

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

Luccas dos Santos Durlo

ANÁLISE DO DESEMPENHO DE METODOLOGIAS PARA
DETECÇÃO DE CORRENTES DE *INRUSH* EM SISTEMAS
ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Alegrete

2022

Luccas dos Santos Durlo

**ANÁLISE DO DESEMPENHO DE METODOLOGIAS
PARA DETECÇÃO DE CORRENTES DE *INRUSH*
EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Machado dos Santos.

Alegrete
2022

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) .

D947a Durlo, Luccas dos Santos

Análise do desempenho de metodologias para detecção de
correntes de inrush em sistemas elétricos de potência / Luccas
dos Santos Durlo.

94 p.

Trabalho de Conclusão de Curso(Graduação)-- Universidade
Federal do Pampa, ENGENHARIA ELÉTRICA, 2022.

"Orientação: Eduardo Machado dos Santos".

1. Desempenho. 2. Corrente de inrush. 3. Identificação de
inrush. 4. Sistema elétrico de potência. 5. Transformadores de
potência. I. Título.

LUCCAS DOS SANTOS DURLO

ANÁLISE DO DESEMPENHO DE METODOLOGIAS PARA DETECÇÃO DE CORRENTES DE INRUSH EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em: 28 de julho de 2022.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Eduardo Machado dos Santos

Orientador

UNIPAMPA

Prof. Dr. Chrystian Dalla Lana da Silva

UNIPAMPA

Eng.^a Luana Barcelos Severo

UNIPAMPA

Assinado eletronicamente por **CHRYSYIAN DALLA LANA DA SILVA, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 17/08/2022, às 08:38, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as



normativas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **EDUARDO MACHADO DOS SANTOS, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 17/08/2022, às 16:05, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **LUANA BARCELOS SEVERO, Usuário Externo**, em 17/08/2022, às 16:14, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.unipampa.edu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0877911** e o código CRC **B09AE43E**.

Universidade Federal do Pampa, Campus Alegrete
Av. Tiarajú, 810 – Bairro: Ibirapuitã – Alegrete – RS CEP: 97.546-550

Telefone: (55) 3422-8400

*"Serenity is knowing it's safe
From destruction of time."
(Chuck Schuldiner)*

Resumo

O transformador é uma das partes mais importantes do sistema de energia e o seu alto custo deve ser levado em conta. Falhas internas dependendo da severidade podem causar danos e até destruição do equipamento, portanto, é necessário protegê-lo dessas situações. A presença da proteção pode não evitar totalmente os danos causados, mas evita ao máximo os possíveis problemas que podem agravar o princípio de operação do transformador. Isso demonstra que um sistema de proteção confiável é de suma importância para a transmissão de energia elétrica. No entanto, mesmo um eficiente sistema de proteção pode estar exposto às ocasiões fora do normal. Um bom exemplo disso é a presença da corrente de magnetização do transformador ao ser energizado sem carga, conhecida por corrente de *inrush*, as quais confundem a operação do relé, causando um falso disparo da proteção. Neste contexto, o objetivo deste trabalho é comparar o desempenho de métodos de detecção da corrente de *inrush* presentes na literatura especializada. Para tal, um banco de dados contendo sinais de corrente obtidos a partir de simulações de um sistema teste implementado no *software* ATPDraw foi utilizado para analisar o desempenho dos métodos, os quais foram implementados no *software* MATLAB®. As seguintes técnicas tiveram seus desempenhos analisados: Método da Predição Linear (MPL), Método Fundamentado na Análise da Assimetria da Forma de Onda (MFAAFO), Método do Coeficiente de Simetria Longitudinal da Forma de Onda (MCSLFO) e Método do Gradiente Morfológico Adaptado (MGMA). A partir dessas simulações, foi possível obter a resposta de cada método frente a diferentes taxas de amostragem, curtos-circuitos, ângulos de chaveamento e para energização do transformador com e sem carga. Dessa forma, foi possível determinar qual das técnicas melhor desempenha a função da detecção das correntes de *inrush* frente às condições operacionais simuladas.

Palavras-chave: Desempenho. Corrente de *inrush*. Identificação de *inrush*. Sistema Elétrico de Potência. Transformadores de Potência.

Abstract

The transformer is one of the most important parts of a power system and its high cost must be taken into account. Depending on its severity, internal faults can cause equipment damage and destruction, so it is necessary to protect it from these situations. The presence of protection may not completely prevent the damage caused, but it avoids as much as possible the problems that can aggravate the transformer's operating principle. This demonstrates that a reliable protection system is of paramount importance for the transmission of electrical energy. However, even an efficient protection system can be exposed to unusual occasions. A good example of it is the presence of the transformer's magnetizing current when energized without load, known as inrush current, which confuses the relay operation, causing a false tripping of the protection. In this context, the objective of this work is to compare the performance of inrush current detection methods present in the specialized literature. To this end, a database containing current signals obtained from simulations of a test system implemented in ATPDraw software was used to analyze the performance of the methods, which were implemented in MATLAB[®]. The following techniques had their performances analyzed: Linear Prediction Method (LPM), Method Based on Waveform Asymmetry Analysis (MBWAA), Waveform Longitudinal Symmetry Coefficient Method (WLSCM) and Adapted Morphological Gradient Method (AMGM). From these simulations, it was possible to obtain the response of each method against different sampling rates, short circuits events, switching angles and for transformer energization with and without load. In this way, it was possible to determine which of the techniques best performs the function of detecting *inrush* currents under the simulated operating conditions.

Keywords: Performance. Inrush Current. Inrush detection. Electric Power Systems. Power Transformers.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Núcleo e enrolamentos de um transformador trifásico.	26
Figura 2 – Esquemático dos transformadores tipo núcleo.	27
Figura 3 – Esquemático dos transformadores tipo <i>shell</i>	27
Figura 4 – Modelo de um transformador ideal com carga.	28
Figura 5 – Modelo do transformador real.	30
Figura 6 – Circuito magnético equivalente de um transformador.	31
Figura 7 – Representação fasorial da corrente de excitação.	32
Figura 8 – Ramo de excitação.	33
Figura 9 – Curva de magnetização do núcleo do transformador e corrente de magnetização causada pelo fluxo no núcleo do transformador.	33
Figura 10 – Formas de onda de tensão e fluxo em regime permanente.	36
Figura 11 – Comportamento da corrente levando-se em conta o fluxo residual.	38
Figura 12 – Proteção diferencial.	42
Figura 13 – Curva de sensibilização do relé.	42
Figura 14 – Lógica genérica das principais metodologias para detecção de <i>inrush</i>	46
Figura 15 – Comparação entre a corrente máxima média de <i>inrush</i> em (p.u) de um transformador de 750kVA.	49
Figura 16 – Fluxograma para o método da Predição Linear.	51
Figura 17 – Sinal de corrente da fase (A) original e estimado para situação de <i>inrush</i>	52
Figura 18 – Sinal de corrente da fase (A) original e estimado para situação de curto-circuito.	52
Figura 19 – Fluxograma para o MGA.	54
Figura 20 – Sinal de corrente da fase (A) e gradiente morfológico para situação de <i>inrush</i>	55
Figura 21 – Sinal de corrente da fase (A) e gradiente morfológico para situação de curto-circuito.	55
Figura 22 – Fluxograma para o método proposto por Luft (2018).	56
Figura 23 – Coeficiente longitudinal de uma forma de onda senoidal.	57
Figura 24 – Coeficiente longitudinal de uma forma de onda assimétrica.	58
Figura 25 – Sistema teste para <i>inrush</i>	59
Figura 26 – Sistema teste para curto-circuito.	60
Figura 27 – Simulação do caso 1 para a fase A pelo MPL. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Sinal estimado da fase A. (c) Erro da predição. (d) Detecção do <i>inrush</i> da fase A.	62

Figura 28 – Simulação do caso 1 para a fase A pelo MFAAFO. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Coeficiente de assimetria de amplitude. (c) Coeficiente de assimetria de intervalo. (d) Detecção do <i>inrush</i> da fase A.	62
Figura 29 – Simulação do caso 1 para a fase B pelo MFAAFO. (a) Sinal de corrente da fase B. (b) Coeficiente de assimetria de amplitude. (c) Coeficiente de assimetria de intervalo. (d) Detecção do <i>inrush</i> da fase B.	63
Figura 30 – Simulação do caso 1 para a fase A pelo MCSLFO. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Área S1. (c) Área S2. (d) Coeficiente de simetria longitudinal. (e) Detecção do <i>inrush</i> da fase A.	63
Figura 31 – Simulação do caso 1 para a fase B pelo MCSLFO. (a) Sinal de corrente da fase B. (b) Área S1. (c) Área S2. (d) Coeficiente de simetria longitudinal. (e) Detecção do <i>inrush</i> da fase B.	64
Figura 32 – Simulação do caso 1 para a fase C pelo MGMA. (a) Sinal de corrente da fase C. (b) Gradiente morfológico adaptado para a fase C. (c) Critério. (d) Detecção do <i>inrush</i> da fase C.	64
Figura 33 – Simulação do caso 2 para a fase A pelo MPL. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Sinal estimado da fase A. (c) Erro da predição. (d) Detecção do <i>inrush</i> da fase A.	66
Figura 34 – Simulação do caso 2 para a fase A pelo MFAAFO. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Coeficiente de assimetria de amplitude. (c) Coeficiente de assimetria de intervalo. (d) Detecção do <i>inrush</i> da fase A.	66
Figura 35 – Simulação do caso 2 para a fase A pelo MCSLFO. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Área S1. (c) Área S2. (d) Coeficiente de simetria longitudinal. (e) Detecção do <i>inrush</i> da fase A.	67
Figura 36 – Simulação do caso 2 para a fase B pelo MCSLFO. (a) Sinal de corrente da fase B. (b) Área S1. (c) Área S2. (d) Coeficiente de simetria longitudinal. (e) Detecção do <i>inrush</i> da fase B.	67
Figura 37 – Simulação do caso 2 para a fase A pelo MGMA. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Gradiente morfológico adaptado para a fase A. (c) Critério. (d) Detecção do <i>inrush</i> da fase A.	68
Figura 38 – Simulação do caso 2 para a fase B pelo MGMA. (a) Sinal de corrente da fase B. (b) Gradiente morfológico adaptado para a fase B. (c) Critério. (d) Detecção do <i>inrush</i> da fase B.	68
Figura 39 – Simulação do caso 3 para a fase C pelo MPL. (a) Sinal de corrente da fase C. (b) Sinal estimado da fase C. (c) Erro da predição. (d) Detecção do <i>inrush</i> da C.	69
Figura 40 – Simulação do caso 3 para a fase A pelo MFAAFO. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Coeficiente de assimetria de amplitude. (c) Coeficiente de assimetria de intervalo. (d) Detecção do <i>inrush</i> da fase A.	70

Figura 41 – Simulação do caso 3 para a fase A pelo MCSLFO. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Área S1. (c) Área S2. (d) Coeficiente de simetria longitudinal. (e) Detecção do <i>inrush</i> da fase A.	70
Figura 42 – Simulação do caso 3 para a fase A pelo MGMA. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Gradiente morfológico adaptado para a fase A. (c) Critério. (d) Detecção do <i>inrush</i> da fase A.	71
Figura 43 – Simulação do caso 3 para a fase B pelo MGMA. (a) Sinal de corrente da fase B. (b) Gradiente morfológico adaptado para a fase B. (c) Critério. (d) Detecção do <i>inrush</i> da fase B.	71
Figura 44 – Simulação do caso 4 para a fase A pelo MPL. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Sinal estimado da fase A. (c) Erro da predição. (d) Detecção do <i>inrush</i> da A.	72
Figura 45 – Simulação do caso 4 para a fase A pelo MFAAFO. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Coeficiente de assimetria de amplitude. (c) Coeficiente de assimetria de intervalo. (d) Detecção do <i>inrush</i> na fase A.	73
Figura 46 – Simulação do caso 4 para a fase A pelo MCSLFO. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Área S1. (c) Área S2. (d) Coeficiente de simetria longitudinal. (e) Detecção do <i>inrush</i> da fase A.	73
Figura 47 – Simulação do caso 4 para a fase A pelo MGMA. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Gradiente morfológico adaptado para a fase A. (c) Critério. (d) Detecção do <i>inrush</i> da fase A.	74
Figura 48 – Simulação do caso 4 para a fase B pelo MGMA. (a) Sinal de corrente da fase B. (b) Gradiente morfológico adaptado para a fase B. (c) Critério. (d) Detecção do <i>inrush</i> da fase B.	74
Figura 49 – Simulação do caso 5 para a fase A pelo MPL. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Sinal estimado da fase A. (c) Erro da predição. (d) Detecção do <i>inrush</i> da fase A.	75
Figura 50 – Simulação do caso 5 para a fase A pelo MFAAFO. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Coeficiente de assimetria de amplitude. (c) Coeficiente de assimetria de intervalo. (d) Detecção do <i>inrush</i> da fase A.	76
Figura 51 – Simulação do caso 5 para a fase A pelo MCSLFO. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Área S1. (c) Área S2. (d) Coeficiente de simetria longitudinal. (e) Detecção do <i>inrush</i> da fase A.	76
Figura 52 – Simulação do caso 5 para a fase A pelo MGMA. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Gradiente morfológico adaptado para a fase A. (c) Critério. (d) Detecção do <i>inrush</i> da fase A.	77
Figura 53 – Simulação do caso 5 para a fase B pelo MGMA. (a) Sinal de corrente da fase B. (b) Gradiente morfológico adaptado para a fase B. (c) Critério. (d) Detecção do <i>inrush</i> da fase B.	77

Lista de tabelas

Tabela 1 – Relação entre as tensões e correntes de fase e linha para conexões Y e Δ .	35
Tabela 2 – Correntes de <i>inrush</i> para diferentes conexões do transformador.	39
Tabela 3 – Performance do método apresentada por Chagas <i>et al.</i> (2021).	51
Tabela 4 – Parâmetros do transformador de potência monofásico.	60
Tabela 5 – Parâmetros do gerador trifásico.	60
Tabela 6 – Impedância das fontes geradoras.	60
Tabela 7 – Impedância da linha.	60
Tabela 8 – Resultado das simulações para 64 amostras/ciclo para energização de banco de transformadores sob carga.	79
Tabela 9 – Resultado das simulações para 32 amostras/ciclo para energização de banco de transformadores sob carga.	80
Tabela 10 – Resultado das simulações para 64 amostras/ciclo para energização de banco de transformadores sem carga.	81
Tabela 11 – Resultado das simulações para 32 amostras/ciclo para energização de banco de transformadores sem carga.	82

Sumário

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Considerações Gerais	17
1.2	Revisão Bibliográfica	17
1.3	Justificativas	22
1.4	Objetivos e Contribuições	23
1.5	Estrutura do Trabalho	23
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	25
2.1	Considerações Gerais	25
2.2	O Transformador e suas Características	25
2.2.1	Transformador	25
2.2.2	Construção do Núcleo do Transformador	26
2.2.3	Transformador Ideal	27
2.2.4	Transformador Operando sem Carga	29
2.2.5	O Modelo Real do Transformador	29
2.2.6	Transformador Trifásico	33
2.2.7	Tipo de Conexão do Transformador	34
2.3	O Fenômeno Inrush	35
2.3.1	Inrush	35
2.3.2	Magnitude e Duração da Corrente de <i>Inrush</i>	36
2.3.3	Problemas Causados pela Corrente de <i>Inrush</i>	39
2.4	Conceitos Básicos do Sistema de Proteção	40
2.4.1	Sensibilidade, Seletividade, Velocidade e Confiabilidade	40
2.4.2	Proteção Diferencial do Transformador	41
2.5	Considerações Finais	43
3	MÉTODOS ANALISADOS PARA IDENTIFICAÇÃO DAS CORREN- TES DE <i>INRUSH</i>	45
3.1	Considerações Gerais	45
3.2	Principais Metodologias de Detecção da Corrente de <i>Inrush</i>	45
3.2.1	Técnicas Baseadas na Componente Harmônica ou DC	45
3.2.2	Técnicas Baseadas na Análise da Forma de Onda	47
3.2.3	Técnicas Baseadas na Decomposição e Aprendizado de Máquina	47
3.2.4	Técnicas Baseadas no Consumo de Potência	48
3.2.5	Técnicas Baseadas em Minimizar a Corrente de <i>Inrush</i>	48
3.3	Metodologias Analisadas	49

3.3.1	Método da Predição Linear (MPL)	50
3.3.2	Método do Gradiente Morfológico Adaptado (MGMA)	53
3.3.3	Método Fundamentado na Análise da Assimetria da Forma de Onda (MFA-AFO)	56
3.3.4	Método do coeficiente de simetria longitudinal da forma de onda (MCSLFO)	57
3.4	Considerações Finais	58
4	RESULTADOS	59
4.1	Considerações Gerais	59
4.2	Sistema Teste	59
4.3	Caso 1: Energização de Banco de Transformadores sem Carga	61
4.4	Caso 2: Energização de Banco de Transformadores sob Carga	65
4.5	Caso 3: Curto-Circuito Monofásico	69
4.6	Caso 4: Curto-Circuito Bifásico	72
4.7	Caso 5: Curto-Circuito Trifásico	75
4.8	Considerações Acerca dos Resultados	78
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	83
5.1	Considerações Finais	83
5.2	Sugestões para Trabalhos Futuros	84
	REFERÊNCIAS	85

1 Introdução

1.1 Considerações Gerais

O transformador de potência é um componente indispensável em Sistemas Elétricos de Potência (SEP), já que, através dele, é possível atender diversas cargas conectadas à rede elétrica de forma segura e eficaz. Existem inúmeras razões para utilizar um transformador de potência, mas o principal motivo é diminuir as perdas de energia durante a transmissão. Tendo em vista essa importância, faz-se necessária a implantação de um sistema robusto e adequado de proteção, com capacidade de atuar corretamente quando ocorrer uma falta interna no transformador.

Por mais que um dispositivo seja bem projetado, ele está exposto a ação de fenômenos que podem alterar o seu funcionamento e, devido à característica dos equipamentos de núcleo ferromagnético, o transformador quando é magnetizado, produz uma corrente de pico elevada e com onda distorcida, também chamada de corrente de *inrush*. Essa corrente pode surgir ao religar o transformador após um período desenergizado, durante uma queda de tensão momentânea ou quando um transformador em paralelo é energizado, saturando o transformador já em operação (ANDERSON, 1999). Apesar da corrente de *inrush* permanecer por um período de tempo muito pequeno, é o suficiente para, em algumas situações, danificar, diminuir a vida útil do equipamento ou causar falsos disparos nos relés de proteção.

O fato dessa corrente poder atingir valores maiores que a corrente nominal de operação do transformador, induz o relé a identificar o fenômeno como uma falta. Com o intuito de burlar essa situação, diversos métodos foram empregados para bloquear a operação da proteção diferencial no instante em que o *inrush* acontece. Atualmente, existem técnicas baseadas em Redes Neurais Artificiais, Morfologia Matemática, Predição Linear, Lógica Fuzzy, Transformada Wavelet (WT), Fator de Atenuação, Assimetria da Forma de Onda, dentre outras, as quais apresentam resultados precisos.

1.2 Revisão Bibliográfica

As primeiras técnicas desenvolvidas para que o relé diferencial não atuasse no instante da energização, utilizavam um atraso de tempo intencional ou uma dessensibilização temporária da proteção. Com o passar dos anos, estudos demonstraram que as componentes harmônicas, principalmente as de segunda ordem, estavam presentes em grandes quantidades na corrente de magnetização, permitindo a produção de técnicas que

se baseavam nesse conceito. Os materiais e as tecnologias empregadas nos transformadores evoluíram e o número de harmônicos presentes nessas correntes decaiu. Então, além de aprimorar as metodologias já existentes, tornou-se necessário implementar técnicas que utilizavam outras características presentes no momento da magnetização. O intuito desta seção é fazer um levantamento bibliográfico com publicações referentes a proposta deste trabalho publicadas nos últimos 30 anos.

Girgis e Brown (1981) desenvolveram um esquema adaptativo de proteção diferencial, que utilizava diferentes estados do filtro de Kalman para diferenciar a atuação da proteção em casos de condições normais de operação e uma possível falta do transformador.

Inagaki *et al.* (1988) propuseram uma metodologia baseada em estudos que demonstram que os valores da indutância inversa *shunt* em faltas internas são diferentes daqueles que acontecem em casos de *inrush*. No referido trabalho, foi mostrada a diferença entre uma falta interna e a corrente de magnetização, a partir do valor da indutância inversa *shunt*, calculada pela amostra de tensão e corrente medida nos terminais do transformador.

Ling e Basak (1989) apresentam uma análise dos componentes harmônicos presentes em transformadores monofásicos e trifásicos, além de propor um algoritmo para diferenciar uma falta genuína do *inrush*, levando em conta o valor da integração de uma forma de onda assimétrica até a forma de onda simétrica, o qual denominaram como integração em tempo real.

Hijazi e Basak (1993) propuseram um modelo computacional para prever o comportamento transitório de um transformador trifásico para correntes de magnetização e falta, a partir de uma combinação de parâmetros de comutação de transformadores. Também, propõe uma análise da área que é acumulada a cada ciclo da forma de onda da corrente diferencial para garantir uma proteção contra faltas internas e possíveis instabilidades ao ligar o transformador.

Perez *et al.* (1994) apresentam uma Rede Neural Artificial (RNA) do tipo *feed-forward*, treinada através do algoritmo *back-propagation*. O método proposto baseia-se no reconhecimento da corrente de *inrush* por sua forma de onda, diferenciando-a da forma de onda da falta pelo treinamento da rede. Ainda, Nagpal *et al.* (1995) também propõem, uma RNA do mesmo tipo e treinada pelo mesmo algoritmo de Perez *et al.* (1994), utilizando o fato da corrente de *inrush* apresentar um conteúdo significativo de harmônicos para se discriminar das demais correntes.

Bronzeado, Brogan e Yacamini (1996) fazem uma análise das componentes harmônicas presentes em interação simpática entre transformadores, mostrando que, quando o fenômeno acontece, as componentes harmônicas pares decrescem, mas, em compensação, as ímpares aumentam, podendo alterar significativamente as sobretensões temporárias.

Yabe (1997) apresenta um método para discriminar faltas internas da corrente de

inrush pela soma da potência ativa que flui nos terminais do transformador. Para checar a performance do método, foi utilizando um banco de dados com formas de onda de tensão e corrente de um transformador 500/154 kV.

Zaman e Rahman (1998) propuseram uma técnica usando Redes Neurais Artificiais, diferenciando-se dos outros métodos por não depender da análise das componentes harmônicas nem do circuito equivalente do transformador. A rede foi treinada pelo algoritmo *back-propagation* e a discriminação das correntes aconteceu por meio da análise do comportamento do sinal de corrente.

Gomez-Morante e Nicoletti (1999) apresentam uma metodologia de proteção diferencial por meio da Transformada *Wavelet* (TW). Os autores simularam correntes de *inrush* para diferentes ângulos e discriminaram a falta da corrente de magnetização, com base no fato que sua distribuição de energia no tempo e na frequência diferem significativamente.

