

Ana Paula Peres Lorenzoni

Análise do Desempenho dos Dispositivos de Proteção
sob Efeito de Correntes Geomagneticamente
Induzidas

Alegrete, RS

7 de dezembro de 2017

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais) .

L869a Lorenzoni, Ana Paula Peres

Análise do Desempenho dos Dispositivos de Proteção sob
Efeito de Correntes Geomagneticamente Induzidas / Ana Paula
Peres Lorenzoni.

77 p.

Trabalho de Conclusão de Curso(Graduação)-- Universidade
Federal do Pampa, ENGENHARIA ELÉTRICA, 2017.

"Orientação: Eduardo Machado dos Santos".

1. Correntes Geomagneticamente Induzidas. 2. Transformador
de Corrente. 3. Relé de distância. I. Título.

Ana Paula Peres Lorenzoni

Análise do Desempenho dos Dispositivos de Proteção sob Efeito de Correntes Geomagneticamente Induzidas

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Pampa (Unipampa), como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Sistema Elétrico de Potência

Universidade Federal do Pampa – Unipampa

Curso de Engenharia Elétrica

Grupo de Energia e Sistemas Elétricos de Potência - GESEP

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Machado dos Santos

Alegrete, RS

7 de dezembro de 2017

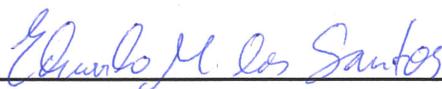
Ana Paula Peres Lorenzoni

Análise do Desempenho dos Dispositivos de Proteção sob Efeito de Correntes Geomagneticamente Induzidas

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Pampa (Unipampa), como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Sistema Elétrico de Potência

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em: 4 de dezembro de 2017.

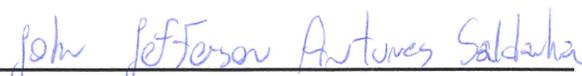
Banca examinadora:



Prof. Dr. Eduardo Machado dos Santos
Orientador



Prof. Me. Marcelo Hahn Durgante
UNIPAMPA



Prof. Me. John Jefferson Antunes Saldanha
UNIPAMPA

Agradecimentos

Inicialmente agradeço aos meus pais, Lenita e Jacques Lorenzoni, por sempre me apoiarem e incentivarem a seguir meu caminho e meus sonhos, dando suporte emocional, rezando, torcendo e lidando com a saudade de casa dia.

Agradeço às minhas irmãs pelo exemplo de amizade e companheirismo, que sempre torceram pelo meu sucesso, me apoiando em cada escolha da minha vida, em especial à minha irmã Lauren Lorenzoni, a qual me inspirou a seguir o caminho da engenharia, bem como contribuiu para quem sou hoje.

Agradeço à todos os professores que contribuíram para meu crescimento, tanto pessoal quanto acadêmico. Um agradecimento especial ao professor, orientador e amigo Eduardo Machado dos Santos pelos conhecimentos transmitido, por acreditar e desenvolver um potencial que nem mesmo eu sonhara em ter, permitindo o desenvolvimento do trabalho.

Aos colegas do GESEP, onde me acolheram em todos os momentos e por sempre estarem dispostos a me ajudar, muito obrigada.

Agradeço aos amigos e colegas de curso, por todas as experiências compartilhadas, pelas conversas, risadas e motivações durante esta jornada, entre eles, Andryan Bordinhão, Juliano Fagundes, Anna Carolina Patricio, Barbara Quaresna e Luana Dias. Um muito obrigada para minha amiga e colega Jaqueline Batistella, a qual me acompanhou desde o início da faculdade até o final, jamais chegaria onde estou sem a ajuda de pessoa como ela.

A Deus pela força e energia para enfrentar todos os obstáculos da vida.

E a todos os demais que contribuíram e me incentivaram nessa caminhada, um muito obrigado.

”Quando amamos e acreditamos do fundo de nossa alma, em algo, nos sentimos mais fortes que o mundo, e somos tomados de uma serenidade que vem da certeza de que nada poderá vencer a nossa fé. Esta força estranha faz com que sempre tomemos a decisão certa, na hora exata e, quando atingimos nossos objetivos ficamos surpresos com nossa própria capacidade.”(Paulo Coelho)

Resumo

Erupções solares provocam a descarga de partículas ionizadas no espaço, sendo que parte desta ejeção, é em direção à Terra, causando as chamadas tempestades solares. Quando as cargas ionizadas interagem com magnetosfera terrestre e entram em movimento, alteraram o campo magnético da Terra, induzindo correntes espelhos na superfície do planeta. Tais correntes são conhecidas como Correntes Geomagneticamente Induzidas (GICs) e fluem através dos caminhos paralelos ao solo, tais como as linhas de transmissão de energia elétrica, nas quais penetram através do aterramento dos equipamentos a elas associados, como, por exemplo, os transformadores nas subestações. As GICs têm como características frequências muito baixas (quase CC) com magnitudes médias entre 0 e 15 A, podendo apresentar picos de até 100 A, e durações que variam entre poucos milissegundos até alguns minutos. Entretanto, as GICs são de difícil previsão e detecção. Durante muito tempo engenheiros eletricitas sul-americanos foram formados sob o paradigma de que GICs eram problemas apenas de sistemas elétricos de altas latitudes. Entretanto, especula-se que as GICs sejam a causa para diversos desligamentos indevidos e sem explicação aparente ocorridos no Brasil, devido a uma deformação no campo magnético terrestre conhecida como Anomalia do Atlântico Sul. Diante disso, este trabalho tem por objetivo investigar o impacto das GICs sobre o desempenho dos transformadores de corrente (TCs) e dos relés de distância tipo Mho, de modo a determinar se ocorrem atuações da proteção para essas correntes. Para tal, uma linha de transmissão (LT) foi modelada, bem como o TC saturável de um de seus terminais. Um circuito envolvendo esses equipamentos foi implementado no Software EMTP-ATP para a simulação de eventos envolvendo a circulação de GICs na LT. Essas simulações foram feitas com intuito de analisar o desempenho do TC frente à situações envolvendo GICs, permitindo concluir que o TC satura em poucos ciclos para correntes de baixa frequência. Por fim, foram simuladas situações em que as GICs circulavam através do aterramento dos relés. Dessas simulações, pôde-se concluir que, dependendo de suas intensidades, as GICs podem provocar a atuação instantânea dos relés de distância.

Palavras-chave: Correntes Geomagneticamente Induzidas; GICs; Proteção do Sistema Elétrico de Potência; Relé de Distância; Transformador de Corrente.

Abstract

Solar eruptions cause the discharge of ionized particles in space, and part of this ejection is toward the Earth, causing the called solar storms. When ionized charges interact with the Earth's magnetosphere and enter into motion, they alter Earth's magnetic field, inducing mirrored currents on the planet surface. Such currents are known as Geomagnetically Induced Currents (GICs) and flow through parallel paths to the ground, such as electric power transmission lines, in which they penetrate through the grounding of the associated equipment, such as transformers in the substations. The GICs have very low frequencies (near DC) with average magnitudes ranging from 0 to 15 A, with peaks of up to 100 A and durations ranging from a few milliseconds to a few minutes. However, GICs are difficult to predict and detect. For a long time South American electrical engineers were trained under the paradigm that GICs were only problems of high-latitude electrical systems. However, it is speculated that GICs are the cause for several undue and unexplained disconnections occurring in Brazil, due to a deformation in the Earth's magnetic field known as the South Atlantic Anomaly. The objective of this work is to investigate the impact of GICs on the performance of current transformers (CTs) and Mho type distance relays, in order to determine if protection operates for these currents. For that, a transmission line (TL) was modeled, as well as the saturable CT of one of its terminals. A circuit involving these equipments was implemented in the EMTP-ATP Software for the simulation of events involving the circulation of GICs in the TL. These simulations were performed with the purpose of analyzing the performance of CT in situations involving GICs, allowing to conclude that CT saturates in a few cycles for low frequency currents. Finally, situations were simulated in which the GICs circulated through the grounding of the relays. From these simulations, it is concluded that, depending on their intensities, the GICs can cause the instantaneous actuation of the distance relays.

Key-words: Geomagnetically Induced Currents; GIC; Power System Protection; Distance Relay; Current Transformer.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Explosão solar do dia 10 de setembro de 2017.	20
Figura 2 – Aurora Boreal vista no dia 8 de setembro de 2017.	21
Figura 3 – Representação do Campo Magnético Terrestre.	22
Figura 4 – Deformação do campo magnético após uma explosão solar.	23
Figura 5 – Cinturões de Van Allen.	25
Figura 6 – Distribuição dos Observatórios AE.	25
Figura 7 – Distribuição dos Observatórios Dst.	26
Figura 8 – Distribuição dos Observatórios Kp.	27
Figura 9 – Trajetória das partículas eletricamente carregadas ao longo das linhas de campo.	28
Figura 10 – GIC no sistema elétrico de potência.	28
Figura 11 – Corte detalhado da Anomalia Geomagnética do Atlântico Sul.	30
Figura 12 – Zona da Anomalia Magnética do Atlântico Sul.	30
Figura 13 – Campo magnético de Vassouras (RJ) nos dias em que ocorreram falas no SEP.	32
Figura 14 – Locais onde ocorreram a subestações e usinas sofreram falhas.	32
Figura 15 – Transformador com núcleo saturado.	33
Figura 16 – Circuito equivalente do TC.	36
Figura 17 – Circuito equivalente do TC.	37
Figura 18 – Curva $B \times H$ de materiais ferromagnéticos.	38
Figura 19 – Curvas de excitação para TCs classe C com várias relações de transfor- mação.	39
Figura 20 – Família de curvas de histerese.	40
Figura 21 – Formas de onda da corrente secundária para um TC saturado e não- saturado.	41
Figura 22 – Proteção de distância. (a) Zonas de proteção do relé R_{AB} . (b) Coordena- ção entre as zonas de proteção do relé R_{AB}	43
Figura 23 – Tipos mais comuns de relés de distância. (a) Relé de impedância. (b) Relé de admitância ou mho. (c) Relé de reatância. (d) Relé quadrilateral.	44
Figura 24 – Zonas de atuação do relé de impedância. (a) Sem unidade direcional. (b) Com unidade direcional.	44
Figura 25 – Zonas de proteção do relé de admitância.	45
Figura 26 – Região de operação do relé de reatância.	46
Figura 27 – Região de operação da característica quadrilateral.	46
Figura 28 – Representação Unifilar da LT.	47
Figura 29 – Curva de Excitação do TC utilizado nos sistemas teste.	48

Figura 30 – Sistema teste desenvolvido para simular GIC circulando na LT (a) GIC contínua (b) GIC alternada.	50
Figura 31 – Sistema teste desenvolvido para simular a GIC entrando no aterramento do relé.	51
Figura 32 – Fluxograma da lógica do relé.	52
Figura 33 – Sinal de corrente secundária total para GIC de 20 A com duração de 1,5 segundos.	56
Figura 34 – Sinal de corrente secundária na carga do TC (azul) e corrente no ramo de magnetização (vermelho) para GIC de 20 A.	56
Figura 35 – Sinal de corrente secundária total para GIC de 50 A com duração de 1,5 segundos.	57
Figura 36 – Sinal de corrente secundária na carga do TC (azul) e corrente no ramo de magnetização (vermelho) para GIC de 50 A.	58
Figura 37 – Sinal de corrente secundária total para GIC de 10 A com frequência de 0,1 Hz e duração de 1,5 segundos.	59
Figura 38 – Sinal de corrente secundária na carga do TC (azul) e corrente no ramo de magnetização (vermelho) para GIC de 10 A com frequência de 0,1 Hz.	59
Figura 39 – Sinal de corrente secundária total para GIC de 40 A com frequência de 0,5 Hz e duração de 1,5 segundo.	60
Figura 40 – Sinal de corrente secundária na carga do TC (azul) e corrente no ramo de magnetização (vermelho) para GIC de 40 A com frequência de 0,5 Hz.	61
Figura 41 – Sinais de tensão e corrente para GIC contínua de 5A (a) Sinal de tensão trifásica secundária (b) sinal de corrente trifásica fornecido no secundário do TC (c) sinal da GIC.	62
Figura 42 – Resposta do estimador de fasores. (a) Tensão RMS da fase A (b) Tensão RMS da fase B (c) Tensão RMS da fase C.	62
Figura 43 – Resposta do estimador de fasores. (a) Corrente RMS da fase A (b) Corrente RMS da fase B (c) Corrente RMS da fase C.	63
Figura 44 – Impedancia vista nas zonas de proteção do relé para GIC contínua de 5 A (a) Impedância vista pelo relé no <i>loop</i> AN (b) Impedância vista pelo relé no <i>loop</i> BN (c) Impedância vista pelo relé no <i>loop</i> CN (d) Impedância vista pelo relé no <i>loop</i> AB (e) Impedância vista pelo relé no <i>loop</i> BC (f) Impedância vista pelo relé no <i>loop</i> CA.	64
Figura 45 – Impedância vista pelo relé no <i>loop</i> AN para GIC contínua de 5 A (a) Impedância vista pelo relé na primeira zona (b) Impedância vista pelo relé na segunda zona (c) Impedância vista pelo relé na terceira zona.	64
Figura 46 – Impedância vista pelo relé no <i>loop</i> BN para GIC contínua de 5 A (a) Impedância vista pelo relé na primeira zona (b) Impedância vista pelo relé na segunda zona (c) Impedância vista pelo relé na terceira zona.	65

Figura 47 – Impedância vista pelo relé no <i>loop</i> CN para GIC contínua de 5 A (a) Impedância vista pelo relé na primeira zona (b) Impedância vista pelo relé na segunda zona (c) Impedância vista pelo relé na terceira zona.	65
Figura 48 – (a) Sinal de tensão trifásica secundária (b) sinal de corrente trifásica total fornecido no secundário do TC (c) sinal da GIC.	66
Figura 49 – Resposta do estimador de fasores. Tensão RMS da fase A.	67
Figura 50 – Resposta do estimador de fasores. Corrente RMS da fase A.	67
Figura 51 – Impedância vista nas zonas de proteção do relé para GIC de 7,5 A com frequência de 0,1 Hz (a) Impedância vista pelo relé no <i>loop</i> AN (b) Impedância vista pelo relé no <i>loop</i> BN (c) Impedância vista pelo relé no <i>loop</i> CN (d) Impedância vista pelo relé no <i>loop</i> AB (e) Impedância vista pelo relé no <i>loop</i> BC (f) Impedância vista pelo relé no <i>loop</i> CA.	68
Figura 52 – Impedância vista pelo relé no <i>loop</i> AN para GIC de 7,5 A e frequência de 0,1 Hz (a) Impedância vista pelo relé na primeira zona (b) Impedância vista pelo relé na segunda zona (c) Impedância vista pelo relé na terceira zona.	68
Figura 53 – Impedância vista pelo relé no <i>loop</i> BN para GIC de 7,5 A e frequência de 0,1 Hz (a) Impedância vista pelo relé na primeira zona (b) Impedância vista pelo relé na segunda zona (c) Impedância vista pelo relé na terceira zona.	69
Figura 54 – Impedância vista pelo relé no <i>loop</i> CN para GIC de 7,5 A e frequência de 0,1 Hz (a) Impedância vista pelo relé na primeira zona (b) Impedância vista pelo relé na segunda zona (c) Impedância vista pelo relé na terceira zona.	69

Lista de tabelas

Tabela 1 – Classificação do índice Dst.	26
Tabela 2 – Classificação do índice Kp.	27
Tabela 3 – Principais tipos de relés.	42
Tabela 4 – Parâmetros dos Geradores.	48
Tabela 5 – Parâmetros do TC.	49
Tabela 6 – Parâmetros da LT.	49
Tabela 7 – Loops de falta.	53

Lista de abreviaturas e siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AE	Auroral Electrojet
AGAS	Anomalia Geomagnética do Atlântico Sul
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	American National Standards Institute
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEEE – GT	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica
CERJ	Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro
CMI	Campo Magnético Interplanetário
DST	Disturbance Storm Time
EUA	Estados Unidos
FS	Fator de Sobrecorrente
GIC	Corrente Geomagneticamente Induzida
INGV	Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia
KP	Planetarische Kennziffer
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration
PSEG	Public Service Electric and Gas
RJ	Rio de Janeiro
RTC	Relação de Transformação de um TC
RTP	Relação de Transformação de um TP
SDO	Solar Dynamics Observatory
SEP	Sistema Elétrico de Potência

SOHO	Solar and Heliospheric Observatory
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial

Sumário

1	Introdução	15
1.1	Considerações Gerais	15
1.2	Justificativa	16
1.3	Objetivos do Trabalho	17
1.4	Estrutura do Trabalho	17
2	Fundamentação Teórica	19
2.1	Considerações Gerais	19
2.2	Explosões Solares	19
2.2.1	Geomagnetismo e o Campo Magnético Terrestre	21
2.2.2	Cinturões de Van Allen	24
2.2.3	Índices Geomagnéticos	24
2.2.3.1	Índice Eletrojato Auroral (AE)	25
2.2.3.2	Índice Disturbance Storm Time (Dst)	26
2.2.3.3	Índice Planetarische Kennziffer (Kp)	26
2.3	Correntes Geomagneticamente Induzidas	27
2.3.1	Anomalia Geomagnética do Atlântico Sul	29
2.3.2	Correntes Geomagneticamente Induzidas no Brasil	31
2.3.3	Consequências da GIC	33
2.4	Proteção do Sistema Elétrico de Potência	34
2.4.1	Transformador de Corrente	35
2.4.1.1	Circuito Equivalente do Transformador de Corrente	36
2.4.1.2	Curva de Magnetização do Núcleo do TC e Histerese	37
2.4.1.3	Saturação de TCs	40
2.4.2	Relés	41
2.4.2.1	Relé de Distância	42
2.4.2.1.1	Relé de Impedância	44
2.4.2.1.2	Relé de Admitância ou Mho	44
2.4.2.1.3	Relé de Reatância	45
2.4.2.1.4	Relé Quadrilateral	45
2.5	Considerações Finais	46
3	Metodologia	47
3.1	Considerações Gerais	47
3.2	Dados Iniciais	47
3.3	Circuito para Análise do Desempenho do TC Sob Influência de GICs	49
3.4	Circuito para Análise do Desempenho de Relés de Distância Sob Influência de GICs	50

3.5	Implementação da Lógica do Relé	51
3.6	Considerações Finais	54
4	Resultados e Discussões	55
4.1	Considerações Gerais	55
4.2	GIC na Linha de Transmissão (Efeitos sobre o TC)	55
4.2.1	1º Caso - GIC contínua de 20 A na LT	55
4.2.2	2º Caso - GIC contínua de 50 A na LT	57
4.2.3	3º Caso - GIC de 10 A com frequência de 0,1 Hz	58
4.2.4	4º Caso - GIC de 40 A com frequência 0,5 Hz	60
4.3	GIC no aterramento do relé (Efeito sobre o relé)	61
4.3.1	1º Caso - GIC contínua de 5A no aterramento do relé	61
4.3.2	2º Caso - GIC de 7,5 A com frequência de 0,1 Hz no aterramento do relé	66
4.4	Considerações Finais	70
5	Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros	71
5.1	Conclusões	71
5.2	Sugestões para Trabalhos Futuros	72
	Referências	73

1 Introdução

1.1 Considerações Gerais

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é definido como todos os meios e processos em que a energia é submetida, desde sua geração até sua distribuição, em baixa tensão, nas residências. Dessa forma, cabe do SEP o contínuo fornecimento de energia bem como a qualidade e confiabilidade na entrega da mesma. O SEP, no entanto, é suscetível a uma série de eventos que podem prejudicar o alcance de suas funções como, por exemplo, os curtos-circuitos. Para evitar que as elevadas correntes oriundas de situações faltosas danifiquem os equipamentos e materiais do sistema, incluindo os consumidores, é necessário um sistema de proteção eficaz que seja capaz de isolar somente a parte afetada e que assegure o rápido restabelecimento das condições normais de operação do sistema elétrico. Contudo, os dispositivos de proteção são ajustados para operar tanto para curtos-circuitos, quanto para eventos de sobrecarga além dos limites aceitáveis para a adequada operação do SEP, desligando os trechos dos sistemas que operam acima de sua faixa tolerável (SCHETTINO, 2012). Dessa forma, relés podem atuar para eventos que envolvam correntes geomagneticamente induzidas (GICs) (MUSTAFA et al., 2013).

As GICs são correntes espelhadas na superfície terrestre em função da movimentação de partículas ionizadas na magnetosfera do planeta. Essas partículas ionizadas são provenientes das explosões solares e, quando em contato com o campo magnético terrestre, deformam as linhas de campo, migrando de uma linha para outra no sentido das longitudes e induzindo diferentes potenciais sobre o solo. Tais correntes apresentam caráter quase contínuo (frequências abaixo de 1 Hz), com durações e amplitudes aleatórias (HEINDL et al., 2011).

O fenômeno das GICs é bastante estudado no hemisfério norte, uma vez que o engarrafamento das linhas do campo magnético terrestre nas proximidades dos polos favorece a ocorrência de GICs. No Canadá, alguns blecautes, comprovadamente, foram causados pela circulação de GICs no SEP. Dessa forma, até então, acreditava-se que as GICs fossem um fenômeno associado apenas às altas latitudes. Entretanto, com a influência da Anomalia Geomagnética do Atlântico Sul (AGAS), passou-se a acreditar que tais fenômenos possam ocorrer nas regiões intertropicais, incluindo o Brasil (MUSTAFA et al., 2013).

Nesse contexto, com o objetivo comprovar a ocorrência das GICs em SEPs, diversos trabalhos sobre o tema já foram publicados na literatura especializada, discutindo suas consequências no SEP. Em vista disso, um sistema teste com os parâmetros da linha de

transmissão ALE-SE x SMA1, de 138 kV, foi desenvolvido e implementado no software EMTP-ATP[®], o qual permite a inserção de correntes contínuas e alternadas de frequências muito baixas, com duração controlada, as quais circulam na linha de transmissão ou no aterramento do relé, simulando a ocorrência de GICs. Desse sistema teste, foram obtidos os sinais de corrente e tensão da rede, bem como as correntes no secundário do TC. Assim, o desempenho do TC foi testado através da medição das correntes de magnetização e das correntes entregues a carga conectada em seus terminais secundários. Já o desempenho do relé foi avaliado através do processamento dos sinais de tensão e corrente pela lógica do relé de distância ANSI 21, tipo Mho, a qual foi implementada no software Matlab[®].

Por fim, destaca-se a importância desse estudo uma vez que, com crescimento do setor elétrico, surge uma crescente preocupação das concessionárias com o fornecimento contínuo de energia elétrica e com a durabilidade de seus equipamentos. Sendo assim, é de suma importância que a proteção do sistema elétrico funcione corretamente, sem atuações indevidas, haja visto que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) avalia as concessionárias em diversos aspectos do fornecimento, como a qualidade dos serviços prestados, o que compreende a avaliação das interrupções ocorridas no sistema. É importante ressaltar que as concessionárias de energia elétrica são severamente multadas pela ANEEL, quando da ocorrência de desligamentos não programados e sem justificativa, tornando fundamental a avaliação dos efeitos das GICs no SEP.

1.2 Justificativa

Distúrbios na rede podem provocar a suspensão do fornecimento de energia, o que acarreta em prejuízos tanto para o consumidor como para as empresas responsáveis pelo atendimento da demanda. Com a entrada em vigor do código de Defesa do Consumidor em 11 de Setembro de 1990, evidencia-se a necessidade da continuidade do fornecimento de energia, tornando essencial um aumento da confiabilidade dos SEPs. O artigo 22 do referido código Brasil (1990), explicita que: Os órgãos públicos, por si ou suas empresas, concessionárias, pressionárias ou sob qualquer outra forma de empreendimento, são obrigados a fornecer serviços adequados, eficientes, seguros e, quando aos essenciais, contínuos.

