, podem surgir erros inseridos pelo TC de neutro ou pelos TPs de fase de difícil detecção e correção. Apesar de pequenos, eles podem levar ao cálculo de uma Corrente de Compensação diferente da corrente medida no neutro, o que influenciará negativamente na Corrente do Relé. Como consequência, foi observada em algumas medições a perda da sensibilidade de detecção das falhas, uma vez que a corrente monitorada passou a ter valores muito diferentes dos previstos nos cálculos.

Também se percebeu com a realização das medições a grande sensibilidade desse método às pequenas oscilações de tensão que ocorrem continuamente na rede elétrica. Como elas são diferentes para cada fase e apresentam um caráter aleatório, influenciam bastante na Corrente de Compensação, o que, por sua vez, se reflete na Corrente do Relé. Assim, essas oscilações podem ser amplificadas nessa corrente, podendo causar falsas atuações principalmente se o ajuste de proteção for definido para a detecção de pequenas falhas.

Formas mais simples de compensar desbalanceamento natural do banco são obtidas nos métodos que monitoram separadamente cada fase, já que o ajuste é feito individualmente por fase e passa a depender de menos variáveis.

5.2.3. Arranjo da Tensão Diferencial

Para os testes desse método de proteção foi montado um banco diferente do utilizado nos outros experimentos, constituído de dois grupos série com três capacitores em paralelo por grupo, conforme ilustra a Figura 63. Dessa forma, cada grupo apresenta uma capacitância equivalente de $539 \mu\text{F}$, resultando em um equivalente por fase de $269,5 \mu\text{F}$. Isso reduz a circulação de corrente pela metade, mas o importante nesses testes é a diferença de tensão entre a rede que alimenta o banco e o seu *tap* central.

5. Medições em um Modelo Reduzido

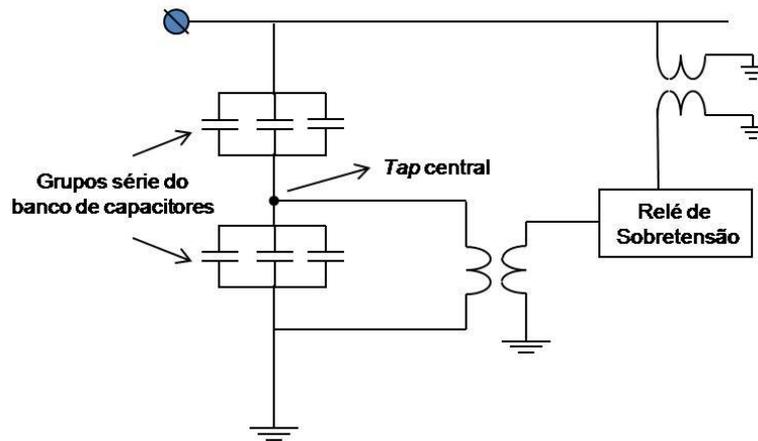


Figura 63 - Esquemático da montagem feita para realização dos testes do arranjo da Tensão Diferencial.

Para tornar esse método mais robusto, no momento do comissionamento dessa proteção definiu-se o valor do coeficiente de ajuste K_{set} desse relé, dado pela relação entre as tensões da rede e do *tap*, ambas referidas aos secundários dos TPs, conforme foi explicado no Capítulo 4. O gráfico da Figura 64 mostra que o valor dessa constante obtido para as medições realizadas nesse trabalho foi de 1,007 aproximadamente. Percebeu-se uma grande sensibilidade do valor da tensão diferencial em relação a essa constante, por isso foram utilizadas três casas decimais para ela. Esse valor encontrado foi o que permitiu a leitura de uma tensão diferencial mais próxima de zero para o funcionamento normal do banco.

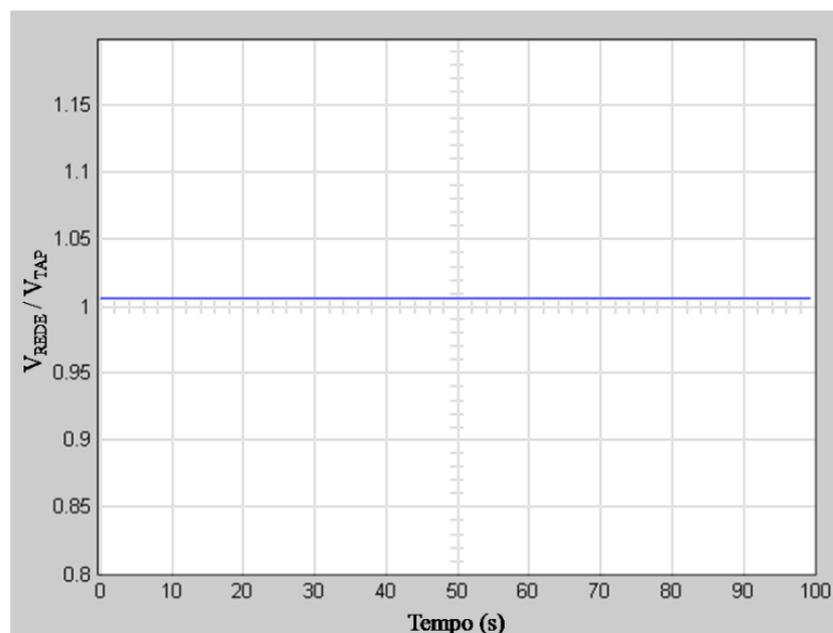


Figura 64 - Valor calculado para o coeficiente de ajuste K_{set}

5. Medições em um Modelo Reduzido

Quanto aos TPs, foram utilizados dois com a relação de transformação de 220/17 V e os mesmos resistores dos divisores de tensão mostrados no item 5.1.2. Digitalmente a tensão obtida na medição da rede elétrica foi dividida por 2 para que ela pudesse ser comparada com a tensão no *tap* do banco e a relação entre elas (valor de K_{set}) fosse próxima da unidade.

Os ajustes de alarme e desarme desse relé (V_{AJUSTE}) foram feitos com base na equação a seguir, uma variação da Equação 5 mostrada no Capítulo 4. Ela leva em conta a tensão entre o *tap* e a terra de 110 V e a variação em pu da capacitância de um grupo série. A divisão por 2 é necessária pois foram consideradas falhas apenas no grupo superior. Assim, por exemplo, uma variação de 0,50% em sua capacitância, responsável pelo alarme do relé, corresponde a uma variação de 0,25% da capacitância total do banco.

$$V_{AJUSTE} = 110 \frac{\Delta C_{GRUPO}}{2} \quad (\text{Equação 6})$$

Dessa forma, para alarme foi considerada a tensão de 0,28 V e para desarme a tensão de 0,44 V. Os gráficos a seguir ilustram o comportamento da tensão diferencial monitorada por esse relé para falhas que variam de 0,41% a 1,63% da capacitância nominal do grupo série localizado entre os terminais da rede elétrica e o *tap* central.

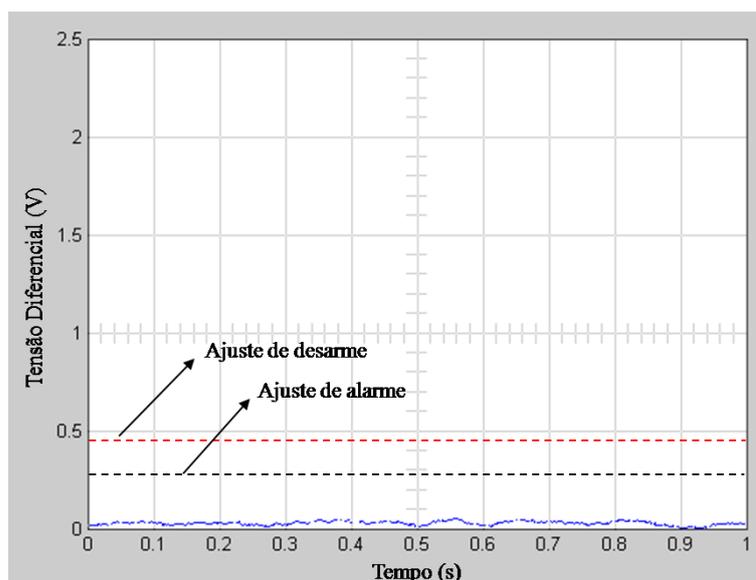


Figura 65 – Tensão diferencial monitorada para operação normal do banco.