Bo, Weller e Lomas (2000) propuseram uma técnica para se utilizar na proteção do transformador, que se preocupa com a detecção dos transientes de corrente por meio de uma unidade de relé projetada especialmente para isso. O relé é sintonizado em uma banda de alta frequência, a qual é usada para se obter as correntes transitórias de ambos os lados do transformador, extraindo as energias espectrais dos sinais de correntes e medindo os seus níveis para enviar uma ordem de operação ou restrição à proteção. No mesmo artigo, também foi proposto um método para detecção do *inrush*, tendo como base a presença de componentes de alta frequência no sinal transitório de corrente, obtendo a discriminação por meio de um sinal de restrição, que é determinado entre a razão da energia espectral do sinal transiente e o fundamental.

Mao e Aggarwal (2001) apresentam nova metodologia que utiliza TW combinada com uma RNA, aplicando primeiramente a transformada para decompor os sinais de corrente diferencial do transformador de potência em uma série de coeficientes *Wavelet*. As energias espectrais desses coeficientes são calculadas e, então, a rede neural é treinada para discriminar a falta interna da corrente de energização.

Lin, Liu e Malik (2002) propuseram um método baseado em um algoritmo de correlação aprimorado, onde as correntes de falta e de *inrush* são distinguidas quando o valor do coeficiente de correlação da forma de onda corrigida entre o primeiro semiciclo e o último meio ciclo é maior que um valor limite pré-estabelecido.

Shin, Park e Kim (2003) propõem um algoritmo que se difere de técnicas convencionais, usando uma abordagem de lógica *fuzzy*. O método proposto usa o estudo do fluxo da derivada da corrente diferencial, restrições harmônicas e a curva característica percentual diferencial, demonstrando ser eficiente em casos em que há uma baixa presença de componentes harmônicos na corrente de *inrush* e uma alta em faltas internas, podendo ser uma alternativa aos métodos convencionais de detecção.

Baoming *et al.* (2005) desenvolveram uma técnica baseada na variação da Indutância Equivalente Instantânea (IEI). Os autores elaboraram dois critérios, que chamaram de: 1) Método indireto, onde foi considerado a presença de *inrush* quando a amplitude da componente de frequência fundamental na IEI é maior que um valor limite; 2) Método direto, onde a variação da IEI é calculada pela amplitude RMS e o desarme só ocorre se o limiar for ultrapassado. Os resultados do artigo mostram que o segundo método é mais eficiente, funcionando tanto no domínio do tempo como da frequência.

Faiz e Lotfi-Fard (2006) propuseram um algoritmo baseado no processamento da corrente diferencial, considerando o comportamento de diferentes correntes diferenciais sobre condições de falta e *inrush*. No método proposto, uma função critério é definida em termos da diferença de amplitude de coeficientes *wavelet* sobre uma banda de frequência específica.

El-Naggar *et al.* (2007) apresentam um método baseado na análise de imagem. A técnica consiste em medir o sinal de corrente primária (I_p) no lado em que o transformador é alimentado e as tensões no primário e secundário para calcular a diferença entre esses sinais (Δ_v). Com essas duas informações é possível obter o limite do lugar geométrico e fazer uma análise das imagens. O artigo demonstrou que, em casos de falta, há uma grande diferença entre I_p e Δ_v em relação às condições normais.

Vazquez *et al.* (2008) apresentam um algoritmo, baseado em reconhecimento de padrões de corrente diferencial obtidos como a soma fasorial de correntes secundárias de transformadores de corrente. O algoritmo faz uma análise dos principais componentes para pré-processar os dados e eliminar informações redundantes para reconhecer a identificação de um padrão, com o intuito de discriminar entre faltas internas de condições de *inrush*.

Lu *et al.* (2009) propõem um esquema morfológico para identificação da corrente de magnetização. O esquema decompõe um sinal de corrente em segmentação por multiresolução com base em operadores de síntese e análise da morfologia matemática. O estudo demonstrou eficácia mesmo em casos de *inrush* com pouca presença da segunda componente harmônica.

Tripathy, Maheshwari e Verma (2010) apresentam uma Rede Neural Probabilística Otimizável (RNPO) para discriminar o pico de magnetização e a falta interna de um transformador de potência. O algoritmo utilizado se baseia na relação tensão-frequência e amplitude da corrente diferencial para a determinação do estado de funcionamento do transformador. Para avaliar o desempenho da técnica, foi feita uma comparação entre o método convencional de restrição harmônica e outra rede neural do tipo RNPO.

Long e Jingdong (2011) propõem um técnica baseada em TW. Foi utilizada a *Wavelet B-spline* para analisar a forma de onda da simulação feita no MATLAB® e o índice de *Lipschitz*. Os autores reforçam que as características extraídas pela TW têm

uma propriedade mais distintiva do que aquelas extraídas pela Transformada Rápida de Fourier devido ao tempo e a frequência da TW.

Zheng *et al.* (2012) propuseram em seu artigo uma análise do mau funcionamento da proteção diferencial em casos em que há a conexão de um transformador em paralelo em subestações. O trabalho conclui que a saturação transitória do transformador de corrente é causada pelo decaimento da componente DC presente na corrente de magnetização. O artigo também propõe um novo algoritmo que se baseia na diferença de tempo que acontece nas mudanças repentinas de corrente no lado estrela do transformador e o instante do aumento da corrente diferencial.

Hamilton (2013) fez uma revisão de vários métodos populares que utilizam a presença de harmônicos. Em seus resultados, reforçou que os métodos que se baseiam na segunda harmônica podem apresentar falsos disparos nos transformadores atuais e demonstrou uma confiabilidade e segurança nos algoritmos que somam todas as harmônicas.

Moon e Dhattrak (2014) apresentam uma abordagem alternativa usando uma RNA para a discriminação das correntes. Para fazer tal análise, foram extraídas a razão da segunda harmônica, o valor de pico da corrente de *inrush* e o desvio médio, as quais são utilizadas como entradas da RNA. Os testes utilizaram diferentes ângulos de comutação do circuito do disjuntor, como 30, 60 e 90 graus e apresentaram uma precisão de 100% para o banco de dados simulado.

Shao *et al.* (2015) utilizam a diferença de intervalo de tempo determinado pelos valores extremos de um período para detectar correntes de *inrush*. A técnica toma como base o fato de que os valores máximos e mínimos formados na curva da taxa de derivação são diferentes para cada tipo de corrente.

Jiandong *et al.* (2016) propõem um método baseado no fator de atenuação da corrente fundamental. O fator de atenuação é calculado pelo algoritmo de *Prony*, que obtém a amplitude e também a fase do sinal. A discriminação acontece se o fator de atenuação é excedido ou não por um valor limite pré-estabelecido.

Jin e Liu (2017) apresentam um método que utiliza um algoritmo de restrição rápida de fluxo. O algoritmo toma como base os valores de tensão e corrente amostrados e calcula a taxa de variação dos fluxos magnéticos no núcleo de ferro para determinar o status da saturação do transformador protegido. Com o uso de contadores espalhados por regiões diferentes do núcleo magnético do transformador é possível monitorar a saturação e levar em consideração um limite obtido pelo algoritmo para determinar a ocorrência de um fenômeno de *inrush*.

Marques, Junior e Morais (2018) propuseram um algoritmo para identificação de transitórios de energização em interação simpática entre transformadores de potência. O método baseia-se no detalhe da variação dos coeficientes de diferentes níveis de decomposi-

ção da TW por apresentarem uma variação diferente daquela que acontece em condições de uma falta interna.

Ozgonenel *et al.* (2019) fazem o uso da Transformada *Stockwell* (TS) e uma RNA para determinação da corrente de *inrush* e de falta. O trabalho utiliza a TS para se obter imagens no tempo e na frequência, extraindo características baseadas em métodos estatísticos, desvio padrão e valor médio. O processo de classificação foi realizado através do treinamento da RNA.

Pani, Bera e Kumar (2020) propõem uma discriminação das correntes de um transformador trifásico usando uma Árvore de Decisão (DT, do inglês *Decision Tree*) e classifica as faltas internas por DT, *Gradient Boost* (GB) e *Random Forest* (RF). Uma matriz característica de tempo, frequência e tempo-frequência é extraída das correntes diferenciais trifásicas. A entropia da amostra é escolhida para distinguir as faltas e a quantidade de mudança da energia absoluta é utilizada para classificar as faltas internas. A DT teve um desempenho de 100% na detecção das faltas.

Chagas *et al.* (2021) apresentam uma metodologia baseada na Predição Linear. O algoritmo calcula um valor de *threshold* (ρ) e o Erro da Predição (PE). A identificação da corrente de *inrush* é feita quando o valor de PE ultrapassa ρ por 5 ciclos. O trabalho teve uma porcentagem de sucesso de 100% na presença de pouco ruído no sinal de corrente.

Por fim, é importante ressaltar que, dada a soma de técnicas propostas para detecção das correntes de *inrush*, faz-se necessário um estudo que compare o desempenho desses métodos frente à diferentes condições operacionais de SEP.

1.3 Justificativas

O bom funcionamento do sistema elétrico de potência como um todo é indiscutível, no entanto, os seus componentes estão suscetíveis à faltas devido a sua operação e agentes externos. Neste contexto, é de grande importância que, quando uma falta aconteça, a proteção detecte corretamente e opere com eficiência, diminuindo o máximo possível de consumidores afetados pelo problema. Como foi citado anteriormente, a corrente de *inrush* tende a ser identificada pela proteção como uma falta, o que não deve acontecer, pois se trata de uma má operação da mesma por uma situação habitual do princípio de funcionamento do transformador, que é o caso do fenômeno de magnetização. Se a proteção atuar para o *inrush*, esta será uma atuação indevida e pode provocar um desligamento desnecessário de parte da rede por algo que não é uma situação de falta.

Como foi visto na revisão bibliográfica, na literatura não é especificada uma técnica que foi de fato estabelecida e cada uma possui vantagens e desvantagens de acordo com o sistema empregado, tal como para variados tipos de falta. Então, de acordo com os

comentários acima, é interessante fazer um estudo de metodologias para detecção de correntes de *inrush*, bem como avaliar o seu desempenho em comparação a outras técnicas propostas na literatura.

1.4 Objetivos e Contribuições

Este trabalho tem por objetivo geral a comparação de metodologias destinadas à detecção de correntes de *inrush*, com a finalidade de avaliar seus desempenhos para um banco de dados criado por meio do *software* ATPDraw, simulando diferentes condições operacionais do SEP. Por objetivos específicos, têm-se:

- Implementar metodologias para identificação de correntes de *inrush* em MATLAB®; e
- Avaliar o desempenho das metodologias implementadas para energização do transformador com e sem carga, com diferentes ângulos de carregamento, além de curtos-circuitos em diferentes parcelas da LT.

Dentre as principais contribuições deste trabalho, destacam-se:

- Comparação do desempenho das metodologias implementadas para diferentes condições de falta e *inrush*, em diferentes taxas de amostragem dos sinais; e
- Avaliar qual metodologia é melhor para cada situação testada.

1.5 Estrutura do Trabalho

No Capítulo 2, é apresentada a fundamentação teórica necessária para a realização deste trabalho, abrangendo o princípio de funcionamento do transformador, o fenômeno do *inrush* e as principais metodologias presentes na literatura, bem como os conceitos fundamentais do sistema de proteção.

No Capítulo 3, apresenta-se o estudo e a forma de operação das metodologias implementadas.

No Capítulo 4, são apresentados os resultados obtidos e as considerações sobre as informações obtidas.

Por fim, no Capítulo 5, são apresentadas as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

2 Fundamentação Teórica

2.1 Considerações Gerais

É importante compreender o fenômeno das correntes de *inrush*, os conceitos básicos do transformador e o correto funcionamento dos relés de proteção em sistemas elétricos de potência. A principal função de um sistema de proteção por relé é proteger o sistema dos efeitos nocivos de uma falta. Um curto-circuito em um componente do sistema de energia, deve ser isolado rapidamente, para que não cause instabilidades no sistema. Porém, a incidência de uma corrente de *inrush* pode causar um falso disparo da proteção, por ser confundida com uma falta. Portanto, este capítulo se concentra em apresentar conceitos fundamentais relacionados à garantia do desempenho dos sistemas de proteção em sistemas elétricos de potência.

2.2 O Transformador e suas Características

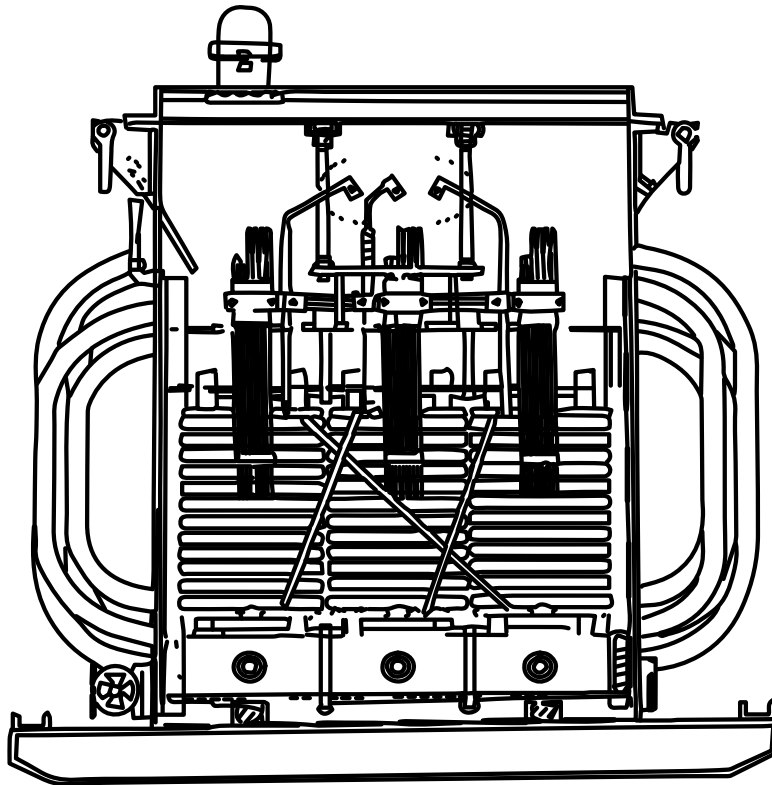
2.2.1 Transformador

Um transformador é um dispositivo elétrico que é usado para aumentar ou diminuir a tensão de uma carga, mantendo a mesma frequência. A estrutura básica do transformador está representada na Figura 1. Ele é composto por um núcleo de ferro envolto em bobinas, sendo a bobina primária conectada a uma tensão de entrada em CA e a secundária, ao circuito de saída, o qual alimenta uma carga. Os dois enrolamentos são interligados por um fluxo magnético mútuo (ϕ) (VECCHIO *et al.*, 2017).

O funcionamento do transformador é baseado no princípio de indução descoberto por Faraday no século XIX. Isto é, se existir uma variação no fluxo do campo magnético em um circuito condutor, como uma bobina, vai acontecer a indução de uma tensão elétrica. A tensão é proporcional ao número de espiras. Então, se duas bobinas são ligadas entre si por um campo magnético e cada bobina tem um número diferente de espiras, a tensão aplicada nesses enrolamentos será diferente uma da outra (VECCHIO *et al.*, 2017). O fluxo (ϕ) criado pela corrente alternada presente na bobina primária gera o fluxo no núcleo do transformador e a bobina secundária converte o fluxo de volta, produzindo uma tensão no circuito de saída.

Um transformador abaixador é usado para diminuir a tensão usando um número menor de espiras dentro da bobina do lado secundário. Em um transformador elevador, a tensão é aumentada na bobina secundária, adicionando um maior número de espiras ao lado secundário. Se uma estação de energia precisa transportar eletricidade para grandes

Figura 1 – Núcleo e enrolamentos de um transformador trifásico.



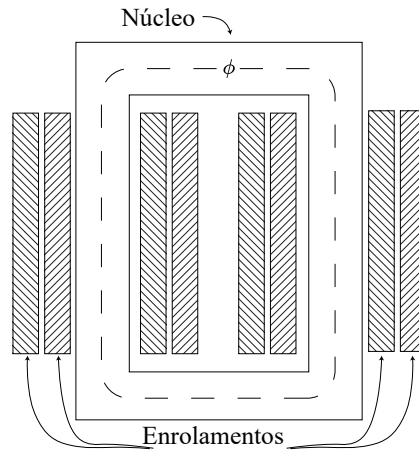
Fonte: Kothari e Nagrath (2004).

distâncias, a estação usará um transformador elevador para aumentar a tensão e diminuir a corrente, reduzindo as perdas do circuito nos longos cabos de transmissão. Ao chegar em uma carga, a tensão precisa ser reduzida por motivos de usabilidade e segurança, então, um transformador abaixador é usado (SAHDEV, 2017).

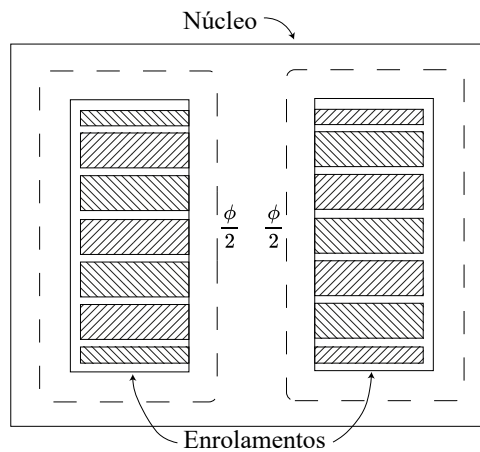
2.2.2 Construção do Núcleo do Transformador

O núcleo do transformador ajuda a transferir o fluxo magnético do enrolamento primário para o secundário. Ele é construído com fatias de lâminas compostas por material ferromagnético, sendo esse tipo de construção usada para diminuir as perdas parasitas. Os transformadores podem ser classificados em dois tipos. Tipo núcleo, como é visto na Figura 2, o enrolamento envolve o núcleo, ou seja, os enrolamentos primário e secundário são colocados ao redor do núcleo, enquanto no tipo *shell*, visto na Figura 3, onde o núcleo envolve o enrolamento. Os transformadores tipo núcleo possuem um *design* mais econômico em comparação ao do tipo *shell*, mas, para circuitos que demandam aplicações que utilizam altas tensões, o *design* do tipo *shell* é mais utilizado, devido à sua melhor resistência à curtos-circuitos (VECCHIO *et al.*, 2017).

Figura 2 – Esquemático dos transformadores tipo núcleo.



Fonte: Imagem adaptada de Fitzgerald *et al.* (2003).

Figura 3 – Esquemático dos transformadores tipo *shell*.

Fonte: Imagem adaptada de Fitzgerald *et al.* (2003).

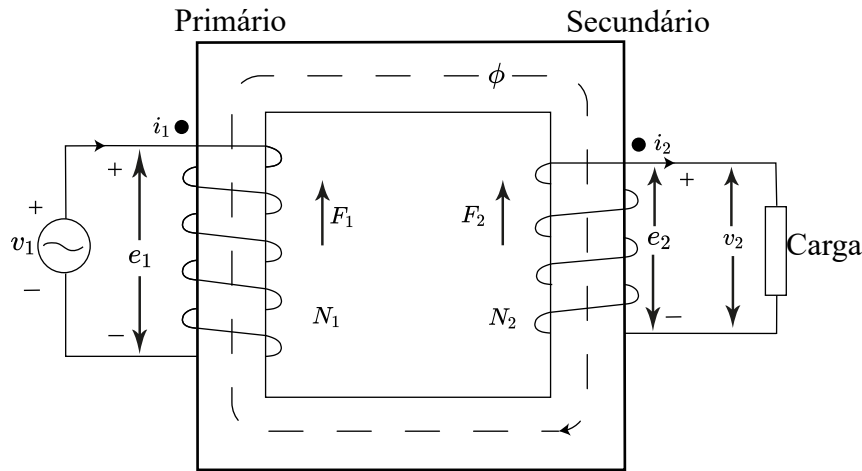
2.2.3 Transformador Ideal

Considerando um transformador ideal, como o da Figura 4, onde as resistências presentes nos enrolamentos são desconsideradas, todo o fluxo relacionado ao núcleo não é perdido e a permeabilidade do núcleo é tão alta que pode ser considerada infinita. Tratando-se de um transformador real, essas condições são impossíveis de se acontecer (FITZGERALD *et al.*, 2003).

Levando em consideração as suposições acima, quando uma tensão variável v_1 é aplicada aos terminais do enrolamento primário, um fluxo no núcleo ϕ é produzido e a Força Eletromotriz (Fem) e_1 é igual a tensão v_1 , como mostrado em (2.1) (FITZGERALD *et al.*, 2003).

$$v_1 = e_1 = N_1 \cdot \frac{d\phi}{dt} \quad (2.1)$$

Figura 4 – Modelo de um transformador ideal com carga.



Fonte: Imagem adaptada de Fitzgerald *et al.* (2003).

Onde N_1 é o número de espiras presente no primário. O fluxo presente no núcleo vai se concatenar ao secundário e produzir uma Fem induzida e_2 , igual a tensão no terminal secundário, conforme (2.2) (FITZGERALD *et al.*, 2003).

$$v_2 = e_2 = N_2 \cdot \frac{d\phi}{dt} \quad (2.2)$$

Igualando as Equações 2.1 e 2.2, tem-se (2.3).

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (2.3)$$

Isso mostra que um transformador ideal transforma a tensão em uma razão direta de acordo com seu número de espiras. Se uma carga no terminal secundário consumir uma corrente i_2 , uma força magnetomotriz (F_{mm}) $N_2 i_2$ vai ser produzida. Como o fluxo do núcleo vai permanecer inalterado, a F_{mm} no núcleo vai ser igual a (2.4) (FITZGERALD *et al.*, 2003).

$$N_1 \cdot i_1 - N_2 \cdot i_2 = 0 \quad (2.4)$$

Qualquer alteração da F_{mm} no secundário por meio de uma carga deve também apresentar uma mudança na F_{mm} do primário, mas com sinal oposto. A Equação 2.4 pode ser escrita como (2.5) (FITZGERALD *et al.*, 2003).

$$\frac{i_1}{i_2} = \frac{N_2}{N_1} \quad (2.5)$$

Sendo assim, um transformador ideal transforma correntes na razão inversa das espiras em seu enrolamento. Pela Equação 2.6, é possível ver que a potência instantânea

no primário é igual à potência instantânea no secundário (FITZGERALD *et al.*, 2003). Isso acontece por que as perdas foram negligenciadas, mas, em condições reais de operação, mais fatores devem ser levados em conta.

$$v_1 \cdot i_1 = v_2 \cdot i_2 \quad (2.6)$$

2.2.4 Transformador Operando sem Carga

Quando o transformador opera sem carga, uma corrente de magnetização começa a circular pelo enrolamento primário, produzindo um fluxo senoidal no núcleo do transformador. Então, o fluxo instantâneo pode ser escrito como (2.7) (FITZGERALD *et al.*, 2003).

$$\phi = \phi_{max} \cdot \sin \omega t \quad (2.7)$$

E a tensão induzida e_1 é representada por (2.8) (FITZGERALD *et al.*, 2003).

$$e_1 = N_1 \cdot \frac{d\phi}{dt} = \omega \cdot N_1 \cdot \phi_{max} \cdot \cos \omega t \quad (2.8)$$

Onde, ϕ_{max} é o valor máximo do fluxo e $\omega = 2\pi f$, com a frequência sendo f em Hz. O valor RMS da *Fem* induzida e_1 pode ser definido por (2.9) (FITZGERALD *et al.*, 2003).

$$e_1 = \frac{2\pi}{\sqrt{2}} \cdot f \cdot N_1 \cdot \phi_{max} = \sqrt{2} \cdot \pi \cdot f \cdot N_1 \cdot \phi_{max} \quad (2.9)$$

Se a queda de tensão for desconsiderada, a *Fem* é igual a tensão aplicada. Sob essas condições, se uma tensão senoidal é aplicada ao enrolamento, uma variação senoidal no núcleo vai se estabelecer com valor máximo igual a ϕ_{max} , o que satisfaz a Equação 2.9. Portanto, o fluxo é dado por (2.10) (FITZGERALD *et al.*, 2003).