Em vista disso, exige-se cada vez mais do sistema elétrico, o qual deve ser confiável e estável. Em consequência, as empresas devem aprimorar seus serviços, visto que a competitividade em torno do mercado de energia tem aumentado. Para que a qualidade da energia e a continuidade no serviço de abastecimento sejam atendidas, requer-se um sistema de proteção capaz de reduzir o índice de ocorrências de falhas, como por exemplo, as falhas causadas pelas GICs.

Apesar do Brasil se encontrar sob a AGAS, a qual facilita a ocorrência de GICs, não existem muitas pesquisas referentes aos seus efeitos sobre os equipamentos do sistema

elétrico brasileiro, principalmente no que diz respeito aos relés de proteção. Sabidamente, segundo a literatura especializada, tais correntes podem causar problemas que vão desde a sobrecarga dos transformadores até desligamentos não programados na rede elétrica.

Tendo em vista a importância da operação dos sistemas de proteção, a crescente aplicação de relés digitais e a necessidade de lógicas de proteção cada vez mais confiáveis e precisas, frente às diversas situações nas quais o sistema elétrico de potência está sujeito, contribui-se com um estudo sobre o desempenho dos transformadores de corrente e dos relés de distância operando sobre influência das GICs. Dessa forma, espera-se contribuir com o aprimoramento da operação e do desempenho dos relés em situações que envolvam tais correntes.

1.3 Objetivos do Trabalho

O objetivo geral desse trabalho é analisar o desempenho de dispositivos destinados à proteção dos Sistemas Elétricos de Potência operando sob influência de GICs. Como objetivos específicos, têm-se:

- Estudar e compreender o fenômeno das GICs e seus efeitos sobre o SEP;
- Desenvolver um sistema teste para simulação e obtenção de formas de onda de sinais de corrente e tensão para formação de banco de dados;
- Analisar os efeitos das GICs sobre os transformadores de corrente, feito com base na análise dos sinais do banco de dados;
- Implementar a lógica do relé ANSI 21 tipo Mho;
- Analisar o desempenho da lógica de proteção processando sinais distorcidos por GIC do banco de dados.

1.4 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está dividido em 5 capítulos. O Capítulo 2 apresenta a revisão da literatura realizada para o desenvolvimento deste trabalho, onde os conceitos teóricos e fenômenos relacionados às correntes geomagneticamente induzidas são abordados. Além disso, são apresentados conceitos relacionados à proteção dos SEPs, incluindo transformadores de corrente e relés.

O Capítulo 3 apresenta a metodologia desenvolvida, abordando os softwares utilizados, bem como os métodos para simular e analisar as GICs no transformador de corrente e no relé de distância.

O Capítulo 4 expõe os resultados para os diferentes casos estudados, bem como a discussão referente a esses resultados.

As considerações finais do trabalho são descritas no Capítulo 5, onde também apresentam-se sugestões de trabalhos futuros.

2 Fundamentação Teórica

2.1 Considerações Gerais

O presente Capítulo apresenta uma visão geral das correntes geomagneticamente induzidas e suas consequências, explicitando alguns conceitos sobre explosões solares, geomagnetismo e proteção do sistema elétrico de potência. Dessa forma, esse Capítulo traz uma fundamentação teórica, explorando os principais conceitos utilizados para a elaboração deste trabalho.

2.2 Explosões Solares

O Sol está constantemente ejetando partículas ionizadas no espaço em decorrência das constantes erupções em sua superfície. Embora afirme-se que seu interior é estável, sabe-se que sua superfície é altamente instável devido às mudanças em seu campo magnético. Assim, as atividades solares estão associadas às manchas solares, causando flutuações abruptas no campo magnético terrestre, conhecidas como tempestades magnéticas. Essas tempestades influenciam o nosso planeta, interferindo não só no clima, mas também em circuitos de satélites, sistemas de comunicações via rádio e sistemas elétricos de potência. As tempestades magnéticas são oriundas da interação da massa coronal ejetada nas erupções solares com o campo magnético terrestre. Por sua vez, as massas coronais são formadas por partículas ionizadas, sendo compostas, principalmente, por hidrogênio e hélio ionizados.

Quando ocorrem as explosões solares, o chamado vento solar lança no espaço uma nuvem de partículas carregadas a uma velocidade de 300 a 400 quilômetros por segundo, com uma temperatura de, aproximadamente, um milhão de graus Celsius na superfície do Sol. Em circunstâncias normais, este vento solar produz apenas efeitos desprezíveis na Terra. Entretanto, existem momentos em que o sol entra em erupção de grandes proporções, expelindo milhões de partículas carregadas. Ao atingir a atmosfera terrestre, a pressão do vento solar comprime a magnetosfera da Terra que está voltada para o Sol, a qual se estende na região noturna (KAPPENMAN, 2012).

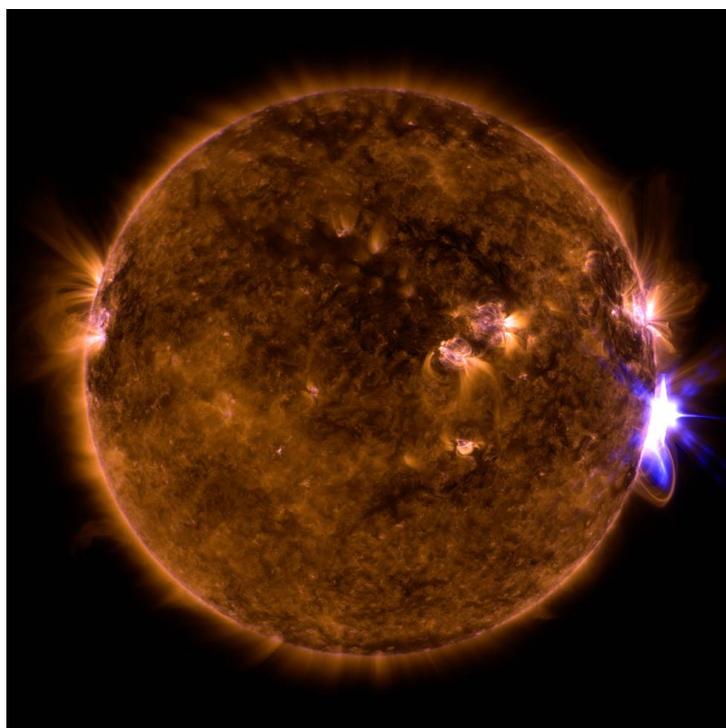
A cada onze anos, a atividade magnética do sol atinge seu valor máximo, no qual o número de manchas solares aumenta significativamente e o campo magnético solar torna-se muito instável. Esse período é denominado de máximo solar. O ciclo solar completo é formado por dois meio-ciclos de onze anos cada. No primeiro meio-ciclo as manchas solares estão alinhadas com o campo magnético terrestre. Já no segundo, elas são antiparalelas. As tempestades solares atingem o seu auge no meio do semi-ciclo, devido ao alinhamento

das manchas solares se opor ao campo magnético terrestre (MOORE, 2003).

Em setembro de 2017, foram registradas diversas explosões solares extremas. Na manhã de 6 de setembro de 2017 o sol produziu uma das mais intensas explosões solares já observadas. Ressalta-se que intensidade dessas explosões pode ser classificada em quatro categorias, sendo B (ínfima), C (fraca), M (moderada) até X (extrema). Cada letra é acompanhada com uma escala que vai de 1 à 9,9. Nesse contexto, a referida explosão foi classificada como X9,3 e o sensor a bordo do satélite de observação SDO (*Solar Dynamics Observatory*), da NASA, foi cegado momentaneamente, devido a intensidade da explosão. Logo após o evento, foram observadas interferências bastante expressivas em sistemas de radiolocalização que operam em baixa frequência. Entretanto, não há relatos de falhas significativas no sistema elétrico de potência. Quatro dias após esse evento (10 de setembro) ocorreu uma nova explosão solar, que alcançou a classe X8,2, a qual atingiu diretamente o Brasil e afetou os sensores a bordo do satélite SOHO (*Solar and Heliospheric Observatory*) (FOX, 2017).

O SDO, satélite que observa o sol constantemente, capturou uma imagem do evento, o qual pode ser visto na Figura 1.

Figura 1 – Explosão solar do dia 10 de setembro de 2017.



Fonte: Fox (2017).

O campo magnético terrestre é a proteção que a terra tem contra tempestades solares, impedindo que a maioria das partículas carregadas provenientes de tais explosões solares entrem em contato com a superfície do planeta. Entretanto, quando ocorrem

explosões solares, algumas partículas ionizadas são aprisionadas na magnetosfera terrestre. Ao ficarem presas, tais partículas seguem uma trajetória espiral ao longo das linhas de campo, em direção aos polos magnéticos. Esse movimento de partículas ionizadas produz correntes elétricas em grandes altitudes que, por efeito das leis de indução eletromagnética, produzem correntes na superfície terrestre. Essas correntes são conhecidas como Correntes Geomagneticamente Induzidas (GICs, do inglês *Geomagnetic Induced Currents*) (CORREIA, 2007).

Além disso, ressalta-se que a maior parte da radiação passa ao longo da magnetosfera sem atingir a superfície da Terra, mas uma pequena parte infiltra-se e segue as linhas de campo até os polos Sul e Norte. Ao chegarem na atmosfera, tais partículas interagem com os átomos neutros presentes nas camadas mais altas da atmosfera terrestre. As partículas ionizadas colidem nos íons de oxigênio e nitrogênio transferindo a eles sua carga de energia. Esses átomos energizados não conseguem se manter estáveis nesse estado mais excitado por muito tempo, e, ao voltar para seu estado original, os elétrons dos átomos de oxigênio e nitrogênio irradiam energia em forma de luz, formando as auroras (GARNER, 2016).

Por fim, ressalta-se que, segundo Reuters (2017), a explosão solar que ocorreu em setembro de 2017, descrita anteriormente, teve como resultado auroras boreais na Finlândia. Luzes verdes, roxas, rosa e amarela podem ser vistas na Figura 2.

Figura 2 – Aurora Boreal vista no dia 8 de setembro de 2017.



Fonte: Reuters (2017).

2.2.1 Geomagnetismo e o Campo Magnético Terrestre

O campo magnético terrestre é extremamente complexo, variável no tempo e no espaço. Entretanto, ele é fundamental para a existência da vida no planeta Terra, pois é

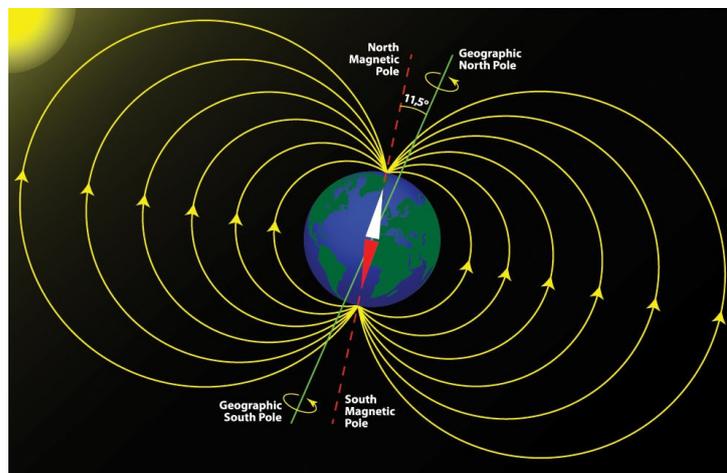
essencial para o equilíbrio dos ciclos atmosféricos e geológicos, protegendo diretamente e indiretamente os seres vivos.

Para melhor compreender a origem do campo magnético terrestre, primeiramente, imagina-se um grande ímã com seus polos Norte e Sul representando a Terra. O conjunto das linhas de campo produzidas pelo suposto ímã compõem o chamado campo magnético terrestre. Pelo fato de não haver um ímã e sim um fluido no núcleo da terra, os geofísicos não aceitam a comparação da terra com um ímã (CORREIA, 2007).

Acredita-se que o campo magnético terrestre é proveniente do movimento de um fluido eletricamente condutivo presente no núcleo do planeta, composto principalmente por Ferro (Fe) e Níquel (Ni), o qual apresenta alta condutividade elétrica. Este fluido se movimenta tanto na horizontal, quanto na vertical. O movimento vertical é causado pela alta temperatura existente na camada do núcleo externo, fazendo a massa líquida subir e se resfriar, ocorrendo um adensamento, e, por consequência, a massa desce, gerando assim um movimento cíclico. Por sua vez, o movimento horizontal origina-se da rotação da Terra, também apresentando movimentos cíclicos. Logo, o fluido induz correntes elétricas que ampliam o campo magnético da Terra. Se não houvesse o movimento do fluido, o campo magnético da Terra se dissolveria lentamente ao longo do tempo e não haveria indução (HALLIDAY; RESNICK; WALKER, 2012).

As linhas de campo saem do polo Sul geográfico (Norte magnético), em direção ao polo Norte geográfico (Sul magnético). Traçando uma linha imaginária entre os polos Sul e Norte magnéticos, observa-se uma inclinação de aproximadamente $11,5^\circ$ entre o eixo de rotação e os polos magnéticos do planeta. Através da Figura 3 é possível observar tal inclinação. O campo magnético vai se tornando mais fraco com o aumento da distância do núcleo.

Figura 3 – Representação do Campo Magnético Terrestre.

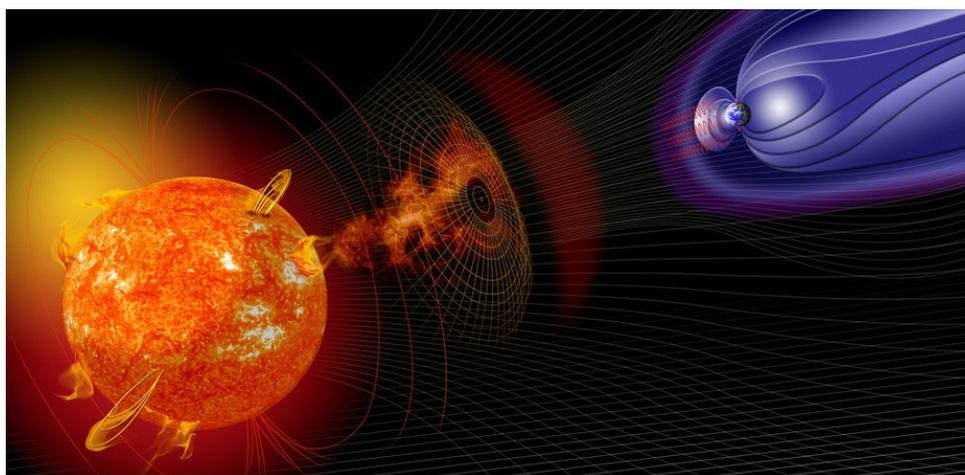


Fonte: Oskin (2012).

Como visto anteriormente, o vento solar é um fluxo de partículas eletricamente carregadas. A medida que este vento deixa o Sol, ele leva consigo a polaridade do campo magnético de onde partiu, arrastando as linhas de campo para o espaço, formando o Campo Magnético Interplanetário (CMI), o qual, nas proximidades do planeta Terra, tem uma intensidade 10.000 vezes menor que o campo magnético da própria Terra (CORREIA, 2007).

Ainda, é importante destacar que o fluxo contínuo de partículas ionizadas, proveniente das explosões solares comprime o campo magnético, do lado mais próximo do Sol e alonga o lado oposto ao Sol, formando uma calda, como mostra a Figura 4. A magnetosfera situada no lado do Sol estende-se cerca de 57.000 km da superfície terrestre, ou aproximadamente dez raios da Terra. Do lado contrário ao Sol, a magnetosfera se estende por centenas de raios da Terra. Assim, a magnetosfera é uma região em que o campo magnético domina o movimento de plasma, constituído principalmente de prótons e elétrons (KIRCHHOFF, 1991), e está situada aproximadamente 200 quilômetros de altitude.

Figura 4 – Deformação do campo magnético após uma explosão solar.



Fonte: NASA (2015).

Também, destaca-se o fato de que, na magnetosfera, existem camadas ionizadas formando a ionosfera, nesta camada os elétrons se movem livremente, devido a baixa densidade dos gases existentes. Por este motivo, a ionosfera é uma condutora ideal de eletricidade, assim como de ondas de rádio e televisão. A mais importante característica da ionosfera em termos de rádio comunicação é sua habilidade de refletir ondas de rádio. Entretanto, apenas aquelas ondas em frequências abaixo de 3 MHz e comprimento de onda entre 10 e 100 metros são refletidas. Além disso, a ionosfera é dividida em três regiões, sendo a região D situada entre 50-90 km, a região E entre 90-120km, e a região F entre 120-150 km. Na parte superior, a magnetosfera está limitada pela magnetopausa, região na qual o campo geomagnético é nulo. Por fim, cabe destacar que as partículas ionizadas

são presas em regiões conhecidas como cinturões de Van Allen (AKASOFU; CHAPMAN, 1972).

2.2.2 Cinturões de Van Allen

O Explorer 1 foi o primeiro satélite lançado pelos Estados Unidos, enviado ao espaço em 31 de janeiro de 1958. No Explorer 1, havia um detector de raios cósmicos, projetado para medir a radiação na órbita da Terra. Uma vez no espaço, este satélite revelou uma contagem de raios cósmicos mais baixa do que o esperado. A teoria de Van Allen é de que o instrumento tenha saturado pelo fato da radiação ser extremamente forte na região onde as partículas carregadas se concentravam, formando cinturões de radiação. A existência destes cinturões de radiação foi confirmada por outro satélite dos EUA, que foi lançado dois meses mais tarde. Os cinturões ficaram conhecidos como os cinturões de Van Allen, em homenagem a seu teórico.

Quando os cinturões de Van Allen foram descobertos, os cientistas ficaram preocupados quanto às sérias ameaças que poderiam oferecer às viagens espaciais. Nos dias atuais, sabe-se que os astronautas que forem para o espaço com proteção adequada contra a radiação, podem passar por essas regiões.

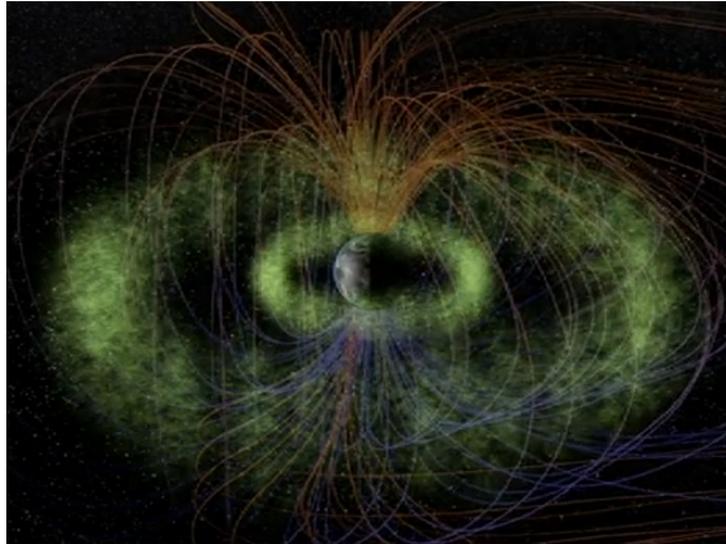
Os cinturões de Van Allen compõem a região da magnetosfera onde as partículas ionizadas provenientes de explosões solares ou de poeira cósmica se concentram. Basicamente, existem dois anéis, conforme mostra a Figura 5. O anel interno contém uma quantidade estável de prótons e elétrons. O anel externo é composto principalmente de elétrons que variam consideravelmente. Pelo fato dos elétrons poderem ser acelerados, há diversas comprovações de satélites que sofreram danos ao atravessar os cinturões. A região interna está a cerca de 3 km acima da superfície da Terra. Já a região externa está entre 15 e 20 km acima da superfície terrestre (CORREIA, 2007).

2.2.3 Índices Geomagnéticos

Os índices geomagnéticos fornecem informações sobre as atividades geomagnéticas e as perturbações no campo magnético associadas as variações ocorridas no sol. Os dados são obtidos através de magnetômetros, os quais medem o campo magnético terrestre. Os dados dos índices podem ser utilizados tanto para estudar o próprio fenômeno quanto para referência em estudos dos fenômenos associados (KUTSCHENKO, 2012).

Os índices mais estudados para determinar a intensidade e a duração das tempestades geomagnéticas são o *Auroral Electrojet* (AE), o *Disturbance Storm Time* (Dst) e o *Planetary Kennziffer* (Kp). Os dados são estimados pelo *WDC for Geomagnetism* da Universidade de Kyoto, no Japão.

Figura 5 – Cinturões de Van Allen.

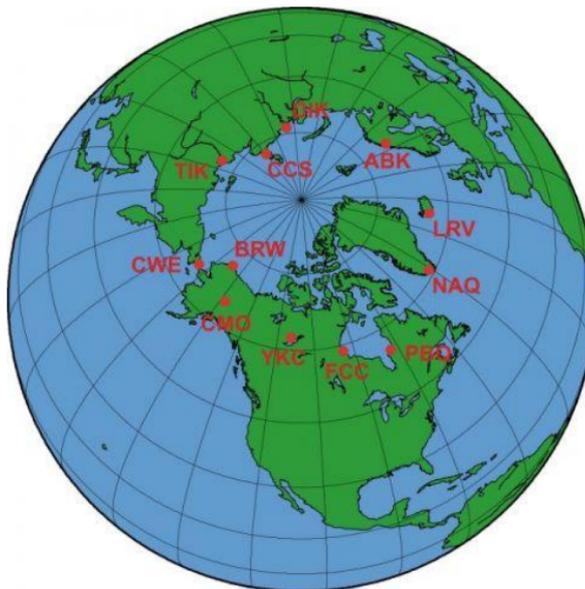


Fonte: NASA (2012).

2.2.3.1 Índice Eletrojato Auroral (AE)

O índice AE é designado para fornecer uma medida quantitativa da atividade magnética no Hemisfério Norte, onde as auroras aparecem. Reflete as correntes elétricas fluindo na ionosfera de alta latitude. Os dados são obtidos a partir de 12 estações (INGV, 2011a). Na Figura 6, é possível observar, em vermelho, onde as estações estão localizadas.

Figura 6 – Distribuição dos Observatórios AE.

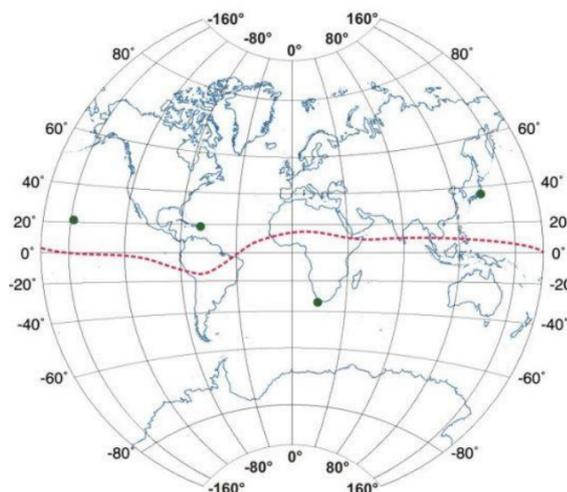


Fonte: INGV (2011a).

2.2.3.2 Índice Disturbance Storm Time (Dst)

O índice Dst mede a intensidade da tempestade solar por hora, a partir dos dados coletados nos quatro observatórios magnéticos, que estão localizados próximos à linha do Equador. A Figura 7 mostra a localização das estações, sendo estas representadas pelos pontos em verde (INGV, 2011b).

Figura 7 – Distribuição dos Observatórios Dst.



Fonte: INGV (2011b).

Através do Dst, a atividade magnética pode ser classificada em uma escala ordinária entre Tempestade Fraca e Tempestade Severa II, de acordo com a Tabela 1.

Tabela 1 – Classificação do índice Dst.