5. Medições em um Modelo Reduzido

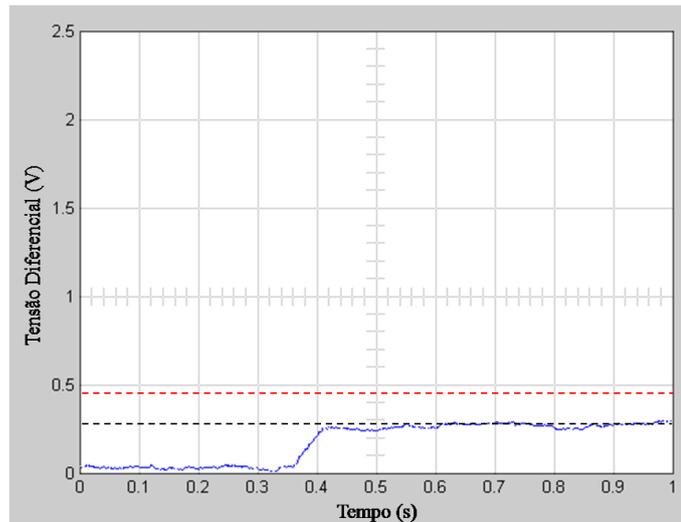


Figura 66 – Comportamento da tensão diferencial com a inserção de um capacitor de 2,2 µF.

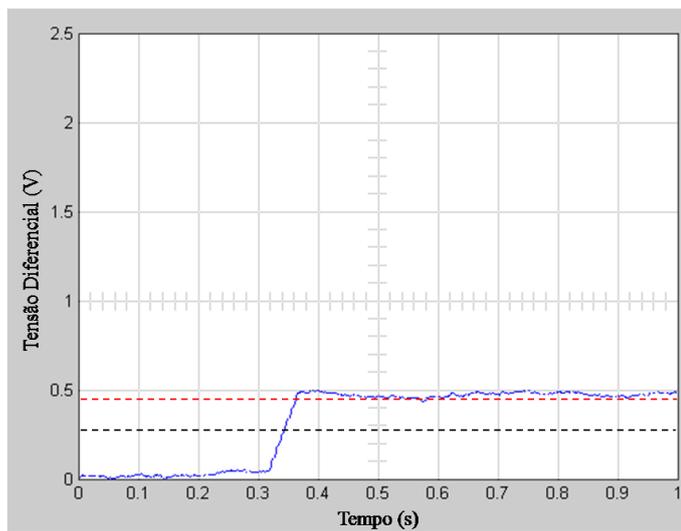


Figura 67 - Comportamento da tensão diferencial com a inserção de um capacitor de 4,4 µF.

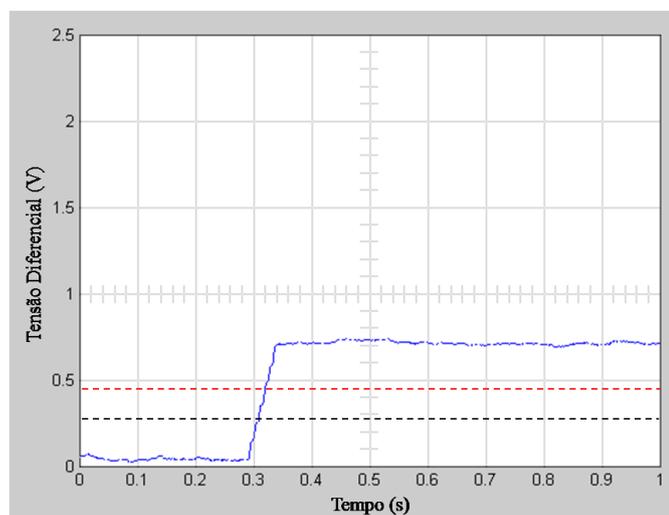


Figura 68 - Comportamento da tensão diferencial com a inserção de um capacitor de 6,6 µF.

5. Medições em um Modelo Reduzido

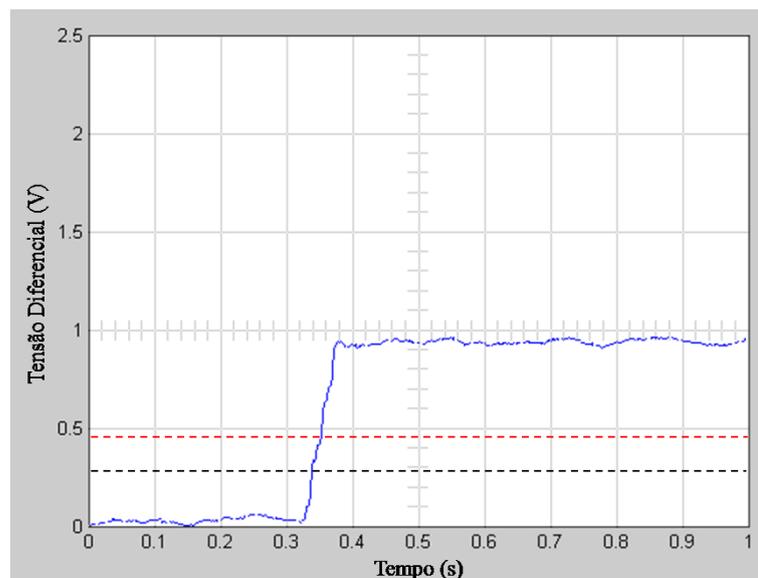


Figura 69 - Comportamento da tensão diferencial com a inserção de um capacitor de 8,8 μF .

Os resultados apresentados nesses gráficos estão sintetizados na Tabela 56 em termos dos valores médios encontrados para as tensões diferenciais para cada tipo de falha.

Tabela 56 - Resultados obtidos com o arranjo da Tensão Diferencial, em Volts

Intensidade da Falha				
Sem falha	0,41%	0,82%	1,22%	1,63%
0,05	0,25	0,50	0,73	0,95

De acordo com o observado nos gráficos e nessa tabela, conforme previsto, não ocorreu falso alarme para a falha de 0,41% e o relé acusou desarme para a falha de 0,82%. Para as demais, de maior intensidade, também houve sinalização de desarme. Isso representou um resultado bastante positivo, mostrando a robustez e a sensibilidade desse método de proteção. Como ele utiliza um relé de sobretensão que estima o valor eficaz da tensão diferencial, não precisa de filtros, pois os harmônicos são eliminados no sinal diferencial. Além disso, a distorção harmônica da tensão sobre o banco de capacitores é muito menor que a da corrente, reduzindo sua influência nos sinais monitorados por esse relé.

Contudo, como no método da Corrente de Neutro Compensada, também existe uma dependência do sinal monitorado, no caso a tensão diferencial, com o estado inicial do sistema antes da ocorrência da falha. Em um teste, a tensão no banco foi reduzida, simulando, por exemplo, uma redução no carregamento do sistema elétrico. Quando ocorreu uma falha de 0,82%, a tensão diferencial monitorada teve um valor menor do que o encontrado na Tabela 56 e ela não foi detectada. Esse fato mostra que, ao adotar esse método de proteção, os ajustes

5. Medições em um Modelo Reduzido

de alarme e desarme devem ser feitos considerando a menor tensão que poderá estar sobre o banco de capacitores em funcionamento normal do sistema. Dessa forma garante-se a sensibilidade da proteção, mas aumenta-se o risco de um falso desligamento quando ocorrer uma falha de baixa intensidade, mas em um momento em que o sistema esteja muito carregado.

Porém, ainda em relação ao método da Corrente de Neutro Compensada, o da Tensão Diferencial apresentou uma facilidade muito maior de ajuste para compensar erros dos TPs, a partir da determinação das constantes K_{set} para cada fase após a energização do banco. Esse ajuste individual também compensou para o desequilíbrio natural das capacitâncias entre as fases do banco e foi determinante para a maior sensibilidade desse relé.

5.2.4. Arranjo da Impedância

O arranjo de proteção da Impedância apresentou bastante sensibilidade para detecção das pequenas falhas, apesar delas causarem variações menores que 1% no valor da capacitância nominal. É importante ressaltar que o ajuste dos valores de alarme e desarme foi realizado diante dos valores de reatância encontrados com a medição do banco em funcionamento normal, mostrados na segunda coluna da Tabela 57. Dessa forma, eventuais desvios causados pelos TPs ou TCs são compensados, pois eles existirão para o funcionamento normal do banco e para o funcionamento com falhas.

Tabela 57 - Resultados obtidos com o Arranjo da Impedância, em Ω

Fase	Desbalanceamento				
	Sem desbalanceamento	2,2 μF (0,41%)	4,4 μF (0,82%)	6,6 μF (1,22%)	8,8 μF (1,63%)
A	4,907	4,887	4,868	4,852	4,830
B	4,901	4,880	4,862	4,841	4,823
C	4,907	4,886	4,863	4,847	4,829

É importante ressaltar que as falhas foram simuladas com a inserção dos capacitores auxiliares em paralelo com os capacitores de potência. Dessa forma, a capacitância total do conjunto aumenta e a reatância diminui. No Capítulo 4 foi feita uma suposição contrária, porém mais próxima do que ocorre na realidade, em que um elemento capacitivo é retirado do conjunto (em unidades com fusível interno) proporcionando uma redução da capacitância e um aumento da reatância capacitiva. Nesse trabalho, a impedância do capacitor foi tratada com um valor positivo, ou seja, se refere a seu valor absoluto e é igual à sua reatância.