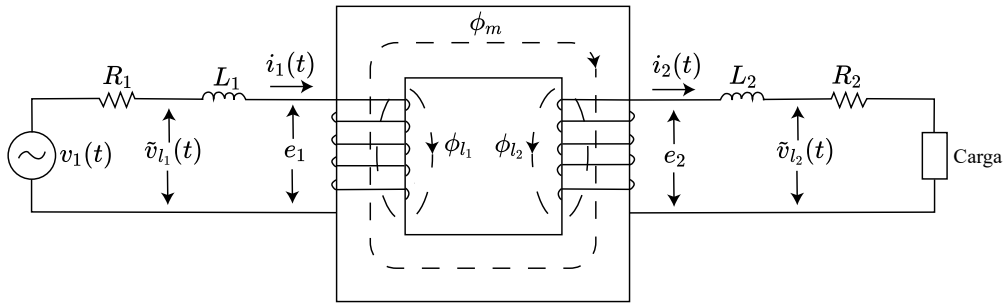
$$\phi_{max} = \frac{v_1}{\sqrt{2} \cdot f \cdot N_1} \quad (2.10)$$

Na Equação 2.10, o fluxo é determinado pela tensão aplicada, sua frequência e o número de espiras do enrolamento.

2.2.5 O Modelo Real do Transformador

Considerando um modelo mais realístico de transformador, composto por um circuito equivalente com indutâncias e resistências, tem-se o modelo da Figura 5.

Figura 5 – Modelo do transformador real.



Fonte: Imagem adaptada de Hawary (1986).

Se a tensão aplicada no terminal primário do transformador for $v_1(t)$, a corrente que circula no mesmo terminal for $i_1(t)$ e a resistência desse enrolamento é R_1 , uma tensão líquida $\tilde{v}_{l_1}(t)$ é produzida e a equação do primário pode ser escrita como (2.11) (HAWARY, 1986).

$$v_1(t) = \tilde{v}_{l_1}(t) + R_1 \cdot i_1(t) \quad (2.11)$$

De acordo com a lei de Faraday, a tensão líquida pode ser escrita conforme (2.12) (HAWARY, 1986).

$$v_l(t) = N_1 \cdot \frac{d\phi_1}{dt} \quad (2.12)$$

O fluxo ϕ_1 está ligado ao enrolamento primário. Uma parte desse fluxo é direcionada ao entreferro e outra se refere ao fluxo do núcleo, então, considerando que ϕ_{l_1} é uma porção de ϕ_1 que é perdida e ϕ_m o fluxo ligado ao primário e secundário por meio do núcleo magnético, o fluxo resultante do primário será (2.13) (HAWARY, 1986).

$$\phi_1 = \phi_{l_1} + \phi_m \quad (2.13)$$

Como resultado da Equação anterior, a tensão do primário será (2.14) (HAWARY, 1986).

$$v_1(t) = R_1 \cdot i_1(t) + N_1 \cdot \frac{d\phi_{l_1}}{dt} + N_1 \cdot \frac{d\phi_m}{dt} \quad (2.14)$$

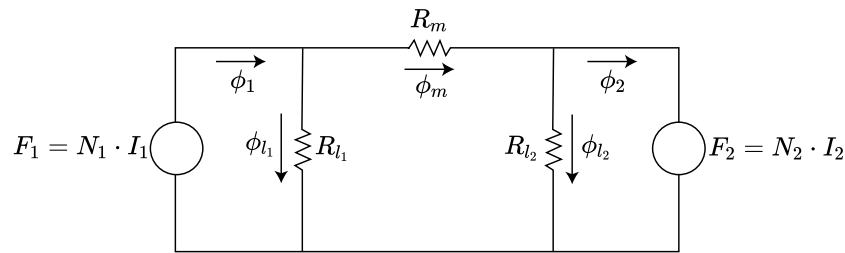
Há uma indutância que representa as perdas no enrolamento primário, que pode ser definida por (2.15) (HAWARY, 1986).

Analisando o circuito da Figura 6, a Equação 2.15 pode ser escrita como (2.16) (HAWARY, 1986).

$$v_1(t) = R_1 \cdot i_1(t) + L_1 \cdot \frac{di_1}{dt} + e_1(t) \quad (2.15)$$

$$L_1 \cdot \frac{di_1}{dt} = N_1 \frac{d\phi_{l_1}}{dt} \quad (2.16)$$

Figura 6 – Circuito magnético equivalente de um transformador.



Fonte: Imagem adaptada de Hawary (1986).

E o fluxo ϕ_m será a diferença das forças magnetomotrizes F_1 e F_2 . Então, a seguinte relação (2.17) pode ser afirmada (HAWARY, 1986).

$$\phi_m R_m = N_1 i_1 - N_2 i_2 \quad (2.17)$$

Pela presença do fluxo magnético, torna-se necessário assumir que o material vai ter uma característica linear dirigida pela curva de saturação. Isso faz com que haja uma corrente de excitação i_ϕ , que é exigida para estabelecer o fluxo ϕ_m (HAWARY, 1986).

Da Equação (2.18), é escrita a equação que descreve o comportamento da corrente no primário, conforme (2.19) (HAWARY, 1986).

$$N_1 \cdot i_\phi = N_1 \cdot i_1 - N_2 \cdot i_2 \quad (2.18)$$

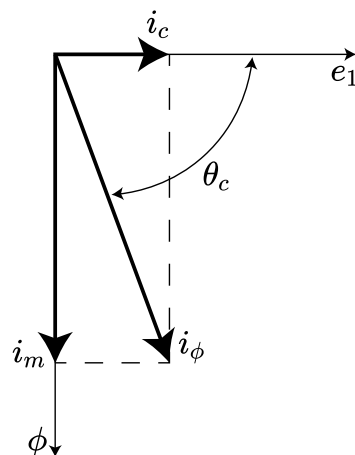
$$i_1 = i_\phi + \frac{N_2}{N_1} \cdot i_2 \quad (2.19)$$

Assumindo que a tensão da fonte é senoidal e que o material do núcleo é representado por uma curva de histerese que relaciona ϕ_m e a corrente de excitação i_ϕ , como a tensão da fonte é senoidal, logo, o fluxo ϕ_m também deve ter um comportamento parecido. No entanto, a corrente de excitação tem um comportamento periódico, mas não senoidal. Isso se deve ao efeito da saturação no núcleo. Quanto mais saturado o núcleo, maior o nível de distorção dessa corrente e da presença de componentes harmônicas (HAWARY, 1986). A principal componente harmônica em uma corrente de excitação são as de segunda e terceira ordem, as quais possuem frequências duas e três vezes maior que a da componente

fundamental respectivamente. Segundo Anderson (1999), a presença de conteúdo harmônico de 2º ordem pode chegar até 60% da onda fundamental.

É possível decompor i_ϕ em duas componentes i_m e i_c . A corrente i_m se refere a corrente de magnetização em fase com o fluxo e a corrente i_c representa a componente das perdas no cobre, que está em fase com a tensão e_1 . Observando o diagrama fasorial da Figura 7, a qual representa as duas componentes discutidas anteriormente, é possível perceber que haverá uma defasagem de 90° entre as duas correntes (HAWARY, 1986). Normalmente, o comportamento de i_m e i_c é demonstrado por um ramo de excitação com um resistor R_c em paralelo e com um indutor X_m , como é demonstrado na Figura 8. Eles representam as características não lineares do núcleo, saturação, variação da permeabilidade magnética e as perdas presentes no funcionamento do transformador.

Figura 7 – Representação fasorial da corrente de excitação.

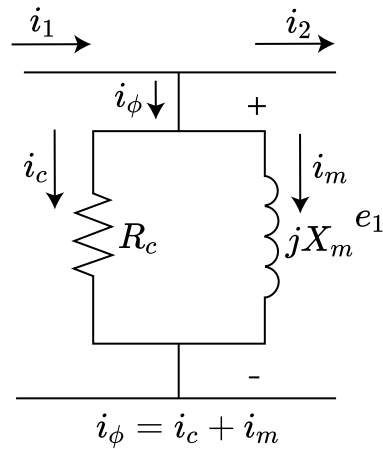


Fonte: Imagem adaptada de Hawary (1986).

A Figura 9 mostra a relação entre a curva de magnetização do núcleo do transformador e a corrente de magnetização causada pelo fluxo no núcleo. Enquanto a curva de fluxo por força magnetomotriz continua na região linear, a forma de onda da corrente tem um comportamento senoidal. Contudo, como o transformador opera perto do joelho da curva de saturação, quando o material magnético deixa de ter uma relação linear entre a força magnetomotriz e o fluxo, a corrente de magnetização começa a distorcer e deixa de ter um comportamento senoidal por aumentar seu conteúdo harmônico.

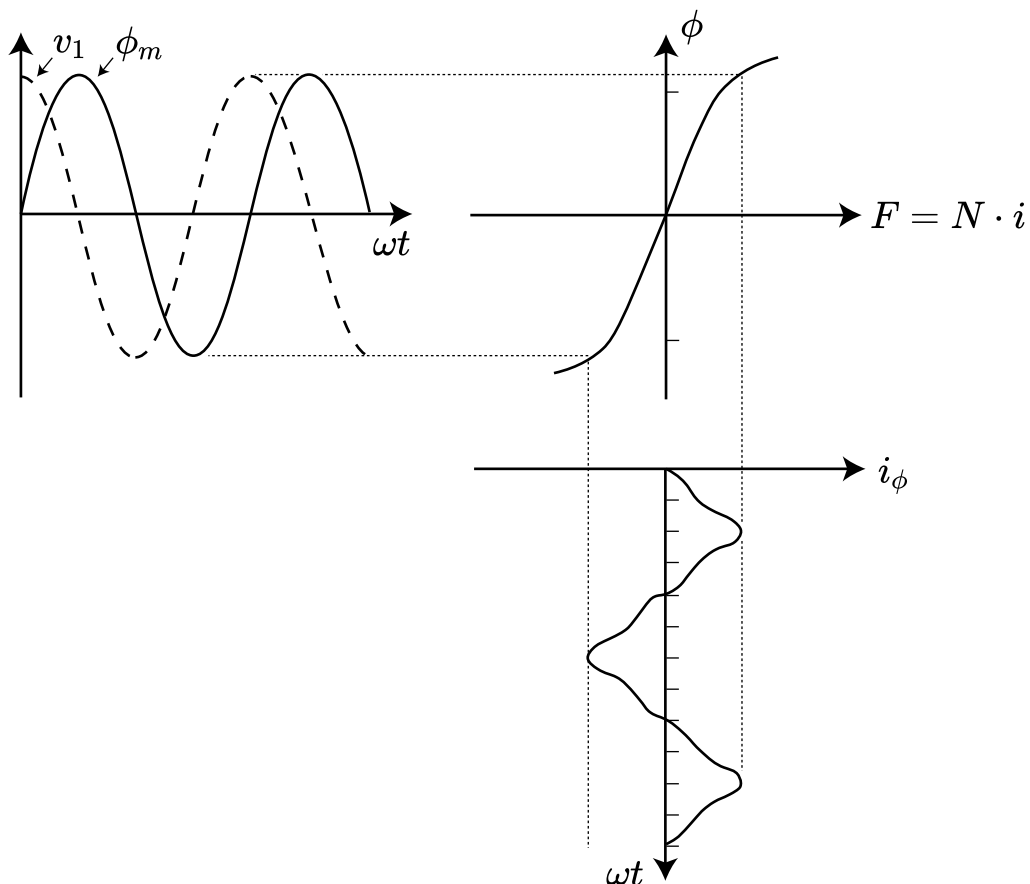
O comportamento do transformador real pode ser finalizado com base no princípio do transformador ideal. Onde a tensão e_1 que foi aplicada anteriormente vai se transformar em e_2 a partir da relação do transformador. Como no enrolamento primário, o secundário também possuirá uma indutância L_2 representando as perdas e uma resistência R_2 relacionada a queda de tensão no secundário (HAWARY, 1986).

Figura 8 – Ramo de excitação.



Fonte: Imagem adaptada de Hawary (1986).

Figura 9 – Curva de magnetização do núcleo do transformador e corrente de magnetização causada pelo fluxo no núcleo do transformador.



Fonte: Imagem adaptada de Chapman (2013).

2.2.6 Transformador Trifásico

Transformadores trifásicos são amplamente utilizados no sistema de energia por razões econômicas. Pode-se utilizar um banco com três transformadores monofásicos ou

um único transformador trifásico. No entanto, a segunda opção é mais empregada pelo fato de apresentar um melhor custo benefício. Por exemplo, um transformador trifásico utiliza uma menor quantidade de ferro e cobre na sua construção, podendo custar até 15% menos que um banco com três transformadores monofásicos. Além disso, pelo fato de o trifásico apresentar dimensões menores, este ocupa menos espaço, buchas e, conseqüentemente, utiliza menos óleo na sua refrigeração (SAHDEV, 2017). Apesar do transformador trifásico ser mais complicado de se realizar reparo e manutenção e ter um custo maior em suas peças sobressalentes, ainda assim, as suas vantagens o tornam uma excelente opção na transmissão, geração e distribuição de energia elétrica.

Se for considerado um sistema equilibrado, haverá uma defasagem de 120° entre as tensões de fase do circuito e 30° entre as tensões de linha e de fase. Normalmente, os enrolamentos de alta tensão são representados por letras maiúsculas A, B, C e os de baixa tensão por minúsculas. As letras descritas em subscritos representam a tensão ou corrente de uma fase específica em relação a outra e a letra N simboliza o neutro. A magnitude dessas fases será a mesma e o valor da tensão de linha é $\sqrt{3}$ vezes maior que a magnitude do valor de fase (SAHDEV, 2017).

2.2.7 Tipo de Conexão do Transformador

O tipo de conexão utilizada no transformador pode ser escolhida de acordo com suas características operacionais e a interligação dos enrolamentos permite três modos alternativos de conexão: (1) estrela, (2) delta ou (3) zig-zag, permitindo um total de 12 combinações contando o primário e secundário (SAHDEV, 2017). As conexões de transformadores trifásicos podem ser escolhidas de acordo com a característica que se procura ter. Segundo Harlow (2003), essas características são:

- Razão em kVA da entrada e saída do banco de transformadores;
- Simetria das tensões com cargas desbalanceadas;
- Presença de componentes harmônicas
- Aterramento do transformador; e
- Nível de falta do sistema.

A relação entre as tensões e correntes de fase e linha para ligações Y e Δ estão representadas na Tabela 1.

Em conexões do tipo Y-Y, se o neutro não for aterrado, as componentes harmônicas nas três bobinas do primário estarão em fase e sem caminho para percorrer. Sem caminho, a tensão se torna não senoidal, entretanto, as de linha serão. Para resolver esse tipo de

Tabela 1 – Relação entre as tensões e correntes de fase e linha para conexões Y e Δ .

Conexão	Y	Δ
Tensão de Fase (\bar{V}_f)	$\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \bar{V}_l$	\bar{V}_l
Tensão de Linha (\bar{V}_l)	$\sqrt{3} \cdot \bar{V}_f$	\bar{V}_f
Corrente de Fase (\bar{I}_f)	\bar{I}_l	$\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \bar{I}_l$
Corrente de Linha (\bar{I}_l)	\bar{I}_f	$\sqrt{3} \cdot \bar{I}_f$

Fonte: Sahdev (2017).

problema, normalmente, o neutro do primário é conectado ao neutro da fonte (SAHDEV, 2017).

Já para conexões Δ - Δ , o delta do primário atrai a corrente de magnetização das três fases que estão deslocadas 120° em relação a outra. Essa corrente circulando dentro do delta, produz um fluxo senoidal. Esse tipo de ligação é empregado em sistemas de potência onde são utilizadas correntes com alta magnitude e tensões mais baixas. Entretanto, como não há a presença de uma conexão Y, se uma linha for aterrada devido a uma falta, a tensão máxima que vai circular entre os enrolamentos será a tensão da linha completa (SAHDEV, 2017).

Acerca das conexões Y- Δ e Δ -Y, as quais são comumente utilizadas em transformadores do tipo rebaixador e elevador respectivamente, o fato de haver uma ligação delta em ambas conexões faz com que as correntes diferentes da frequência fundamental tenham um caminho para percorrer e então o fluxo produzido vai ter um comportamento senoidal. Normalmente, a ligação Y do primário ou secundário é aterrada permitindo utilizar um sistema com quatro fios. Quando o neutro do secundário é aterrado é possível utilizar tantos os equipamentos trifásicos quanto os circuitos de iluminação monofásicos que serão atendidos pelo neutro (SAHDEV, 2017).

2.3 O Fenômeno Inrush

2.3.1 Inrush

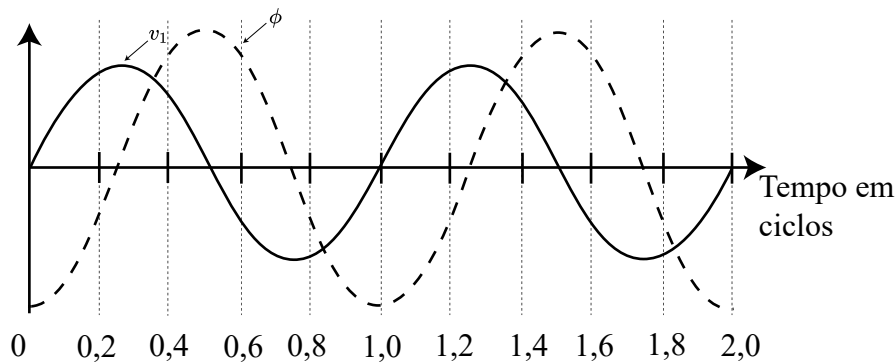
Sempre que um transformador de potência é energizado sem conectar uma carga ao seu secundário, o primário desse transformador consome uma alta corrente da fonte, o qual possui uma característica transitória. Essa corrente é chamada de corrente de *inrush*, a qual, geralmente, não cria nenhum problema permanente no transformador, mas pode causar um falso alarme da proteção ao desarmar os disjuntores no momento da energização do transformador (ANDERSON, 1999).

As correntes de excitação para transformadores de potência são na ordem de 2% a 5% da corrente nominal do transformador e a magnitude do *inrush* pode chegar à ser de 8 a 30 vezes maior que as correntes em condições normais de operação (BLACKBURN; DOMIN, 2006).

2.3.2 Magnitude e Duração da Corrente de *Inrush*

Não somente no transformador, mas em todos os dispositivos onde é usado núcleo magnético, o fenômeno da corrente de *inrush* pode acontecer. Nas seções anteriores, viu-se que, quando o transformador é alimentado na tensão senoidal, aparece através do enrolamento primário um fluxo induzido no núcleo. Esse fluxo é proporcional à corrente de magnetização e está em quadratura com a tensão aplicada. Considerando que o transformador está operando em regime permanente, o fluxo atingirá um valor máximo um quarto de ciclo após a onda de tensão atingir sua maior magnitude. No instante da energização do transformador, se a tensão de alimentação começar a partir de zero, o valor do fluxo operando em regime permanente deve estar no máximo negativo, o que é impossível, pois não há fluxo residual ligado ao núcleo antes de entrar em operação e o fluxo leva um certo tempo para atingir as condições de normalidade. As formas de onda da tensão e fluxo são vistas na Figura 10 (ANDERSON, 1999).

Figura 10 – Formas de onda de tensão e fluxo em regime permanente.



Fonte: Imagem adaptada de Anderson (1999).

Conforme o fluxo cresce, a corrente de excitação acompanha o fluxo. Se a indutância do enrolamento for linear, a corrente então deve ter a mesma forma de onda do fluxo, conforme (2.20) (ANDERSON, 1999).

$$i = \frac{1}{L} \int v dt \quad (2.20)$$

Contudo a indutância não é linear e como os transformadores operam perto do joelho da curva de saturação sob condições normais de operação, qualquer valor acima do valor máximo do fluxo vai causar uma grande corrente de excitação (ANDERSON, 1999).

Se o chaveamento ocorrer próximo do máximo negativo ou positivo da tensão, a corrente de *inrush* vai ser minimizada, já que, próximo desses valores, o fluxo é negativo. Como dito anteriormente, um fluxo negativo é impossível, mas isso quer dizer que obrigatoriamente o fluxo vai começar a ser excitado a partir do valor zero, diminuindo a saturação do núcleo.

Em contrapartida se o transformador for conectado quando a tensão é zero, o fluxo será dado por (2.21) (ANDERSON, 1999).

$$\begin{aligned}\phi &= \frac{v_1}{\sqrt{2} \cdot f \cdot N_1} \cdot \int_0^t \sin \omega t \\ &= \frac{v_1}{\sqrt{2} \cdot f \cdot N_1} \cdot (1 - \cos \omega t) \\ &= \phi_{max} - \phi_{max} \cdot \cos \omega t\end{aligned}\tag{2.21}$$

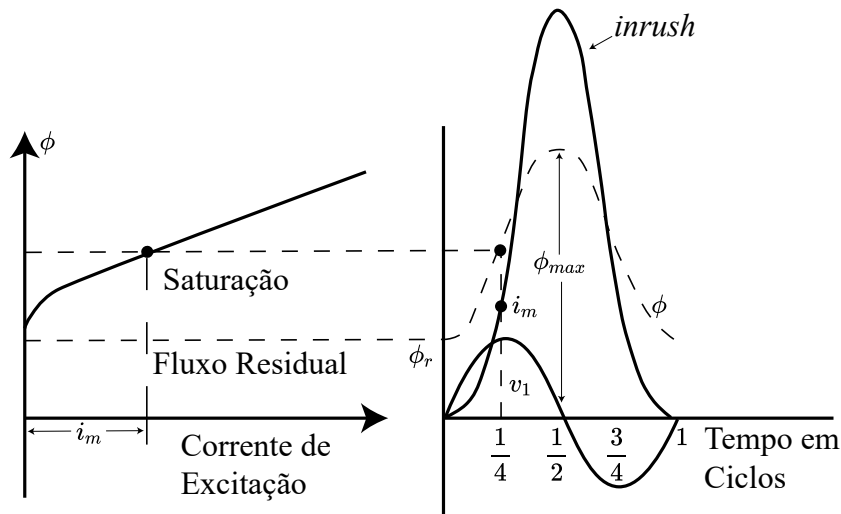
Quando $\omega t = \pi$, o fluxo será $2\phi_{max}$ e, como o transformador opera perto da saturação, à medida que o núcleo fica saturado logo acima de ϕ_{max} , a corrente de magnetização demandada do primário para produzir este fluxo vai ser muito maior. Caso haja um fluxo residual ϕ_r presente no núcleo do transformador, esse fluxo vai se somar com o já existente, representando um dos casos em que o *inrush* pode alcançar magnitudes ainda mais altas (ANDERSON, 1999).