Índice Dst	
Tempestade Fraca	$-50 < \text{Dst} \leq -30 \text{ nT}$
Tempestade Moderada	$-100 < \text{Dst} \leq -50 \text{ nT}$
Tempestade Severa	$-150 < \text{Dst} \leq -100 \text{ nT}$
Tempestade Severa I	$-300 < \text{Dst} \leq -150 \text{ nT}$
Tempestade Severa II	$\text{Dst} < -300 \text{ nT}$

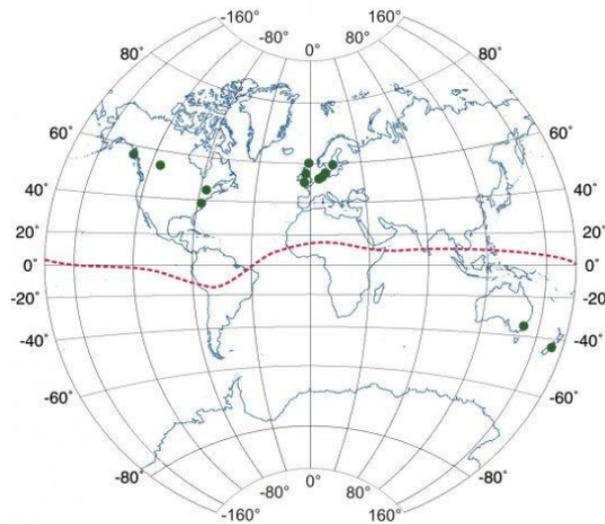
Fonte: INGV (2011b).

2.2.3.3 Índice Planetarische Kennziffer (Kp)

O índice Kp indica o grau de perturbação do campo geomagnético global. Esse índice é obtido por meio de treze observatórios distribuídos em torno da terra. Os pontos em verde da Figura 8 indicam a localização de cada uma das treze estações (INGV, 2011c).

Os valores de Kp são medidos a cada três horas e variam de 0 a 9, permitindo a classificação da perturbação geomagnética conforme mostra a Tabela 2.

Figura 8 – Distribuição dos Observatórios Kp.



Fonte: INGV (2011c).

Tabela 2 – Classificação do índice Kp.

Índice Kp	
Extremo	$8 < Kp \leq 9$
Severo	$7 < Kp \leq 8$
Forte	$6 < Kp \leq 7$
Moderada	$5 < Kp \leq 6$
Fraca	$Kp < 5$

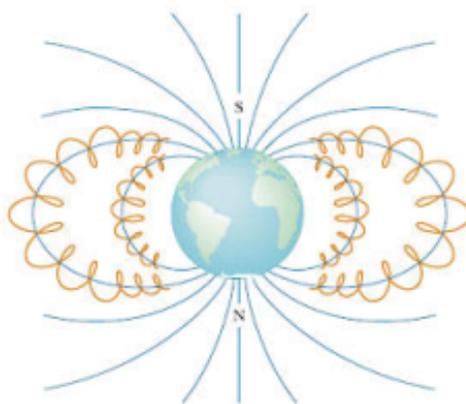
Fonte: INGV (2011c).

2.3 Correntes Geomagneticamente Induzidas

Sabe-se que o campo magnético da terra não forma um escudo perfeito contra as partículas ionizadas proveniente de perturbações geomagnéticas. Algumas dessas partículas são aprisionadas na magnetosfera terrestre e possuem a tendência de seguir uma trajetória espiral ao longo das linhas de campo, em direção aos polos magnéticos, como ilustrado na Figura 9 (JEWETT; SERWAY, 2008). Esse movimento em torno das linhas do campo magnético terrestre permite a migração das partículas ionizadas para outras linhas de campo no sentido longitudinal, induzindo correntes elétricas espelhadas na superfície terrestre, as quais são conhecidas como correntes geomagneticamente induzidas (GICs, do inglês: *Geomagnetically Induced Currents*). Como já mencionado, as perturbações geomagnéticas mais comuns são provocadas por explosões solares, cujas massas coronais deformam o campo magnético terrestre ao atingí-lo e promovem as correntes em altas latitudes que induzem as GICs.

As GICs se propagam no sentido leste/oeste e vice versa, dependendo da hora do dia. Essas correntes circulam nos caminhos metálicos paralelos como as linhas férreas, os sistemas

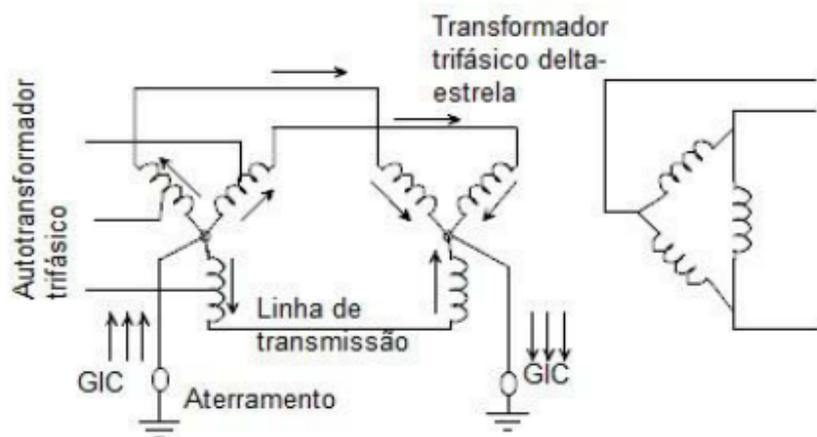
Figura 9 – Trajetória das partículas eletricamente carregadas ao longo das linhas de campo.



Fonte: JEWETT e SERWAY (2008).

de comunicação, as tubulações e as linhas de transmissão de energia elétrica, nas quais as GICs penetram através dos aterramentos dos equipamentos a elas conectados. Assim, o circuito para passagem dessas correntes encerra-se no solo através de um aterramento a jusante. O esquema pode ser visto na Figura 10.

Figura 10 – GIC no sistema elétrico de potência.



Fonte: LAGOAS (2014).

As principais consequências das GICs sobre os SEPs, no que diz respeito a continuidade do fornecimento de energia, são o aquecimento de componentes e os desligamentos indevidos decorrentes de sobrecargas detectadas pelos dispositivos de proteção. Embora a intensidade da GIC varie, ela pode ser classificada como uma corrente quase contínua, uma vez que essas variações ocorrem em frequências bem abaixo de 1 Hz. Além disso, ressalta-se que, linhas longas, horizontais e situadas sobre rochas ígneas, estão mais sujeitas a ocorrência deste fenômeno.

As correntes geomagneticamente induzidas são comumente estudadas no hemisfério Norte, onde já se comprovaram diversos blecautes devido a este fenômeno. Países como Canadá e Estados Unidos, bem os países escandinavos, gastam bilhões de dólares em monitoração e prevenção dos possíveis problemas causados por este fenômeno geomagnético. Órgãos importantes e conceituados, como o NOAA e a NASA, emitem boletins periódicos de riscos geomagnéticos para o setor elétrico e de comunicações. Entretanto, as GICs são de difícil previsão e detecção (PINTO et al., 2008).

As tempestades geomagnéticas causam variações de campo magnético de 1000 a 2000 nT em latitudes aurorais. Já em latitudes equatoriais este valor é muito menor, variando em torno de 200 a 300 nT (MUSTAFA et al., 2013). Embora menos intensas nas latitudes equatoriais, as tempestades geomagnéticas influenciam na superfície terrestre em decorrência da Anomalia Geomagnética do Atlântico Sul. Por isso, especula-se que as GICs sejam a causa para diversos desligamentos indevidos e sem explicação aparente, ocorridos no Brasil.

2.3.1 Anomalia Geomagnética do Atlântico Sul

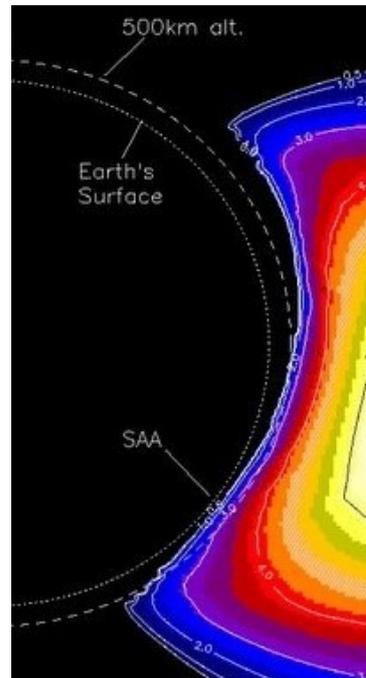
O setor elétrico associa a latitude geográfica do nosso planeta com a vulnerabilidade que o mesmo possui quando se trata de atividades solares. Esta ideia se baseia no mapeamento do campo magnético terrestre, que possui como principal função proteger a terra contra os jatos de plasmas carregados que o atingem, sendo estes provenientes ou não do sol. No entanto, sabe-se que esta proteção não é completa e uniforme, o campo magnético é mais fraco nas regiões próximas ao Equador e mais forte a medida que se aproxima dos polos. Assim, tinha-se a ideia de que países tropicais ou equatoriais, como o Brasil, seriam menos sensíveis aos fenômenos magnéticos. Este raciocínio estaria correto se não fosse a existência da Anomalia Geomagnética do Atlântico Sul, designada pelas siglas AGAS ou SAA (do inglês: *South Atlantic Anomaly*) (PINTO et al., 2008).

Há mais de 170 anos, dados obtidos por uma rede de observatórios magnéticos possibilitaram a elaboração de cartas e modelos cada vez mais precisos do campo geomagnético terrestre e suas variações. No início do século XX comprovou-se, através de mapas magnéticos, a existência da anomalia (CHAPMAN S. E BARTELS, 1940).

A região da AGAS é onde os cinturões de radiação ao redor do planeta estão mais próximos da superfície, havendo um enfraquecimento do campo magnético, facilitando a entrada das partículas ionizadas (HEIRTZLER, 2002). Este fenômeno pode ser melhor observado na Figura 11.

Alguns autores relacionam a AGAS com o fato do centro do campo magnético estar deslocado aproximadamente 450 km do centro geográfico. Atualmente, esta anomalia apresenta uma forma alongada, como mostra a Figura 12, abrangendo a região situada

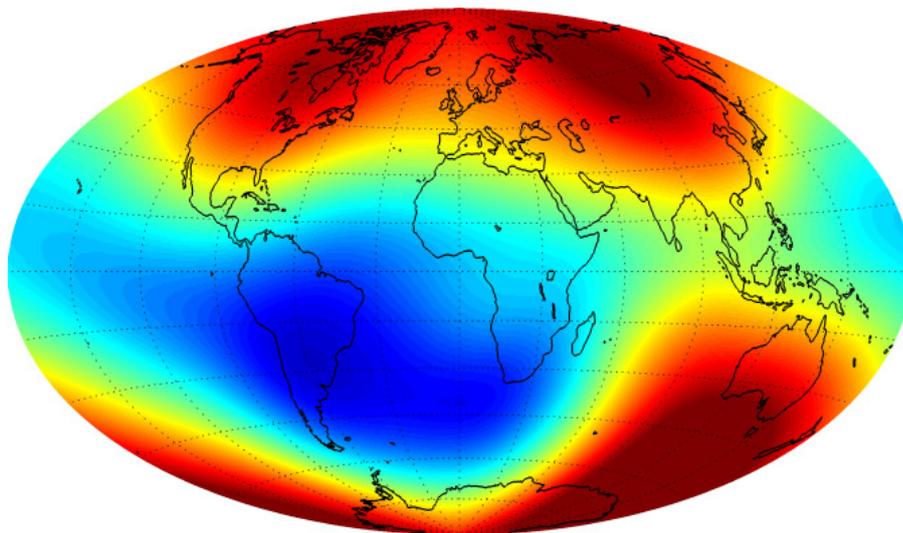
Figura 11 – Corte detalhado da Anomalia Geomagnética do Atlântico Sul.



Fonte: NASA (2014).

entre -90° a $+40^\circ$ de longitude e -50° até a linha do Equador. Parte da América do Sul, incluindo o Brasil, encontram-se sob influência da Anomalia.

Figura 12 – Zona da Anomalia Magnética do Atlântico Sul.



Fonte: NASA (2014).

A maioria dos satélites são programados para desviar da região da AGAS, pelo fato de que, nessa região, os mesmos estariam sujeitos à absorção de radiação vinda do espaço, que se intensificam quando ocorrem explosões solares. Como já mencionado anteriormente, o campo magnético da terra protege o planeta de partículas carregadas vindas do espaço,

desviando-as através das linhas de campo. Devido a baixa intensidade de campo magnético na área do AGAS, esta região possui menor resistência ao fluxo de partículas. Desta forma, a região apresenta inúmeros fenômenos produzidos pela interação do fluxo de partículas com as linhas de campo, podendo causar problemas em equipamentos de satélites que orbitam a Terra e induzir GICs na superfície terrestre (HARTMANN, 2005).

2.3.2 Correntes Geomagneticamente Induzidas no Brasil

Ao contrário do que se imagina, as GICs não ocorrem apenas em países localizados em altas altitudes. Na América do Sul, o Brasil é um dos alvos preferenciais dos eventos geomagnéticos, e muitas das falhas sem explicação ocorridas em nosso sistema elétrico podem ter sido causadas por estes fenômenos (PINTO et al., 2008).

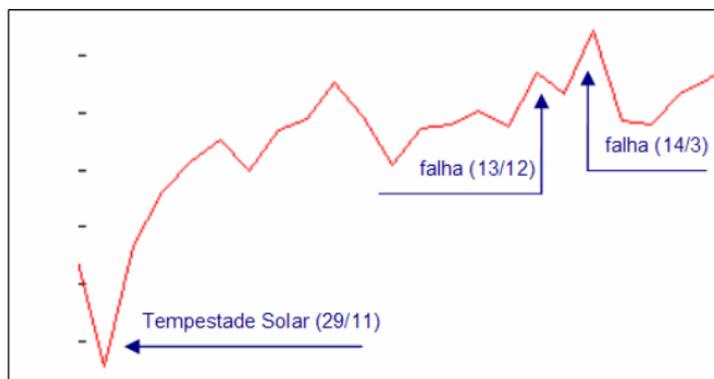
Entre os dias 12 e 14 de dezembro de 2000, várias subestações importantes do Brasil sofreram falhas, entre elas: São José (Furnas), Adrianópolis (Furnas), Magé (CERJ), subestação Frei Caneca (Rio de Janeiro), Ivaiporã (Paraná), Cabreúva (São Paulo), causando blecautes e diversos tipos de transtornos. Não só subestações, mas também usinas importantes em vários pontos do país, do Norte ao Sul, incluindo a usina nuclear de Angra dos Reis, sofreram falhas e equipamentos não funcionaram corretamente. É interessante ressaltar que em grande parte destes locais não havia qualquer indício de descarga atmosférica devido à chuvas. Nenhuma causa comum que pudesse justificar todas essas falhas simultâneas foram encontradas. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) multou as empresas Light e Furnas, que recorreram e provaram que os equipamentos passaram pelos procedimentos corretos de manutenção e não houve nenhum erro técnico que pudesse causar tais perturbações. Concluiu-se então, que não houve uma causa aparente, na época, que pudesse explicar o motivo das falhas (PINTO et al., 2008).

Segundo Pinto et al. (2008), tais perturbações estão relacionadas com as GICs, pois há uma variação do campo magnético no período das falhas, vistos com mais detalhes na Figura 13. Este é o sinal mais significativo da possibilidade de problemas, já que a GIC é consequência da variação do fluxo, e não exatamente de seu valor nominal.

As estrelas em branco da Figura 14 representam os locais onde ocorreram as falhas. Na Figura 14, é possível notar que existe uma coerência com as características do fenômeno, pois são linhas longas, na direção horizontal, sobre rochas ígneas, o que fortalece a teoria de que as falhas estão relacionadas com as GICs.

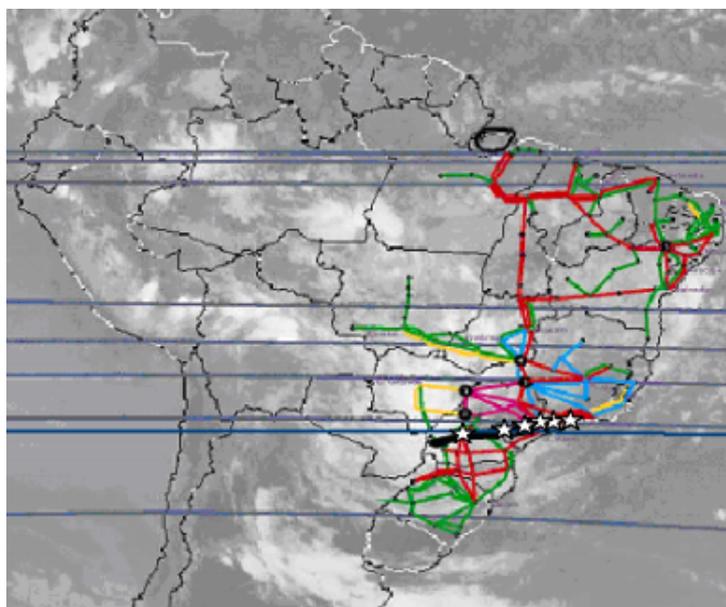
Nesse contexto, ressalta-se que quase todo o Brasil se encontra na área da AGAS, incluindo o estado do Rio Grande do Sul, onde acredita-se que atuações frequentes e sem causa aparente da proteção da LT ALE SE - SMA1 podem estar relacionadas à ocorrência de GICs. As proteções primárias e secundárias de sobrecorrente direcional de neutro (67N) e relés de distância (21) funcionam perfeitamente para os principais tipos

Figura 13 – Campo magnético de Vassouras (RJ) nos dias em que ocorreram falhas no SEP.



Fonte: Pinto et al. (2008)

Figura 14 – Locais onde ocorreram a subestações e usinas sofreram falhas.



Fonte: Pinto et al (2008).

de falhas. No entanto, há um número significativo de interrupções forçadas, causadas por falhas monofásicas. Assim, várias ações foram realizadas pelos funcionários da CEEE-GT ao longo dos últimos anos para resolver esse problema. Infelizmente, nenhuma ação causou uma redução significativa no número de interrupções.

Ressalta-se que foi observado a existência de duas razões para o acionamento destas proteções. Segundo Mustafa et al. (2013), a primeira causa leva em consideração a falta de manutenção destes equipamentos por parte das concessionárias envolvidas (Eletrosul e CEEE-GT). A segunda, considera os possíveis eventos de natureza geomagnética de duração relevante, eventualmente, extremos ou incomuns.

2.3.3 Consequências da GIC

Um dos efeitos mais graves gerados pela presença de GICs é a excitação CC nos transformadores. O mesmo possui um circuito magnético que pode ser rompido pela GIC, que possui uma característica de corrente quase contínua. O campo é produzido pelo pulso eletromagnético, que desloca o ponto de operação do circuito magnético, ocorrendo a saturação do núcleo. Isto pode levar à produção de correntes harmônicas, distorcendo tensões e provocando a atuação dos relés de proteção. A saturação pode ainda provocar o aquecimento localizado do núcleo e dos enrolamentos, danificando os isolamentos. O calor localizado pode produzir incêndios ou explosões espontâneas, assim como perfurações ou degradações no isolamento (GIRGIS; VEDANTE, 2012).

Em março de 1989, uma grande tempestade magnética causou perturbações elétricas em transformadores, provocando um blecaute na província de Quebec, no Canadá, e no estado de Nova Jersey, nos Estados Unidos. O prejuízo foi estimado em centenas de milhões de dólares. A Figura 15 mostra como ficou o núcleo do transformador da Public Service Electric and Gas (PSEG), localizado na Salem Nuclear Generating Station em New Jersey, queimado pelas GICs, após a tempestade magnética de 1989 (GIRGIS; VEDANTE, 2012).

Figura 15 – Transformador com núcleo saturado.



Fonte: Girgis e Vedante (2012).

Uma vez que a GIC pode causar saturação do núcleo dos transformadores, é importante ressaltar que, quando o mesmo opera em tal situação, consome reativos e causando quedas de tensão, podendo causar um colapso no sistema. Além disso, bancos de capacitores podem sofrer com sobrecarga, por serem suscetíveis a elevado conteúdo harmônico.

Nos geradores, as GICs podem provocar problemas como variações anormais das potências ativa e reativa geradas, desbalanceamento de correntes nas fases e distorções harmônicas nas tensões resultantes dos transformadores, acarretando em sobreaquecimento.

Isso pode ocorrer porque, para o controle da corrente CC, os reguladores automáticos de tensão necessitam de sinais de tensão expressivos, podendo ocorrer diversas falhas no controle caso um sinal distorcido seja enviado para o regulador.

Ainda, o nível de tensão fundamental das linhas de transmissão é afetado quando há introdução de harmônicas devido às GICs, isto eleva a variação dos limites que a linha suporta, causando a atuação dos dispositivos de proteção ou dano direto aos equipamentos conectados. Quando as linhas de transmissão estão em dutos subterrâneos, o maior perigo está no potencial elétrico induzido entre a tubulação e o solo, onde a GIC afeta, principalmente, a vida útil do material.

Por fim, sabe-se que o risco de falhas são maiores em sistemas interligados. Transformadores com o núcleo saturado podem injetar harmônicos no sistema e consumir um número extremamente alto de reativos. Com isso, podem elevar a sobrecarga dos bancos de capacitores, forçando assim o desligamento de sistemas interligados, comprometendo a confiabilidade e a proteção do sistema.

2.4 Proteção do Sistema Elétrico de Potência

Frequentemente, ocorrem falhas nos componentes do sistema elétrico de potência, resultando na interrupção do fornecimento da energia elétrica no sistema em que os consumidores estão conectados. Conseqüentemente, tem-se a redução da qualidade de energia e da confiabilidade do serviço prestado.

O curto-circuito é o evento mais comum e que mais afeta qualquer SEP. Nada mais é do que o contato acidental ou proposital entre condutores sob potenciais diferentes, ou o contato entre apenas um condutor e o solo. Essa falta produz correntes elevadas, que circulam em todos os elementos energizados do SEP. Tais eventos ocorrem de maneira aleatória nos sistemas de potência e suas conseqüências podem prejudicar severamente o sistema, provocando danos irreversíveis a seus componentes e às instalações das unidades consumidoras, caso não sejam eliminados pelos dispositivos de proteção (SANTOS, 2015). Além deste, outros fenômenos que podem ocorrer nos sistemas elétricos são: a sobrecarga, sub e sobretensão, descargas atmosféricas, interferências geomagnéticas e manobras.

Em geral, a filosofia de proteção consiste em dividir o sistema elétrico em setores supervisionados por relés, disjuntores, transformadores de corrente (TC) e transformadores de potencial (TP), de modo a minimizar o número de componentes desligados por uma condição de falta.

As proteções mais usuais são:

- Proteção de Geradores;

- Proteção de Transformadores;
- Proteção de Barramento;
- Proteção de Linha.

2.4.1 Transformador de Corrente

O Transformador de Corrente (TC) exerce uma função fundamental nos esquemas de proteção, sendo o dispositivo responsável por fornecer os sinais de corrente da rede para os relés a ele conectados. O TC tem como finalidade as seguintes funções:

- Isolar o circuito de alta tensão tanto para proteção pessoal quanto para os equipamentos a ele conectados;
- Fornecer em seu secundário uma forma de onda de corrente proporcional a do primário, tanto em módulo quanto em fase;
- Reduzir os níveis de corrente do SEP para uma faixa padronizada de valores que seja suficientemente baixa para suprir com segurança os dispositivos de medição e proteção.

O enrolamento primário do TC deve ser conectado em série com o circuito, e as cargas devem ser conectadas em série com o terminal secundário. A Relação de Transformação de um TC (RTC) pode ser expressa pela razão entre as espiras dos enrolamentos secundário e primário (SANTOS, 2015).

Os TCs transformam, através do fenômeno de conversão eletromagnética, correntes elevadas, que circulam no seu primário, em pequenas correntes secundárias, segundo uma relação de transformação. Este dispositivo, para fins de proteção, fornece em seu secundário uma corrente nominal de 5 A, tendo como finalidade padronizar dos equipamentos de proteção (Padrões ANSI e ABNT).