5. Medições em um Modelo Reduzido

Assim, para as fases A e C foram ajustados os valores de $4,882 \Omega$ para alarme e $4,868 \Omega$ para desarme, referentes às variações de 0,50 e 0,80% da reatância medida sem desbalanceamento. Já para a fase B esses valores de ajuste foram levemente inferiores, correspondendo a $4,876 \Omega$ e $4,862 \Omega$. Esse ajuste individual por fase constitui uma vantagem do método e melhora sua robustez e sensibilidade.

O sinal monitorado da impedância apresentou uma oscilação de cerca de $0,01 \Omega$, correspondente a 0,2% do valor da impedância esperada, provavelmente devido a ruídos inseridos pelos sistemas de medição de tensão e corrente. Dessa forma, dentro dessa faixa de oscilação, um sinal pode causar ou não a atuação do relé. No caso das falhas de 0,82%, em todas as fases ele atuou, uma vez que a variação da capacitância foi muito próxima do valor ajustado. Contudo, ele não atuou para a falha de 0,41%, mesmo com as oscilações, já que o valor médio do sinal ficou acima do de ajuste.

As figuras 70 a 73 ilustram o comportamento do sinal de impedância monitorado pelo relé na fase A. Observa-se que, mesmo com os ajustes muito próximos, o relé consegue distinguir as falhas e atuar de acordo com suas intensidades.

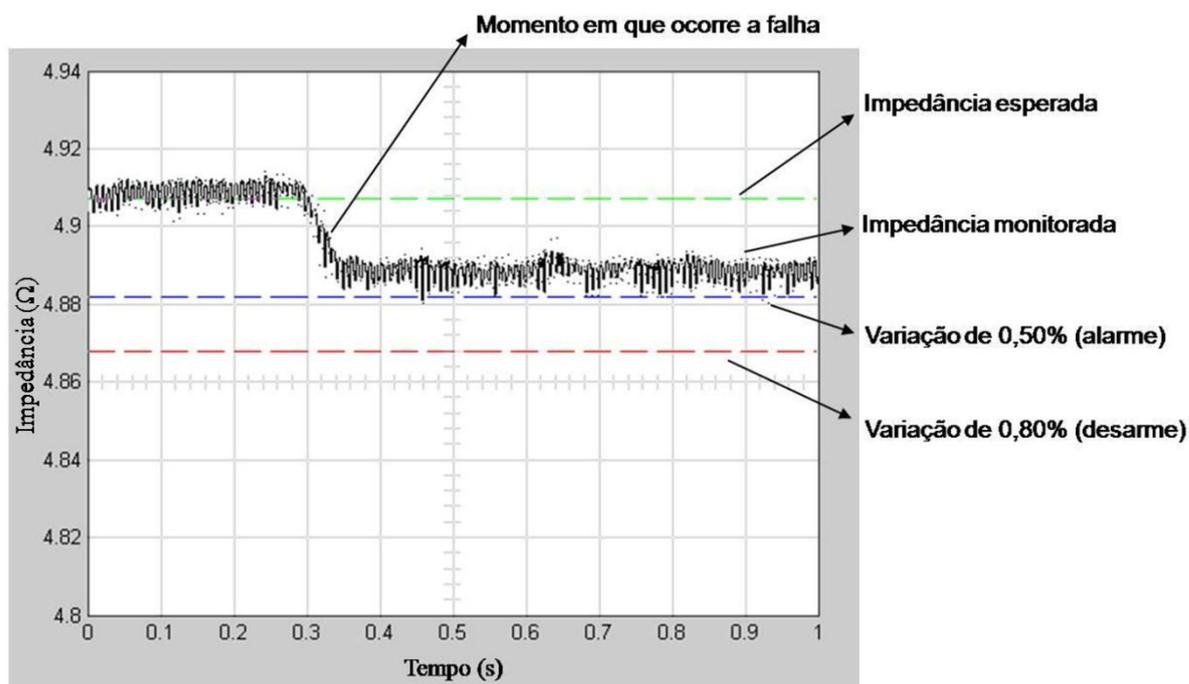


Figura 70 – Comportamento da impedância com a inserção do capacitor de $2,2 \mu\text{F}$.

5. Medições em um Modelo Reduzido

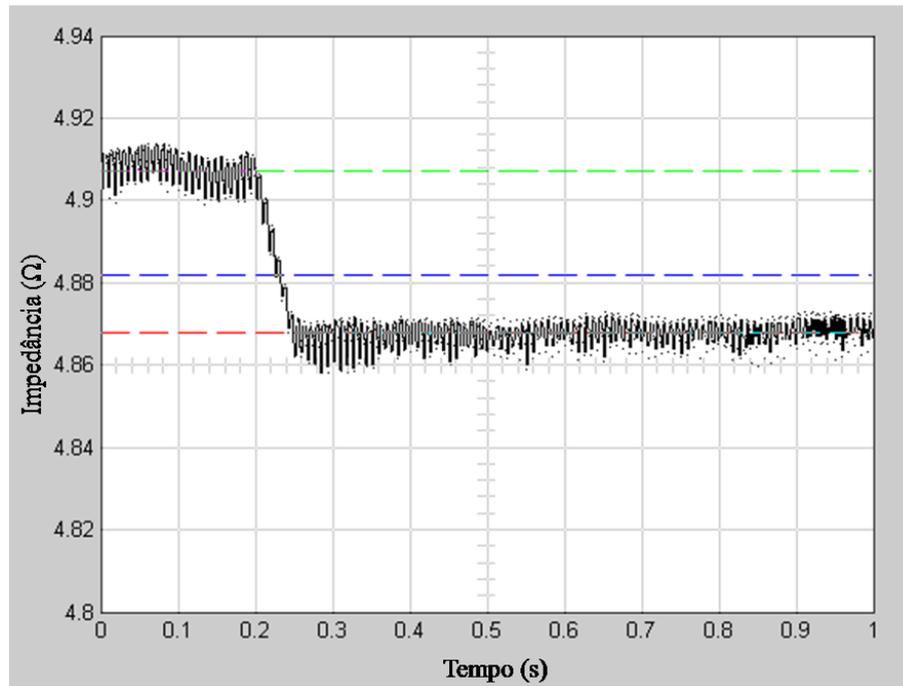


Figura 71 - Comportamento da impedância com a inserção do capacitor de $4,4 \mu\text{F}$.

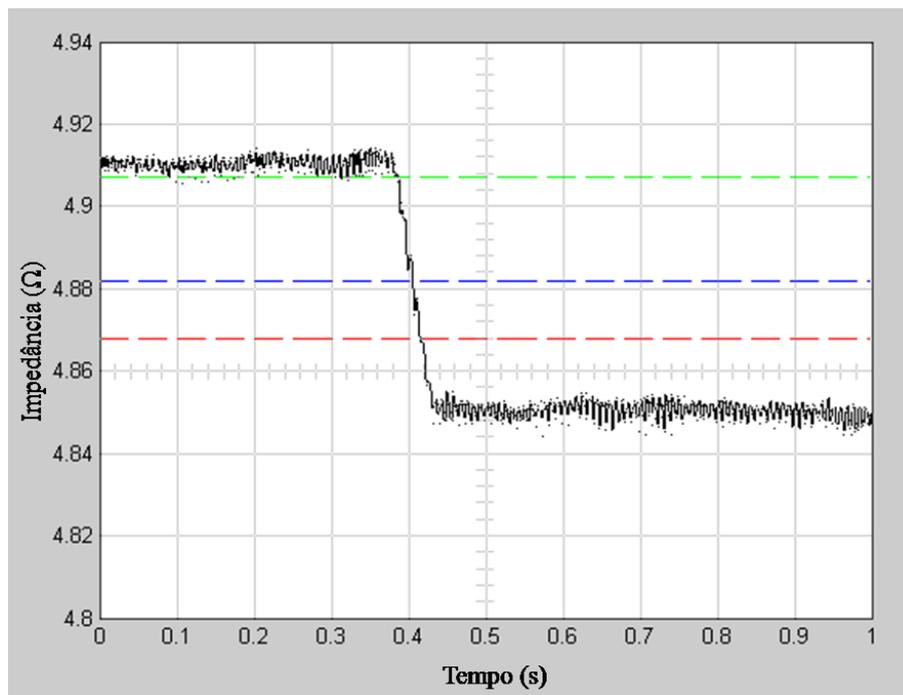


Figura 72 - Comportamento da impedância com a inserção do capacitor de $6,6 \mu\text{F}$.