A Figura 11 ilustra a maneira como a saturação causa um aumento contínuo na corrente de excitação. A curva de saturação presente na esquerda, demonstra quanto de corrente é necessário para alcançar um determinado fluxo. Para cada ponto na onda do fluxo, e a partir do fluxo residual, um valor de corrente correspondente pode ser encontrado (ANDERSON, 1999).

O valor da corrente magnetizante vai diminuir com o passar dos ciclos, principalmente nos primeiros. O tempo para a estabilização da forma de onda do *inrush* dura de milissegundos até 1 segundo em grandes transformadores (ANDERSON, 1999). Além de ser afetado pelo instante de chaveamento do transformador e o fluxo residual, a magnitude e o tempo também é influenciado pela(o);

- Resistência do circuito de alimentação do transformador e as perdas parasitas (BLACKBURN; DOMIN, 2006);
- Tipo de ferro empregado no transformador (BLACKBURN; DOMIN, 2006);
- Tamanho do transformador (BLACKBURN; DOMIN, 2006);
- Proporção de L/R no transformador e no sistema (BLACKBURN; DOMIN, 2006);
- Potência do sistema de energia o qual o banco está conectado (ANDERSON, 1999);

Figura 11 – Comportamento da corrente levando-se em conta o fluxo residual.



Fonte: Imagem adaptada de Anderson (1999).

- Número de transformadores (ALSTOM, 2011); e
- Presença de um transformador em paralelo já energizado (ANDERSON, 1999).

Para um banco de transformadores trifásicos, cada fase vai ter uma corrente de excitação diferente (ANDERSON, 1999). Mesmo que a tensão seja máxima para uma das fases no instante em que o transformador é conectado à alimentação, a tensão não será máxima para as outras fases, isso mostra que em um transformador trifásico sempre existirá a corrente de *inrush* (SEN, 2007).

A Tabela 2 mostra as máximas correntes de *inrush* possíveis para comutação sequencial ou instantânea para diferentes tipos de conexão. Os resultados mostram, com base nos valores normais das correntes de linha, que o transformador aterrado em estrela com o secundário em delta tem a maior corrente de *inrush*. Em contrapartida, a menor é obtida com o enrolamento primário conectado em delta, com o secundário em estrela ou delta. É possível perceber que a corrente de excitação é maior para bancos de transformadores monofásicos do que um único transformador trifásico (BLUME *et al.*, 1944).

A Tabela 2 também mostra que a comutação sequencial não tem grande impacto para um único transformador trifásico, mostrando que o aumento é de cerca de 10% somente para a conexão com primário aterrado em estrela com o secundário em delta ou estrela. Já para o banco de transformadores, o aumento foi de quase 50% para o primário conectado em delta com o secundário em estrela ou delta (BLUME *et al.*, 1944).

Tabela 2 – Correntes de *inrush* para diferentes conexões do transformador.

Conexão do Transformador		Banco de Transformadores		Transformador Trifásico	
Primário	Secundário	Chaveamento Simultâneo	Chaveamento Sequencial	Chaveamento Simultâneo	Chaveamento Sequencial
Y (Aterrado)	Δ ou Y	$26 \times \text{normal} \dots$	$26 \times \text{normal} \dots$	$13 \times \text{normal} \dots$	$14,5 \times \text{normal} \dots$
Y (Aterrado)	Δ	$26 \times \text{normal} \dots$	$29 \times \text{normal} \dots$	$13 \times \text{normal} \dots$	$14,5 \times \text{normal} \dots$
Y	Δ ou Y	$20 \times \text{normal} \dots$	$20 \times \text{normal} \dots$	$11 \times \text{normal} \dots$	$11 \times \text{normal} \dots$
Y	Δ	$20 \times \text{normal} \dots$	$20 \times \text{normal} \dots$	$11 \times \text{normal} \dots$	$11 \times \text{normal} \dots$
Δ	Δ ou Y	$20^* \times \text{normal} \dots$	$30^\dagger \times \text{normal} \dots$	$15,5^\ddagger \times \text{normal} \dots$	$15,5^\ddagger \times \text{normal} \dots$
Δ	Δ	$20^* \times \text{normal} \dots$	$30^\dagger \times \text{normal} \dots$	$15,5^\ddagger \times \text{normal} \dots$	$15,5^\ddagger \times \text{normal} \dots$

* Baseado na corrente normal de fase; igual a 11,5 baseado na corrente normal de linha.

† Baseado na corrente normal de fase; igual a 17,3 baseado na corrente normal de linha.

‡ Baseado na corrente normal de fase; igual a 9,0 baseado na corrente normal de linha.

Fonte: Blume *et al.* (1944).

2.3.3 Problemas Causados pela Corrente de *Inrush*

As correntes de magnetização do transformador podem, em alguns casos, alcançar a magnitude das correntes resultantes de curto-circuito em seus terminais secundários. Cálculos e medições demonstram que a corrente de *inrush* pode causar uma queda de tensão momentânea em uma das fases nos terminais do transformador de até 20%. Apesar dos transformadores não serem comutados frequentemente, quando energizados, a união de vários fatores críticos pode produzir perturbações mais severas na rede (BLUME *et al.*, 1944).

Ao aplicar fusíveis em série com o transformador, deve-se tomar cuidado para selecionar fusíveis grandes o suficiente para que não sejam danificados pela corrente de energização do transformador. Portanto, como o fenômeno de *inrush* acontece nos primeiros ciclos após a energização do transformador, procura-se examinar a curva característica do fusível para esta situação. Normalmente, fusíveis que suportam até 12 vezes a corrente a plena carga do transformador por um décimo de segundo são utilizados para contornar os possíveis problemas que podem ser causados pelo *inrush* (BLUME *et al.*, 1944).

Grande parte dos transformadores de potência possuem um sistema de proteção por relés diferenciais e disjuntores que devem operar isolando o transformador do restante da rede. Como as correntes de *inrush* fluem nos enrolamentos primários do transformador, a proteção diferencial pode acusar um falso disparo, confundindo o evento com uma falta interna do transformador. Para contornar este problema, uma solução é reduzir a sensibilidade do relé ou desligar a proteção temporariamente. Porém, isso afeta o propósito da proteção, visto que, se uma falta interna acontecer no momento da energização, a

proteção não vai atuar (BLUME *et al.*, 1944). Nos relés modernos, existem funções capazes de distinguir de forma eficiente a corrente de *inrush* de uma falta interna.

Em motores e outros equipamentos, o qual estão expostos a problemas relacionados à corrente de magnetização inicial devido à queda de tensão momentânea que pode ser causada por essas correntes, os contadores de partida de motores de médio e grande porte são projetados para permanecerem fechados até que a tensão caia por 60% ou menos do valor de operação (BLUME *et al.*, 1944).

Outro caso possível é a cintilação de luminárias conectadas a transformadores a quatro fios conectados em estrela ou monofásicos onde o *inrush* associado a qualquer fase não é modificado pela presença das outras fases. Apesar de ser um evento raro, a cintilação em circuitos de iluminação é mais fácil de acontecer quando um transformador é energizado em uma subestação que fornece proteção à descargas atmosféricas, causando o evento na iluminação em toda a área atendida pela subestação (BLUME *et al.*, 1944).

2.4 Conceitos Básicos do Sistema de Proteção

Um sistema de proteção deve atender a uma série de requisitos para um correto funcionamento dos seus dispositivos, a seguir serão apresentados esses critérios.

2.4.1 Sensibilidade, Seletividade, Velocidade e Confiabilidade

Para uma distinção entre uma falta e uma condição normal de operação, o relé de proteção deve ser sensibilizado de maneira correta. Para ter uma boa sensibilização, deve ser adotado um limiar de operação. Entretanto, muitas vezes a magnitude de um valor não é o único critério a ser seguido. Um excelente exemplo disso é quando há um pico repentino na corrente durante a energização do transformador. se for levado em conta somente o valor dessa corrente, poderá resultar em interpretações erradas do ponto de vista da proteção (GOMEZ-EXPOSITO; CONEJO; CAÑIZARES, 2018). Nesses casos, é necessário adotar uma função para o correto estudo do comportamento do transformador, como as metologias citadas anteriormente.

Uma vez identificada uma falta, o relé de proteção deve ser capaz de determinar se a ocorrência se deu em sua zona de atuação. A seletividade seria a operação, onde o relé mais próximo da falta atua. Isso é um conceito muito importante, dado que, se o relé atuar fora de sua área de cobertura, possivelmente trará um número maior de componentes fora do sistema de energia (GOMEZ-EXPOSITO; CONEJO; CAÑIZARES, 2018).

No momento que a falta for detectada, deve-se o mais rápido possível removê-la. Quanto mais rápido a falta for isolada, menor será o impacto e menos danos serão causados aos elementos que operaram durante este tempo em condições fora do comum. A velocidade

em que o relé atua é uma característica individual de cada dispositivo, dado que a atuação instantânea é normalmente delimitada para um relé projetado para conter uma falta específica. Há casos em que um retardo de tempo é adicionado intencionalmente para atrasar o disparo do relé, cuja demora facilita, por exemplo, a coordenação entre os relés, de modo que apenas aqueles que permitem que a falta seja isolada sejam disparados, desconectando o mínimo possível do sistema de energia (GOMEZ-EXPOSITO; CONEJO; CAÑIZARES, 2018).

Outro critério seguido para um bom sistema de proteção é a confiabilidade, ou seja, a proteção deve sempre responder corretamente, independentemente da situação que venha a ocorrer. A proteção está monitorando continuamente o que acontece no sistema e, portanto, está respondendo momento a momento as condições que ali ocorrem (GOMEZ-EXPOSITO; CONEJO; CAÑIZARES, 2018).

Deve ser lembrado que um relé de proteção só é disparado em condições de falta e que essas condições são raras e excepcionais em qualquer sistema de energia. Portanto, mesmo que um relé ao longo de sua vida útil só seja acionado poucas vezes ou até mesmo nenhuma vez, deve haver a garantia de que, quando for solicitado, este atue corretamente todas às vezes (GOMEZ-EXPOSITO; CONEJO; CAÑIZARES, 2018).

2.4.2 Proteção Diferencial do Transformador

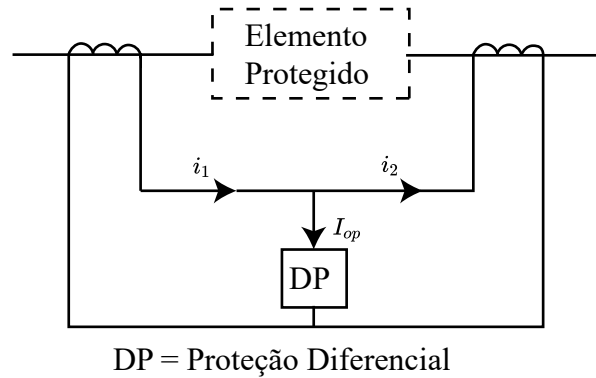
O princípio da proteção diferencial é verificar a diferença entre duas ou mais magnitudes com base na Lei de *Kirchhof* das Correntes (LKC). Considerando que há um transformador de potência e que em seu primário e secundário estão conectados transformadores de corrente, a corrente que é medida na entrada e na saída, em tese, deve ser a mesma. Porém, em casos de falta, como curto-circuito ou uma alta corrente de magnetização do transformador, essa diferença entre as correntes não será zero e a proteção deve atuar, abrindo o sistema. A Equação 2.22 demonstra a corrente de operação da proteção diferencial do transformador.

$$I_{op} = (I_1 - I_2) \neq 0 \quad (2.22)$$

Quando ocorre uma falta interna no transformador, essa falta vai ser percebida numa diferença das correntes que são refletidas no secundário dos TC's. O relé diferencial possui uma bobina de operação, que percebe quando há uma diferença significativa entre as correntes que circulam pelo primário e secundário, como é visto na Figura 12. Para que o relé não atue toda vez que uma variação de corrente ocorrer, existe uma bobina de restrição, que exerce uma força contrária à da bobina de operação, a qual é dada pela soma da composição das correntes que chegam no primário e secundário dividido por dois

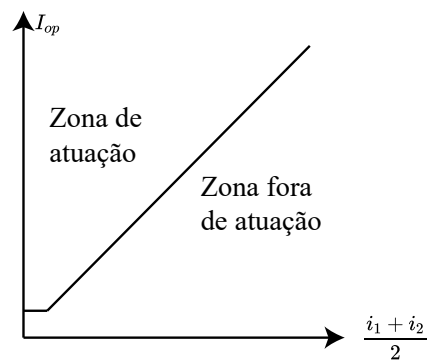
(Figura 13). Os fabricantes trabalham com diferentes sensibilidades da relação entre a grandeza de restrição e operação (GOMEZ-EXPOSITO; CONEJO; CAÑIZARES, 2018).

Figura 12 – Proteção diferencial.



Fonte: Imagem adaptada de Gomez-Exposito, Conejo e Cañizares (2018).

Figura 13 – Curva de sensibilização do relé.



Fonte: Imagem adaptada de Gomez-Exposito, Conejo e Cañizares (2018).

Na aplicação de proteção de transformadores de potência, certos cuidados devem ser tomados. A relação de transformação do transformador e o tipo de conexão dos TCs devem ser compensadas. Ainda assim, caso não houver o perfeito ajuste da corrente do primário e secundário em situação de carga, é necessário adotar um conjunto de tapes que permitam que essa diferença seja o mais próxima possível de zero. Outro ponto é a corrente de magnetização. O fato do *inrush* ter componentes de corrente contínua, faz com que ela não passe para o secundário, então, no momento em que o sistema é energizado, o relé diferencial pode acionar indevidamente por causa dessa energização. Hoje em dia, os relés digitais são compostos por algoritmos que se baseiam em *softwares* treinados para detecção de faltas como essa, permitindo alternativas diferentes de um *delay* ou desligamento do relé no momento da energização.

2.5 Considerações Finais

Neste Capítulo, foram introduzidos os conceitos necessários para o correto entendimento do fenômeno *inrush*, suas metodologias e conceitos básicos do sistema de proteção. A abordagem utilizada explicou como o fenômeno surge através do efeito de magnetização do transformador e, também, destacou os principais pontos que alteram a sua forma e magnitude. O estudo das principais metodologias aplicadas sugeriu que, por mais eficiente que seja o método, ele tem um risco de não se comportar adequadamente, dependendo do tipo de falta ou *inrush*, dado que as alterações no ângulo de carregamento, bem como a característica em que se baseia a metodologia podem afetar seus resultados. Por fim, os conceitos básicos do sistema de proteção informaram os parâmetros que devem ser levados em conta ao se buscar uma correta e eficiente operação do relé. O Capítulo seguinte apresenta os métodos analisados neste estudo.

3 Métodos Analisados para Identificação das Correntes de *Inrush*

3.1 Considerações Gerais

Este Capítulo apresenta os métodos de detecção de correntes de *inrush* presentes na literatura e os métodos analisados. As principais metodologias de detecção da corrente de *inrush* foram classificadas em 5 técnicas distintas e os quatro métodos implementados foram apresentados, mostrando sua forma de atuação.

3.2 Principais Metodologias de Detecção da Corrente de *Inrush*

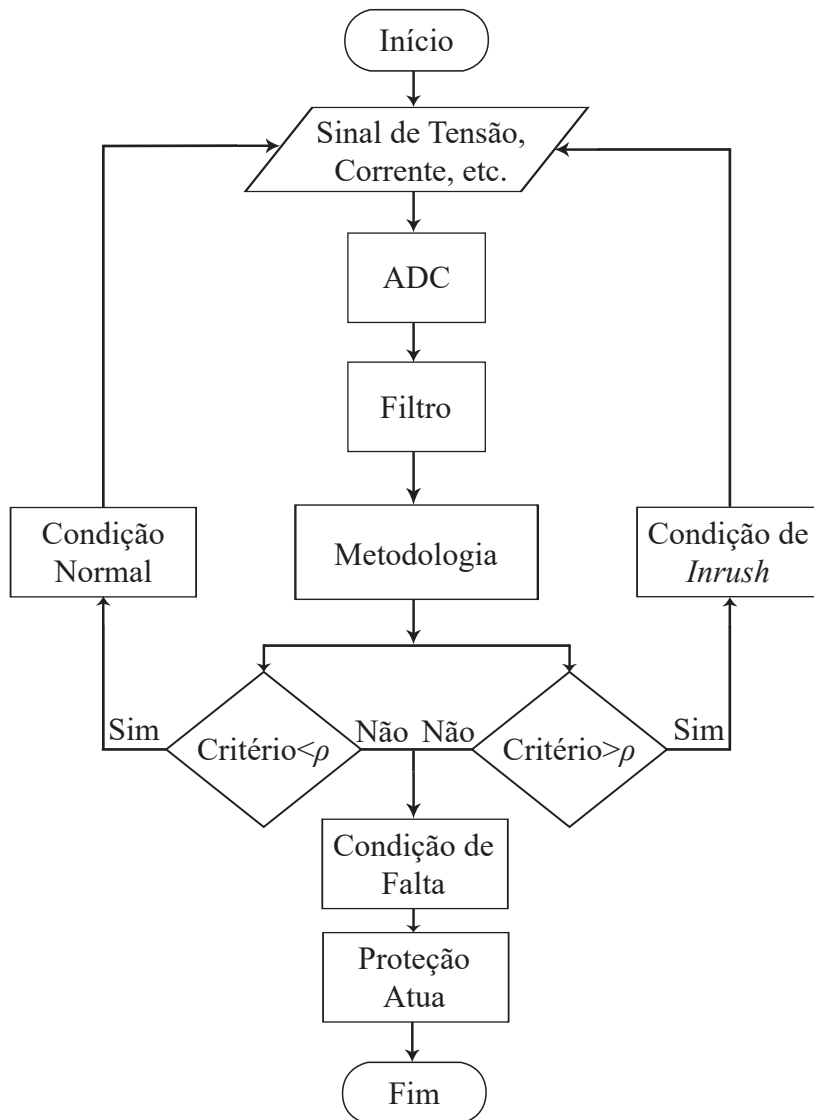
Devido a dificuldade da proteção em detectar a corrente de *inrush*, diversas pesquisas e métodos são realizados procurando encontrar uma melhor solução na identificação dessas correntes.

Normalmente, a detecção do *inrush* é acusada a partir de um valor de *threshold*. Esse valor é baseado em testes de diversos bancos de dados ou por meio de avaliação teórica e prática do fenômeno (RAICHURA *et al.*, 2020). O grande aspecto que diferencia as metodologias é o tipo de análise feita e o parâmetro a ser estudado. Na Figura 14, é possível ver um esquema genérico para detecção de correntes de *inrush*. É possível ver que o princípio de funcionamento é o mesmo para todos os tipos de metodologias, os blocos principais a serem alterados vão ser o filtro utilizado ou a técnica principal.

3.2.1 Técnicas Baseadas na Componente Harmônica ou DC

A variação de conteúdos harmônicos presentes na corrente de *inrush* e o deslocamento de fase podem ser obtidos por uma análise de Fourier de cada ciclo da corrente separadamente. Normalmente, o valor de pico de qualquer componente harmônico é diferente do seu pico em outro ciclo. Conforme a ordem da componente aumenta, a sua presença também diminui (LIN *et al.*, 1993). Como a grande maioria das componentes harmônicas em uma situação de *inrush* são as de 2^o ordem e o deslocamento de fase está sempre presente, manda-se um sinal para a proteção no instante em que é detectado esse conteúdo harmônico, Decaimento Exponencial (DC) ou outro harmônico específico. Tal ordem enviada ao relé, obstrui, atrasa ou dessensibiliza a proteção diferencial, impedindo que a falha de detecção aconteça.

Levando-se em consideração o método, o sinal de tensão ou corrente do transformador é convertido por um conversor analógico para digital (ADC - *Analog to Digital*

Figura 14 – Lógica genérica das principais metodologias para detecção de *inrush*.

Fonte: Autor.

Converter). Se os dados forem obtidos por meio de uma simulação digital, um ruído pode ser adicionado intencionalmente para aproximar das condições reais de operação e ter uma melhor noção da eficiência da metodologia. Após a aquisição do sinal, um filtro passa alta, baixa ou faixa é aplicado, buscando eliminar os ruídos presentes no sinal e, então, uma análise é feita para detectar a presença ou não de componentes harmônicas ou o deslocamento de fase. Na etapa final do processo, um critério é realizado, definindo um valor de *threshold* ou limite para que a proteção atue. A partir daí é possível definir um alcance para realizar a discriminação. As principais vantagens de técnicas baseadas na componente harmônica e DC são o fato destas não serem afetadas consideravelmente por variações na amostragem e que uma única componente harmônica geralmente basta para a discriminação. Porém, durante a saturação de um transformador de corrente as componentes harmônicas e DC's geradas podem se aproximar das vistas no *inrush*, o que

pode resultar em uma má operação da proteção (RAICHURA *et al.*, 2020).

3.2.2 Técnicas Baseadas na Análise da Forma de Onda

Os métodos que utilizam a análise da forma de onda geralmente se baseiam em alguma característica específica que difere a forma de onda do *inrush* de uma forma de onda de uma falta, como a simetria da forma de onda (YONGLI; JUN; BIN, 2004a), o ângulo de correlação (JINPENG, 2017)(BI *et al.*, 2006), Gradiente (ALENCAR; BEZERRA; FERREIRA, 2014), Predição Linear (CHAGAS *et al.*, 2021), Derivação (SHAO *et al.*, 2015), Complexidade da forma de onda (HONG *et al.*, 2017), dentre outros.

Pode-se avaliar não somente a forma de onda de corrente, mas também a frequência, o fator de potência e a tensão do transformador. Ao coletar esses dados, é necessário transformar de analógico para digital por meio de um ADC. Dependendo da finalidade, o sinal pode ser manipulando antes de passar pelo ADC, amplificando ou limitando o sinal e limitando sua largura de banda por meio de um filtro *anti-aliasing* (AAF) (RAICHURA *et al.*, 2020). Como foi visto nas técnicas baseadas na componente harmônica ou DC, um valor de *threshold* é definido e a partir daí é considerada a atuação ou não da proteção. Uma vantagem desse tipo de metodologia é a grande variação de análises que podem ser feitas, podendo-se adaptar para diferentes casos específicos do *inrush*.

3.2.3 Técnicas Baseadas na Decomposição e Aprendizado de Máquina

Diferentemente das outras técnicas discutidas, onde era assumido um padrão de operação para os parâmetros obtidos, na aprendizagem de máquina, os dados coletados são usados para criar uma classificação e uma teoria de aprendizado, baseada em avaliações técnicas e teóricas sobre o tema. Isso faz com que a metodologia se adapte por meio da correta operação ou falha do algoritmo, permitindo uma melhor adaptação do método e no reconhecimento de padrões. Já na utilização de técnicas de Decomposição, é possível observar o sinal estudado em diferentes escalas do tempo e da frequência, permitindo a identificação de singularidades e auto-semelhanças.