O fator de sobrecorrente (F.S.), também chamado fator de sobrecorrente do TC, é o fator que multiplica a corrente nominal do primário do TC para se obter a máxima corrente no seu circuito primário até o limite de sua classe de exatidão. O F.S. é definido como a relação entre a máxima corrente de curto-circuito eficaz simétrica que pode passar pelo primário, para que o erro de sua classe seja mantido (SANTOS, 2015). O F.S. é dado pela Equação (2.1).

$$F.S. = \frac{I_{pmáxcc}}{I_{pnom}} \quad (2.1)$$

Onde:

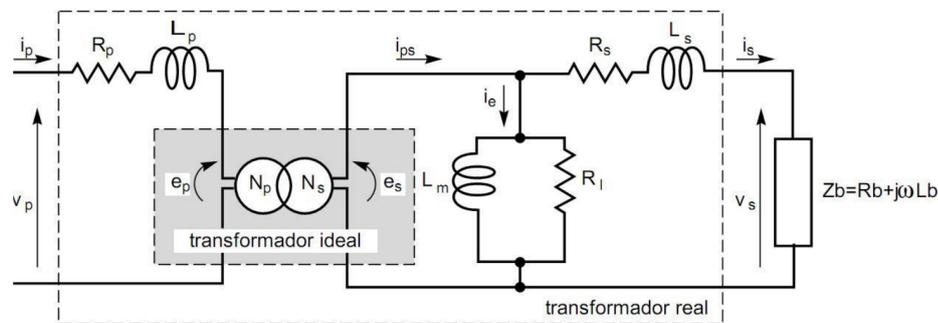
$I_{p_{máxcc}}$ - máxima corrente de curto-circuito eficaz que pode passar pelo primário;

$I_{p_{nom}}$ - corrente primária nominal.

2.4.1.1 Circuito Equivalente do Transformador de Corrente

Quando as características do TC são estudadas, tanto as condições de transitório quanto de regime permanente devem ser levadas em consideração, pois a ocorrência de transitórios nos sistemas de potência tem influência na resposta dos TCs (SCHETTINO, 2012). O circuito equivalente de um transformador de dois enrolamentos é comumente estabelecido conforme a Figura 16.

Figura 16 – Circuito equivalente do TC.



Fonte: Schettino (2012)

Onde:

R_P - resistência do enrolamento primário;

L_P - indutância do enrolamento secundário;

R_S - resistência do enrolamento secundário;

L_S - indutância da carga do secundário;

R_d - resistência da carga do secundário;

L_d - indutância da carga do secundário;

I_e - corrente de excitação;

R_I - resistência do núcleo equivalente a perdas por correntes de Foucault e Histerese;

L_m - indutância de magnetização do núcleo;

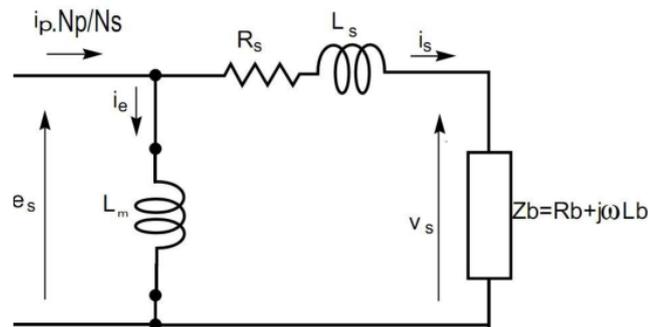
V_P - tensão nos terminais do enrolamento primário;

V_S - tensão nos terminais do enrolamento secundário;

e_s - força eletromotriz (f.e.m.) induzida no enrolamento secundário.

O circuito equivalente do TC pode ser reduzido, levando em conta que são desprezadas as perdas no ferro por corrente de Foucault e Histerese, bem como a impedância do enrolamento primário (em função do seu número reduzido de espiras), uma vez que não afetam substancialmente o seu desempenho. Aplicando ainda a relação de transformação de correntes do transformador ideal, pode-se simplificar o circuito equivalente obtendo o ilustrado na Figura 17 (SCHETTINO, 2012).

Figura 17 – Circuito equivalente do TC.



Fonte: Schettino (2012)

A corrente do primário referida ao secundário (I_{ps}) é dada pela Equação 2.2.

$$I_{ps} = I_p \cdot \frac{N_p}{N_s} \quad (2.2)$$

Onde:

I_p - Corrente primária;

N_p - Número de espiras do enrolamento primário;

N_s - Número de espiras do enrolamento secundário.

O erro causado por I_e é desprezível quando o TC opera em condições normais. Contudo, quando ocorre um curto-circuito, o TC pode entrar na região não-linear da curva de excitação do núcleo, podendo causar erros consideráveis na forma de onda da corrente que flui no secundário do TC. Os erros máximos admitidos para TCs de proteção são usualmente de 10%, podendo também ser de 2,5% para a proteção diferencial de equipamentos de grande porte (IEEE Std C37.110, 2007).

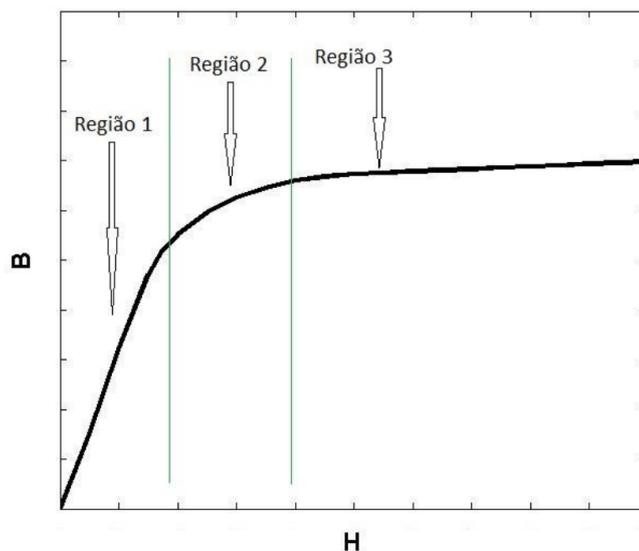
2.4.1.2 Curva de Magnetização do Núcleo do TC e Histerese

Define-se corrente de magnetização como a corrente que circula no enrolamento primário do TC, como consequência do fluxo magnetizante do núcleo. O núcleo do TC é composto por um material ferromagnético, pode-se dizer que neste tipo de material, a

indução magnética (B) é proporcional à intensidade do campo magnético atuante (H), até que a maior parte dos dipolos magnéticos fique alinhada. Após isso, B e H passam a ter uma relação não linear, ocorrendo a saturação do TC.

A curva de magnetização para um material ferromagnético pode ser dividida em três regiões, como mostra a Figura 18.

Figura 18 – Curva $B \times H$ de materiais ferromagnéticos.



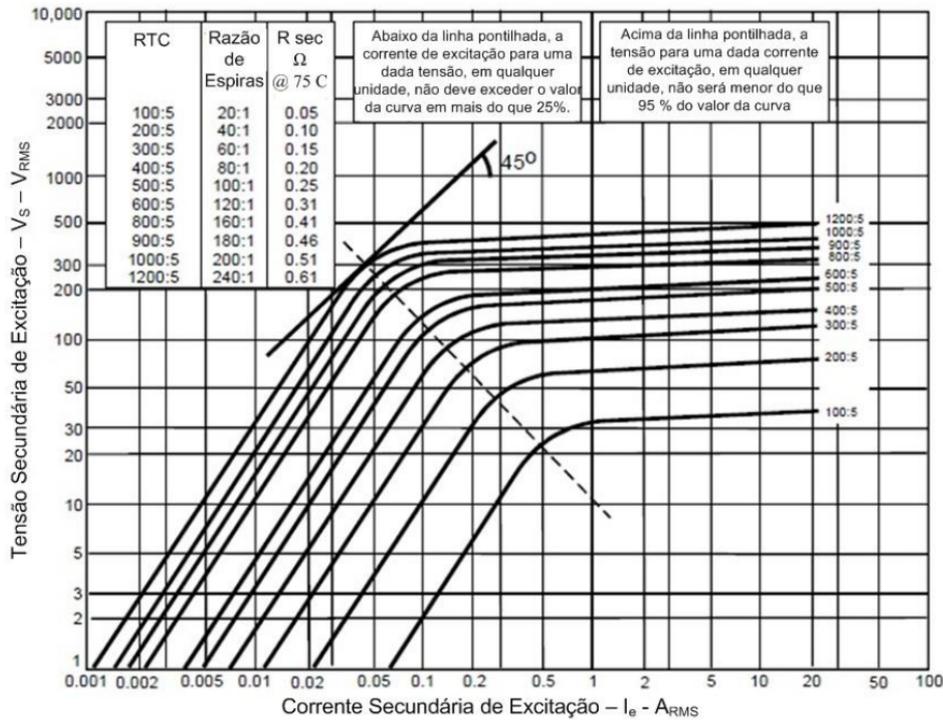
Fonte: Schettino (2012).

Na primeira região, há uma linearidade entre as duas grandezas, considera-se que o TC opera na região linear da característica de excitação e os erros da transformação são desprezíveis. Já na segunda região destacada, denominada região de joelho da curva $B \times H$, há uma não linearidade associada às grandezas, sendo a região de máxima permeabilidade magnética do núcleo do transformador (IEEE Std C37.110, 2007). Por fim, na terceira região, o TC opera na região de saturação do núcleo, o que eleva a taxa de erro e provoca distorções na forma de onda da corrente no terminal secundário.

É importante ressaltar que quando se trata de transformadores, é usual representar as relações eletromagnéticas no interior de seu núcleo através das grandezas elétricas correspondentes, que são obtidas a partir de testes de campo e por cálculos durante o processo de fabricação. Para campos variantes no tempo em regime permanente, a tensão no terminal secundário do TC, V_s , é proporcional ao fluxo magnético. Já a corrente de excitação, I_e , é proporcional à intensidade do campo magnético. Desta forma, a curva que relaciona a tensão no secundário com corrente de excitação, em escala logarítmica, é denominada curva de excitação do TC, a qual apresenta características similares à curva $B \times H$. A Figura 19 mostra um conjunto de curvas para um TC da classe C400.

A curva de excitação dos TCs é fornecida pelos fabricantes e permite calcular,

Figura 19 – Curvas de excitação para TCs classe C com várias relações de transformação.



Fonte: IEEE Std C37.110 (2007).

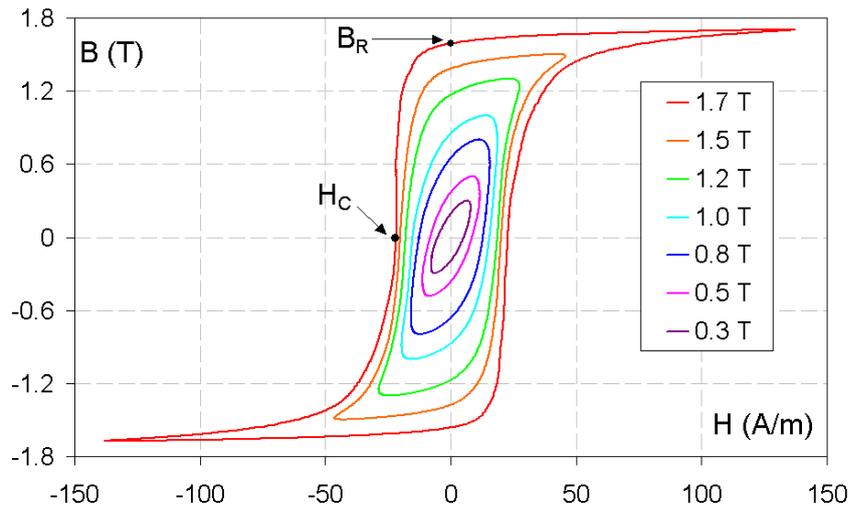
entre outros parâmetros, a tensão induzida no seu secundário e a corrente magnetizante correspondente.

Embora a curva de saturação tenha um valor do ponto de joelho bem definido, ela não tem um ponto discernível de saturação (ZOCHOLL, 2004). O IEEE Std C57.13-1993 (1993) diz que, para TCs com núcleos sem entreferro, o joelho da curva de excitação é definido como o ponto em que a tangente da curva forma uma ângulo de 45° com a abscissa. Para núcleos com entreferro, esse ângulo deve ser de 30°. Ainda, a norma europeia, define o ponto de joelho como o ponto da curva de excitação em que um incremento de 10% na tensão de excitação provoca um aumento de 50% na corrente de excitação.

Outra propriedade bastante estudada dos materiais ferromagnéticos é a histerese eletromagnética. Uma vez que ela ocorre pelo fato dos dipolos magnéticos não retomarem instantaneamente sua orientação aleatória. Isto significa que poderá haver uma densidade de fluxo magnético residual no núcleo do TC mesmo após a corrente do primário ter se tornada nula. Na Figura 20 é possível visualizar uma família de curvas de histerese medidas com uma densidade de fluxo senoidal modulada, com frequência de 50 Hz e campo magnético variável de 0,3 T a 1,7 T. Onde B_R é remanescência e H_C Coercividade.

A histerese representa as irreversibilidades do processo de magnetização e desmagnetização do material. A área interna da curva é proporcional à energia dissipada na forma de calor e depende da composição do material magnético. Para transformadores, quanto

Figura 20 – Família de curvas de histerese.



menor a área interna da curva de histerese melhor, pois núcleos de transformadores exigem a menor perda possível de energia. Um núcleo ideal para transformador teria histerese nula e a curva $B \times H$ seria uma simples reta. Uma curva mais larga é apropriada para ímãs permanentes devido à elevada magnetização residual, significando que ele não pode ser facilmente desmagnetizado.

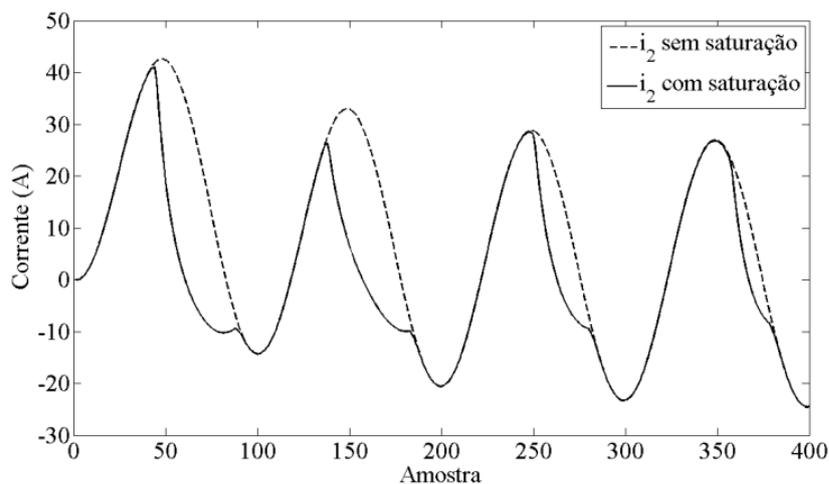
Sendo assim, é importante ressaltar que o fluxo remanescente no núcleo dos TCs pode influenciar seu funcionamento em regime transitório, quando há um processo de energização do primário logo após o desligamento do circuito. A presença de fluxo remanescente pode levar à saturação precoce do núcleo, induzindo o TC a erros, que serão discutidos adiante.

2.4.1.3 Saturação de TCs

Como mencionado anteriormente, o erro causado pela corrente de excitação, em condições normais de operação, é muito pequeno, pois a impedância do ramo de magnetização é grande. Entretanto, quando ocorre a saturação magnética do núcleo, a indutância de magnetização cai de forma acentuada, deixando de ser observada a relação de linearidade entre a tensão no secundário e a corrente de magnetização. A redução da indutância se deve à diminuição da disponibilidade dos domínios magnéticos do núcleo, sendo estes limitados pela relação entre o fluxo magnético máximo e a seção do núcleo. Como consequência, a corrente de magnetização cresce abruptamente, causando distorção na forma de onda do sinal recebido pela carga do TC, introduzindo erros em seu valor eficaz e em sua forma de onda, mesmo para o primário operando em regime permanente senoidal (SANTOS, 2015). A Figura 21 ilustra as formas de onda de um sinal de corrente ideal e de um sinal distorcido pela saturação.

É importante destacar que um TC saturado pode provocar a atuação indevida dos

Figura 21 – Formas de onda da corrente secundária para um TC saturado e não-saturado.



Fonte: Santos (2015).

relés de proteção a ele conectado, provocando atrasos de operação, ou, até mesmo, a não operação desses dispositivos, em função da redução do valor de corrente eficaz entregue a carga no secundário do TC.

2.4.2 Relés

O Sistema Elétrico de Potência é protegido por esquemas de proteção que são basicamente comandados por relés. A IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*) define o relé como “um dispositivo elétrico projetado para responder a condições de entrada prescritas e que, após a ocorrência de condições específicas, causa operações de contato elétrico ou mudança abrupta nos circuitos elétricos associados” (IEEE Std C37.90, 2005). Atualmente é possível encontrar relés aplicados em diferentes setores da indústria, transporte e comércio, porém neste trabalho o relé será abordado como um dispositivo de proteção do SEP.

Os relés têm como função detectar os defeitos nas linhas ou equipamentos, ou outras condições atípicas que podem vir a ocorrer no sistema de potência, promovendo o disparo de alarmes e sinalizações. Também, é função dos relés promover a abertura de disjuntores de modo a isolar o defeito, mantendo o restante do sistema em condições normais de operação. Dessa maneira, os relés são de suma importância para o sistema proteção do SEP. Quando ocorre uma falta, elevando a corrente do sistema, o relé se sensibiliza e envia um sinal para abertura do disjuntor. Com a abertura do disjuntor, o trecho defeituoso é desconectado do SEP e seu restante segue operando normalmente.

Existem vários tipos de relés, em relação ao princípio de funcionamento, sendo estes divididos em eletromecânicos, eletrônicos ou estáticos, digitais e digitais numéricos (SANTOS, 2016).

Segundo Santos (2016), o bom desempenho da proteção minimiza:

- Os danos nos equipamentos causados pelo defeito, reduzindo o custo da reparação dos estragos;
- A probabilidade do defeito se propagar e atingir outros equipamentos;
- O tempo no qual o equipamento fica indisponível;
- A perda de produção;
- A área desligada, que fica restrita ao trecho defeituoso, minimizando o público sem energia.

Os principais relés estão descritos na Tabela 3.

Tabela 3 – Principais tipos de relés.

Tipos de Relés	
21	Relé de Distância
27	Relé de Subtensão
59	Relé de Sobretensão
51	Relé de Sobrecorrente Temporizado
50	Relé de Sobrecorrente Instantâneo
67	Relé Direcional
87	Relé Diferencial

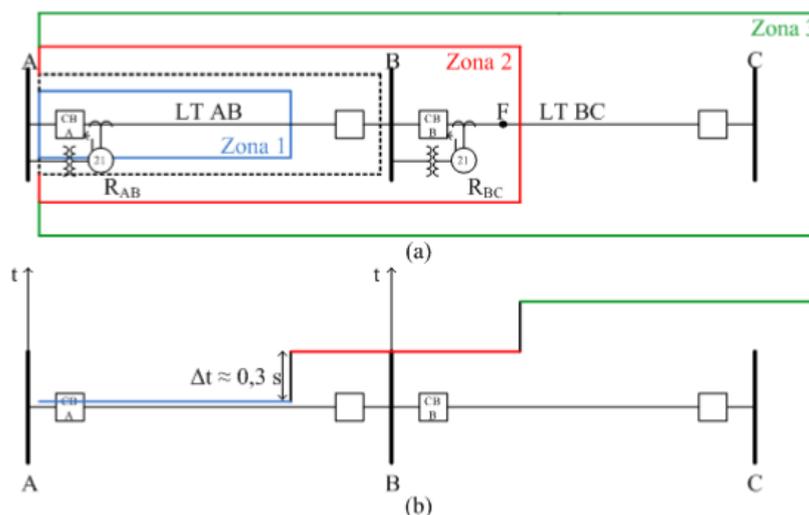
Durante a elaboração de um sistema de proteção é possível utilizar um ou mais tipos de relés simultaneamente. A definição de qual relé, ou conjunto de relés que serão utilizados, dependerá diretamente das características do sistema e dos recursos disponíveis (SILVA, 2012). Uma vez que o foco deste trabalho é o relé de distância tipo Mho, o mesmo será detalhado a seguir.

2.4.2.1 Relé de Distância

Relés de distância são normalmente usados para proteção de linhas de transmissão. Esses dispositivos respondem às grandezas de entrada em função da impedância entre o ponto de instalação do relé de proteção e o ponto de localização da falta no circuito elétrico. Sob certas condições, é desejável que o relé responda a outro parâmetro como a admitância ou a reatância até o local da falta (HOROWITZ; PHADKE, 2008).

A Figura 22 (a) mostra as zonas de proteção do relé R_{AB} para uma linha de transmissão. A região pontilhada representa a zona desejada a ser protegida. Geralmente, a zona 1 é ajustada entre 80% e 90% do comprimento da linha AB e deve operar instantaneamente. Porém, esta zona de atuação não protege o trecho por completo. O restante da linha que

Figura 22 – Proteção de distância. (a) Zonas de proteção do relé R_{AB} . (b) Coordenação entre as zonas de proteção do relé R_{AB} .

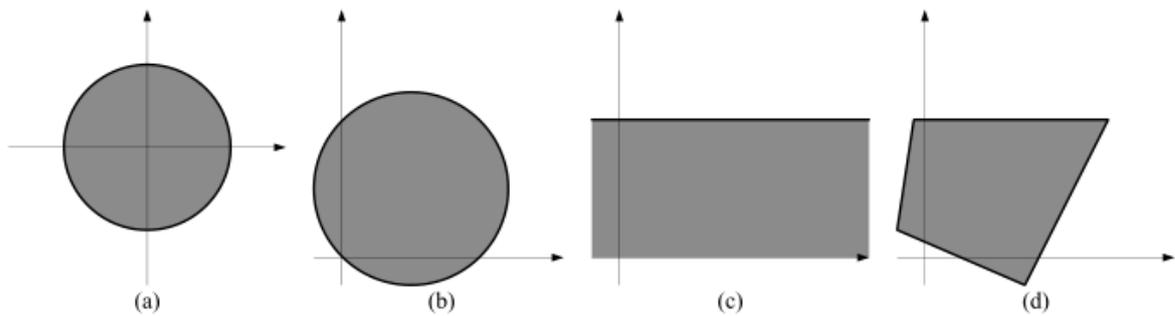


Fonte: Santos (2016).

não é protegida pela zona 1, é coberta pela zona 2, a qual possui um alcance geralmente ajustado em 120% a 150% do comprimento da linha AB. A zona 2 do relé R_{AB} não pode alcançar além da zona 1 do relé R_{BC} e deve possuir um atraso de operação de 0,3 segundos em relação a zona 1 do relé R_{AB} para garantir a coordenação entre elas. Esse conceito de coordenação por distância e tempo leva a um conjunto de zonas de proteção ilustradas na Figura 22 (b). Nota-se que a segunda zona do relé de distância oferece proteção de retaguarda para a linha vizinha. Entretanto, para prover uma proteção de retaguarda que cubra todo o trecho BC, é necessária uma terceira zona de proteção para o relé no terminal A. Essa terceira zona de proteção, geralmente, é ajustada para alcançar 120% a 180% do trecho seguinte da linha (BC) e deve possuir um atraso de operação de 1 segundo, para relés eletromecânicos e 0,6 s para relés digitais (HOROWITZ; PHADKE, 2008).