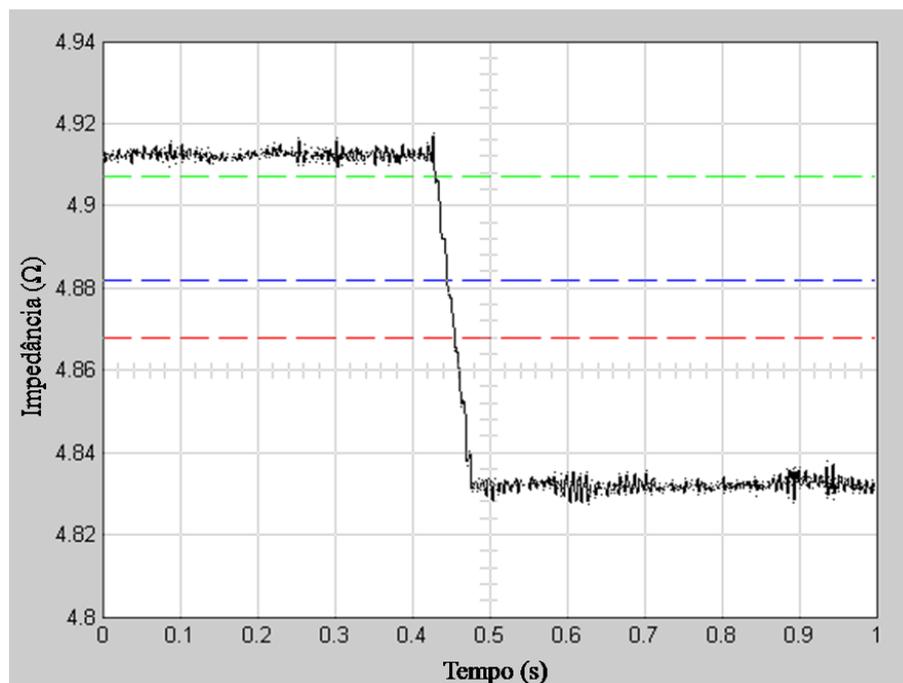


Figura 73 - Comportamento da impedância com a inserção do capacitor de 8,8 μF .

A filtragem realizada pelo relé de impedância, com o Filtro de Fourier, é imprescindível nesse método de proteção. Como o relé precisa detectar pequenas variações de capacitância, a consideração das componentes harmônicas na tensão e na corrente pode levar a um desvio no valor da impedância que pode até ser superior aos valores de ajuste, causando falsos alarmes e desarmes.

5.3. Análises dos resultados das medições

Dentre os quatro métodos de proteção analisados, o da Corrente de Neutro é o menos indicado, uma vez que ele foi o único a causar um falso desligamento com o banco em operação sem falhas. A elevação dos valores de ajuste para compensar essa corrente permanente retirou a sensibilidade do relé, que não conseguiu detectar nenhuma das falhas impostas. E apenas a filtragem das componentes harmônicas no neutro também não resolveu o problema por causa da circulação de corrente de 60 Hz devido a desequilíbrios de tensão e das capacitâncias do banco.

Os demais arranjos eliminaram esses falsos desarmes. Contudo, no teste de sensibilidade de detecção, Corrente de Neutro Compensada e Tensão Diferencial apresentaram respostas dependentes do estado do sistema quando ocorreram falhas, o que exige um estudo mais apurado para determinar seus valores de ajuste. No primeiro método, percebeu-se uma difi-

5. Medições em um Modelo Reduzido

culdade que pode torná-lo de difícil execução em uma subestação: sua sensibilidade aos valores das capacitâncias do banco. A composição de sua estrela fictícia depende de medições precisas nas capacitâncias das três fases, o que nem sempre é possível. Desvios em relação aos valores reais dessas capacitâncias e pequenas diferenças nas relações de transformação dos TPs, inclusive nas fases, podem causar grandes alterações na Corrente de Compensação, o que pode levar a uma diferença acentuada em relação à corrente medida no neutro e refletir negativamente na Corrente do Relé, prejudicando a proteção. Já no caso do arranjo da Tensão Diferencial, os ajustes iniciais para compensar os desequilíbrios do sistema são mais simples, uma vez que ele monitora individualmente cada fase. Contudo, os ajustes de alarme e desarme devem ser feitos considerando o sistema com a menor tensão de fase possível, uma vez que uma falha no banco operando nessa condição resulta em uma tensão diferencial de valor menor do que o calculado considerando a tensão nominal.

Dessa forma, o arranjo da Impedância foi o que apresentou um comportamento mais previsível e correto diante das falhas impostas ao modelo reduzido do banco. Ele se mostrou robusto às variações dos parâmetros do sistema e sensível na detecção das falhas, mesmo as que representavam menos de 1% de variação no valor da capacitância nominal do banco.

6. CONCLUSÕES

Esse trabalho procurou explorar os arranjos de proteção de bancos de capacitores conhecidos na literatura, mas em um novo contexto, com a consideração de frequências diferentes de 60 Hz nos sinais de tensão e corrente monitorados pelos relés. Assim, buscou-se avaliar o comportamento desses em um ambiente de poluição harmônica e contribuir para a literatura especializada com informações importantes para o projeto de um banco de capacitores e seu sistema de proteção, uma vez que a desconsideração dos efeitos das distorções harmônicas pode levar à perda da sensibilidade de detecção de falhas desse sistema e até causar falsos alarmes e desarmes.

Verificou-se inicialmente que a proteção mais simples, baseada no monitoramento da corrente no neutro de um banco ligado na configuração estrela aterrada, não foi efetiva nessa situação. Mesmo inserido em uma rede de 138 kV com níveis de harmônicos dentro dos padrões determinados pelas agências reguladoras do sistema elétrico, o banco pode estar sujeito a desligamentos. Isso porque os capacitores em derivação funcionam como um filtro para altas frequências, uma vez que a reatância capacitiva é inversamente proporcional à frequência. Assim, correntes de frequência acima da fundamental encontram caminho de baixa impedância pelo banco, podendo apresentar amplitudes da mesma ordem de grandeza da corrente de 60 Hz. Como as componentes de terceiro harmônico e seus múltiplos não se cancelam no neutro mesmo com o sistema equilibrado, existe uma circulação de corrente permanente por ele, o que sensibiliza o relé de sobrecorrente e desliga o banco.

A solução de elevar os valores de ajuste do relé para evitar esses falsos desligamentos não funcionou nos testes realizados, pois essa corrente foi muitas vezes maior que a corrente que o relé precisa detectar no momento da falha. Dessa forma, com a elevação, o relé perdeu a sensibilidade e não detectou nenhuma das falhas impostas. A utilização de filtros de terceiro harmônico amenizou o problema e pode até resolvê-lo caso se garanta que o desequilíbrio natural do banco e o desequilíbrio de tensão sejam baixos a ponto de a corrente permanente de 60 Hz ser praticamente nula. Contudo, caso o valor dessa corrente esteja próximo dos valores de ajuste de alarme e/ou desarme, a simples dessensibilização do relé não é efetiva, pois, dependendo da fase em que a falha ocorrer, principalmente se ela for de baixa intensidade, pode haver um equilíbrio do sistema. Assim, foi observado nas simulações e medições que a corrente de neutro, ao invés de aumentar, como era previsto, diminuiu e a falha não foi detectada.

6. Conclusões

Uma forma de aumentar a robustez dessa proteção sem causar grandes alterações na subestação que adota essa filosofia é a utilização do método da Corrente de Neutro Compensada. Além de filtrar todas as componentes harmônicas do sinal da corrente de neutro, ele insere uma compensação nessa corrente em caso de desequilíbrio natural do banco e desbalanceamento de tensão no sistema. Assim, afasta-se o risco citado anteriormente de uma falha equilibrar o sistema e a corrente de neutro diminuir. Contudo, observou-se nos testes realizados que a resposta desse método a falhas possui uma dependência do estado do sistema antes da ocorrência delas. Dessa forma, se o banco estava inicialmente com um desequilíbrio de capacitâncias, ele é compensado pela Corrente de Compensação, o que evita um falso alarme ou desligamento para operação normal. Porém, quando ocorre uma falha, a Corrente do Relé é ligeiramente diferente da corrente esperada caso o banco estivesse equilibrado e essa diferença percentual é igual ao desvio percentual nas capacitâncias dos capacitores do banco. O mesmo raciocínio vale para o desequilíbrio de tensões. Apesar de pequenas diferenças, elas podem influenciar no aumento do tempo de detecção das falhas ou no aumento da probabilidade de falsos alarmes/desarmes, dependendo se essas diferenças são negativas ou positivas, respectivamente.

Ao contrário da simplicidade de instalação, o ajuste desse arranjo de proteção é muito complicado, pois depende de vários parâmetros das três fases do sistema. Pequenos desvios nos TPs ou nas capacitâncias de uma fase que não forem percebidos e compensados no algoritmo do relé levam a uma Corrente de Compensação diferente da corrente medida no neutro e, com isso, a uma incorreta estimativa da Corrente do Relé. Verificou-se que um mínimo de 0,1 A sempre circula pelo relé, mesmo com a compensação. Assim, é importante a realização desses ajustes no momento do comissionamento da proteção, caso contrário a sensibilidade desse arranjo será drasticamente reduzida.