Técnicas que utilizam isso são geralmente compostas por Redes Neurais Artificiais (RNA) (LU; LAI; HUA, 2005), Transformada Wavelet (WT) (SEDIGHI; HAGHIFAM, 2005), Transformada S (AKPINAR; OZGONENEL; KURT, 2020) e Árvores de decisão (PANI; BERA; KUMAR, 2020). O fato de permitir uma análise extensiva e complexa dos dados, permite deixar o critério de classificação rico em informações. No entanto, aumenta sua complexidade consideravelmente e a segurança em relação aos detalhes classificados não é estritamente assegurada, dado a sua dependência de aprendizado. Os parâmetros analisados podem ser frequência, tensão, corrente, fator de potência, temperatura do óleo e do enrolamento do transformador, entre outros, o que mostra que os parâmetros não

necessariamente devem ser elétricos (RAICHURA *et al.*, 2020). O conceito é o mesmo visto nas técnicas anteriores, dependendo novamente de um valor limite para mandar o sinal à proteção e diferenciando-se basicamente na técnica de análise.

3.2.4 Técnicas Baseadas no Consumo de Potência

Com a ajuda da potência ativa ou reativa é possível diferenciar a corrente de magnetização de uma possível falta, estabelecendo um valor como referência para a proteção atuar. De acordo com Balachandran, Kumar e Shimnamol (2007), a potência reativa média é negativa durante o fenômeno de *inrush* em um transformador monofásico. Já a potência ativa é quase zero durante o período de energização do transformador, enquanto que, durante uma falta interna, o consumo de potência ativa é alto (RAICHURA *et al.*, 2020)(YABE, 1997).

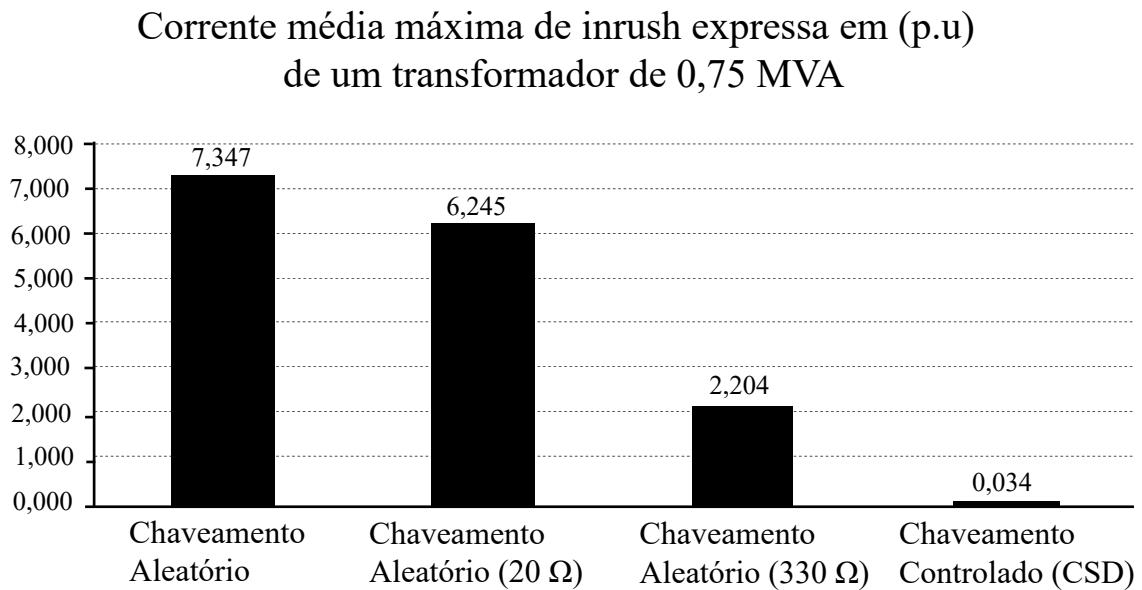
O método pode detectar rapidamente a corrente de *inrush*, até um quarto de ciclo antes, em comparação com as técnicas que utilizam harmônicas, Redes Neurais Artificiais e Transformada Wavelet. No entanto, a má operação pode ocorrer durante o primeiro ciclo devido a alta potência ativa consumida, mas, durante o restante, o risco é reduzido significativamente (HOOSHYAR *et al.*, 2010)(CHOTHANI; PATEL; MISTRY, 2017)(RAICHURA *et al.*, 2020).

3.2.5 Técnicas Baseadas em Minimizar a Corrente de *Inrush*

Conforme discutido anteriormente, diversos parâmetros afetam a magnitude do fenômeno de *inrush*. As técnicas para minimizar os efeitos normalmente fazem o uso do controle desses parâmetros antes ou no momento da energização. O controle do ângulo de comutação e uma comutação controlada possibilitam a diminuição da magnitude do evento. Outra possibilidade é conectar uma fonte de tensão PWM em série com o transformador para variar a largura do pulso e controlar o ciclo do sinal. Também, é válida a pré-inserção de um resistor em série com um capacitor, bem como a instalação de um regulador de tensão (SINGH *et al.*, 2021).

Na Figura 15, é possível ver uma comparação feita por Lacroix, Taillefer e Mercier (2015) através de três técnicas diferentes em um transformador de distribuição de 750 kVA, mostrando a máxima corrente de *inrush* expressa em p.u. As técnicas utilizadas foram a inserção de um resistor de 20 Ω conectado em série com o transformador, a energização do transformador em série com outros dois transformadores de baixo custo de 25 kVA com uma impedância total de 330 Ω e, por fim, usaram um dispositivo de controle de chaveamento (CSD). A técnica mais eficaz foi com o dispositivo de controle de chaveamento. Ainda, podê-se concluir que, quanto maior é a impedância em série, melhor a mitigação da corrente de *inrush*.

Figura 15 – Comparação entre a corrente máxima média de *inrush* em (p.u) de um transformador de 750kVA.



Fonte: Imagem adaptada de Lacroix, Taillefer e Mercier (2015).

3.3 Metodologias Analisadas

O presente trabalho propõe a análise do desempenho de métodos de detecção de correntes de *inrush* em transformadores de potência. Essas técnicas são comparadas de modo a determinar quais apresentam a maior precisão frente a diferentes ângulos de carregamento do transformador com e sem carga, como também para curtos-circuitos monofásicos, bifásicos e trifásicos em diferentes pontos da linha de transmissão. Vale ressaltar que os métodos foram testados para diferentes taxas de amostragem. Os métodos analisados são:

- Método da Predição Linear (MPL), proposto por Chagas *et al.* (2021);
- Método do Gradiente Morfológico Adaptado (MGMA), proposto por Wu *et al.* (2013);
- Método Fundamentado na Análise da Assimetria da Forma de Onda (MFAAFO), proposto por (LUFT, 2018); e
- Método do coeficiente de simetria longitudinal da forma de onda (MCSLFO), proposto por (YONGLI; JUN; BIN, 2004b).

3.3.1 Método da Predição Linear (MPL)

Proposto por Chagas *et al.* (2021), o método da predição linear prevê o valor de uma amostra a partir da combinação linear das demais amostras. Os coeficientes da combinação linear (C_k) são obtidos através da comparação entre o valor real ($X(n)$) e o valor previsto ($\hat{X}(n)$). Dependendo da ordem da predição (k), o número de pontos anteriores para se prever o próximo é alterado, por exemplo, se 5 pontos são usados para prever um sexto, então o modelo é de 5ª ordem. A Equação 3.1 demonstra a equação principal da técnica.

$$\hat{X}(n) = - \sum_{k=1}^q C_k \cdot X[n - k] \quad (3.1)$$

Considerando (3.1), é possível escrevê-la-la como (3.2):

$$\begin{aligned} \hat{X}(n) = C_1 \cdot X[n - 1] + C_2 \cdot X[n - 2] + C_3 \cdot X[n - 3] \\ + \dots + C_k \cdot X[n - k] \end{aligned} \quad (3.2)$$

Os coeficientes são obtidos através de uma matriz de autocorrelação. Então, com eles obtidos, é possível obter o valor da próxima amostra. Para estimar o erro do método, também chamado como erro da predição (PE), basta diminuir o valor real do valor previsto, como é demonstrado em (3.3):

$$PE(n) = X(n) - \hat{X}(n) \quad (3.3)$$

O princípio de funcionamento da metodologia é calcular o erro da predição, e verificar se ele é maior que um valor de *threshold* (ρ) que é calculado a partir de (3.4), onde é pego o valor máximo de PE obtido nas últimas amostras e multiplicado por $(1+\eta)$, sendo esse η é um valor estimado em diversos testes do algoritmo.

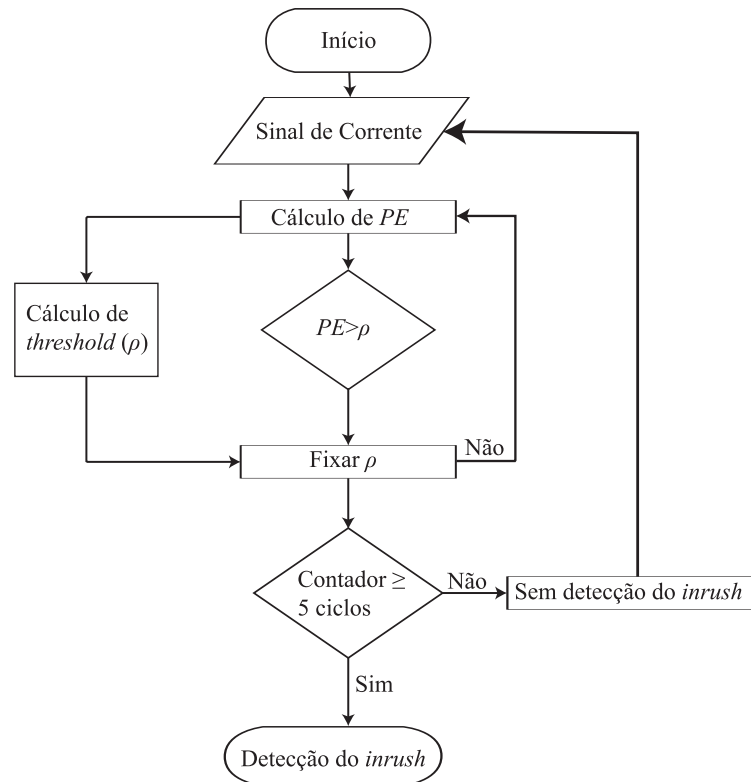
$$\rho(n) = (1 + \eta) \cdot \max(PE(1 : n - 1)) \quad (3.4)$$

Se o valor de PE ultrapassar ρ , se fixa o valor de ρ e inicia-se um contador. Se o contador identificar que esse valor foi ultrapassado durante 5 ciclos consecutivos, acusa-se a condição de *inrush*. Na Figura 16, é possível ver o fluxograma do método.

Nas Figuras 17 e 18, é possível ver o sinal original e o sinal previsto, assim como o PE para uma situação de *inrush* e curto-circuito respectivamente. As Figuras demonstram que o erro para uma situação de curto-circuito vai ser mínimo.

Na referência, foram introduzidos ruídos aos sinais equivalentes a 55, 60 e 65 decibéis. A Tabela 3 demonstra a eficácia do método para o banco de testes utilizados

Figura 16 – Fluxograma para o método da Predição Linear.



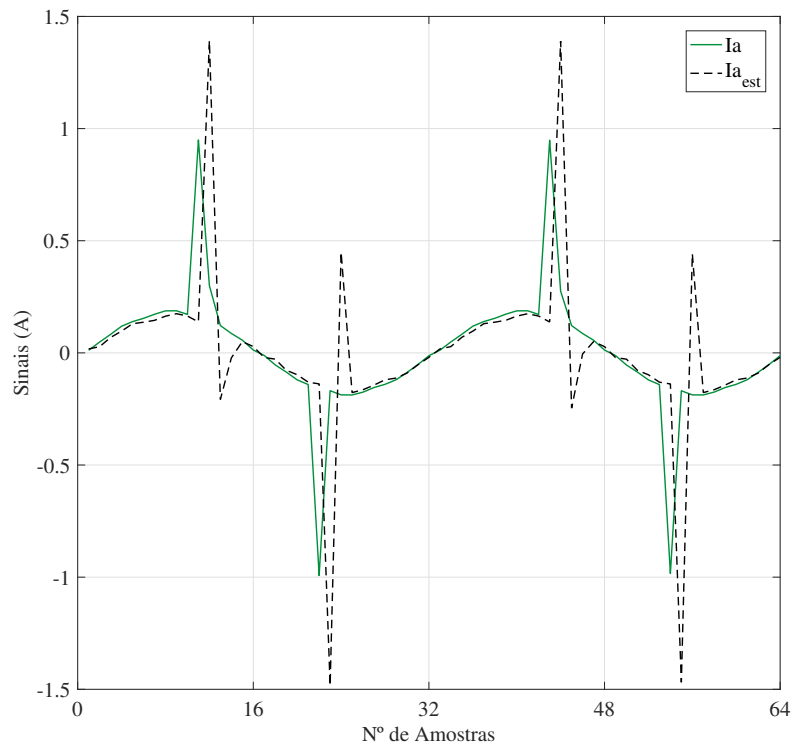
Fonte: Imagem adaptada Chagas *et al.* (2021).

pelos autores. É possível ver que a eficácia do método foi maior para valores de η mais altos e para uma taxa de ruído menor.

Tabela 3 – Performance do método apresentada por Chagas *et al.* (2021).

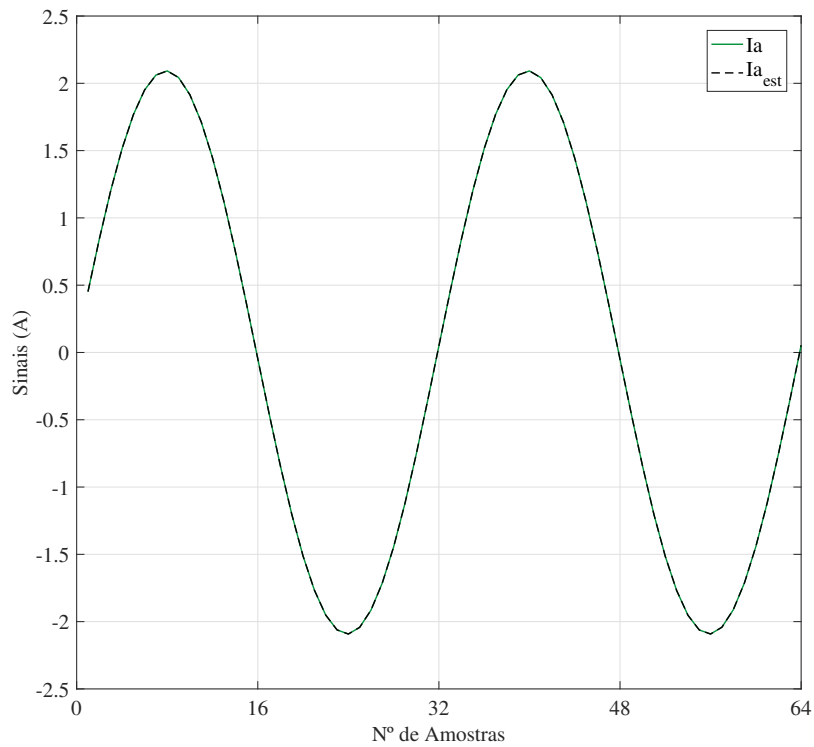
SNR (dB)	η	Ordem da PL		
		Segunda ordem (%)	Quarta ordem (%)	
55	0,2	0	0	
	0,3	3,5	1	
	0,4	19,5	14	
	0,5	52,5	57	
	0,6	80	82,5	
	60	0,2	20	8,2
60	0,3	49,4	64,7	
	0,4	85,9	85,9	
	0,5	96,5	97,6	
	0,6	100	100	
	65	0,2	91,76	97,65
		0,3	100	100
0,4		100	100	
0,5		100	100	
0,6		100	100	

Fonte: Chagas *et al.* (2021).

Figura 17 – Sinal de corrente da fase (A) original e estimado para situação de *inrush*.

Fonte: Autor.

Figura 18 – Sinal de corrente da fase (A) original e estimado para situação de curto-circuito.



Fonte: Autor.

3.3.2 Método do Gradiente Morfológico Adaptado (MGMA)

O método proposto por Wu *et al.* (2013) é fundamento na morfologia matemática. A partir da dilatação, que é a expansão de uma forma em uma maior, e da erosão, que é o encolhimento de uma forma, é possível obter o gradiente morfológico. As Equações 3.5 e 3.6 representam a dilatação e erosão, respectivamente, e D_f e D_g o campo de definição de f e g .

$$(f \oplus g)(x) = \max_s \{f(x - s) + g(s), x \in D_f, s \in D_g\} \quad (3.5)$$

$$(f \ominus g)(x) = \max_s \{f(x + s) - g(s), x \in D_f, s \in D_g\} \quad (3.6)$$

No entanto, a técnica utiliza um gradiente morfológico adaptado (GMA), onde o elemento estruturante (SE) define a posição da amostra a ser utilizada na erosão e dilatação. A Equação 3.7 representa o SE usado para extrair as bordas ascendentes do sinal, enquanto que, em (3.8), é feita a extração das bordas descendentes. A barra abaixo do zero representa a posição inicial do elemento estruturante.

$$g^+ = \{0_1, 0_2, \dots, 0_{l-1}, \underline{0}_l\} \quad (3.7)$$

$$g^- = \{\underline{0}_1, 0_2, \dots, 0_{l-1}, 0_l\} \quad (3.8)$$

Com os valores de g^+ e g^- obtidos, pode-se calcular ρ_g^+ e ρ_g^- , assim como o gradiente morfológico adaptado (ρ_g). Nesse método, as correntes de *inrush* podem ser diferenciadas das correntes de falta interna em uma janela de amostragem de meio ciclo. Nas Equações (3.9),(3.8) e (3.11) é demonstrado como é obtido o gradiente morfológico adaptado:

$$\rho_g^+ = (\rho \oplus g^+)(x) - (\rho \ominus g^+)(x) \quad (3.9)$$

$$\rho_g^- = (\rho \ominus g^-)(x) - (\rho \oplus g^-)(x) \quad (3.10)$$

$$\rho_g = \rho_g^+ + \rho_g^- \quad (3.11)$$

O critério para discriminar a corrente de *inrush* é definido a partir da Equação 3.12:

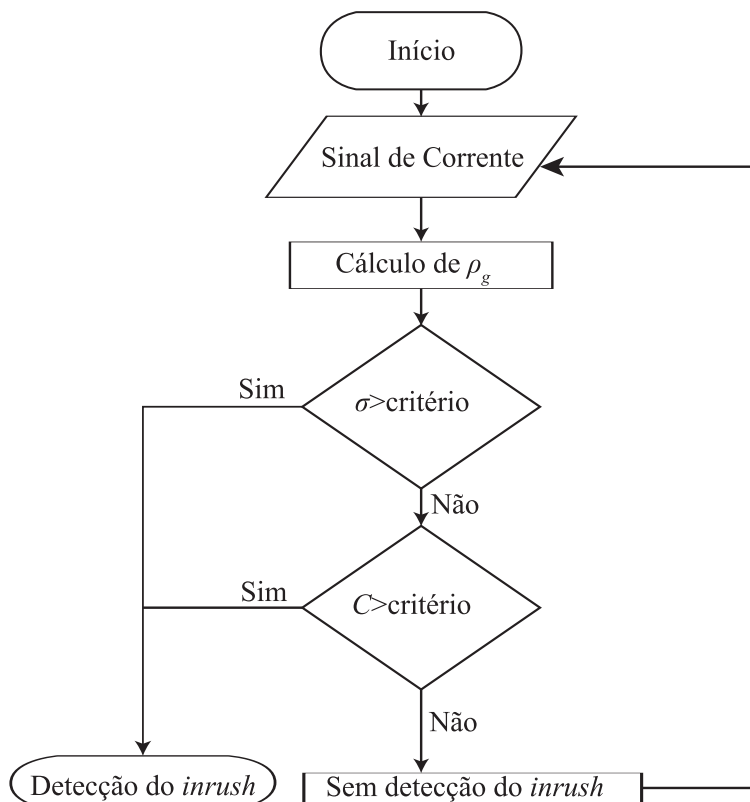
$$\sigma = \frac{\max\{|\rho_g|\}}{|\max\{I\} - \min\{I\}|} \quad (3.12)$$

Na janela de amostras, é obtido o valor máximo do gradiente morfológico adaptado e dividido pela diferença entre as correntes máximas e mínimas dentro daquela janela. Se o critério for maior que um valor pré-estabelecido, é acusada a condição de *inrush*. Mesmo assim, se σ não for ultrapassado é possível utilizar outro critério, no qual é feita a diferença entre os gradientes da amostra atual e anterior, de acordo com a Equação 3.13, se o contador for maior que o valor de *threshold* (M), é detectado o *inrush*.

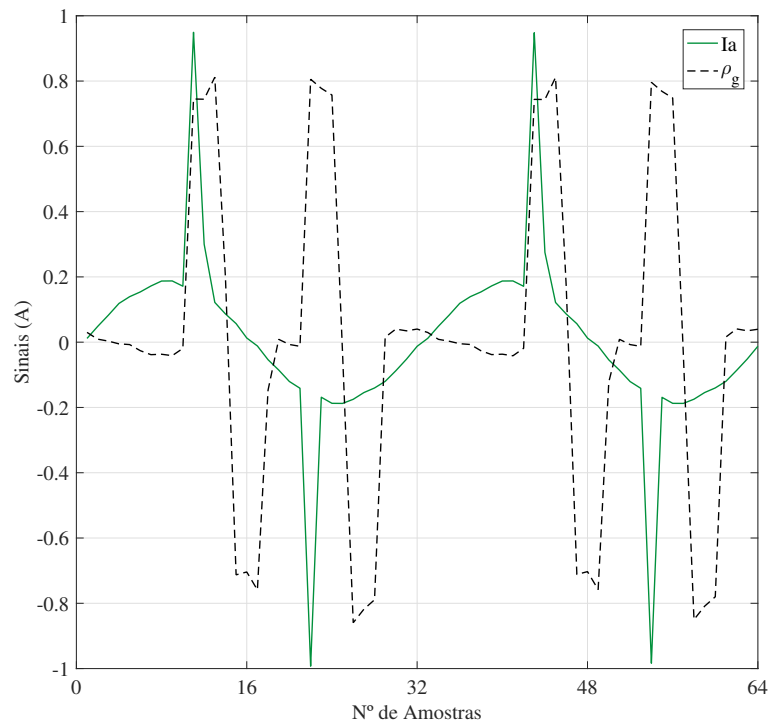
$$C = C + 1 \text{ se } |\rho_g(n + 1) - \rho_g(n)| < M \quad (3.13)$$

O fluxograma para esta técnica é visto na Figura 19. Se não houver detecção do *inrush*, o valor do gradiente morfológico adaptado é novamente calculado. Nas Figuras 20 e 21, têm-se os sinais para situação de *inrush* e curto-circuito, respectivamente, para o sinal de corrente da fase A com 32 amostras/ciclo. Percebe-se que, para a situação de *inrush*, a forma de onda do gradiente morfológico adaptado apresenta amplitude maior em certos pontos e também um comportamento assimétrico. Em contrapartida, para a forma de onda do curto-circuito, a amplitude é menor e o comportamento é mais próximo do senoidal.