Os relés de distância são classificados de acordo com a forma de sua característica de operação no diagrama R-X. A representação de uma falta franca é dada por meio de um ponto no plano complexo, coincidente com a representação fasorial da linha a ser protegida. É preciso delimitar uma região no plano R-X que englobe a linha de transmissão, levando em consideração os erros do processo que envolve o cálculo de impedância aparente. Nos relés eletromecânicos, a forma da região de operação tende a ser circular porque a equação do conjugado produz um limite dessa forma. O tipo dessa região é o que determina a característica de operação do relé. Os quatro tipos mais comuns de relés de distância têm suas formas características mostradas na Figura 23. São eles: o relé de impedância, relé de admitância ou Mho, relé de reatância e relé quadrilateral (HOROWITZ; PHADKE, 2008), os quais são descritos nas subseções a seguir.

Figura 23 – Tipos mais comuns de relés de distância. (a) Relé de impedância. (b) Relé de admitância ou mho. (c) Relé de reatância. (d) Relé quadrilateral.

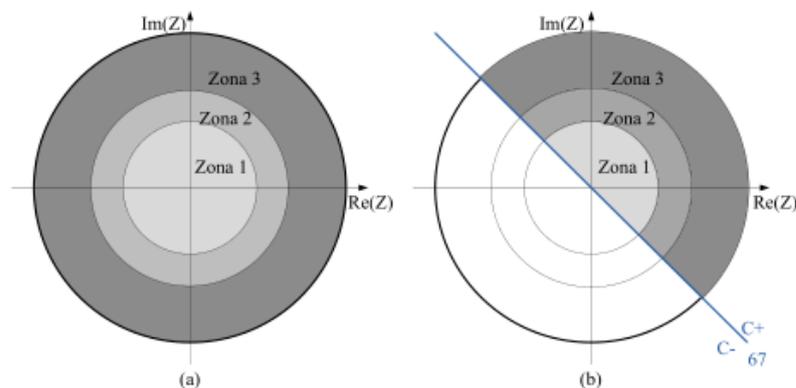


Fonte: Santos (2015).

2.4.2.1.1 Relé de Impedância

Sua zona de proteção tem formato de um círculo centrado na origem do plano R-X, com raio igual à impedância de ajuste. Assim, o limiar de operação é definido pelas impedâncias posicionadas sobre a circunferência. Para faltas interiores a esse círculo, o relé atuará, caso contrário, não haverá atuação. A característica direcional não é inerente a esse tipo de relé, sendo necessário utilizar uma unidade direcional (67) para restringir a região de conjugado positivo a um semicíclo. A Figura 24 mostra as zonas de atuação do relé de impedância com e sem a unidade direcional 67.

Figura 24 – Zonas de atuação do relé de impedância. (a) Sem unidade direcional. (b) Com unidade direcional.



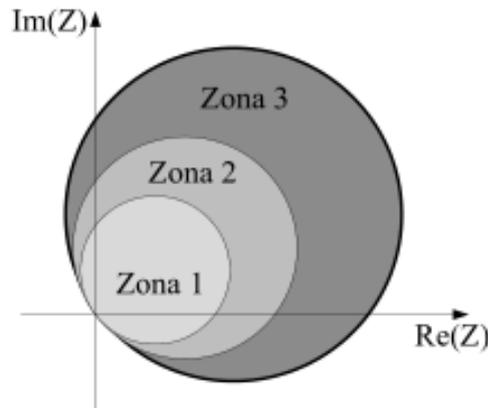
Fonte: Santos (2015).

2.4.2.1.2 Relé de Admitância ou Mho

A característica de operação do relé de admitância ou Mho é definida por um círculo que tangencia a origem do plano R-X e possui diâmetro igual à impedância de ajuste. Este relé já possui em suas características a direcionalidade. A característica Mho é

bastante popular, pois pode ser implementada a partir de um único comparador. A Figura 25 mostra as três zonas de proteção de um relé de admitância.

Figura 25 – Zonas de proteção do relé de admitância.



Fonte: Santos (2015).

2.4.2.1.3 Relé de Reatância

O relé de reatância possui como característica de operação uma reta que é paralela ao eixo real do plano R-X, ou seja, esta característica considera apenas a parte reativa da impedância da linha. Atua para uma impedância cuja reatância é menor do que a de ajuste do relé, caso contrário não atua. Sua região de atuação compreende os quatro quadrantes do plano R-X. Para evitar operação indevida do relé de reatância é usual que ele opere juntamente com um relé de admitância. A Figura 26 mostra uma situação em que um relé de reatância, com duas zonas, é supervisionado por um relé de admitância. Isto diminui a possibilidade do relé operar com oscilação carga.

2.4.2.1.4 Relé Quadrilateral

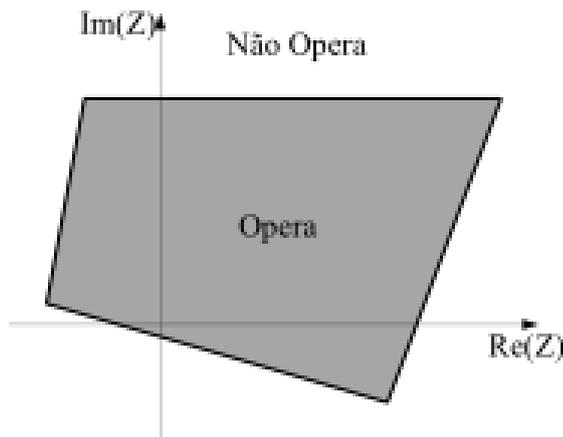
A característica quadrilateral é própria de relés estáticos e digitais. A região de operação é definida por quatro linhas retas, como pode ser visto na Figura 27. Necessitam, no mínimo, de quatro comparadores, um para cada lado da característica. Isso possibilita o ajuste das regiões de faltas para casos específicos e de difícil abordagem por relés convencionais. Esta característica operacional só pode ser obtida em relés estáticos, digitais ou em relés numéricos. Para definir os limites inferiores da região de operação, os elementos direcionais devem atuar junto.

Figura 26 – Região de operação do relé de reatância.



Fonte: Santos (2015)

Figura 27 – Região de operação da característica quadrilateral.



Fonte: Santos (2015)

2.5 Considerações Finais

O presente Capítulo abordou os principais conceitos relacionados ao fenômeno das GICs, como o geomagnetismo e o campo magnético terrestre, bem como as tempestades solares e os índices geomagnéticos. Além disso, foram tratados os fundamentos sobre os transformadores de corrente e relés de distância. O Capítulo seguinte apresenta a metodologia desenvolvida neste trabalho, incluindo os sistemas teste simulados e os processos envolvidos para a obtenção dos resultados.

3 Metodologia

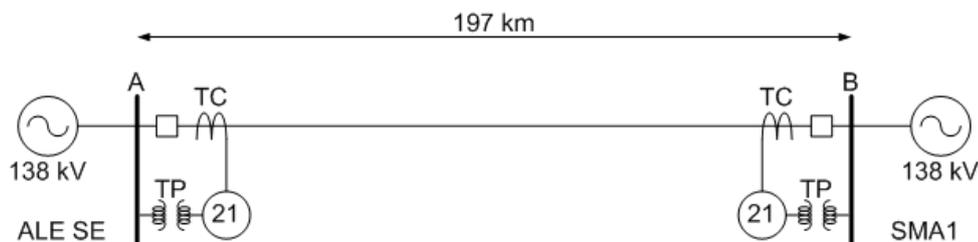
3.1 Considerações Gerais

Este capítulo descreve a metodologia utilizada para a obtenção dos resultados expostos nesse trabalho, apresentando os sistemas testes utilizados para obtenção dos sinais de tensão e corrente que compõem o banco de dados. Para análise do desempenho do TC sobre influência das GICs, foram obtidos os sinais de corrente de magnetização e de corrente entregue a carga conectada ao secundário do transformador. Já, para análise do desempenho do relé de distância em situações envolvendo o fenômeno em questão, foram obtidos os sinais de tensão primária no ponto de instalação do relé e os sinais de corrente no secundário do TC, os quais foram devidamente processados pela lógica do relé tipo Mho, a qual foi implementada no software Matlab[®]. Ressalta-se que foram desprezados os erros de transformação dos sinais de tensão, sendo considerados transformadores de potencial (TP) ideais, com relação de transformação de 138 kV:115 V.

3.2 Dados Iniciais

Para analisar o desempenho de dispositivos destinados à proteção do SEP operando sob influência de GICs, foram desenvolvidos dois sistemas teste. Em ambos foram utilizados parâmetros da linha de transmissão de 138kV, entre as cidades de Alegrete e Santa Maria, nomeada de ALE SE-SMA 1, com 197 km de comprimento (ANEEL, 2016). Esta LT é composta por cabos do tipo CAA Lark 397.5, os quais apresentam resistência de 0,1703 Ω /km e reatância indutiva de 0,3599 Ω /km (NEXANS, 2013) e está representada na Figura 28.

Figura 28 – Representação Unifilar da LT.

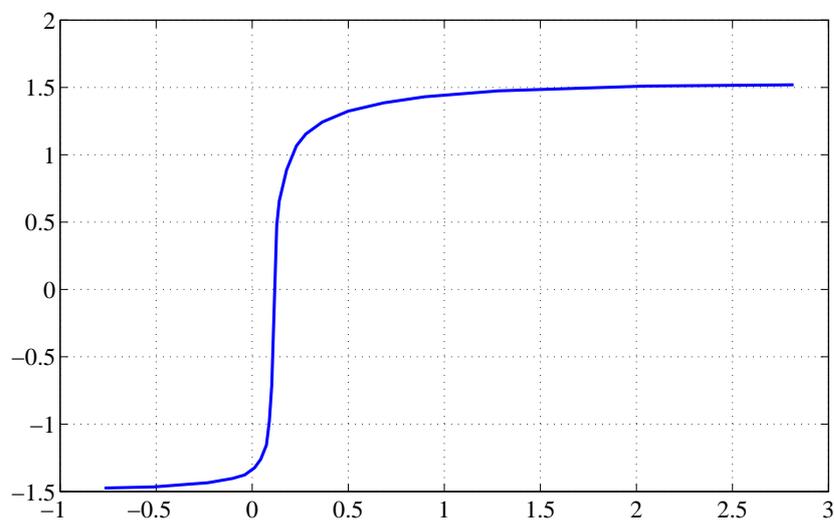


Fonte: Elaborado pelo autor.

Os sistemas teste propostos foram fundamentados no circuito da Figura 28 e simulados no software EMTP-ATP[®]. Tais sistemas são compostos pela linha de transmissão, a qual é representada por um bloco RLC, com fontes equivalentes em ambos os terminais,

representando as subestações ALE SE e SMA1, sendo estas de 138 kV. A defasagem entre as fontes foi variada de -60° a 60° , com passo de 15° de modo a estabelecer o sentido e as magnitudes do fluxo de potência. Ao terminal da barra B, foi conectado um TC C400 com relação de transformação 2000:5 A, composto por um transformador ideal, com um indutor tipo-96 conectado em paralelo aos seus terminais secundários e um ramo RLC representando a impedância equivalente do TC referida ao secundário. O ramo de magnetização do TC é representado pelo referido indutor, para o qual foi estipulada uma curva de excitação, gerada no próprio software EMTP-ATP[®], para um ponto de joelho com coordenadas de 2,05 A e 1,51 V, de corrente de excitação e tensão secundária de excitação, respectivamente. A curva de excitação gerada no EMTP-ATP[®] pode ser vista Figura 29.

Figura 29 – Curva de Excitação do TC utilizado nos sistemas teste.



Fonte: Elaborado pelo autor.

É importante ressaltar que o modelo de indutor tipo-96 do EMTP-ATP[®] permite o controle do fluxo remanescente CA no núcleo do TC, o qual foi desprezado nos testes pelo fato das GICs apresentarem frequências muito baixas (quase correntes contínuas). Por fim, a carga do TC (relé) é representada por um bloco RLC com impedância de 4Ω e fator de potência unitário, simulando um relé digital. Os dados gerais dos sistema teste são apresentados na Tabelas 4 a 6.

Tabela 4 – Parâmetros dos Geradores.

	Gerador 1	Gerador 2
Tensão (kV)	$138 \angle -81^\circ$	$138 \angle -80^\circ$
Frequência (Hz)	60	60

O primeiro sistema tem como finalidade analisar o desempenho do transformador de corrente sob influência de GICs, e o segundo tem como propósito analisar o desempenho

Tabela 5 – Parâmetros do TC.

TC	
RTC	2000:5
Ponto de Joelho	2,05 A e 1,51 V

Tabela 6 – Parâmetros da LT.

Linha de Transmissão	
Comprimento (km)	197
R_{L0} CA - 60 Hz a 75°C (Ω/km)	0,1703
Reatância Indutiva X_{L0} (Ω/Km)	0,3599
Reatância Capacitiva X_{C0} (S/m)	0,2187

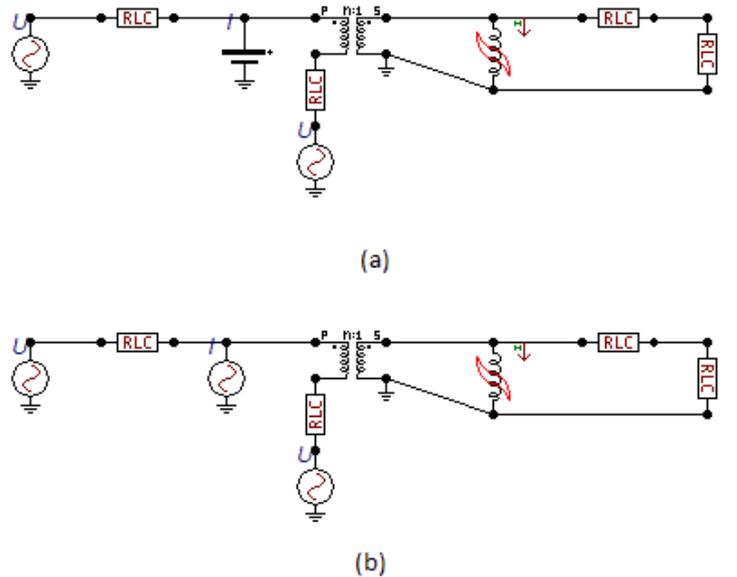
do relé de distância sob influência dessas correntes. Ambos os sistemas são descritos nas Seções seguintes.

3.3 Circuito para Análise do Desempenho do TC Sob Influência de GICs

Para analisar o desempenho do transformador de corrente sob efeito das GICs, foi desenvolvido o sistema teste exposto na Figura 30. Nesse sistema, uma corrente com duração controlada é acrescentada a corrente de carga na linha de transmissão, através de uma fonte de corrente contínua ou alternada de baixa frequência. Foram feitas simulações para diversos valores de GIC com diferentes frequências. Dessas simulações, foram obtidos os sinais de corrente secundária total, de corrente de magnetização e de corrente na carga de um TC, os quais foram analisados de modo a verificar a capacidade do TC de reproduzir as características do respectivo sinal no primário para sua carga (relés de proteção, por exemplo).

Para forçar a circulação da GIC pelo primário do transformador, a impedância das fontes e da linha de transmissão foram acumuladas no bloco RLC conectado à fonte do terminal sem medição. O bloco RLC conectado a um dos terminais primários do transformador representa uma impedância infinitesimal (ordem de 10^{-15}), cujas quedas de tensão são desprezíveis, a qual foi inserida no circuito apenas para auxiliar ao programa com relação a divisão de corrente acrescida ao sistema, evitando assim um ponto flutuante.

Figura 30 – Sistema teste desenvolvido para simular GIC circulando na LT (a) GIC contínua (b) GIC alternada.



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.4 Circuito para Análise do Desempenho de Relés de Distância Sob Influência de GICs

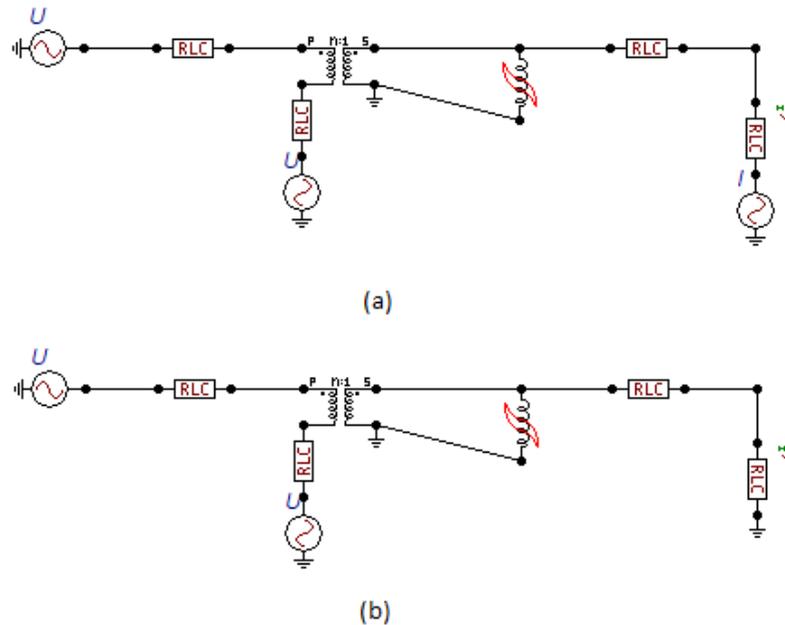
Para analisar o desempenho do relé de distância sob efeito das GICs, primeiramente, foi desenvolvido o sistema teste, exposto na Figura 31. Para tal, foi adotado o teorema da superposição, uma vez que a resposta do EMTP-ATP[®] não converge para a simulação da GIC circulando através do relé. Dessa forma, o circuito da Figura 31 (a) representa a simulação da corrente de carga circulando através da linha de transmissão e sua consequente transformação em relação ao secundário. Já, no circuito da Figura 31 (b), é simulada a passagem de GIC pelo relé, adicionando-se uma fonte de corrente contínua ou alternada de baixa frequência em série com o bloco RLC, o qual representa a impedância do relé, e abrindo-se o circuito no primário do TC. Assim, os sinais de corrente secundária dos circuitos a e b são somados, gerando assim a corrente secundária total.

Os sinais de tensão foram tomados a partir do terminal P do circuito a, uma vez que as quedas de tensão serão desprezíveis em função da fonte conectada ao transformador (fonte forte). Os sinais de tensão foram obtidos para diferentes carregamentos, os quais são controlados através da defasagem entre as fontes, e refletidos ao secundário dos TPs através da respectiva relação de transformação adotada (138 kV/115 V).

Dessa forma, foram gerados sinais de tensão e corrente para diferentes condições

de carregamento, bem como para diferentes magnitudes, frequências e duração das GICs.

Figura 31 – Sistema teste desenvolvido para simular a GIC entrando no aterramento do relé.



Fonte: Elaborado pelo autor.

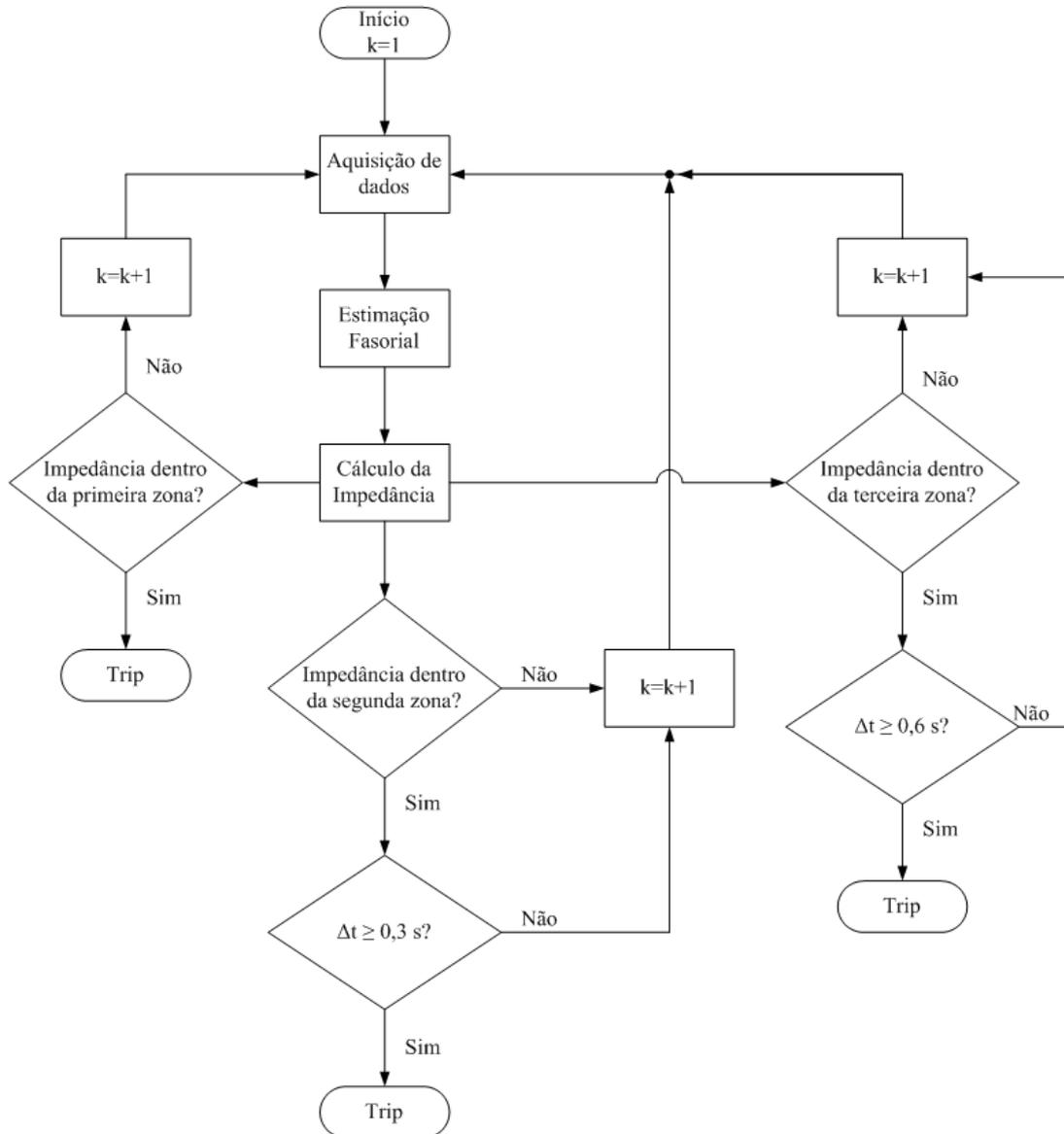
Após a obtenção das formas de onda de corrente e tensão, foi criado um banco de dados no software Matlab[®], com a finalidade de organizar as informações e armazená-las para a posterior utilização no processamento da lógica do relé. Assim, os referidos sinais foram gerados GICs com amplitudes de 1, 2, 3, 4, 5, 7.5, 10, 12.5 e 15 A. Esses valores de corrente foram aplicados para frequências de 0 (sinal contínuo), 0,01, 0,025, 0,05, 0,1, 0,25, 0,5 Hz. Para cada valor de magnitude e frequência da GIC, foram aplicadas defasagem entre as fontes de tensão de 1°, 30°, 45°, 60°, -1°, -30°, -45°, -60°, manipulando assim a magnitude da corrente de carga e o sentido do fluxo de potência.

3.5 Implementação da Lógica do Relé

A implementação da lógica do relé foi feita com base no fluxograma da Figura 32. A etapa de aquisição de dados corresponde a fase de amostragem do sinal, na qual é utilizada uma janela móvel de dados para cada um dos sinais envolvidos, com N amostras, a qual é atualizada a cada novo valor dos respectivos sinais de corrente e tensão. A cada nova amostra, o primeiro valor da janela de dados anterior (extremidade esquerda) é descartado e os demais são deslocados para a esquerda, sendo a amostra atual alocada na última posição da janela (extremidade direita), permitindo assim o processamento de todo o intervalo do respectivo sinal. Ressalta-se que o número de amostras na janela de

dados corresponde ao número de amostras por ciclo, o qual é dado pela frequência de amostragem. Nesse trabalho foram testadas amostragens de 16, 32, 64 e 96 amostras/ciclo.