O método da Tensão Diferencial mostrou-se mais robusto e sensível que o da Corrente de Neutro Compensada, uma vez que ele monitorou individualmente a tensão diferencial de cada fase. Os ajustes iniciais foram mais simples e foram realizados por meio das constantes K_{set} em cada fase. Essas constantes absorveram possíveis erros dos TPs e desbalanceamentos naturais entre os grupos de capacitores monitorados. Como o sinal foi tomado diferencialmente, a influência das componentes harmônicas foi minimizada e não foi necessária a utilização de filtros.

Contudo, assim como o método da Corrente de Neutro Compensada, o da Tensão Diferencial também apresentou resposta a falhas dependente do estado inicial do sistema. Porém, sua dependência foi menor, conforme mostraram os resultados das simulações, uma vez

6. Conclusões

que a variação dos valores da tensão diferencial em relação aos do caso base (sistema ideal) foi menor que a da corrente de neutro compensada. Assim, o operador precisa estar atento à condição do banco de capacitores antes de definir os ajustes de proteção para esses dois métodos. Caso ele se encontre um pouco desequilibrado ou as tensões do sistema estejam um pouco desbalanceadas, algumas correções devem ser feitas nos valores de ajuste padrões para mais ou para menos de forma a não prejudicar a sensibilidade de detecção dos relés.

O método da Impedância foi, então, o que apresentou melhor comportamento nas simulações e medições no modelo reduzido. O único ajuste necessário para ele foi o do valor da impedância do banco efetivamente monitorada pelo relé, que foi um pouco diferente de seu valor nominal e do valor obtido a partir de medições com o banco desligado. Como o monitoramento foi feito diretamente na impedância de cada fase do banco, não houve influência do estado inicial do sistema nos resultados obtidos quando ocorreram falhas. Assim, o comportamento desse método foi bastante previsível e preciso. Tanto nas simulações envolvendo ruídos quanto nas medições em modelos reduzidos os resultados foram satisfatórios, com a detecção de todas as falhas que eram para ser detectadas. As oscilações do sinal devido aos ruídos atrapalharam e foi verificado que elas podem causar desligamento caso uma falha de intensidade próxima do valor de ajuste ocorra.

Portanto, a partir de um critério que considera estritamente a sensibilidade e a robustez da proteção de bancos de capacitores, o arranjo da Impedância é o mais indicado. Contudo, os arranjos da Corrente de Neutro Compensada e da Tensão Diferencial também apresentaram resultados satisfatórios e podem ser usados em projetos de bancos que exigem menos sensibilidade na proteção. A escolha por parte das empresas de energia dependerá, então, de um estudo de viabilidade técnico-econômica que atenda às peculiaridades do sistema elétrico de cada uma.

Proposta de Continuidade dos Estudos

Para concluir os estudos sobre o comportamento dos arranjos de proteção de bancos de capacitores, foram adquiridos um computador e placas de aquisição de dados eletromagneticamente compatíveis. Com eles serão montados protótipos dos relés estudados, que serão instalados em uma subestação de 138 kV. Eles ficarão monitorando tensões e correntes em seu banco de capacitores e armazenarão os dados coletados, trabalhando em paralelo com a proteção existente, sem interferir no funcionamento da subestação. Dessa forma, espera-se avaliar

6. Conclusões

o comportamento desses arranjos nesse ambiente e conferir se ele corresponde ao obtido nos testes de simulação e no modelo reduzido realizados ao longo desse trabalho.

BIBLIOGRAFIA

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)/ Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica. Brasília. 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução nº 505 de 26 de novembro de 2001. Brasília. 2001.

AL-ZYLOUD, A. R.; KHRAIWISH, A.; SHAKARCHI, M. **Protective Relay Performance in a Harmonic Environment**. Proceedings of the 41st International Universities Power Engineering Conference. New Castle: [s.n.]. 2006. p. 890-893.

ANDRADE, M. T. **A New Current Relay for Capacitors in Medium Voltage LC Harmonic Filters**. IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Latin America. [S.l.]: [s.n.]. 2004. p. 686-690.

BACCARINI, L. M. **Detecção e Diagnóstico de Falhas em Máquinas de Indução**. Tese (doutorado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. 2005.

BALZI, A.; SILVEIRA, P. M. **Análise dos Efeitos de Distúrbios da Qualidade da Energia Elétrica em Relés de Proteção Microprocessados**. VI Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica. Belém, ago. 2005.

BENMOUYAL, G.; BILODEAU, H.; CHANO, S.; SYBILLE, G. New Algorithm for Protection of Capacitor Banks Exposed to Harmonics Overvoltages. **IEEE Trans. on Power Delivery**, vol. 8, no. 3, p. 898-904, 1993.

BISHOP, M.; DAY, T.; CHAUDHARY, M. A. Primer on Capacitor Bank Protection. **IEEE Trans. on Industry Applications**, vol. 37, no. 4, p. 1174-1179, 2001.

BRUNELLO, G.; KASZTENNY, B.; WESTER, C. **Shunt Capacitor Banks Fundamentals and Protection**. Conference for Protective Relay Engineerings. College Station, Texas. 2003.

CALERO, F. **Rebirth of Negative Sequence Quantities in Protective Relaying with microprocessor-Based Relays**. Schweitzer Engineering Laboratories Inc. [S.l.].

CICHANOWSKI, S. W.; NEWCOMB, G. R. **Power Capacitors**. Proceedings of the 20th Electrical Electronics Insulation Conference. Boston: [s.n.]. 1991. p. 162-165.

DHILLION, M. S.; TZIOUVARAS, D. A. **Protection of Fuseless Capacitor Banks Using Digital Relays**. 26th Western Protective Relay Conference. Spokane, Washington. 1999.

FENDRICK, L.; DAY, T.; FENDER, K.; CHAUDHARY, A. **Complete Relay Protection of Multi-String Fuseless Capacitor Banks**. Pulp and Paper Industry Technical Conference. Toronto: [s.n.]. 2002. p. 194-198.

GENERAL ELECTRIC. **C70 Capacitor Bank Protection and Control System - UR Series Instruction Manual**. Markham, Ontario. 2008.

HORTON, R.; WARREN, T.; FENDER, K.; HARRY, S.; GROSS, C. A. Umbalance Protection of Fuseless, Split-Wye, Grounded, Shunt Capacitor Banks. **IEEE Trans. on Power Delivery**, vol. 17, no. 3, p. 698-701, 2002.

ILLING, K. **Capacitor Fuse Fail Detector**. The School of Information Technology and Electrical Engineering of The University of Queensland. St. Lucia, Queensland. 2003.

INDUCON. Capacitores de Potência com Fusíveis Internos Tipo JD, 2009. Disponível em: <www.laelc.com.br/port/downloads.htm>. Acesso em: 20 julho 2009.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERINGS. **IEEE Std C37.99-2000 - Guide for the Protection of Shunt Capacitor Banks**. New York. 2000.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERINGS. **IEEE Std 18-2002 - Standard for Shunt Power Capacitor**. New York. 2002.

JOHNS, A. T.; SALMAN, S. K. **Digital Protection for Power Systems**. Londres: Peter Peregrinus Ltd., 1995.

KALYUZHNY, A.; WEILER, A. **Considerations of Neutral Current Protection Operation During Cascade Short-Circuit of Capacitor Unit**. 18th Convention of Electrical and Electronics Engineers in Israel. Tel Aviv. 1995.

KASZTENNY, B.; SCHAEFER, J.; CLARK, E. **Fundamentals of Adaptive Protection of Large Capacitor Banks - Accurate Methods for Cancelling Inherent Bank Unbalances**. 60th Annual Conference for Protective Relay Engineers. College Station, Texas: [s.n.]. 2007. p. 126-157.

KOJOVIC, L. A.; WITTE, J. F. **Improved Protection Systems Using Simetrical Components**. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. Atlanta: [s.n.]. 2001. p. 47-52.

KUNDUR, P. **Power Stability and Control**. [S.l.]: McGraw-Hill Inc., 1994.

LEE, W.; NARAYANAN, K.; MAFFETONE, T.; DIDSAYABUTRA, P. The Design of a Capacitor Bank Early Warning System. **IEEE Trans. on Industry Applications**, vol. 39, no. 2, p. 306-312, 2003.

Bibliografia

LIM, J.; RUNOLFSSON, T. Improvement of the Voltage Difference Method to Detect Arcing Faults Within Unfused Grounded-Wye 22.9 kV Shunt Capacitor Bank. **IEEE Tran. on Power Delivery**, vol. 22, no. 1, p. 95-100, 2007.

LONGLAND, T. **Power Capacitor Handbook**. Great Britain: The Thetford Press Ltd, 1984.

MENDIS, S. R.; BISHOP, M. T.; McCALL, J. C.; HURST, W. M. Overcurrent Protection of Capacitors Applied on Industrial Distribution Systems. **IEEE Trans. on Industry Applications**, vol. 29, no. 3, p. 541-547, 1993.