Figura 19 – Fluxograma para o MGA.

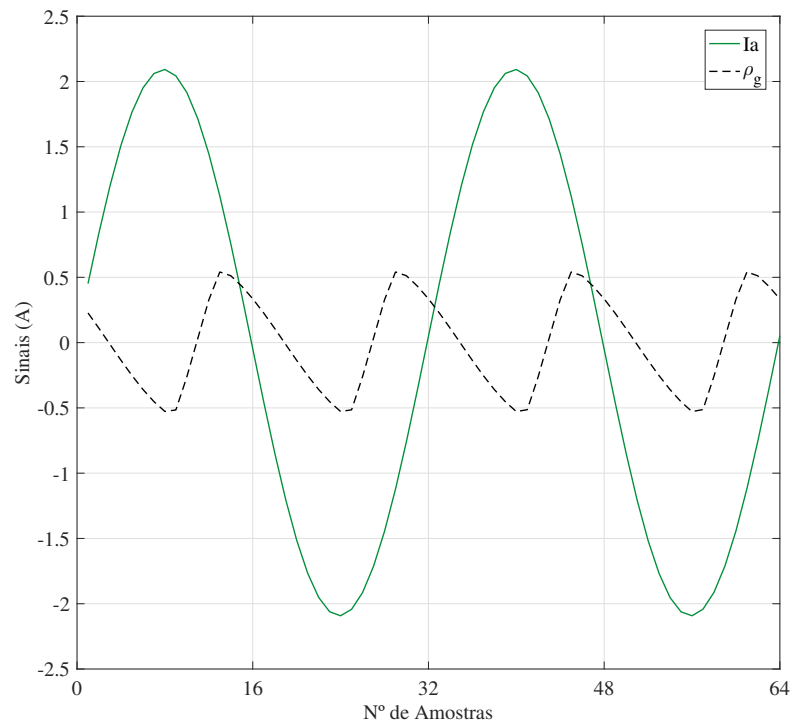


Fonte: Imagem Adaptada de Wu *et al.* (2013).

Figura 20 – Sinal de corrente da fase (A) e gradiente morfológico para situação de *inrush*.

Fonte: Autor.

Figura 21 – Sinal de corrente da fase (A) e gradiente morfológico para situação de curto-circuito.



Fonte: Autor.

3.3.3 Método Fundamentado na Análise da Assimetria da Forma de Onda (MFAAFO)

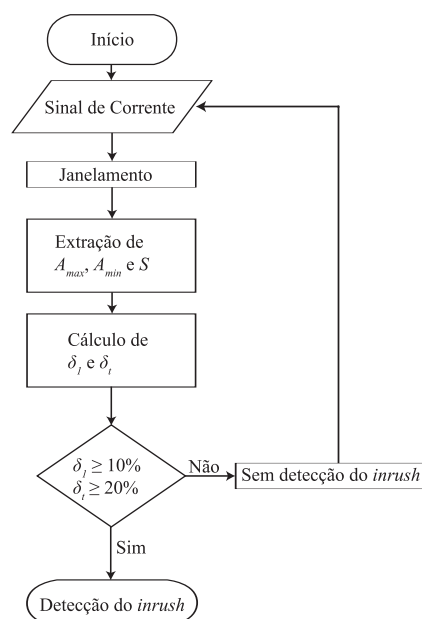
O método apresentado por Luft (2018) se baseia na assimetria da forma de onda da corrente de *inrush*, tanto na amplitude quanto na duração em relação a parte positiva e negativa do sinal. A técnica extrai o pico (A_{max}) e o vale (A_{min}) da forma de onda, para fazer a diferença entre essas amplitudes, assim como o intervalo de tempo (S) entra elas. Esses parâmetros são obtidos a partir de uma janela de três amostras da forma de onda de corrente, a qual é atualizada constantemente até que a amostra central tenha o A_{max} , o mesmo vale para o valor de A_{min} . Após a extração desses dados, os critérios δ_1 e δ_t representam a assimetria de amplitude entre os picos e vales, como é visto nas Equações 3.14 e 3.15:

$$\delta_1 = \frac{|A_{max} - A_{min}|}{A_{max} + |A_{min}|} \cdot 100\% \quad (3.14)$$

$$\delta_t = \frac{|S - 0,008333|}{0,008333} \cdot 100\% \quad (3.15)$$

O valor de 0,00833 é a assimetria normalizada pela metade do ciclo do sistema de potência para frequência igual a 60 Hz. Segundo Luft (2018), quanto maior os valores de δ_1 e δ_t , maior será a assimetria do sinal. Para detecção do *inrush* é estabelecido um valor limite para ambos deltas, que são no caso, equivalentes a 10% e 20%, respectivamente. Na Figura 19, é possível ver o fluxograma para a técnica.

Figura 22 – Fluxograma para o método proposto por Luft (2018).



Fonte: Autor.

3.3.4 Método do coeficiente de simetria longitudinal da forma de onda (MCSLFO)

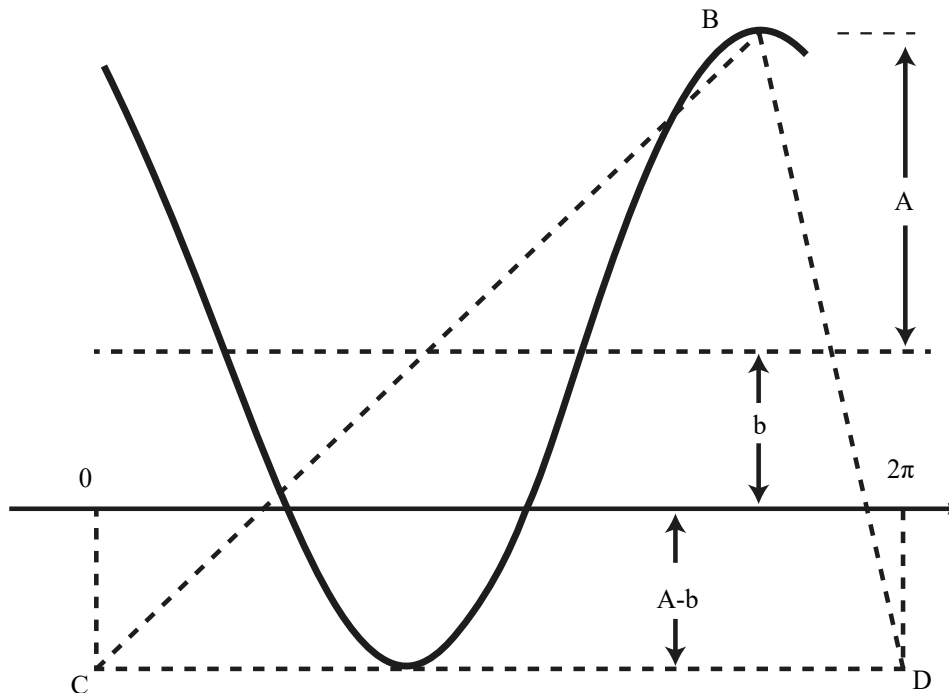
Uma das características da forma de onda da corrente de falta é a sua simetria longitudinal, tendo-se como quase zero ou próximo disso. No entanto, para a forma de onda do *inrush*, a forma de onda é assimétrica e seu coeficiente longitudinal, conseqüentemente, é maior. O resultado disso é o método proposto por Yongli, Jun e Bin (2004b).

Pegando-se um ciclo da forma de onda, como é visto na Figura 23, S_1 representa a área formada pela curva da forma de onda e a linha reta CD, e S_2 , a área do triângulo formado pelo segmento da reta CD e o valor B, o qual representa o valor máximo da forma de onda para aquele ciclo. Logo, se $S_1=S_2$, o ciclo possui uma onda simétrica longitudinal. O coeficiente simétrico longitudinal é calculado por (3.16).

$$J = \frac{S_2 - S_1}{S_2} \quad (3.16)$$

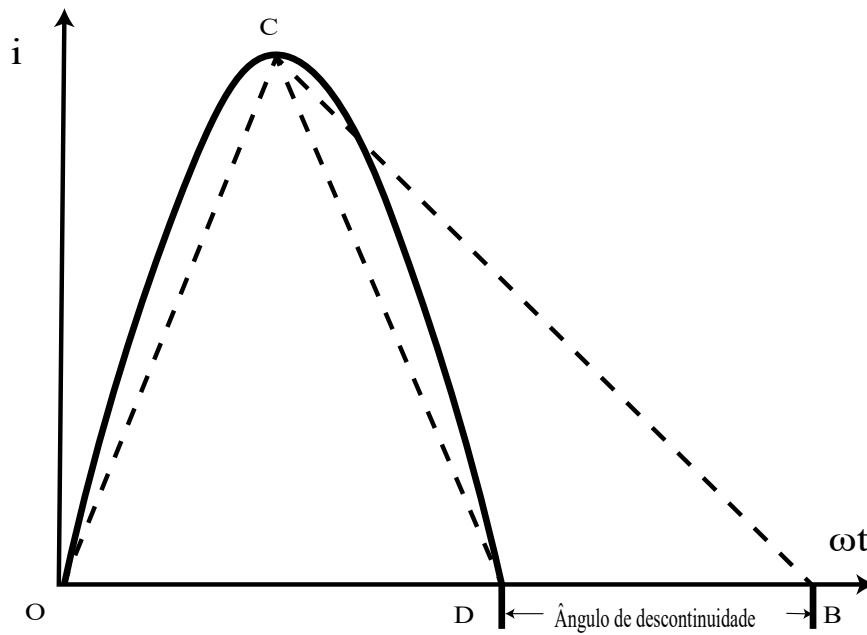
Na Figura 24, é possível ver o cálculo de S_1 e S_2 para uma situação de *inrush*. S_1 vai ser menor que S_2 , tornando o valor de J positivo e maior que zero. O valor de J também vai aumentar conforme o ângulo de discontinuidade ou a diferença entre o valor máximo da forma de onda e o valor mínimo aumentam (YONGLI; JUN; BIN, 2004a).

Figura 23 – Coeficiente longitudinal de uma forma de onda senoidal.



Fonte: Imagem Adaptada de Yongli, Jun e Bin (2004b).

Figura 24 – Coeficiente longitudinal de uma forma de onda assimétrica.



Fonte: Imagem Adaptada de Yongli, Jun e Bin (2004b).

3.4 Considerações Finais

Neste Capítulo, os métodos para identificação das correntes de *inrush* presentes na literatura e os métodos implementados foram detalhadamente descritos. Os resultados das simulações são apresentados no próximo Capítulo. Também, no Capítulo seguinte, o sistema teste e as condições de curto-circuito e energização do transformador são descritas, assim como as diferentes variáveis alteradas no sistema teste.

4 Resultados

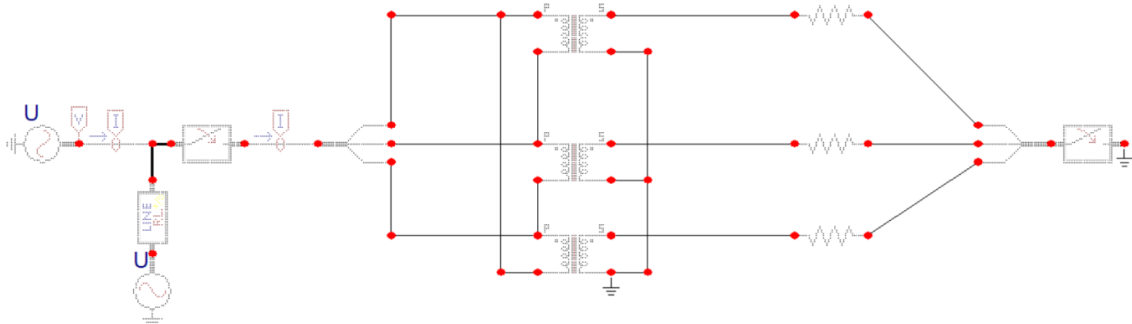
4.1 Considerações Gerais

Neste Capítulo, é apresentado o sistema teste utilizado para gerar os sinais de corrente de fase. Também, apresenta os diferentes casos de análise para os métodos simulados, mostrando a performance das técnicas frente às condições de *inrush* e curto-circuito. Para analisar o desempenho dos métodos implementados, são utilizados os *softwares* MATLAB[®] e ATPDraw. A partir da simulação da linha de transmissão implementada no *software* ATPDraw, obtendo as correntes de fase do circuito simulado, com diferentes taxas de amostragem, ângulos de chaveamento, energização do transformador com e sem carga e para curto-circuito em diferentes parcelas da LT, a performance dos detectores de *inrush* é verificada via MATLAB[®]. Por fim, é feita a análise dos resultados obtidos.

4.2 Sistema Teste

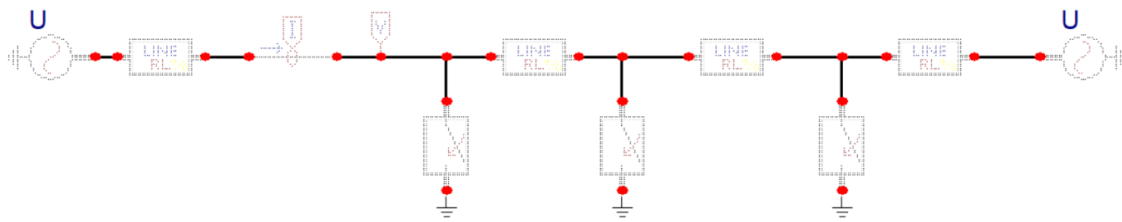
A Figura 25 ilustra o sistema teste implementado no *software* ATPDraw para obtenção dos sinais de corrente de fase, via simulações das situações de energização do banco de transformador sem e sob carga. Já a Figura 26 ilustra o sistema teste para os casos de curto-circuito. O sistema teste foi proposto por Luft (2018). Para os dois casos mencionados, foram simuladas diferentes situações, variando o ângulo de carregamento e instante de chaveamento. Já para os casos de curto-circuito, foram simuladas faltas em diferentes pontos da LT. As Tabelas 4, 5, 6 e 7 representam os parâmetros do transformador de potência monofásico, parâmetros do gerador trifásico, impedância das fontes geradoras e impedância da linha, respectivamente.

Figura 25 – Sistema teste para *inrush*.



Fonte: Luft (2018).

Figura 26 – Sistema teste para curto-circuito.



Fonte: Luft (2018).

Tabela 4 – Parâmetros do transformador de potência monofásico.

Resistência de magnetização (Ω)	Indutância do enrolamento primário (mH)	Resistência do enrolamento primário (Ω)	Resistência do enrolamento secundário (Ω)	Tensão do primário (kV)	Tensão do secundário (kV)
100000	0,68	0,0256	3,96	13,8	132,79

Fonte: Luft (2018).

Tabela 5 – Parâmetros do gerador trifásico.

Amplitude (kV)	Frequência (Hz)	Tempo de início (s)	Tempo final (s)
13,8	60	-1	1000

Fonte: Luft (2018).

Tabela 6 – Impedância das fontes geradoras.

Resistência de sequência zero (Ω)	Indutância de sequência zero (Ω)	Resistência de sequência positiva (Ω)	Indutância de sequência positiva (Ω)
3,681	24,515	0,819	7,757

Fonte: Luft (2018).

Tabela 7 – Impedância da linha.

Resistência de sequência zero (Ω)	Indutância de sequência zero (Ω)	Resistência de sequência positiva (Ω)	Indutância de sequência positiva (Ω)
18,408	122,57	4,102	38,786

Fonte: Luft (2018).

4.3 Caso 1: Energização de Banco de Transformadores sem Carga

Para este caso, foram simuladas condições de *inrush* para carregamentos de 0° , -1° , -5° , -10° , -15° , -30° , -45° e -60° e chaveamento nos instantes 0,2 s, 0,202083 s, 0,204166 s, 0,20625 s, 0,208333 s, 0,210416 s, 0,2125 s e 0,214583 s, sendo que a energização ocorreu sem carga. As Figuras 27 à 32 representam os resultados das lógicas de detecção do *inrush* para carregamento em 0° , chaveamento em 0,2 s e para o caso de energização de banco de transformadores sem carga com 32 amostras por ciclo.

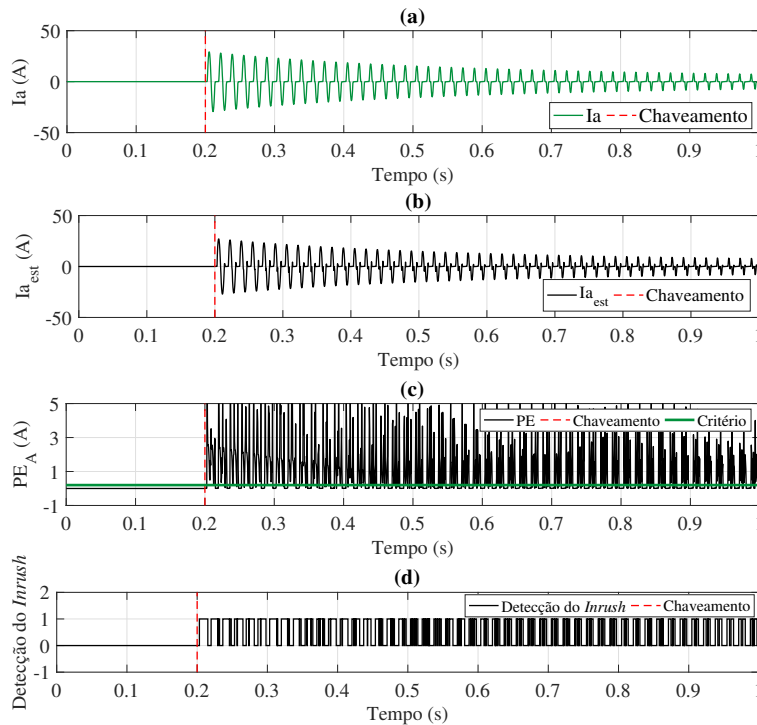
A Figura 27 mostra o resultado do método da predição linear para a fase A. O critério foi ultrapassado, caracterizando a condição de *inrush*. O valor limite do critério foi de 0,2, então, para valores de PE acima disso, foi detectada a condição de *inrush*. Houve uma intermitência no sinal de detecção do *inrush* devido aos instantes onde a forma de onda passa a ser zero. Para as outras fases, a detecção também aconteceu. O instante de detecção se deu logo após o instante de chaveamento.

Agora, para o método fundamento na análise da assimetria da forma de onda, o qual é demonstrado nas Figuras 28 e 29, o parâmetro δ_1 não foi ultrapassado na fase A. Portanto, o *inrush* não foi caracterizado. Apesar da forma de onda da fase A apresentar uma alta magnitude, o seu comportamento se aproxima de uma forma de onda simétrica, dificultando a análise do método, enquanto que para as fases B e C houve a detecção, onde o comportamento da forma de onda é assimétrico.

Nas Figuras 30 e 31, é mostrada a simulação para o método do coeficiente de simetria longitudinal da forma de onda, que detectou o *inrush* nas fases B e C. Para este caso, o critério utilizado foi J maior que 1,2 ou menor que 0,7. O método teve um comportamento parecido com o do MFAAFO, não detectando o *inrush* na fase A, devido, em grande parte, ao comportamento simétrico da forma de onda. Por fim, a Figura 32 apresenta a atuação do MGMA para a Fase C. O *inrush* foi detectado, tanto para esta fase como para as outras. O sinal de detecção apresentou pequena intermitência e o instante de detecção ocorreu de forma precisa. Para as simulações utilizando o MGMA, foi acusado *inrush* quando o critério σ ultrapassou 0,3.

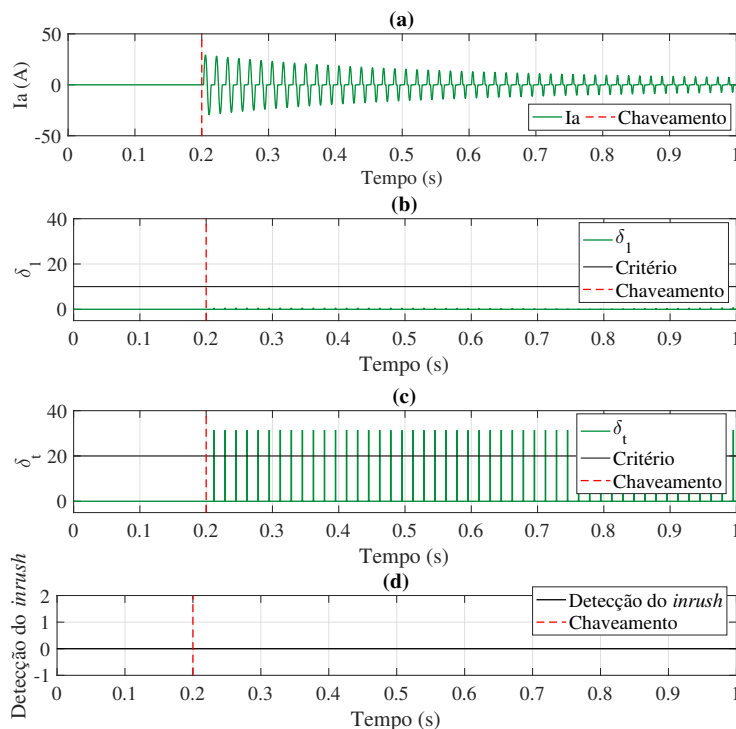
Ressalta-se que, para este caso, os métodos mais eficazes foram o da predição linear e do gradiente morfológico adaptado. Ambos detectaram corretamente nas três fases e o instante de detecção se deu logo após o instante de chaveamento. Entretanto, a presença de intermitência no sinal de detecção do *inrush* aconteceu também nos dois métodos. Vale destacar que a intermitência no sinal do MGMA pode ser ajustada mudando o valor limite do critério, porém, para o MPL, isso já não acontece, dado que a situação ocorre quando o sinal passa por zero no eixo das abcissas, o qual decorre da técnica de análise do método e, também, do comportamento assimétrico da forma de onda característica do *inrush*.

Figura 27 – Simulação do caso 1 para a fase A pelo MPL. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Sinal estimado da fase A. (c) Erro da predição. (d) Detecção do *inrush* da fase A.