Figura 32 – Fluxograma da lógica do relé.



Fonte: Elaborado pelo autor

Na etapa seguinte, ocorre a estimação dos fasores a partir de um filtro de Fourier de ciclo completo, o que justifica a utilização da janela de dados com N amostras. Tal filtro foi implementado conforme Santos (2015), sendo capaz de extrair os valores instantâneos de módulo e ângulo dos sinais amostrados, para fasores na frequência fundamental, sem lógica para extração da componente unidirecional exponencialmente declinante das corrente de curto-circuito. A estimação fasorial se faz necessária pois o cálculo da impedância vista pelo o relé para cada *loop* de falta é feito em função dos fasores de tensão e corrente eficazes em 60 Hz. O *script* do referido filtro em Matlab[®] está descrito no Anexo A.

Os sinais de tensão e corrente são processados pelo filtro e os fasores resultantes são então passados a lógica do relé, a qual calcula a impedância vista para cada loop de falta conforme a Tabela 7.

Onde k_0 e I_R , são dados, respectivamente, pelas Equações (3.1) e (3.2). I_R representa a corrente residual e k_0 , o fator de correção em função dessa corrente.

Tabela 7 – Loops de falta.

loop	Equação
AN	$Z = \frac{V_A}{I_A + k_0 \times I_R}$
BN	$Z = \frac{V_B}{I_B + k_0 \times I_R}$
CN	$Z = \frac{V_C}{I_C + k_0 \times I_R}$
AB	$Z = \frac{V_A - V_B}{I_A - I_B}$
ABC BC	$Z = \frac{V_B - V_C}{I_B - I_C}$
CA	$Z = \frac{V_C - V_A}{I_C - I_A}$

$$k_0 = \frac{Z_{0L} - Z_{1L}}{3 \times Z_{1L}} \quad (3.1)$$

$$I_R = 3 \times I_0 = I_A + I_B + I_C \quad (3.2)$$

Nas equações acima, Z_{0L} e Z_{1L} representam as impedâncias de sequência zero e positiva, por km, da linha da transmissão. V_A , V_B e V_C representam os fasores de tensão para as fases A, B e C. Analogamente, I_A , I_B e I_C representam os fasores de corrente para as fases A, B e C.

O relé tipo Mho implementado foi ajustado para atuar instantaneamente quando a impedância calculada para o respectivo loop for vista dentro da região circular delimitada pela impedância de ajuste. Para a primeira zona (instantânea), esse ajuste equivale a 80% da impedância total da linha. Para atuação da segunda ou terceira zona, a impedância deve permanecer dentro da respectiva zona por, pelo menos, 0,3 s para a segunda zona e 0,6 s para a terceira zona. Quando qualquer das condições mencionadas é satisfeita, ocorre o *trip* do relé, isto é, um sinal é enviado para a abertura do disjuntor.

Ressalta-se que, para determinar se a impedância está dentro de uma das zonas de operação ajustadas, para cada um dos *loops* de falta, basta calcular a distância do ponto referente a impedância calculada e o centro da circunferência que delimita a região de atuação do relé. Se a distância entre esses dois pontos for menor do que o raio da circunferência ($Z_{AJUSTE}/2$), a impedância está dentro da respectiva zona de operação.

3.6 Considerações Finais

Este Capítulo apresentou os sistemas teste, os quais permitiram a obtenção dos sinais de corrente e tensão utilizados nas análises dos desempenhos dos TCs e dos relés de distância frente a situações envolvendo a ocorrência de GICs. Diferentes casos foram simulados para variados valores de magnitude, frequência e duração das GICs bem como para diferentes condições de carregamento da linha de transmissão. Também, são apresentadas as lógicas implementadas no Matlab[®], tanto para o filtro de estimação fasorial, quanto para a atuação do relé. O Capítulo seguinte apresenta os resultados obtidos e as discussões a cerca das respectivas análises.

4 Resultados e Discussões

4.1 Considerações Gerais

Nesse Capítulo, são expostos os resultados obtidos através da metodologia proposta no Capítulo 3. São mostrados os comportamentos do TC diante dos efeitos da GIC circulando na LT e do relé de distância diante dos efeitos da GIC, penetrando no sistema através do aterramento mesmo.

4.2 GIC na Linha de Transmissão (Efeitos sobre o TC)

Para analisar a influência de GICs no TC diversos parâmetros da simulação foram variados, conforme comentado no Capítulo 3. Alguns dos resultados obtidos são mostrados nas Subseções seguintes para uma amostragem de 16 amostras por ciclo.

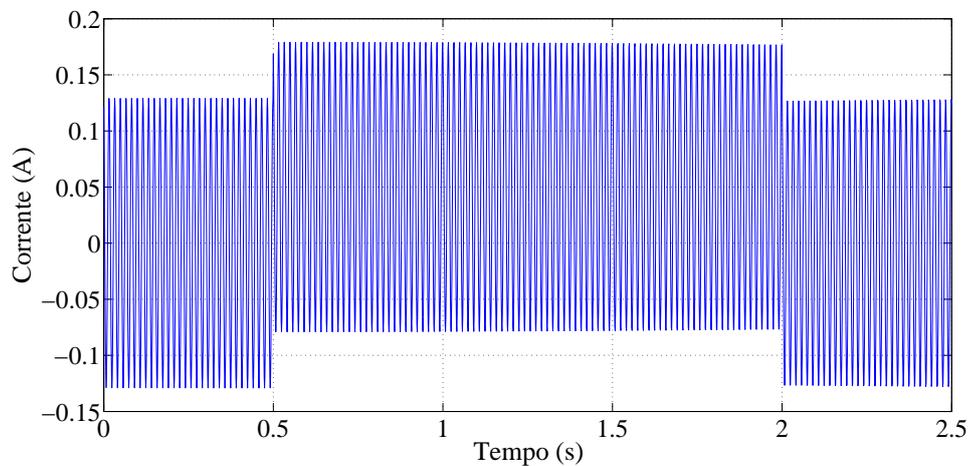
4.2.1 1º Caso - GIC contínua de 20 A na LT

O primeiro resultado foi obtido simulando uma GIC de 20 A circulando na linha de transmissão, com duração de 1,5 segundos. A Figura 33 apresenta o sinal de corrente secundária total, o qual deveria passar pela carga do TC apenas com erro de transformação equivalente à corrente de magnetização do núcleo.

No entanto, a Figura 34 apresenta o sinal de corrente secundária que passa pela carga do TC (em azul) e a corrente de magnetização do núcleo (em vermelho). Na Figura 34, pode-se perceber que a componente contínua (GIC) provoca a saturação do TC em poucos milissegundos, causando a distorção na forma de onda do sinal de corrente passado à carga do TC. Tendo seu pico de 0,1728 A em 0,5158 segundo. O TC se mantém saturado durante todo o intervalo de duração da GIC, dada a distorção apresentada pela forma de onda de corrente secundária, conforme apresentado na Figura 34. O sinal apresenta um decaimento com sua envoltória, o qual possui duração de 0,4 segundo. Após, a GIC é praticamente eliminada da forma de onda passada à carga e somente a componente CA do sinal circula nesse ramo. Dessa forma, a corrente no ramo de magnetização cresce, uma vez que a componente CA dessa corrente soma-se a componente CC gerada pela GIC, distorcendo a forma de onda do sinal passado à carga no secundário do TC.

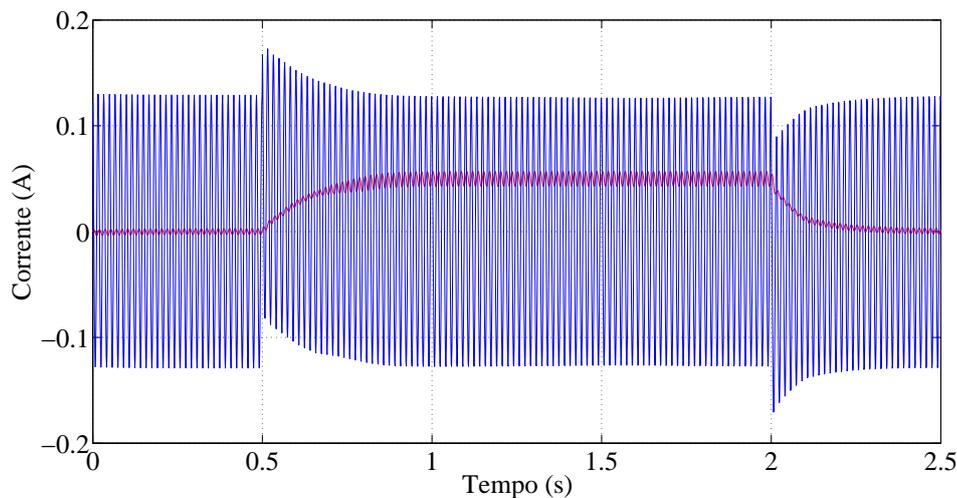
Ressalta-se que após o fim da interferência causada pela GIC, o TC segue distorcendo a forma de onda repassada a sua carga até que o fluxo CC remanescente seja eliminado do núcleo, retornando assim a sua operação normal após 0,307 segundo do fim GIC.

Figura 33 – Sinal de corrente secundária total para GIC de 20 A com duração de 1,5 segundos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 34 – Sinal de corrente secundária na carga do TC (azul) e corrente no ramo de magnetização (vermelho) para GIC de 20 A.



Fonte: Elaborado pelo autor.

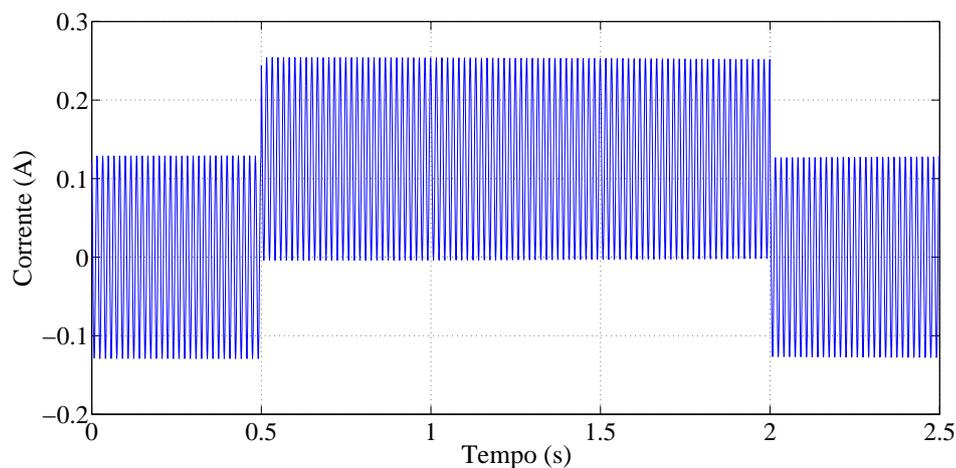
Em virtude da característica de magnetização do TC, a corrente secundária total, a qual reproduz as características da forma de onda do sinal primário, é filtrada e a componente contínua gerada pela GIC circula no ramo de magnetização do TC. Isso ocorre uma vez que o fluxo magnético CC é sobreposto ao fluxo CA. Assim, o núcleo magnético do transformador satura assimetricamente, provocando uma distorção na componente contínua do sinal de corrente secundária provido à carga do TC. Dessa forma, pode-se concluir que a componente contínua ou quase contínua gerada pela GIC na linha de transmissão fluirá pela carga do TC somente até o momento da saturação do núcleo, fazendo com que os relés associados à carga do TC não tenham acesso às GICs após a

saturação do TC.

4.2.2 2º Caso - GIC contínua de 50 A na LT

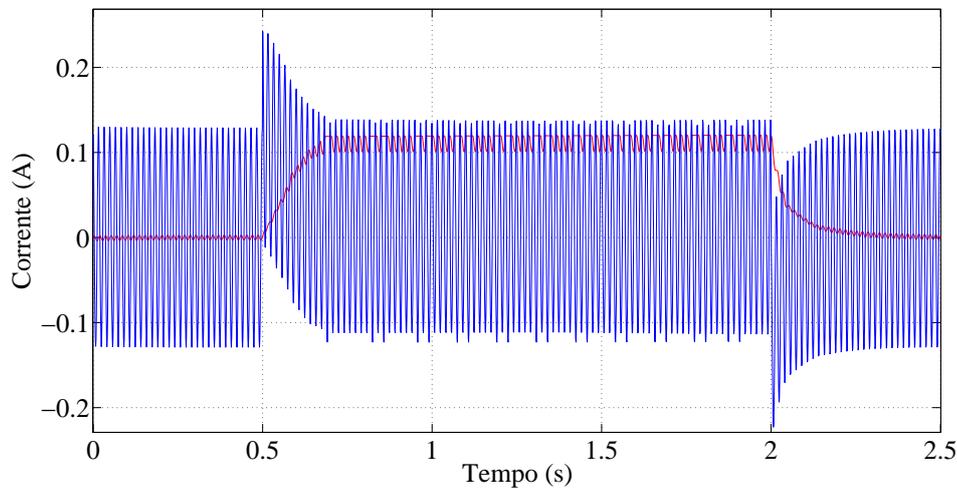
Para uma GIC de 50 A na linha de transmissão com duração de 1,5 segundos, o efeito é semelhante ao ocorrido no caso anterior, como mostram as Figuras 35 e 36. Nesse caso, a GIC provoca saturação no TC em poucos milissegundos, causando a distorção na forma de onda do sinal de corrente passado à carga do TC, tendo seu pico de 0,2407 A em 0,5002 s. O TC apresenta-se saturado durante todo o intervalo de duração da GIC, dada a distorção apresentada pela forma de onda de corrente secundária, conforme apresentado na Figura 36. O sinal apresenta um decaimento com sua envoltória, o qual possui duração de 0,2155 segundo. Após, a referida corrente é praticamente eliminada da forma de onda passada à carga e somente a componente CA do sinal circula nesse ramo. Isso ocorre pelos mesmos motivos retratados no caso anterior.

Figura 35 – Sinal de corrente secundária total para GIC de 50 A com duração de 1,5 segundos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 36 – Sinal de corrente secundária na carga do TC (azul) e corrente no ramo de magnetização (vermelho) para GIC de 50 A.

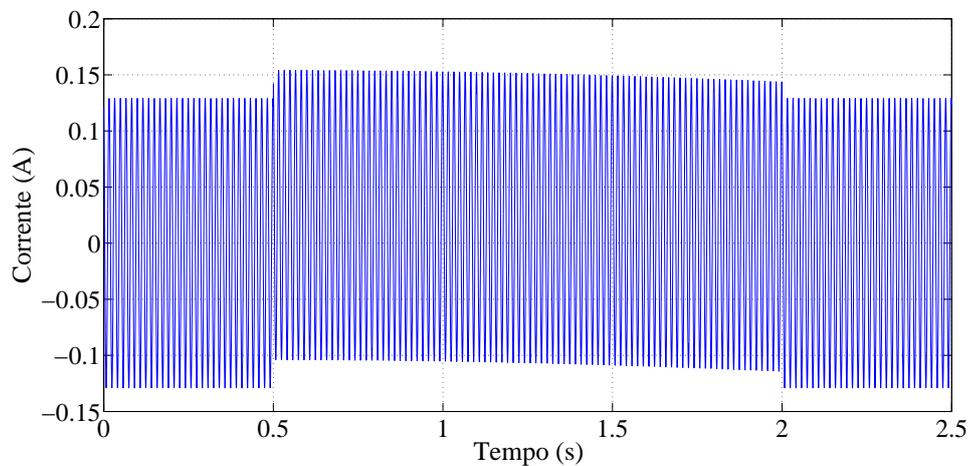


Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.3 3º Caso - GIC de 10 A com frequência de 0,1 Hz

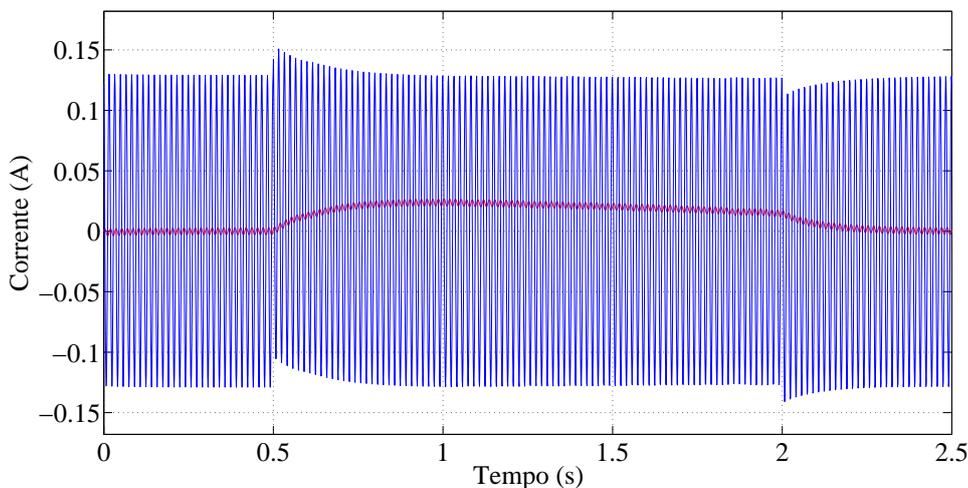
Diferentemente dos casos anteriores, foi simulada uma GIC quase contínua com frequência de 0,1 Hz e amplitude de 10 A. Embora submetido a uma GIC de frequência é muito baixa, quase contínua, o comportamento observado para o transformador é semelhante ao ocorrido nos casos anteriores, como mostram as Figuras 37 e 38. Conforme esperado, a presença de GIC provoca saturação no TC em poucos milissegundos, distorcendo a forma de onda do sinal de corrente passado à carga do TC. Tendo seu pico de 0,1507 A em 0,5158 s. O TC apresenta-se saturado durante todo o intervalo de duração da GIC, dada a distorção apresentada pela forma de onda de corrente secundária, conforme apresentado na Figura 38. O sinal apresenta um decaimento com sua envoltória, o qual possui duração de 0,2155 segundo. Depois disso a GIC é praticamente eliminada da forma de onda passada à carga e somente a componente CA do sinal circula no secundário do TC.

Figura 37 – Sinal de corrente secundária total para GIC de 10 A com frequência de 0,1 Hz e duração de 1,5 segundos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 38 – Sinal de corrente secundária na carga do TC (azul) e corrente no ramo de magnetização (vermelho) para GIC de 10 A com frequência de 0,1 Hz.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Apesar da GIC possuir frequência de 0,1 Hz, após a saturação do TC a componente quase contínua circula praticamente toda no ramo de magnetização do TC, fazendo com que a carga associada ao circuito não receba a GIC após a saturação do núcleo.

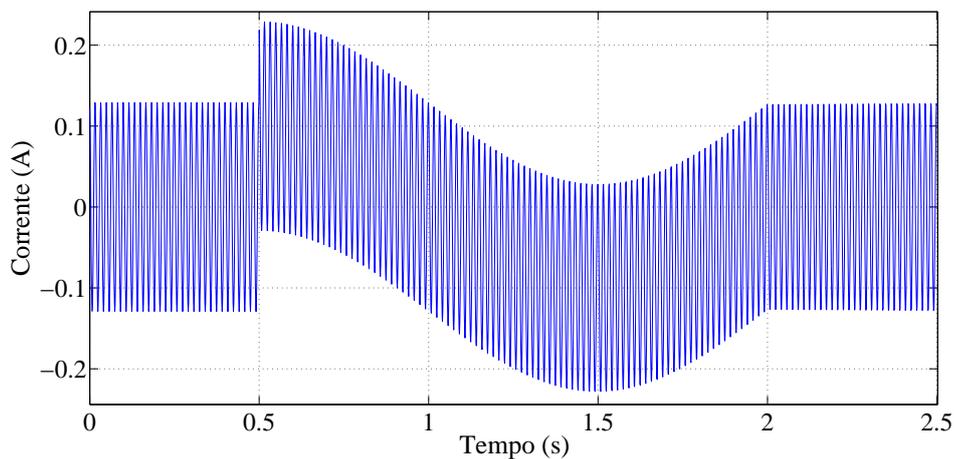
O TC segue distorcendo a forma de onda repassada a sua carga após o término da GIC, até que o fluxo CC remanescente seja eliminado do núcleo, retornando assim a sua operação normal após 0,374 segundo do fim GIC.

4.2.4 4º Caso - GIC de 40 A com frequência 0,5 Hz

As Figuras 39 e 40 mostram os resultados para este caso, no qual foi simulada uma GIC com frequência de 0,5 Hz e amplitude de 40 A.

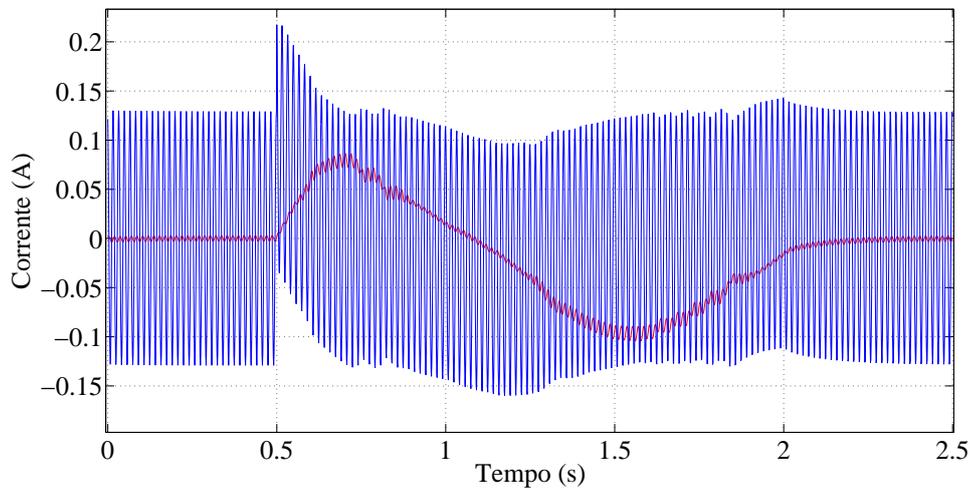
Através da Figura 40, pode-se observar a saturação do TC decorrente da GIC circulando na LT. Para este caso, a maior parte da componente gerada pela GIC circula no ramo de magnetização do TC. Entretanto, diferente dos outros casos, a forma de onda de corrente entregue a carga do TC mandem-se destorcida durante todo o intervalo de tempo que a GIC permanece no sistema. TC segue distorcendo a forma de onda repassada a sua carga após cessar o efeito da GIC até que o fluxo remanescente seja eliminado do núcleo, retornando assim a sua operação normal após 0,2 segundo do fim da GIC.

Figura 39 – Sinal de corrente secundária total para GIC de 40 A com frequência de 0,5 Hz e duração de 1,5 segundo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 40 – Sinal de corrente secundária na carga do TC (azul) e corrente no ramo de magnetização (vermelho) para GIC de 40 A com frequência de 0,5 Hz.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3 GIC no aterramento do relé (Efeito sobre o relé)

Para analisar a influência de GICs no relé de distância, diversos parâmetros da simulação foram variados, conforme comentado no Capítulo 3. As subseções seguintes apresentam alguns casos com amostragem de 16 amostras por ciclo.