MIRANDA, L. R. **Proteção Adaptativa para Grandes Bancos de Capacitores**. XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Rio de Janeiro. 2007.

NATIONAL INSTRUMENTS. **NI 6013/6014 User Manual - Multifunction I/O Devices for PCI Bus Computers**. Austin, Texas. 2002.

NEPVEUX, F. J. Protection of Tuned Capacitor Banks. **IEEE Trans. on Industry Applications**, vol. 44, no. 4, p. 973-978, 2008.

ORTMEYER, T. H.; CHAKRAVARTHI, K. R. The Effects of Power System Harmonics on Power System Equipment and Loads. **IEEE Trans. on power Apparatus and Systems**, vol. 104, no. 9, p. 2555-2563, 1985.

PAULINO, J. O.; GONZALEZ, M. L. **Relatório Técnico - Parte I: Medições de Tensões e Correntes Harmônicas no Banco de Capacitores de 16 MVar - 138 kV da SE Alfenas**. Contrato CEMIG - Fundação Christiano Ottoni. Belo Horizonte. 2005.

PAULINO, J. O.; GONZALEZ, M. L. **Relatório Técnico - Parte II: Análise da Proteção do Banco de Capacitores de 16 MVar da SE Alfenas**. Contrato CEMIG - Fundação Christiano Ottoni. Belo Horizonte. 2005.

PAULINO, J. O.; GONZALEZ, M. L. **Relatório Técnico Parte III: Cálculo de "3Vo/Z"**. Contrato CEMIG - Fundação Christiano Ottoni. Belo Horizonte. 2005.

PEGGS, J. F.; POWELL, P. W.; GREBE, T. E. **Innovations for Protection and Control of High Voltage Capacitor Banks on the Virginia Power System**. Proceedings of the 1994 IEEE Transmission and Distribution Conference. Chicago: [s.n.]. 1994. p. 284-290.

PHADKE, A. G.; THORP, J. S.; ADAMIYAK, M. G. A New Measurement Technique for Tracking Voltage Phasors, Local System Frequency, and Rate of Change of Frequency. **IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems**, vol. 102, no. 5, p. 1025-1038, 1983.

PIRES, I. A. **Caracterização de Harmônicos Causados por Equipamentos Eletroeletrônicos Residenciais e Comerciais no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica**. Dissertação (mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. 2006.

ROCKEFELLER, G. D. Fault Protection with a Digital Computer. **IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems**, vol. 88, no. 4, p. 438-464, 1969.

SADANANDAN, N. D.; DEVINEY, F. M.; HOLLOMON, L.; SENDAULA, M. Microprocessor-Based Capacitor Bank Control and Protection System. **IEEE Trans. on Power Delivery**, vol. 4, no. 1, p. 241-247, 1989.

SANTOS, H. L.; PAULINO, J. O.; BOAVENTURA, W. C.; BACCARINI, L. M.; MURTA, M. L. **Influência das Distorções Harmônicas na Proteção de Bancos de Capacitores: Resultados Experimentais**. III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. Belém, mai. 2010.

SANTOS, H. L.; PAULINO, J. O.; MURTA, M. L. **Influência das Distorções Harmônicas na Proteção de Bancos de Capacitores**. VIII Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica. Blumenau, ago. 2009.

STEVENSON, W. D. **Elements of Power System Analysis**. [S.l.]: McGraw-Hill International Editions, 1982.

THE NATIONAL ELECTRICAL MANUFACTURERS ASSOCIATION. **NEMA Standards Publication CP1-1988 - Shunt Capacitors**. National Electrical Manufacturers Association. Rosslyn. 1988.

THOMAS, E. S. **Determination of Neutral Trip Settings for Distribution Capacitor Banks**. Papers Presented at the 34th Annual Rural Electric Power Conference. Orlando: [s.n.]. 1990. p. C3/1-C3/8.

TOM, M. O. A Static Voltage Differential Relay for Protection of Shunt Capacitors. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers on Power Apparatus and Systems**, vol 80, no. 3, p. 1086-1088, 1962.

WANG, F.; BOLLEN, M. H. J. Frequency-response Characteristics and Error Estimation in RMS Measurement. **IEEE Trans. on Power Delivery**, vol. 19, no. 4, p. 1569-1578, 2004.

ZAMORA, I.; MAZÓN, A. J.; VALVERDE, V.; SAN MARTIN, J. I.; BUIGUES, G.; DYSKO, A. **Influence of Power Quality on the Performance of Digital Protection Relays**. Power Tech, 2005 IEEE Russia. St. Petersburg: [s.n.]. 2005. p. 1-7.

APÊNDICE A – ALGORITMOS IMPLEMENTADOS EM RELÉS DIGITAIS

Esse Apêndice apresenta brevemente os dois algoritmos mais utilizados em relés digitais, o RMS e o de Fourier, e discute, com base em suas curvas de resposta em frequência, a influência das componentes harmônicas nos resultados por eles apresentados.

A.1. Algoritmo RMS

O cálculo da raiz quadrática média (rms) é amplamente usado na quantificação de valores eficazes de sinais CA. Em relés digitais esse algoritmo é implementado de acordo com a expressão apresentada na Equação A1:

$$Y_{\text{RMS}} = \left(\frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x(n\Delta t)^2 \right)^{\frac{1}{2}} \quad (\text{Equação A1})$$

Nessa equação Δt é o intervalo de amostragem e x o sinal amostrado. O valor eficaz é calculado dentro de uma janela de amostragem de tamanho igual a $N\Delta t$, sendo N o número de pontos amostrados.

A curva de resposta em frequência desse algoritmo, apresentada na Figura A1, mostra que na frequência fundamental e em seus harmônicos múltiplos e submúltiplos o resultado da estimativa do valor eficaz é exato. Ou seja, esse algoritmo não atenua as componentes harmônicas, nem mesmo a componente CC que, como se pode observar, é inclusive acentuada com sua passagem por esse filtro.

Essa característica faz com que esse algoritmo seja muito utilizado, por exemplo, em relés de sobrecorrente, em que é necessário saber o valor eficaz verdadeiro do sinal e não somente a sua componente de 60 Hz, uma vez que frequências diferentes da fundamental tam-

APÊNDICE A – Algoritmos Implementados em Relés Digitais

bém causam sobreaquecimento e estresse nos equipamentos protegidos (BALZI e SILVEIRA, 2005).

Assim, se o desejo for estimar a componente fundamental de um sinal, esse algoritmo apresentará erros que serão tanto maiores quanto maior for a distorção harmônica total (DHT) desse sinal, conforme mostra a Figura A2. Desse modo, sua utilização para estimação da corrente de desbalanceamento de neutro na proteção de bancos de capacitores não é recomendada, já que essa corrente apresenta uma DHT alta, principalmente devido às componentes de 3º harmônico. Da mesma forma, ele não deve ser utilizado em relés que monitoram impedância, pois, apesar das tensões e correntes de fase apresentarem uma DHT mais baixa, isso já pode levar a erros de estimação em relação à componente fundamental em torno de 1%, o que pode prejudicar a proteção de relés com ajustes muito sensíveis.

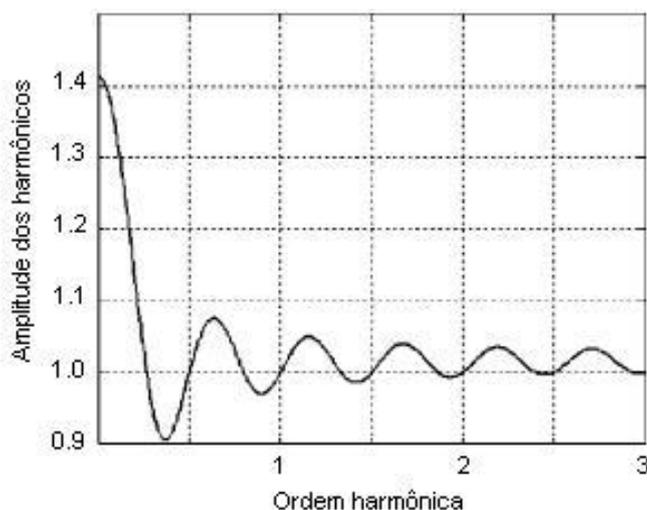


Figura A1 - Resposta em frequência do algoritmo RMS. Adaptado de (WANG e BOLLEN, 2004).