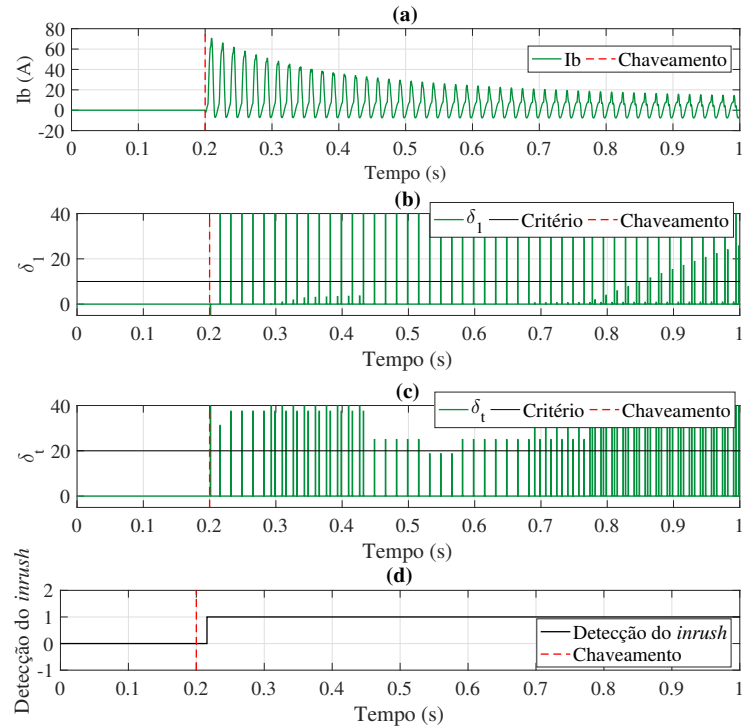
Fonte: Autor.

Figura 28 – Simulação do caso 1 para a fase A pelo MFAAFO. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Coeficiente de assimetria de amplitude. (c) Coeficiente de assimetria de intervalo. (d) Detecção do *inrush* da fase A.



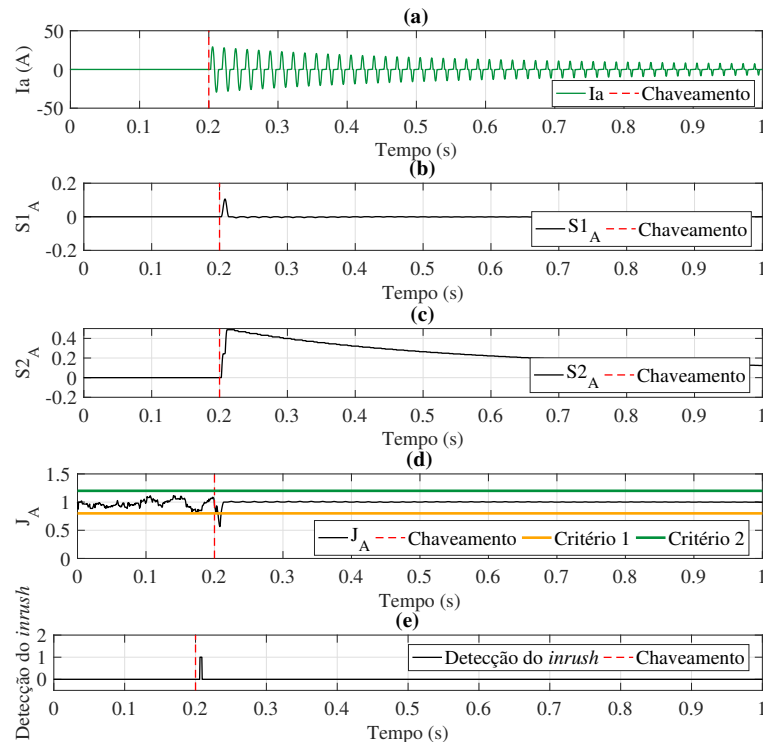
Fonte: Autor.

Figura 29 – Simulação do caso 1 para a fase B pelo MFAAFO. (a) Sinal de corrente da fase B. (b) Coeficiente de assimetria de amplitude. (c) Coeficiente de assimetria de intervalo. (d) Detecção do *inrush* da fase B.



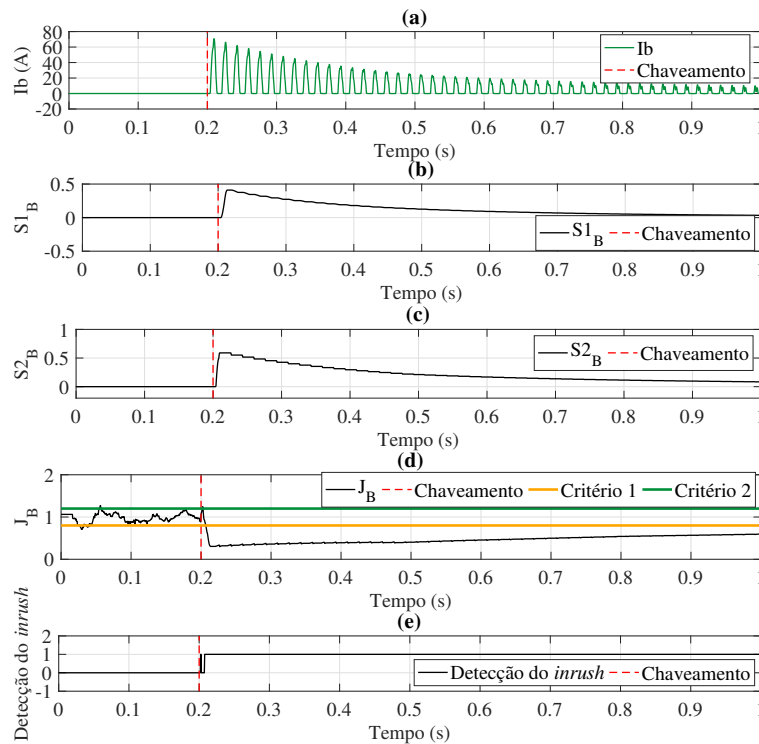
Fonte: Autor.

Figura 30 – Simulação do caso 1 para a fase A pelo MCSLFO. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Área S1. (c) Área S2. (d) Coeficiente de simetria longitudinal. (e) Detecção do *inrush* da fase A.



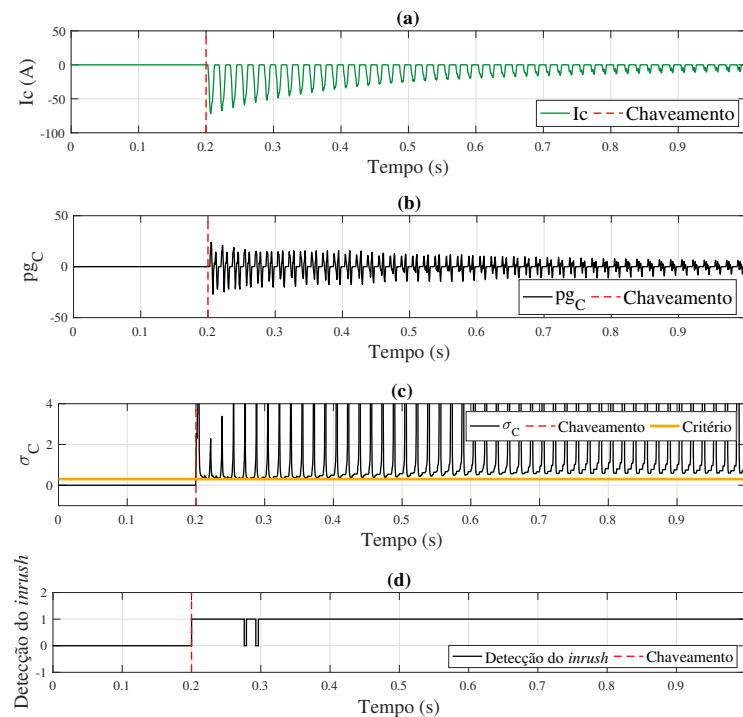
Fonte: Autor.

Figura 31 – Simulação do caso 1 para a fase B pelo MCSLFO. (a) Sinal de corrente da fase B. (b) Área S1. (c) Área S2. (d) Coeficiente de simetria longitudinal. (e) Detecção do *inrush* da fase B.



Fonte: Autor.

Figura 32 – Simulação do caso 1 para a fase C pelo MGMA. (a) Sinal de corrente da fase C. (b) Gradiente morfológico adaptado para a fase C. (c) Critério. (d) Detecção do *inrush* da fase C.



Fonte: Autor.

4.4 Caso 2: Energização de Banco de Transformadores sob Carga

Para este caso foi simulada a condição de *inrush* para carregamentos de 0° , -1° , -5° , -10° , -15° , -30° , -45° e -60° e chaveamento nos instantes 0,2 s, 0,202083 s, 0,204166 s, 0,20625 s, 0,208333 s, 0,210416 s, 0,2125 s e 0,214583 s. A energização ocorreu sem carga. As Figuras 33 à 38 representam os resultados das lógicas de detecção do *inrush* para carregamento em 0° , chaveamento em 0,2 s e para o caso de energização de banco de transformadores sem carga com 32 amostras por ciclo.

Na Figura 33, é representada a simulação do caso 2 para a fase A, usando o MPL. É possível ver que houve detecção, dado que PE ultrapassou o valor limite, caracterizando o *inrush*. Houve grande intermitência no sinal de detecção do *inrush* novamente. O valor limite utilizado foi de 0,2 e o instante de detecção ocorreu logo após o chaveamento. O método detectou o *inrush* nas outras fases.

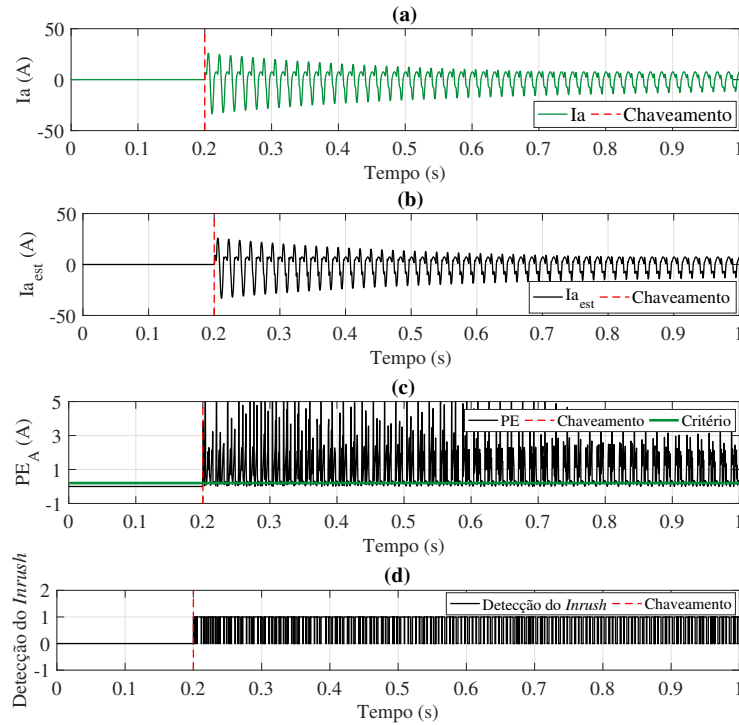
A Figura 34 demonstra a simulação para o MFAAFO, onde os critérios δ_1 e δ_t foram ultrapassados, logo, detectando o *inrush*, havendo caracterização nas três fases.

Já para o MCSLFO, cujos resultados são mostrados nas Figuras 35 e 36, percebe-se que o sinal de detecção aconteceu por um curto-período de tempo na fase A, após o instante de chaveamento. Nesta fase, o comportamento da forma de onda é quase que simétrico, dificultando a análise do método. Porém, a técnica detectou o *inrush* nas outras fases.

As Figura 37 e 38 mostram os resultados para o MGMA na fase A e B respectivamente, onde o *inrush* foi detectado. O critério apresentou uma menor amplitude em relação aos valores encontrados na energização do banco de transformadores sem carga, porém, o critério acima de 0,3 foi o suficiente para haver a detecção. Houve também o reconhecimento do *inrush* na fase C. Conforme o tempo passa, é possível notar também que a intermitência do sinal de detecção do *inrush* diminui, devido a menor amplitude do gradiente morfológico adaptado.

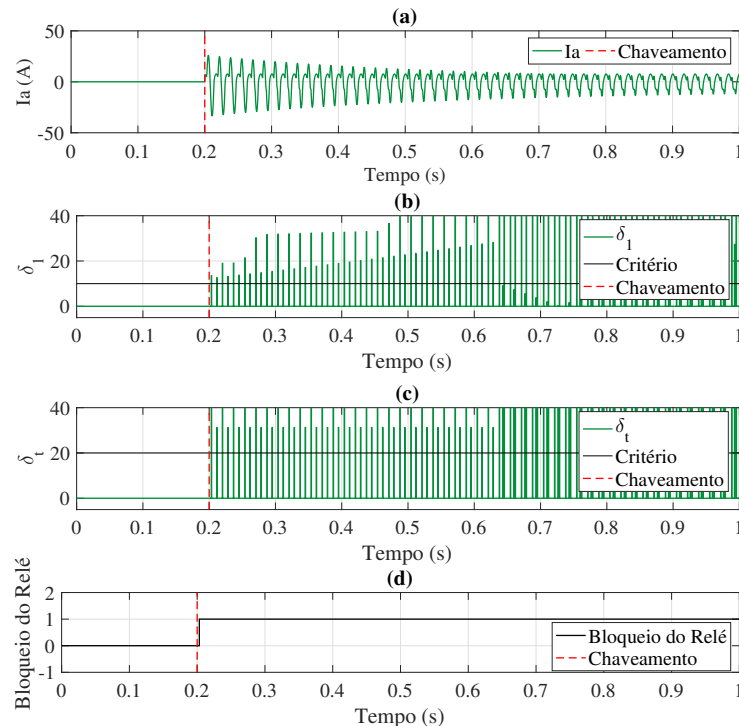
Por fim, destaca-se que, para este caso, o método da predição linear e o método fundamentado na análise da assimetria da forma de onda tiveram os melhores desempenhos, detectando o *inrush* corretamente nas três fases. Percebe-se também que o MFAAFO obteve melhor desempenho para energização do transformador sob carga, comparado a energização sem carregamento. O principal fator que cooperou para o melhor desempenho do MFAAFO, é que, para o caso 2, a forma característica do *inrush* é atenuada devido a presença da carga, facilitando a análise do método, que depende fundamentalmente do comportamento da forma de onda.

Figura 33 – Simulação do caso 2 para a fase A pelo MPL. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Sinal estimado da fase A. (c) Erro da predição. (d) Detecção do *inrush* da fase A.



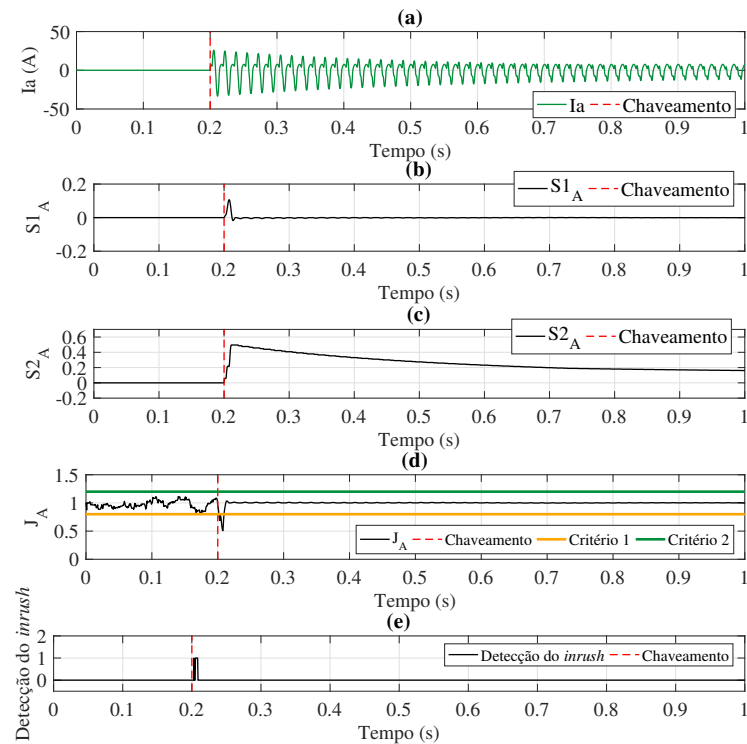
Fonte: Autor.

Figura 34 – Simulação do caso 2 para a fase A pelo MFAAFO. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Coeficiente de assimetria de amplitude. (c) Coeficiente de assimetria de intervalo. (d) Detecção do *inrush* da fase A.



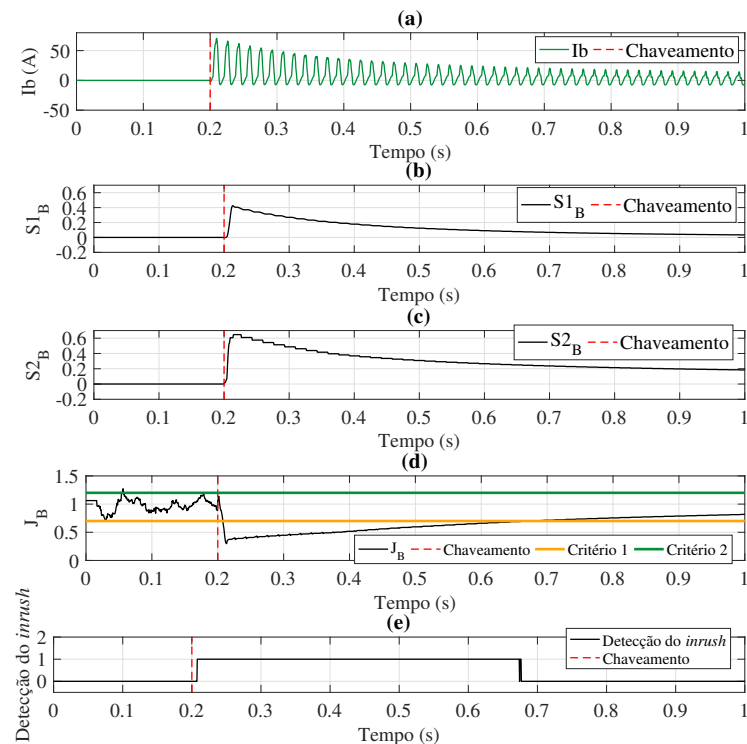
Fonte: Autor.

Figura 35 – Simulação do caso 2 para a fase A pelo MCSLFO. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Área S1. (c) Área S2. (d) Coeficiente de simetria longitudinal. (e) Detecção do *inrush* da fase A.



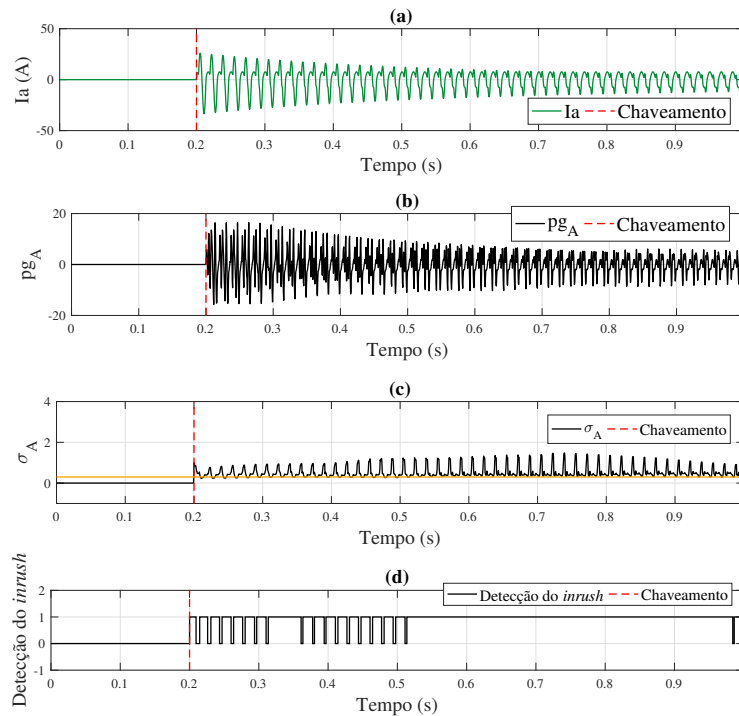
Fonte: Autor.

Figura 36 – Simulação do caso 2 para a fase B pelo MCSLFO. (a) Sinal de corrente da fase B. (b) Área S1. (c) Área S2. (d) Coeficiente de simetria longitudinal. (e) Detecção do *inrush* da fase B.



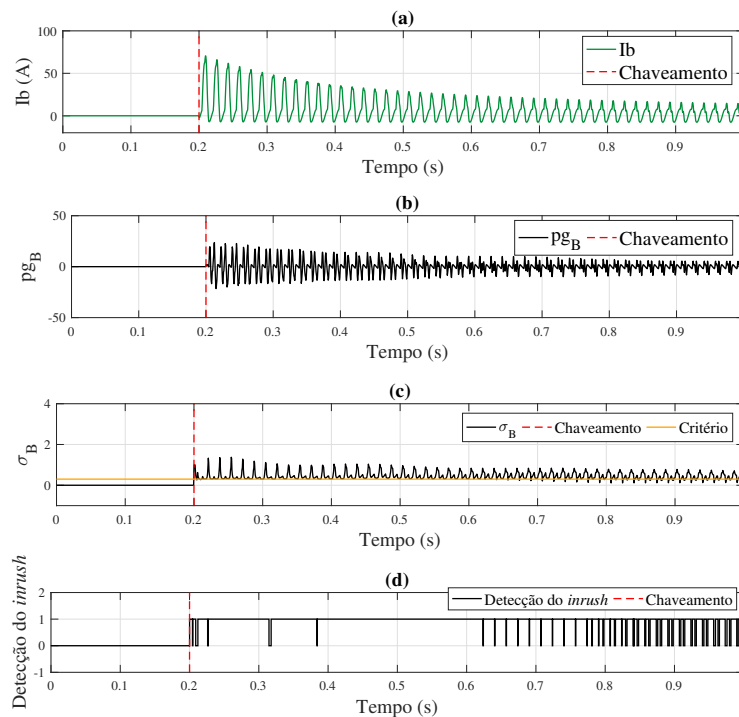
Fonte: Autor.

Figura 37 – Simulação do caso 2 para a fase A pelo MGMA. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Gradiente morfológico adaptado para a fase A. (c) Critério. (d) Detecção do *inrush* da fase A.



Fonte: Autor.

Figura 38 – Simulação do caso 2 para a fase B pelo MGMA. (a) Sinal de corrente da fase B. (b) Gradiente morfológico adaptado para a fase B. (c) Critério. (d) Detecção do *inrush* da fase B.



Fonte: Autor.

4.5 Caso 3: Curto-Circuito Monofásico

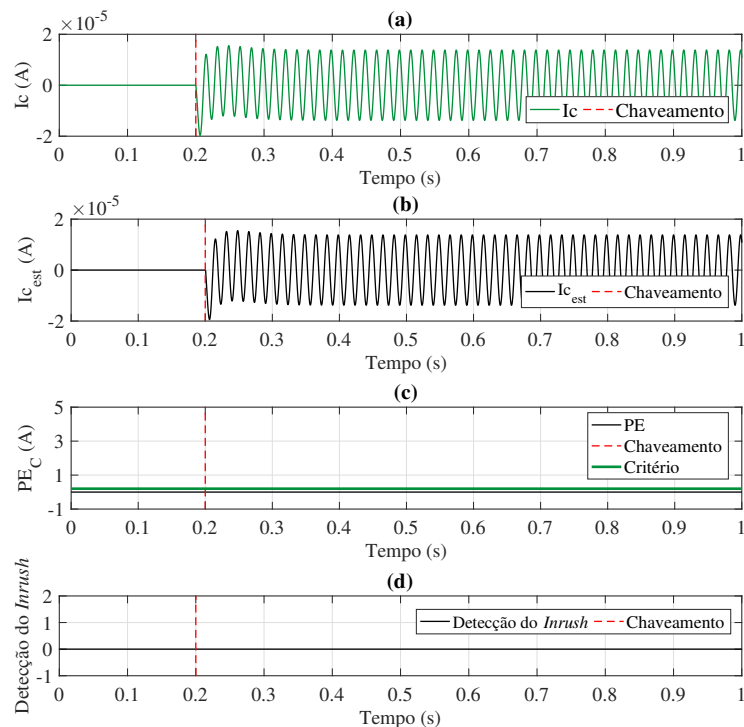
Para este caso, foi simulada a condição de curto-circuito monofásico em 0%, 25%, 50%, 75%, 85% e 100% da linha de transmissão, para carregamentos de 0°, -1°, -5°, -10°, -15°, -30°, -45° e -60°. As Figuras 39 à 43 representam os resultados da detecção do *inrush* para carregamento em 0° e curto-circuito monofásico em 0% da LT com 32 amostras por ciclo.