4.3.1 1º Caso - GIC contínua de 5A no aterramento do relé

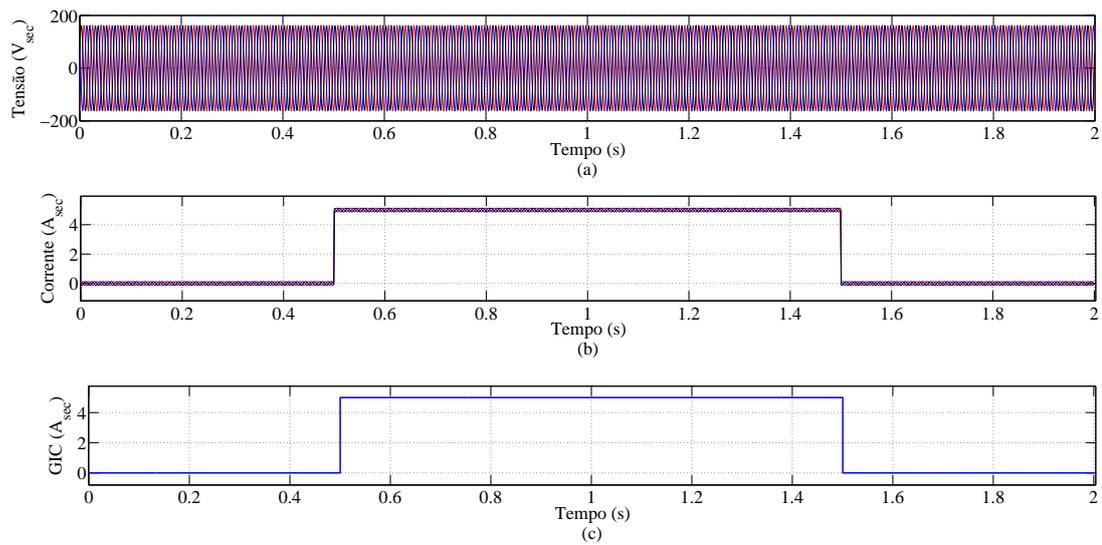
As Figuras a seguir compreendem aos resultados obtidos com os seguintes parâmetros: GIC contínua de 5 A nas fases A, B e C iniciando no instante 0,5 segundo, com duração de 1 segundo e defasagem entre as fontes de -1° , significando que a linha está com carregamento leve.

Sendo assim, a Figura 41 (a) mostra os sinais de tensão das três fases do sistema, referidos ao secundário do TP através da respectiva relação de transformação adotada (138 kV/115 V). Esses sinais são processados pelo filtro de Fourier de ciclo completo, o qual resulta os fasores utilizados no cálculo da impedância vista pelo o relé para cada *loop* de falta. A Figura 41 (b) mostra os sinais de corrente total das três fases da rede, referidas ao secundário do TC, já com a GIC somada. Esses sinais também são processados pelo filtro de Fourier de ciclo completo. Já a Figura 41 (c) mostra o sinal de GIC com duração de 1 segundo, a qual penetra no sistema através do aterramento do relé.

A Figura 42 mostra os valores RMS dos sinais de tensão das fases A, B e C, respectivamente. Obtidos através do filtro de Fourier de ciclo completo. Nessas figuras, pode-se notar que não houve interferência da GIC no sinal de tensão, tendo em vista que

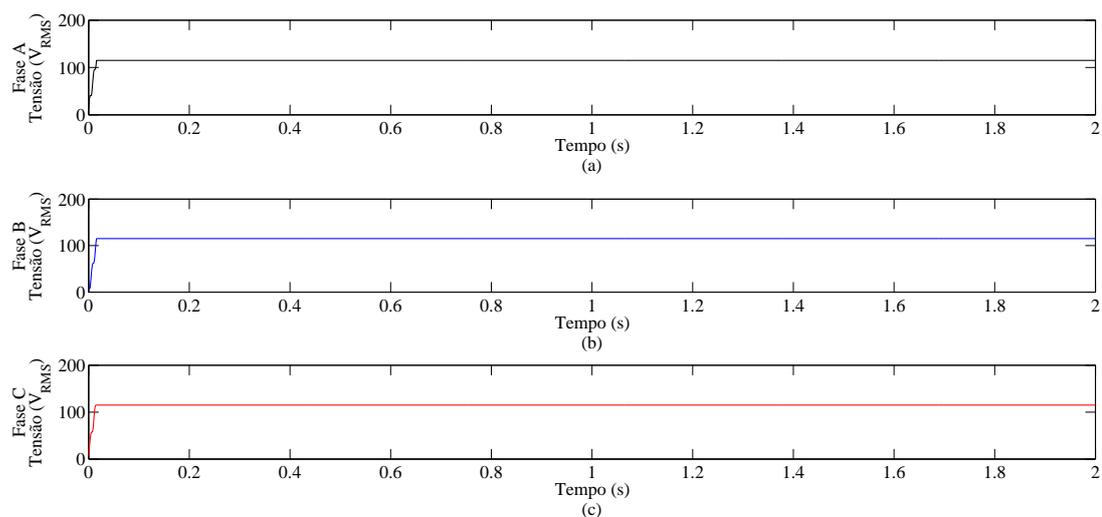
estes são fornecidos pelos TPs, os quais apresentam elevada impedância, dificultando a passagem das GICs através de seus circuitos. Por essa razão a GIC não interfere na medição de tensão. Ressalta-se, também, que foram considerados TPs ideais, sendo desprezados os respectivos erros de transformação.

Figura 41 – Sinais de tensão e corrente para GIC contínua de 5A (a) Sinal de tensão trifásica secundária (b) sinal de corrente trifásica fornecido no secundário do TC (c) sinal da GIC.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 42 – Resposta do estimador de fasores. (a) Tensão RMS da fase A (b) Tensão RMS da fase B (c) Tensão RMS da fase C.

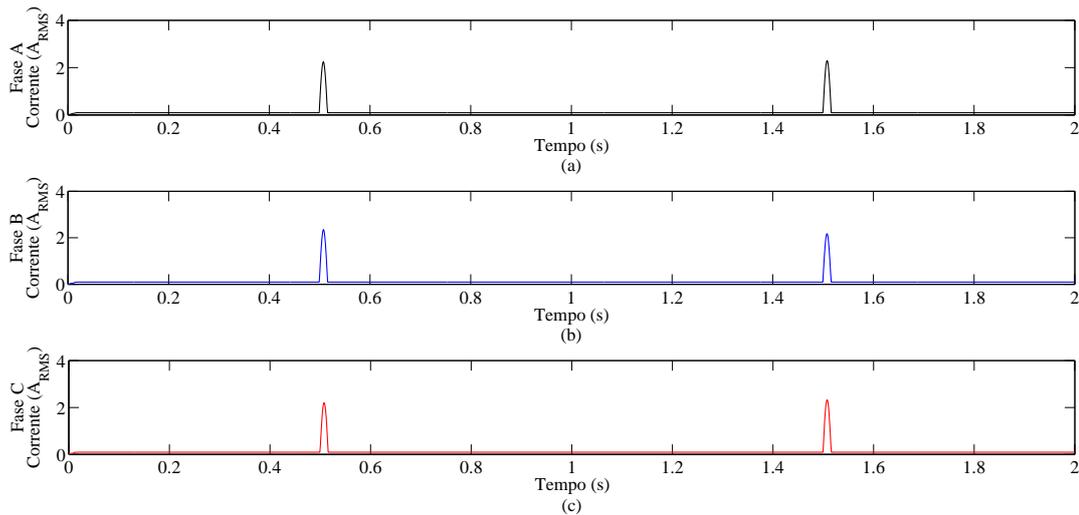


Fonte: Elaborado pelo autor.

Os valores RMS dos sinais de corrente nas fases A, B e C, respectivamente, obtidos a partir do filtro de Fourier de ciclo completo, aparecem na Figura 43. Percebe-se que

a componente contínua (GIC) foi bloqueada, pois o filtro está sintonizado para impedir a passagem de sinais com frequência menores de 60 Hz. Contudo, aparecem picos nos instantes em que a GIC é inserida e no momento em que seu efeito cessa. Isto ocorre pelo fato do filtro ainda não ter convergido para a resposta, após os respectivos transitórios de corrente.

Figura 43 – Resposta do estimador de fasores. (a) Corrente RMS da fase A (b) Corrente RMS da fase B (c) Corrente RMS da fase C.



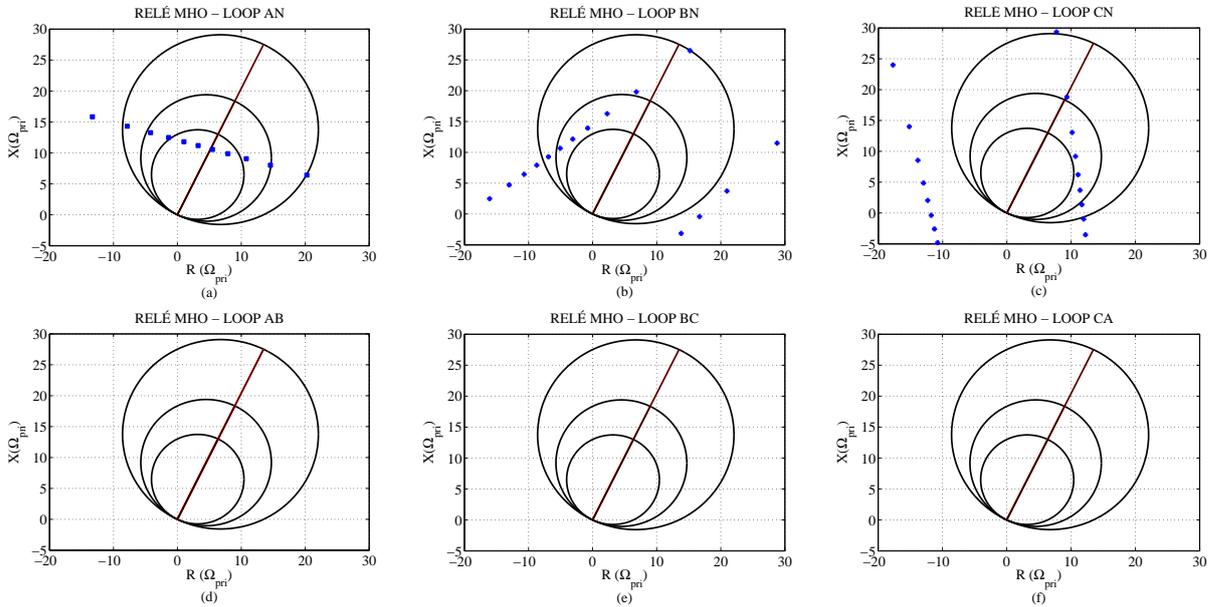
Fonte: Elaborado pelo autor.

O que determina a atuação do relé é o estimação de fasor. Como a GIC afeta o desempenho do filtro de Fourier de ciclo completo, conseqüentemente, afeta o funcionamento do relé, fazendo com que ocorram desligamentos indevidos da LT.

A Figura 44 apresenta as impedâncias (em azul) vistas pelo relé submetido ao efeito da GIC. Percebe-se que nos *loops* BN e CN a impedância entra na segunda e terceira zona de proteção, porém o filtro estabiliza rapidamente impedindo que a impedância permaneça tempo suficiente na zona de proteção para que ocorra o *trip*. Já no *loop* AN a impedância entra na terceira e primeira zona. Como na primeira zona a operação é instantânea, o relé atua imediatamente, acarretando no desligamento da linha de transmissão no momento que a GIC sai do sistema. Nos *loops* AB, BC, CA a impedância não entrou nas zonas de proteção, logo não havendo *trip* desses *loops*.

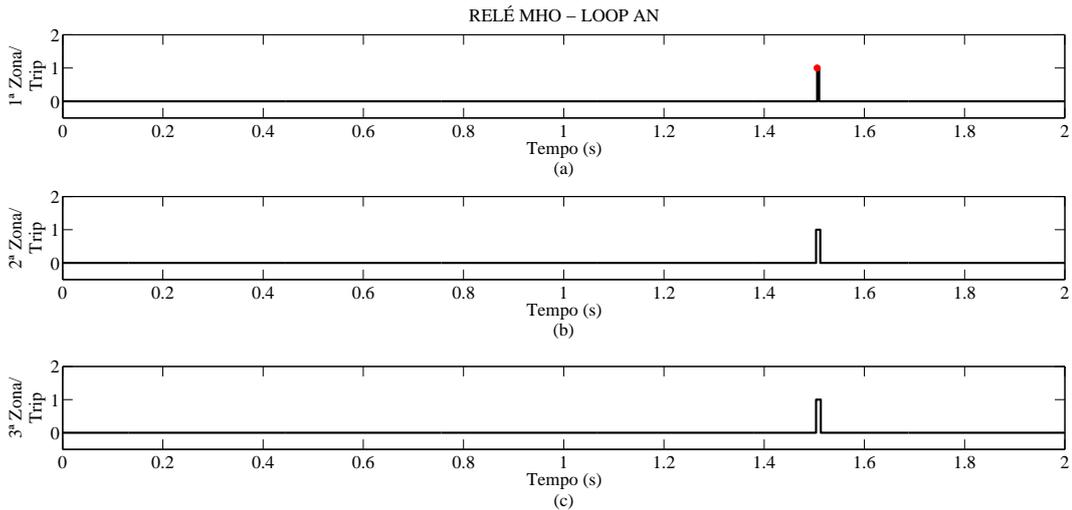
Através das Figuras 45, 46 e 47 é possível saber o exato momento em que as impedâncias entram nas respectivas zonas de proteção dos *loops* AN, BN E CN. Nota-se, que isto ocorre no momento em que o estimador fasorial apresenta erro de resposta pela inserção e/ou eliminação da GIC no sistema, confirmando que o *trip* ocorre pelo erro causado na resposta do filtro de Fourier.

Figura 44 – Impedância vista nas zonas de proteção do relé para GIC contínua de 5 A (a) Impedância vista pelo relé no *loop* AN (b) Impedância vista pelo relé no *loop* BN (c) Impedância vista pelo relé no *loop* CN (d) Impedância vista pelo relé no *loop* AB (e) Impedância vista pelo relé no *loop* BC (f) Impedância vista pelo relé no *loop* CA.



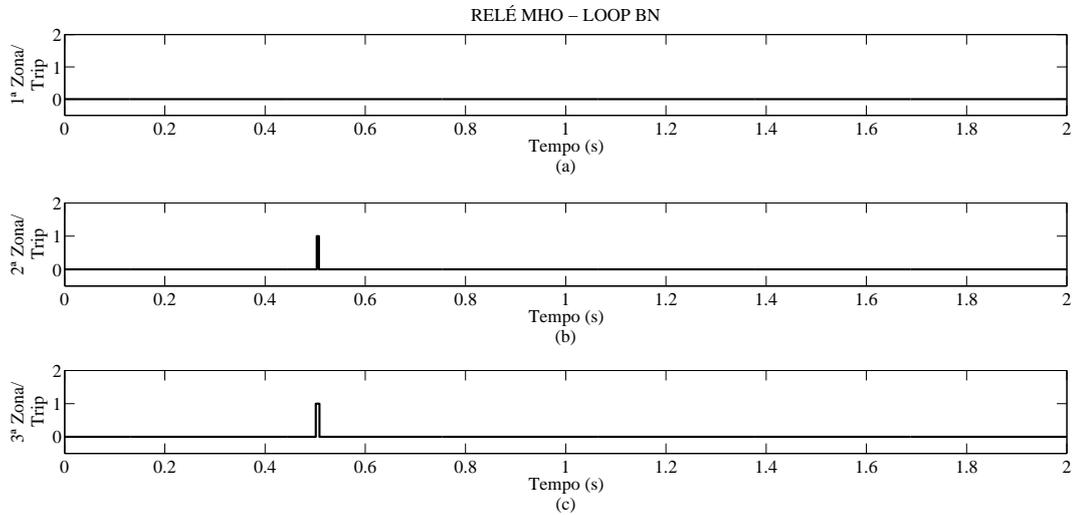
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 45 – Impedância vista pelo relé no *loop* AN para GIC contínua de 5 A (a) Impedância vista pelo relé na primeira zona (b) Impedância vista pelo relé na segunda zona (c) Impedância vista pelo relé na terceira zona.



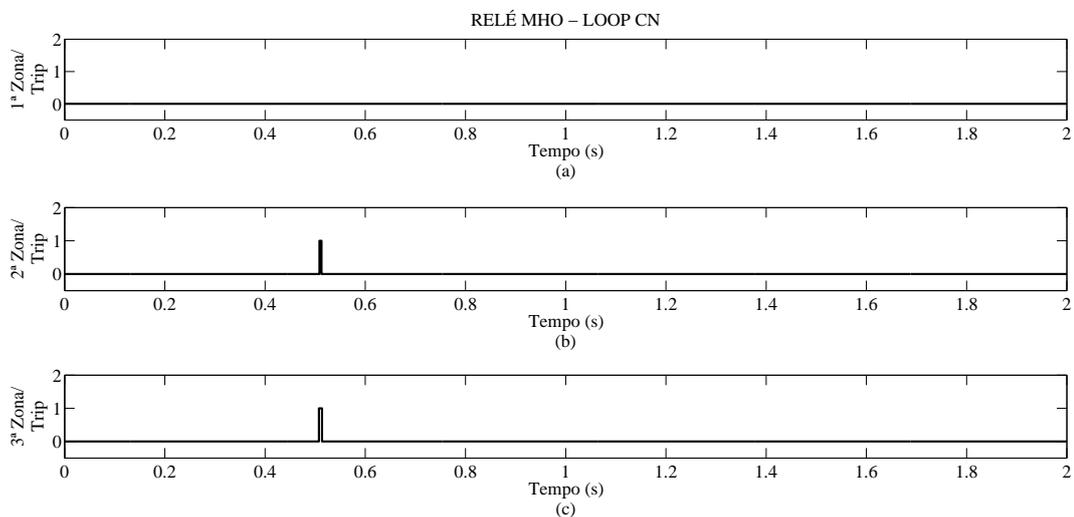
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 46 – Impedância vista pelo relé no *loop* BN para GIC contínua de 5 A (a) Impedância vista pelo relé na primeira zona (b) Impedância vista pelo relé na segunda zona (c) Impedância vista pelo relé na terceira zona.



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 47 – Impedância vista pelo relé no *loop* CN para GIC contínua de 5 A (a) Impedância vista pelo relé na primeira zona (b) Impedância vista pelo relé na segunda zona (c) Impedância vista pelo relé na terceira zona.



Fonte: Elaborado pelo autor

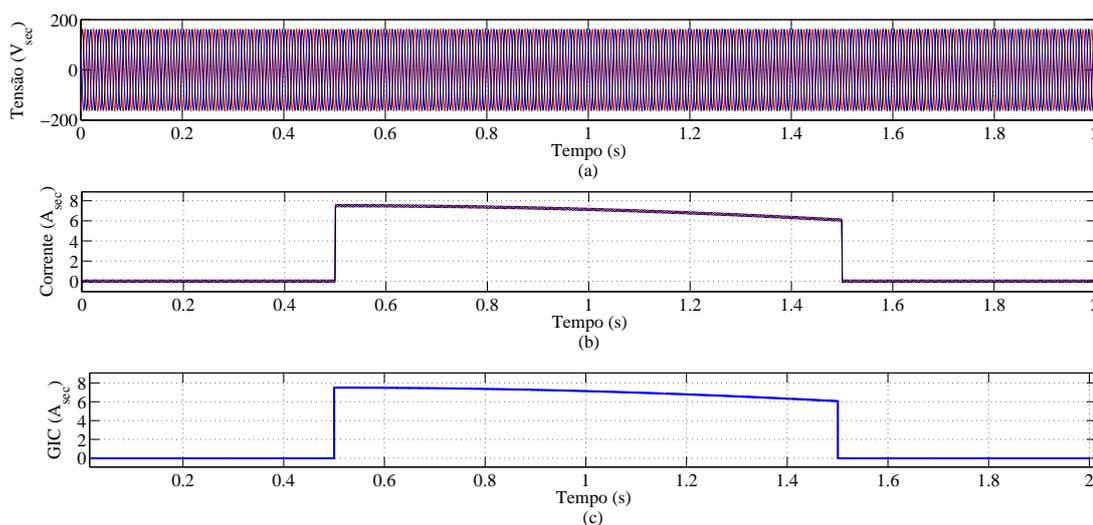
Para outras magnitudes de GIC contínua verificam-se atuações dos *loops* de falta à terra (AN, BN, CN). É importante ressaltar que para GICs inferiores à 5 A, nenhum *trip* foi verificado.

4.3.2 2º Caso - GIC de 7,5 A com frequência de 0,1 Hz no aterramento do relé

As figuras abaixo mostram os resultados obtidos a partir de simulações com GIC de 7,5 A e frequência de 0,1 Hz, entrando nas fases A B e C através do aterramento do relé, com duração de 1 segundo e defasagem entre as fontes de tensão de -1° .

A Figura 48 (a) mostra os sinais de tensão das três fases, refletidos ao secundário dos TPs. Ainda, a Figura 48 (b) mostra os sinais de corrente referidos ao secundário dos TCs, já com a GIC somada. Todos os sinais de tensão e corrente da rede são processados pelo filtro de Fourier de ciclo completo para a obtenção de seus valores RMS, os quais são utilizados na lógica do relé para o cálculo da impedância aparente. Já a Figura 48 (c), corresponde ao sinal da GIC inserida em 0,5 segundo, com duração de 1 segundo.

Figura 48 – (a) Sinal de tensão trifásica secundária (b) sinal de corrente trifásica total fornecido no secundário do TC (c) sinal da GIC.



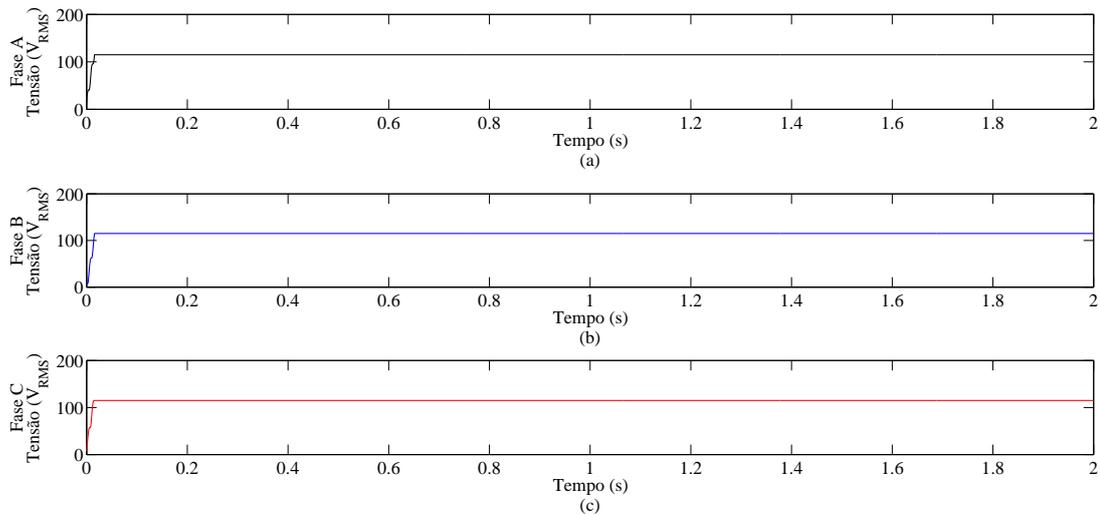
Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 49 são demonstrados os valores RMS de sinais de tensão das fases A, B e C, respectivamente. Como no caso anterior o sinal de tensão não foi afetado pela GIC.

Os valores RMS de sinais de corrente nas fases A, B e C, conseguidos através do Filtro de Fourier, podem ser observados na Figura 50. Nela, pode-se observar os picos nos instantes em que o efeito da GIC se inicia e se encerra. Novamente, isto ocorre devido ao erro de convergência da resposta do filtro de Fourier nos instantes em que a magnitude da corrente aumenta repentinamente.