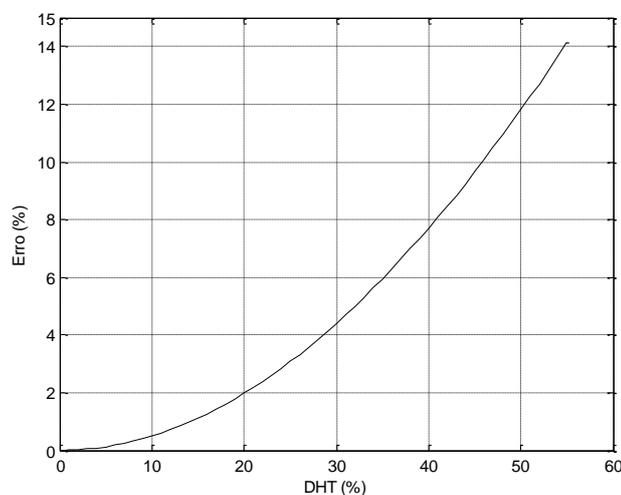


Figura A2 - Erros na determinação de um sinal eficaz de corrente ou tensão para diferentes taxas de distorção harmônicas. Adaptado de (ZAMORA *et al.*, 2005).

A.2. Algoritmo de Fourier

Esse algoritmo, também conhecido como Filtro de Fourier, é comumente implementado em relés de distância comerciais para a estimativa dos fasores de tensão e corrente e monitoramento da impedância do elemento a ser protegido (BALZI e SILVEIRA, 2005). Assim, diferentemente do algoritmo RMS, ele retorna a magnitude e a fase do sinal na frequência desejada pelo operador, geralmente a frequência fundamental.

Ele está baseado na representação de sinais periódicos por meio das Séries de Fourier, cujas equações são mostradas abaixo:

$$y(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} (a_n \cos n\omega_0 t + b_n \sen n\omega_0 t) \quad (\text{Equação A2})$$

$$a_n = \frac{2}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} y(t) \cos n\omega_0 t \, dt \quad (\text{Equação A3})$$

$$b_n = \frac{2}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} y(t) \sen n\omega_0 t \, dt \quad (\text{Equação A4})$$

Nessas equações, ω_0 é a frequência angular da componente fundamental, T é o período do sinal amostrado e n indica a ordem harmônica. Dessa forma, as componentes fundamentais das ondas de tensão e corrente podem ser obtidas fazendo $n = 1$ nas equações acima.

Em uma implementação computacional, os coeficientes a_1 e b_1 podem ser calculados por meio da discretização das equações A3 e A4, conforme se pode observar a seguir:

$$a_1 = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_{N-n} \cos \frac{2\pi}{N} n \quad (\text{Equação A5})$$

$$b_1 = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_{N-n} \sen \frac{2\pi}{N} n \quad (\text{Equação A6})$$

Nessas equações, N representa o número de pontos amostrados por ciclo, em relação à fundamental. Devido à ortogonalidade das funções seno e cosseno, pode-se representar o sinal estimado como um fasor, sendo a_1 seu valor real e b_1 sua parte imaginária.

$$\dot{Y} = a_1 + jb_1$$

(Equação A7)

A Figura A3 mostra uma representação esquemática do funcionamento do Filtro de Fourier. O fasor \dot{Y} é estimado para cada janela contendo N amostras.

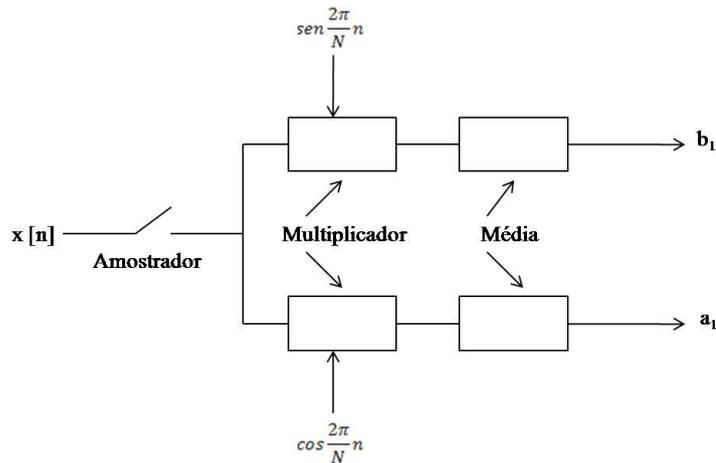


Figura A3 – Representação esquemática do Filtro de Fourier. Adaptado de (JOHNS e SALMAN, 1995).

Admitindo-se uma frequência de amostragem (f_a), tem-se que $f_a = N.f_0$, sendo f_0 a frequência da fundamental. A frequência de amostragem precisa ser proporcional à frequência da fundamental com a relação de N vezes, caso contrário podem ocorrer erros de estimação (ZAMORA *et al.*, 2005).

Na Figura A4 está representada a resposta em frequência desse algoritmo. Observe que todas as componentes harmônicas múltiplas inteiras da fundamental são canceladas, o que mostra a importância desse algoritmo quando se quer estimar parâmetros do sistema em um ambiente que possui muita poluição harmônica.

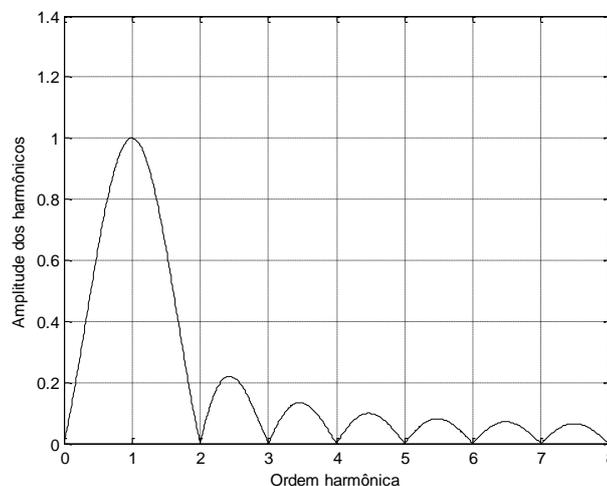


Figura A4 - Resposta em frequência do Filtro de Fourier. Adaptado de (JOHNS e SALMAN, 1995).

APÊNDICE B – FOTOS DO MODELO REDUZIDO

Nesse apêndice são mostradas as fotos tiradas do modelo reduzido do banco de capacitores no Laboratório de Extra-Alta Tensão da UFMG.

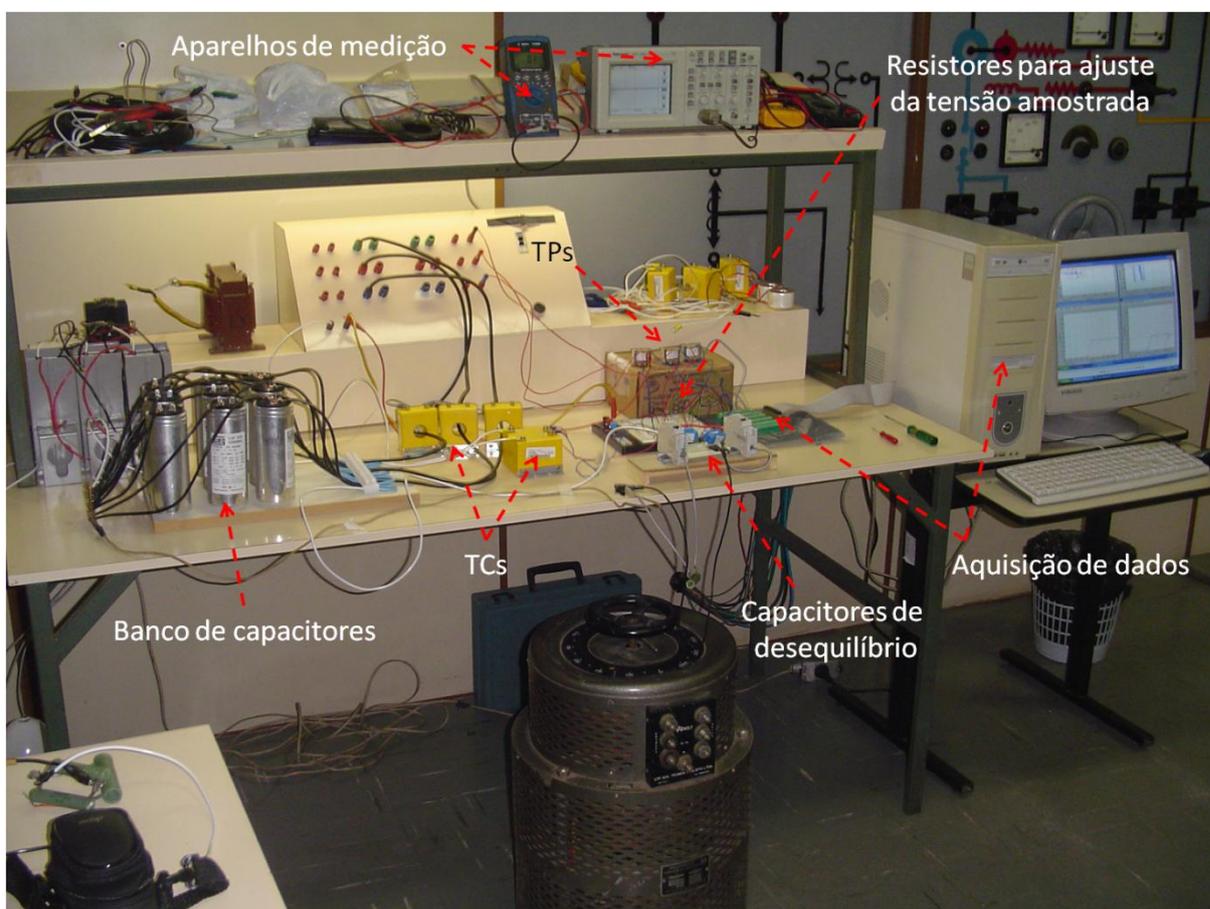


Figura B1 - Visão geral da bancada de testes com o modelo reduzido.

APÊNDICE B – Fotos do Modelo Reduzido

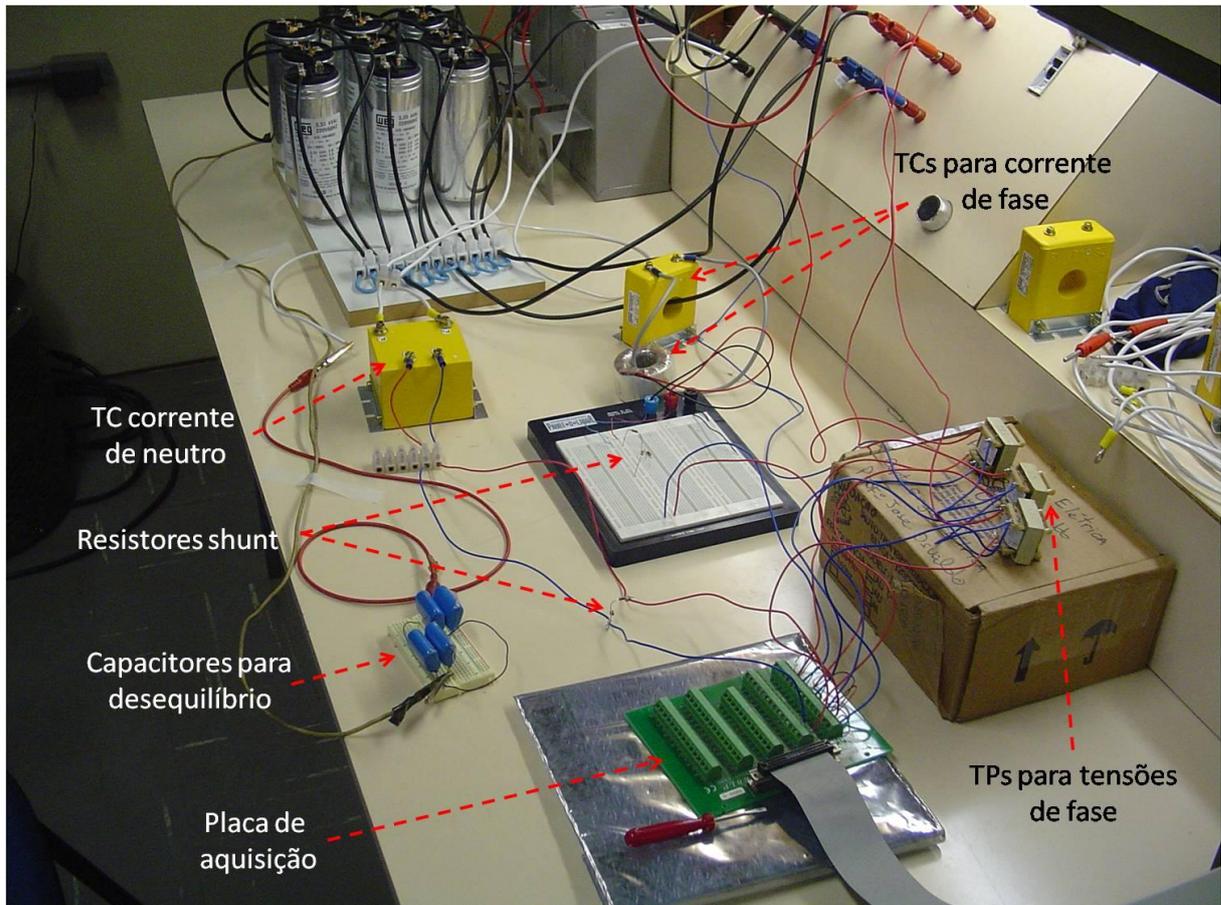


Figura B2 - Visão geral dos sistemas de medição e aquisição de dados.

Regulador de indução trifásico



Figura B3 - Detalhe do regulador de tensão de indução trifásico.

APÊNDICE B – Fotos do Modelo Reduzido

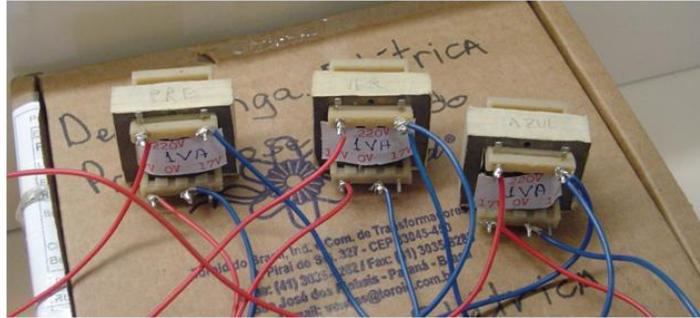


Figura B4 - Detalhe dos TPs.

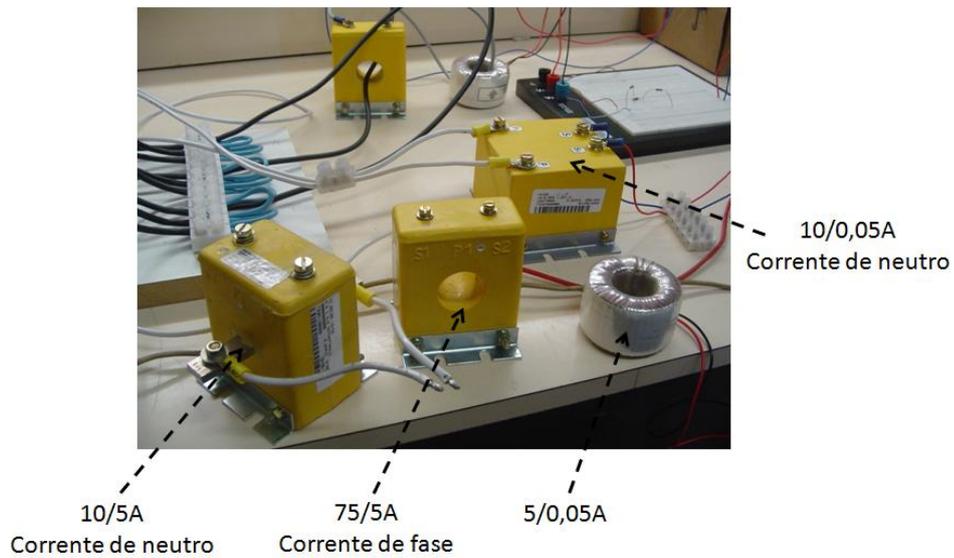


Figura B5 - Detalhe dos TCs.

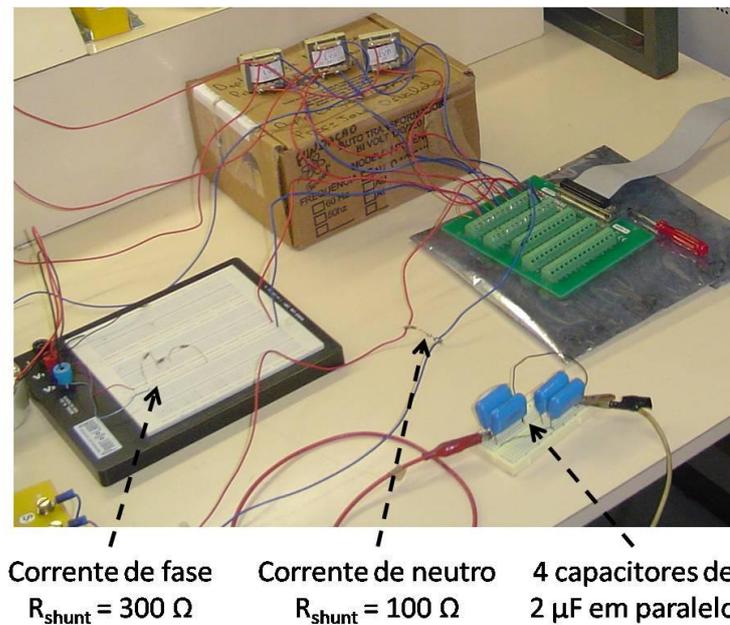


Figura B6 - Detalhe dos capacitores para desequilíbrio do banco e dos resistores *shunt* para transdução dos sinais de corrente dos TCs em sinais de tensão para a placa de aquisição de dados.