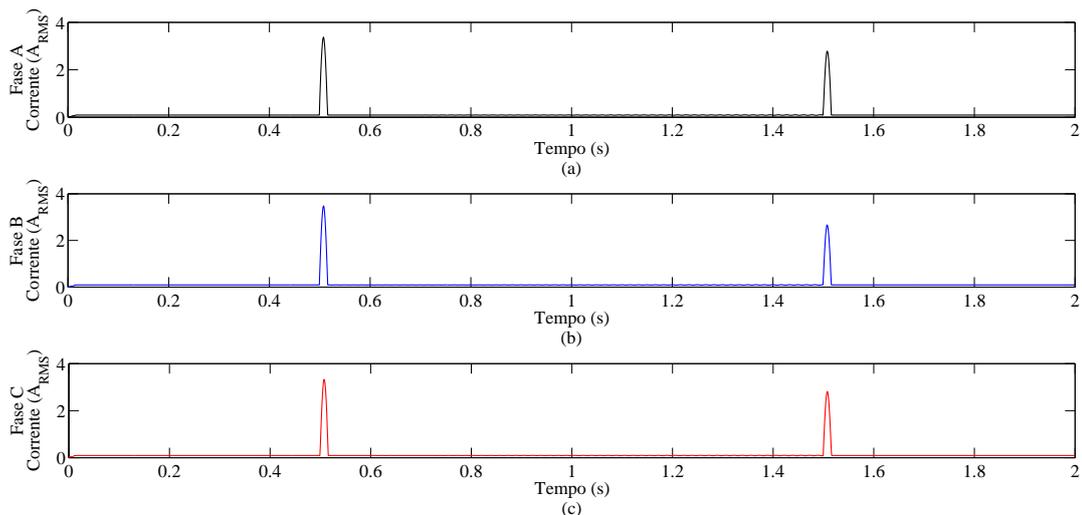
Na Figura 51, pode-se observar as três zonas de atuação do relé, e o valor da impedância, em azul. Nos *loops* AN, BN e CN a impedância atingiu as três zonas de proteção, ocorrendo trip no momento que a impedância entra na primeira zona, ocasionando

Figura 49 – Resposta do estimador de fasores. Tensão RMS da fase A.



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 50 – Resposta do estimador de fasores. Corrente RMS da fase A.

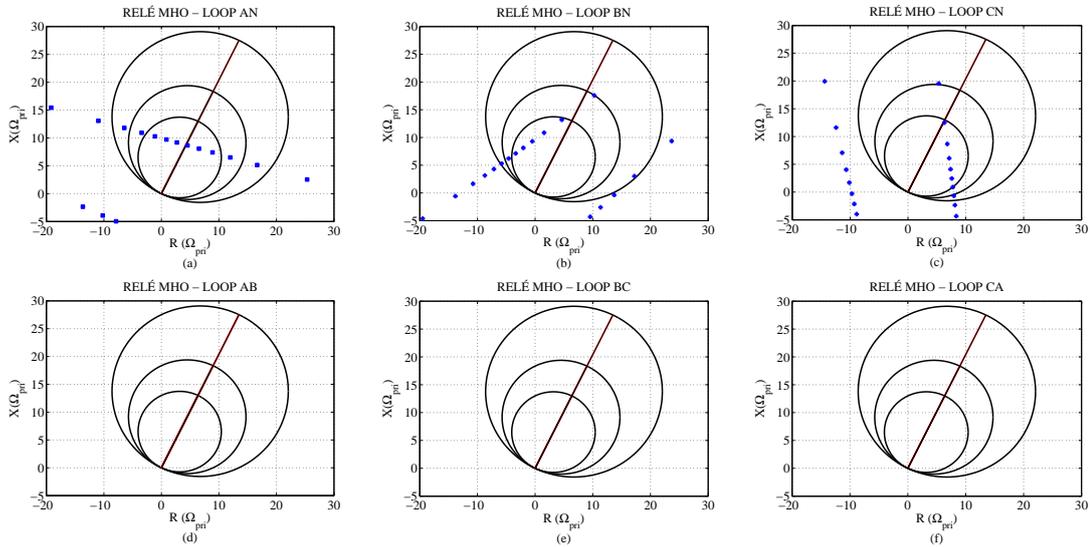


Fonte: Elaborado pelo autor

o desligamento da linha de transmissão. Nos *loops* AB, BC, CA a impedância não entrou nas zonas de operação, logo não houve *trip* nestes *loops*.

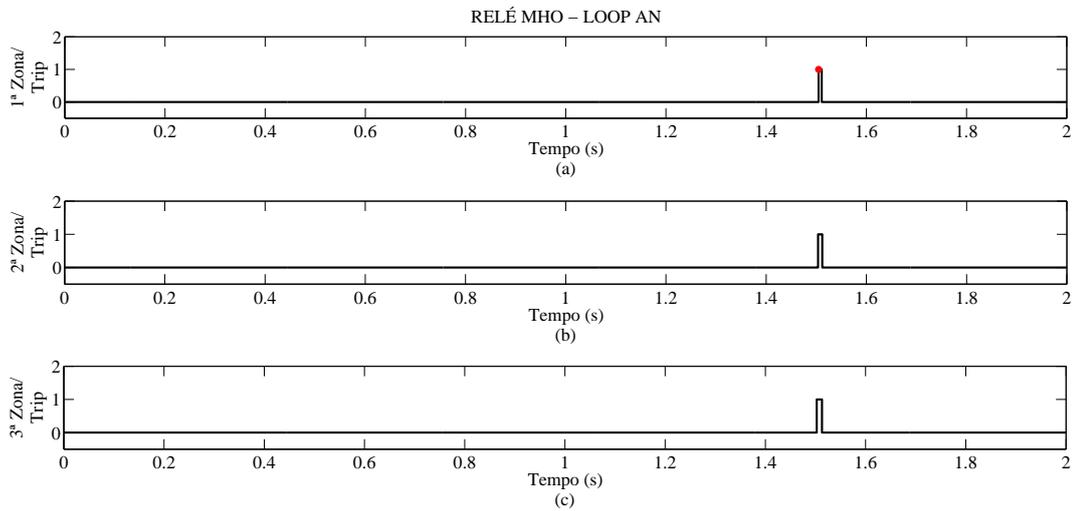
As Figuras 52, 53 e 54 mostram o momento que a impedância entra nas respectivas zonas de proteção e quanto tempo esta permanece em cada uma. O ponto em vermelho representa o instante em que ocorre *trip*. Percebe-se que a impedância não se mantém tempo suficiente na segunda e terceira zona para que ocorra o *trip*. Contudo, quando a impedância entra na primeira zona o mesmo atua imediatamente. No *loop* AN ocorre *trip* no momento que a GIC sai do sistema. Já no *loop* BN e CN ocorre o *trip* no momento em que a GIC entra no sistema. Isso reforça a ideia de que o relé atua devido ao erro de convergência do estimador de fasores.

Figura 51 – Impedância vista nas zonas de proteção do relé para GIC de 7,5 A com frequência de 0,1 Hz (a) Impedância vista pelo relé no *loop* AN (b) Impedância vista pelo relé no *loop* BN (c) Impedância vista pelo relé no *loop* CN (d) Impedância vista pelo relé no *loop* AB (e) Impedância vista pelo relé no *loop* BC (f) Impedância vista pelo relé no *loop* CA.



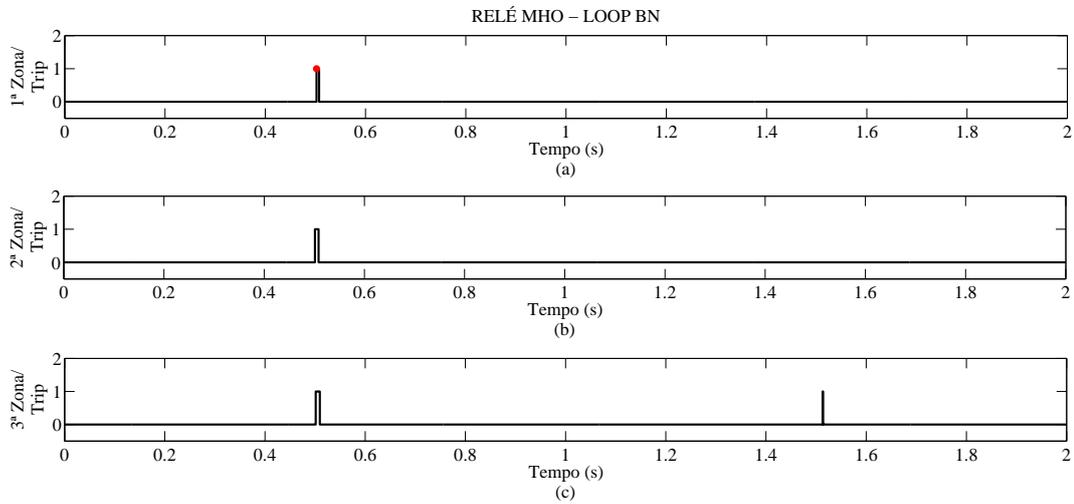
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 52 – Impedância vista pelo relé no *loop* AN para GIC de 7,5 A e frequência de 0,1 Hz (a) Impedância vista pelo relé na primeira zona (b) Impedância vista pelo relé na segunda zona (c) Impedância vista pelo relé na terceira zona.



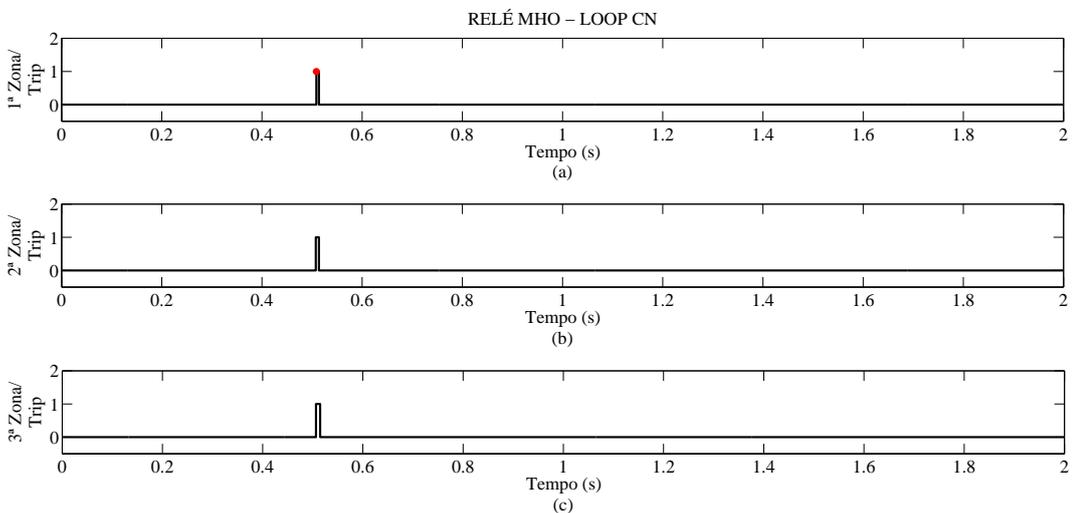
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 53 – Impedância vista pelo relé no *loop* BN para GIC de 7,5 A e frequência de 0,1 Hz (a) Impedância vista pelo relé na primeira zona (b) Impedância vista pelo relé na segunda zona (c) Impedância vista pelo relé na terceira zona.



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 54 – Impedância vista pelo relé no *loop* CN para GIC de 7,5 A e frequência de 0,1 Hz (a) Impedância vista pelo relé na primeira zona (b) Impedância vista pelo relé na segunda zona (c) Impedância vista pelo relé na terceira zona.



Fonte: Elaborado pelo autor

Para outras amplitudes de GIC testadas, independentemente da frequência da mesma, observam-se desempenhos semelhantes, ocorrendo atuação do relé de distância para os *loops* de falta à terra (AN, BN e CN), nos casos em que as amplitudes das GICs são maiores ou iguais a 7,5 A. Para as correntes de amplitudes inferiores a 7,5 A, nenhuma atuação foi verificada, para os casos em que a GIC apresenta comportamento senoidal.

4.4 Considerações Finais

O presente Capítulo apresentou os resultados obtidos através das análises propostas no Capítulo 3. Para GICs circulando na LT, percebe-se que, em virtude da característica de magnetização do TC, a corrente secundária total, a qual reproduz as características da forma de onda do sinal primário, é filtrada e a componente contínua ou quase contínua gerada pela GIC circula no ramo de magnetização do TC. Pode-se concluir que a componente contínua ou com frequência de 0,1 Hz na linha de transmissão fluirá pela carga do TC somente até o momento da saturação do núcleo, fazendo com que os relés associados à carga do TC não tenham acesso às GICs após a saturação do TC. Já o sinal de corrente entregue a carga para GICs com frequência de 0,5 Hz se mantém distorcido durante todo o tempo em que a GIC permanece no sistema.

Para GICs entrando através do aterramento do relé de distância, em todos os casos, independentemente da GIC ser contínua ou quase contínua, o estimador de fasor apresenta erros em sua resposta, caracterizados por picos nos instantes em que o efeito da GIC se inicia e cessa, provocando a atuação dos relés de distância, acarretando, assim, no desligamento da linha de transmissão.

5 Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros

5.1 Conclusões

Este trabalho abordou um estudo sobre as correntes geomagneticamente induzidas (GICs). Mostrou que tais correntes possuem características muito particulares, conduzindo assim para problemas como o comprometimento da vida útil dos equipamentos do sistema elétrico de potência, tais como os Transformadores de Corrente, ou para a atuação indevida dos esquemas de proteção (relés), o que, conseqüentemente, provoca desligamentos não programados passíveis de punição por parte dos órgãos fiscalizadores.

O fenômeno geomagnético aqui apresentado é eventual, podendo ser de forte intensidade. Tal fenômeno pode ser comparado aos eventos climáticos extremos, que são classificados como eventos de força maior, fora do controle das empresas, cuja comprovação da ocorrência pode eximí-las de responsabilidades legais. Portanto, as investigações sobre a ocorrência de GICs na América do Sul devem ser intensificadas para fortalecer a segurança e eficiência do sistema.

Tendo em vista os resultados obtidos, pode-se concluir que o TC, quando exposto a uma GIC, dependendo da magnitude desta corrente, pode saturar, devido ao incremento no fluxo magnético total gerado pela componente CC associada à respectiva GIC. Uma vez saturado, a componente contínua do sinal de corrente secundária total passa a circular no ramo de magnetização do TC, causando aquecimento do núcleo, bem como vibrações mecânicas, o que pode provocar o desgaste dos isolamentos, afetando a vida útil do TC. Além disso, a forma de onda distorcida entregue as cargas dos TCs, pode prejudicar a operação dos relés de proteção conectados em seus secundários, ocasionando a atuação indevida desses dispositivos em situações que envolvam a circulação de GICs nas LTs.

Por fim, com relação ao desempenho do relé, pôde-se concluir que, para GICs contínuas de magnitude maior ou igual a 5 A, sempre ocorre a atuação do relé de distância em dos loops de falta à terra (AN, BN ou CN). O mesmo se verifica para os casos em que a GIC apresenta comportamento alternado, independentemente de sua frequência, desde que apresentem amplitudes maiores do que 7,5 A. Para ambos os casos, as atuações são verificadas para a 1ª zona de atuação dos relés, provocando o desligamento imediato da linha de transmissão. De modo geral, isso ocorre porque nos instantes em que ocorrem variações bruscas nos saís de corrente, a resposta do filtro de estimação fasorial apresenta erro elevado, provocando assim a atuação dos relés nos instantes em que a GIC penetra no sistema e em que esta cessa seu efeito sobre a rede.

5.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

- Desenvolver metodologias robustas, de implementação simples e que sejam capazes de bloquear a atuação indevida de relés quando ocorrem GICs;
- Analisar o desempenho do relé de distância sob efeito de GICs circulando na LT;
- Desenvolver uma metodologia para modelagem de GIC.

Referências

- AKASOFU, S.; CHAPMAN, S. Solar-terrestrial physics. *Oxford at the Chareson Press*, p. 889, 1972. Citado na página 24.
- ANEEL. Relatório de análise : desligamentos forçados do sistema de transmissão / agência nacional de energia elétrica. 2016. Citado na página 47.
- BRASIL. Código de defesa do consumidor. lei n 8.079, de 11 de setembro de 1990. Senado Federal, Gabinete do Senador Coutinho Jorge, 1990. Citado na página 16.
- CHAPMAN S. E BARTELS, J. *Geomagnetism*. [S.l.: s.n.], 1940. v. 2. Citado na página 29.
- CORREIA, C. *O Campo Magnético da Terra*. Dissertação, 2007. Citado 4 vezes nas páginas 21, 22, 23 e 24.
- FOX, K. *Sun Erupts With Significant Flare*. 2017. Disponível em: <<https://www.nasa.gov/feature/goddard/2017/active-region-on-sun-continues-to-emit-solar-flares>>. Citado na página 20.
- GARNER, R. *NASA's THEMIS Sees Auroras Move to the Rhythm of Earth's Magnetic Field*. 2016. Disponível em: <<https://www.nasa.gov/feature/goddard/2016/nasa-s-themis-sees-auroras-move-to-the-rhythm-of-earth-s-magnetic-field>>. Citado na página 21.
- GIRGIS, R.; VEDANTE, K. Effects of gic on power transformers and power systems. p. 1-8, 2012. Citado na página 33.
- HALLIDAY, D.; RESNICK, R.; WALKER, J. *Fundamentos de Física, Volume 3*. [S.l.: s.n.], 2012. 351 p. Citado na página 22.
- HARTMANN, G. A. A anomalia magnética do atlântico sul : Causas e efeitos a anomalia magnética do atlântico sul : Causas e efeitos. 2005. Citado na página 31.
- HEINDL, M. et al. Investigation of gic related effects on power transformers using modern diagnostic methods. *XVII international symposium on highvoltage engineering*, 2011. Citado na página 15.
- HEIRTZLER, J. R. The future of the south atlantic anomaly and implications for radiation damage in space. *Journal of Atmospheric and Solar-Terrestrial Physics*, 2002. Citado na página 29.
- HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G. *Power system relaying*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2008. v. 22. Citado 2 vezes nas páginas 42 e 43.
- IEEE Std C37.110. Guide for the application of current transformers used for protective relaying purposes. 2007. Citado 3 vezes nas páginas 37, 38 e 39.
- IEEE Std C37.90. Ieee standard for relays and relay systems associated with electric power apparatus. 2005. Citado na página 41.

IEEE Std C57.13-1993. Standard requirements for instrument transformers. v. 57, 1993. Citado na página 39.

INGV. *Auroral Electrojet Indices*. 2011. Disponível em: <http://www.ingv.it/ufficio-stampa/research-areas/sun-earth/auroral-electrojet-indices?set_language=en>. Citado na página 25.

INGV. *Dst geomagnetic index*. 2011. Disponível em: <<http://www.ingv.it/ufficio-stampa/research-areas/sun-earth/dst-geomagnetic-index>>. Citado na página 26.

INGV. *Planetary Kp index*. 2011. Disponível em: <<http://www.ingv.it/ufficio-stampa/research-areas/sun-earth/planetary-kp-index>>. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 27.

JEWETT, J.; SERWAY, R. *Princípios de física: eletromagnetismo*. São Paulo: Cengage Learning, 2008. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 28.

KAPPENMAN, J. *A Perfect Storm of Planetary Proportions*. 2012. Disponível em: <<http://spectrum.ieee.org/energy/the-smarter-grid/a-perfect-storm-of-planetary-proportions>>. Citado na página 19.

KIRCHHOFF, V. W. J. H. *Introdução à Geofísica Espacial*. Nova stell. [S.l.: s.n.], 1991. Citado na página 23.

KUTSCHENKO, A. *Associação entre tempestades geomagnéticas e interações por infarto agudo do miocárdio*. Dissertação, 2012. Citado na página 24.

LAGOAS, F. *Filtro Morfológico Para Detecção de Correntes Geomagneticamente Induzidas em Sistemas Elétricos de Potência*. 2014. Citado na página 28.

MOORE, S. K. Extreme solar storm strikes earth. *IEEE Spectrum*, 2003. Citado na página 20.

MUSTAFA, T. I. A. H. et al. A study of correlation between protection trips and geomagnetically induced currents in a power transmission line in brazil. 2013. Citado 3 vezes nas páginas 15, 29 e 32.

NASA. *Swarm Reveals Earth's Changing Magnetism*. 2014. Disponível em: <<https://earthobservatory.nasa.gov/IOTD/view.php?id=84266>>. Citado na página 30.

NEXANS, C. *Alumínio - Condutores Nus*. 2013. Disponível em: <<http://www.ingv.it/ufficio-stampa/research-areas/sun-earth/planetary-kp-index>>. Citado na página 47.

OSKIN, B. *Scientists Offer Theory For Why Earth's Magnetic Field Is Wonky*. 2012. Disponível em: <<https://www.sott.net/article/248315-Scientists-Offer-Theory-For-Why-Earths-Magnetic-Field-Is-Wonky>>. Citado na página 22.

PINTO, L. M. et al. Um novo olhar sobre a segurança de sistemas elétricos. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2008. Citado 3 vezes nas páginas 29, 31 e 32.

REUTERS. *Impressionantes cores de Aurora Boreal iluminam céu da Finlândia*. 2017. Disponível em: <<https://g1.globo.com/natureza/noticia/impresionantes-cores-de-aurora-boreal-iluminam-ceu-da-finlandia.ghtml>>. Citado na página 21.

SANTOS, E. M. d. *Compensação das formas de onda distorcidas pela saturação de transformadores de corrente com auxílio da estimação de frequência*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Maria, 2015. Citado 8 vezes nas páginas 34, 35, 40, 41, 44, 45, 46 e 52.

SANTOS, E. M. dos. *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*. [S.l.: s.n.], 2016. v. 2. Citado 2 vezes nas páginas 41 e 43.

SCHETTINO, B. M. *Uma Proposta Para Detecção e Compensação dos Efeitos Causados pela Aturação dos Núcleos dos Transformadores de Corrente Utilizados em Circuitos de Proteção*. Dissertação, 2012. Citado 4 vezes nas páginas 15, 36, 37 e 38.

SILVA, M. G. M. *Avaliação de Desempenho de Relés de Proteção Digitais*. Dissertação, 2012. Citado na página 42.

ZOCHOLL, S. E. *Análises e Aplicações de Transformadores de Corrente*. [S.l.: s.n.], 2004. Citado na página 39.

ANEXO A - Código do filtro de Fourier de ciclo completo

```

% Coeficientes do filtro de Fourier de ciclo completo
a=1;
for b=1:N/2
    Cfc(1,a)=(sqrt(2)/N)*cos(((b-1)*2*pi)/N); % Vetor linha com n coeficientes cosseno
    Cfs(1,a)=-sqrt(2)/N*sin(((b-1)*2*pi)/N); % Vetor linha com n coeficientes seno
    a=a+1;
end
% Lógica do filtro
for a=1:size(t,2)
    r(a,1)=cos(2*pi*f*t(1,a)); % Gera o sinal de referência
    % Janela de dados
    if a==1
        janA(1:N/2-1,a)=0;janA(N/2,a)=gA(a,1); % 1º vetor de dados do sinal de
        referência
        jr(1:N/2-1,a)=0;jr(N/2,a)=r(a,1); % 1º vetor de dados do sinal de referência
    elseif a>=2
        janA(:,a)=[janA(2:N/2,a-1);gA(a,1)]; % Demais vetores de dados do sinal
        jr(:,a)=[jr(2:N/2,a-1);r(a,1)]; % Demais vetores de dados do sinal de referência
    end
    GcA(a,1)= Cfc*janA(1:N/2,a); % Valor instantâneo do sinal cosseno
    GsA(a,1)= Cfs*janA(1:N/2,a); % Valor instantâneo do sinal seno
    GA(a,1)=GcA(a,1)+GsA(a,1)*1i; % Sinal complexo da saída do filtro
    GcR(a,1)=Cfc*jr(1:N/2,a); % Valor instantâneo do sinal cosseno de referência
    GsR(a,1)=Cfs*jr(1:N/2,a); % Valor instantâneo do sinal seno de referência
    GR(a,1)=GcR(a,1)+GsR(a,1)*1i; % Sinal complexo de referência da saída do filtro
    AngA(a,1)=angle(GA(a,1))-angle(GR(a,1)); % Ângulo do fasor
    % Fasor final
    Gafasor(a,1)=abs(GA(a,1))*cos(AngA(a,1))+abs(GA(a,1))*sin(AngA(a,1))*1i;
end

```