Na Figura 39, é demonstrado o resultado para o MPL, onde não foi caracterizado o *inrush* em nenhuma das fases, mesmo com a presença do deslocamento DC logo no início da forma de onda.

Na Figura 40, onde é representado o MFAAFO, novamente, percebe-se não houve detecção do *inrush*, já que os critérios σ_1 e σ_t não foram ultrapassados, apesar do deslocamento DC.

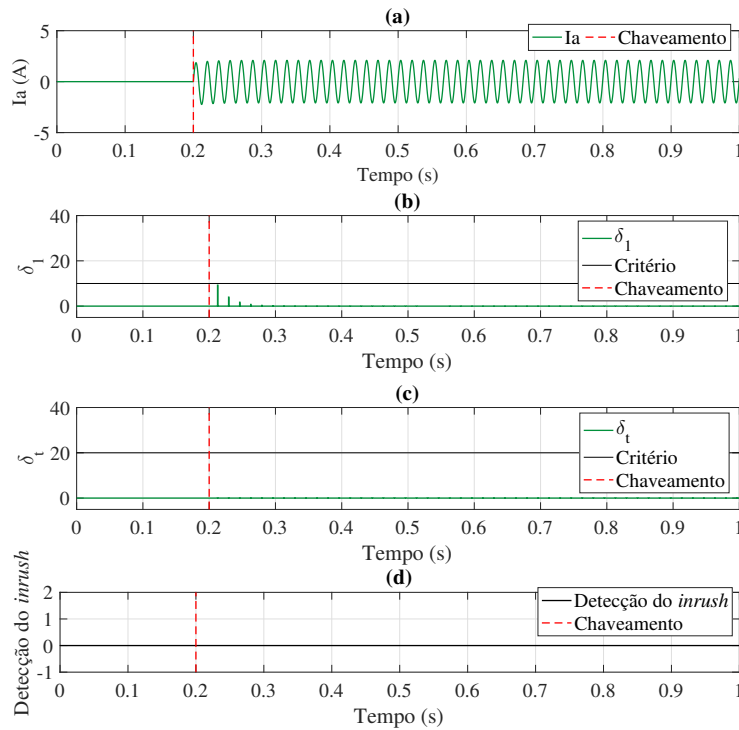
Já as Figuras 41 e 42 representam as simulações para os métodos da MCSLFO e MGMA para a fase A, onde é possível notar que há a detecção devido ao instante de chaveamento para o MGMA, e, no MCSLFO o deslocamento DC afetou a operação, ocorrendo detecção indevida. Por fim, têm-se a simulação do caso 3 para a fase B pelo MGMA na Figura 43, onde o método é afetado pelo instante de chaveamento e a componente DC.

Figura 39 – Simulação do caso 3 para a fase C pelo MPL. (a) Sinal de corrente da fase C. (b) Sinal estimado da fase C. (c) Erro da predição. (d) Detecção do *inrush* da C.



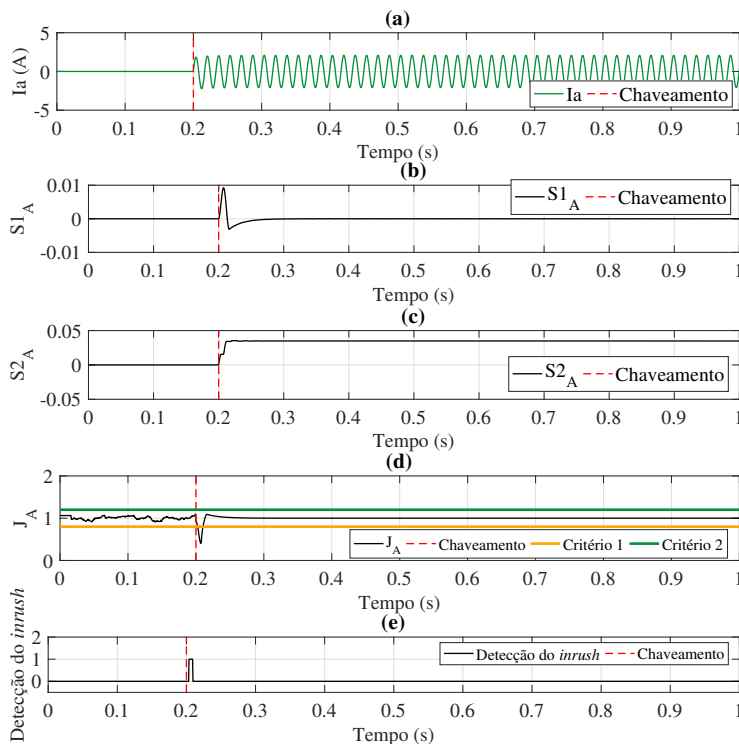
Fonte: Autor.

Figura 40 – Simulação do caso 3 para a fase A pelo MFAAFO. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Coeficiente de assimetria de amplitude. (c) Coeficiente de assimetria de intervalo. (d) Detecção do *inrush* da fase A.



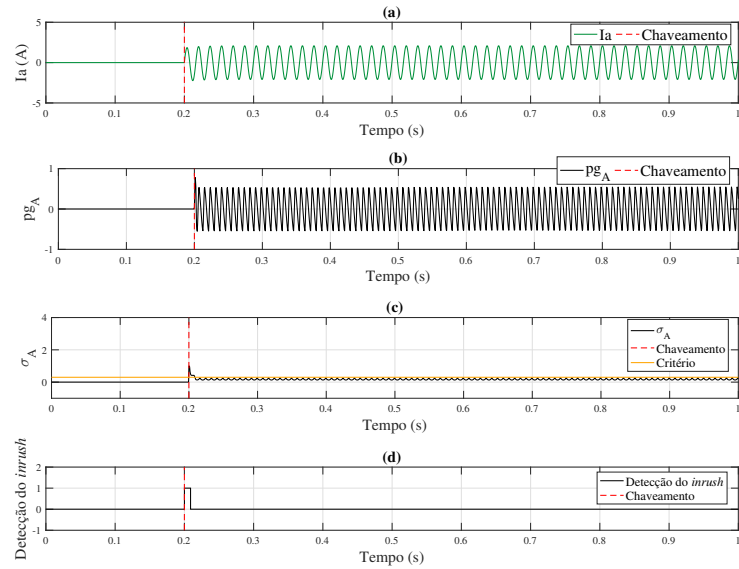
Fonte: Autor.

Figura 41 – Simulação do caso 3 para a fase A pelo MCSLFO. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Área S1. (c) Área S2. (d) Coeficiente de simetria longitudinal. (e) Detecção do *inrush* da fase A.



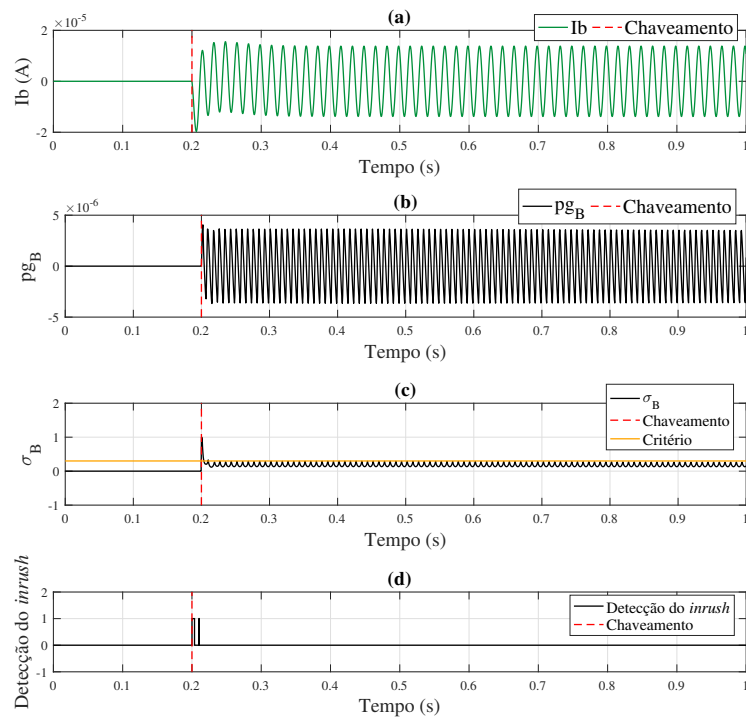
Fonte: Autor.

Figura 42 – Simulação do caso 3 para a fase A pelo MGMA. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Gradiente morfológico adaptado para a fase A. (c) Critério. (d) Detecção do *inrush* da fase A.



Fonte: Autor.

Figura 43 – Simulação do caso 3 para a fase B pelo MGMA. (a) Sinal de corrente da fase B. (b) Gradiente morfológico adaptado para a fase B. (c) Critério. (d) Detecção do *inrush* da fase B.



Fonte: Autor.

4.6 Caso 4: Curto-Circuito Bifásico

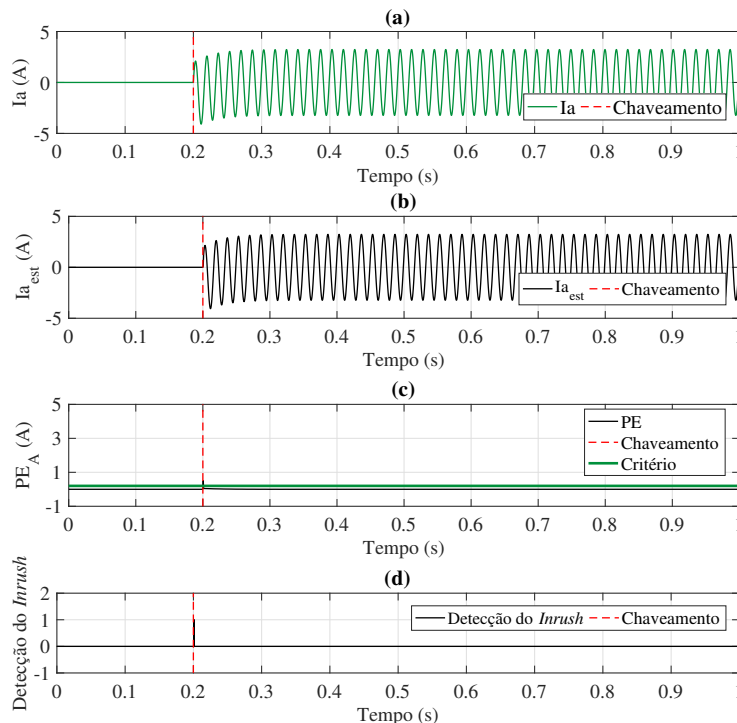
Para este caso, a condição de curto-circuito bifásico foi simulada em 0%, 25%, 50%, 75%, 85% e 100% da linha de transmissão para carregamentos de 0° , -1° , -5° , -10° , -15° , -30° , -45° e -60° . As Figuras 44 à 48 representam os resultados das lógicas de detecção do *inrush* para carregamento em 0° e curto-circuito bifásico em 0% da LT.

Na Figura 44, é demonstrado o resultado das simulações para o MPL, onde a detecção não aconteceu, logo, o limite pré-estabelecido não foi ultrapassado. O método não foi afetado pela componente DC presente nas três fases.

Observando a Figura 45, onde é mostrado o resultado para o MFAAFO, os critérios não foram ultrapassados, ocorrendo a correta distinção. Já para o MCSLFO, cujos resultados são apresentados na Figura 46, o método foi afetado pela componente DC, presente no início da forma de onda, ocasionando a detecção indevida do *inrush*.

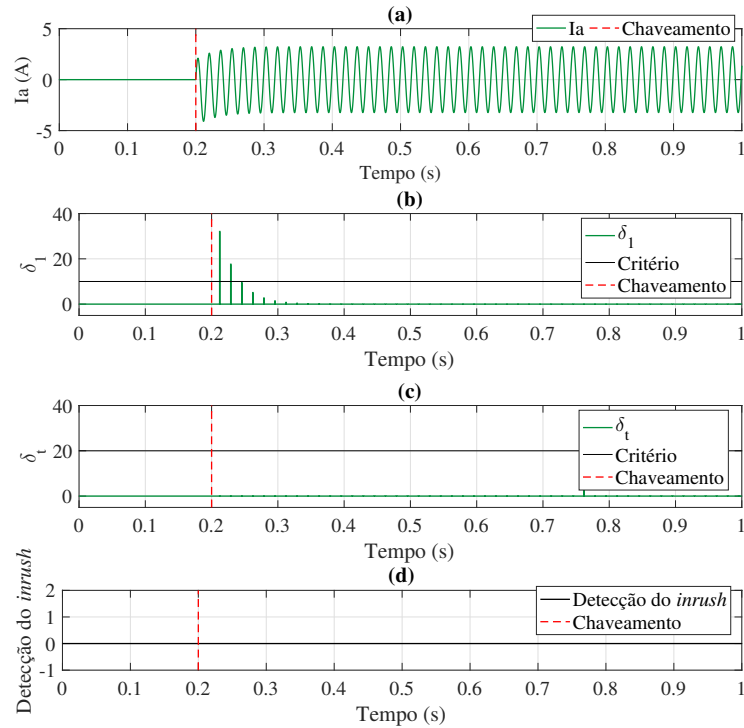
Por fim, para o MGMA, Figuras 47 e 48, novamente, houve o erro na detecção devido ao instante de chaveamento, tanto para fase A como para a fase B.

Figura 44 – Simulação do caso 4 para a fase A pelo MPL. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Sinal estimado da fase A. (c) Erro da predição. (d) Detecção do *inrush* da A.



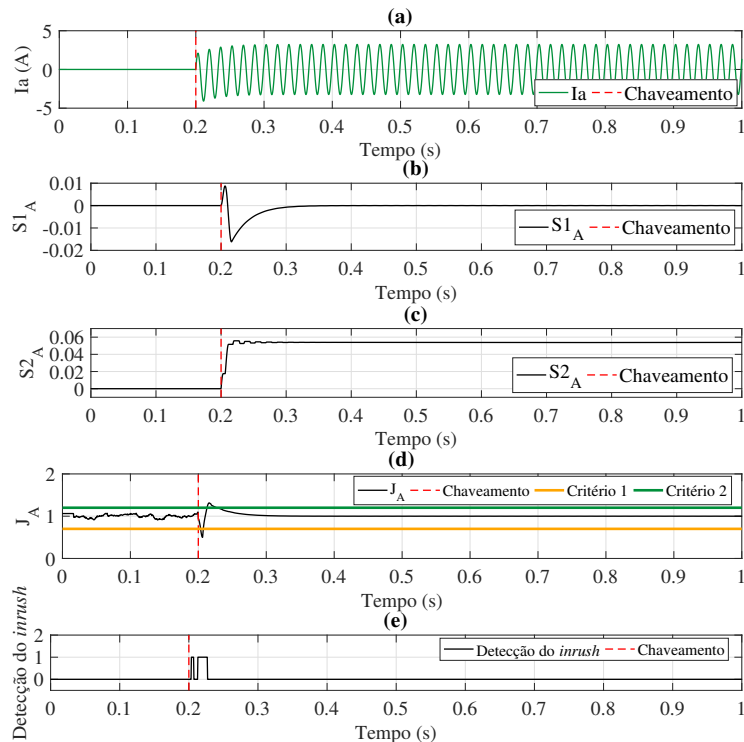
Fonte: Autor.

Figura 45 – Simulação do caso 4 para a fase A pelo MFAAFO. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Coeficiente de assimetria de amplitude. (c) Coeficiente de assimetria de intervalo. (d) Detecção do *inrush* na fase A.



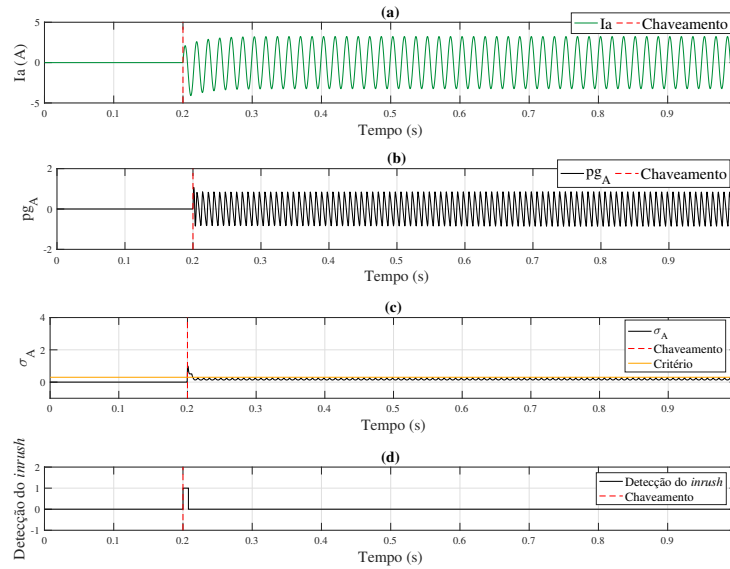
Fonte: Autor.

Figura 46 – Simulação do caso 4 para a fase A pelo MCSLFO. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Área S1. (c) Área S2. (d) Coeficiente de simetria longitudinal. (e) Detecção do *inrush* da fase A.



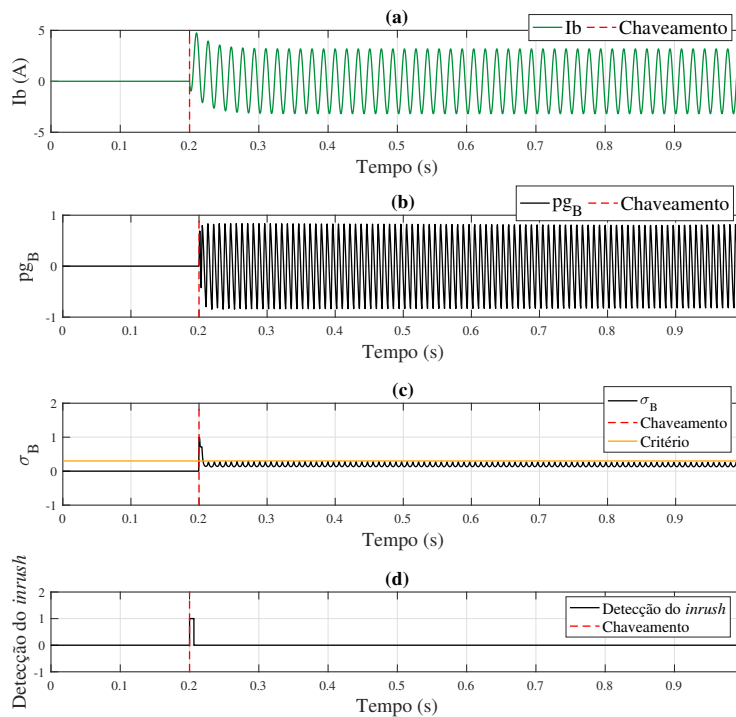
Fonte: Autor.

Figura 47 – Simulação do caso 4 para a fase A pelo MGMA. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Gradiente morfológico adaptado para a fase A. (c) Critério. (d) Detecção do *inrush* da fase A.



Fonte: Autor.

Figura 48 – Simulação do caso 4 para a fase B pelo MGMA. (a) Sinal de corrente da fase B. (b) Gradiente morfológico adaptado para a fase B. (c) Critério. (d) Detecção do *inrush* da fase B.



Fonte: Autor.

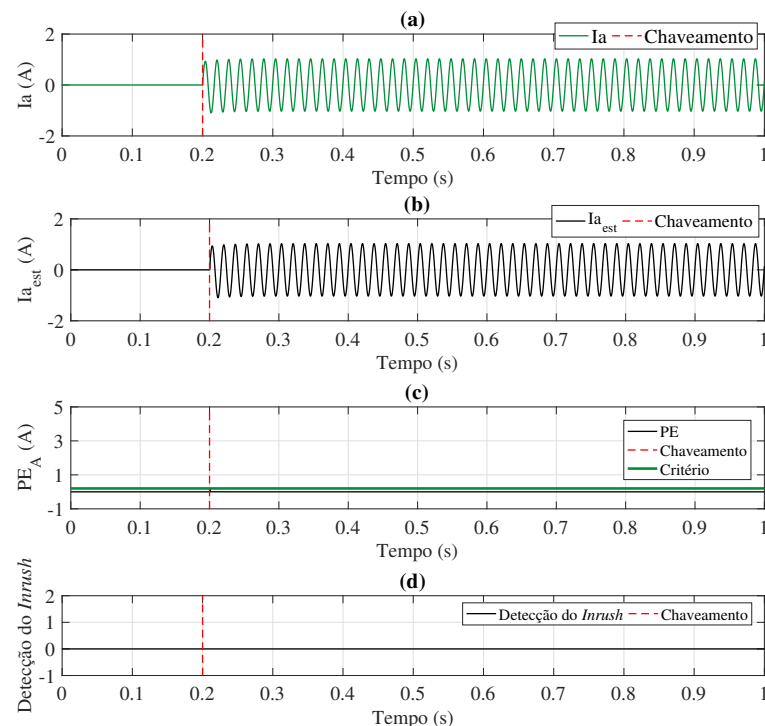
4.7 Caso 5: Curto-Circuito Trifásico

Para este caso, foi simulada a condição de curto-circuito trifásico em 0%, 25%, 50%, 75%, 85% e 100% da linha de transmissão, para carregamentos de 0°, -1°, -5°, -10°, -15°, -30°, -45° e -60°. As Figuras 49 à 53 apresentam os resultados para os métodos analisados, considerando carregamento de 0° e curto-circuito trifásico em 50% da LT para 32 amostras/ciclo.

Pelo MPL, Figura 49, a detecção não aconteceu em nenhuma das fases e o método não foi afetado pela componente DC. Já para o MFAAFO, Figura 50, a detecção não foi enviada na fase A e B, mas, devido a presença da componente DC na fase C, houve detecção indevida do *inrush*. Na Figura 51, é demonstrado o resultado das simulações para o MCSLFO, onde a componente DC fez o parâmetro ser ultrapassado nas três fases. Por último, o MGMA, o qual é representado pelas Figuras 52 e 53, teve o critério ultrapassado na fase A e B, por causa do instante de chaveamento e a componente DC afetando o parâmetro do método, acusando detecção falsa de *inrush*.

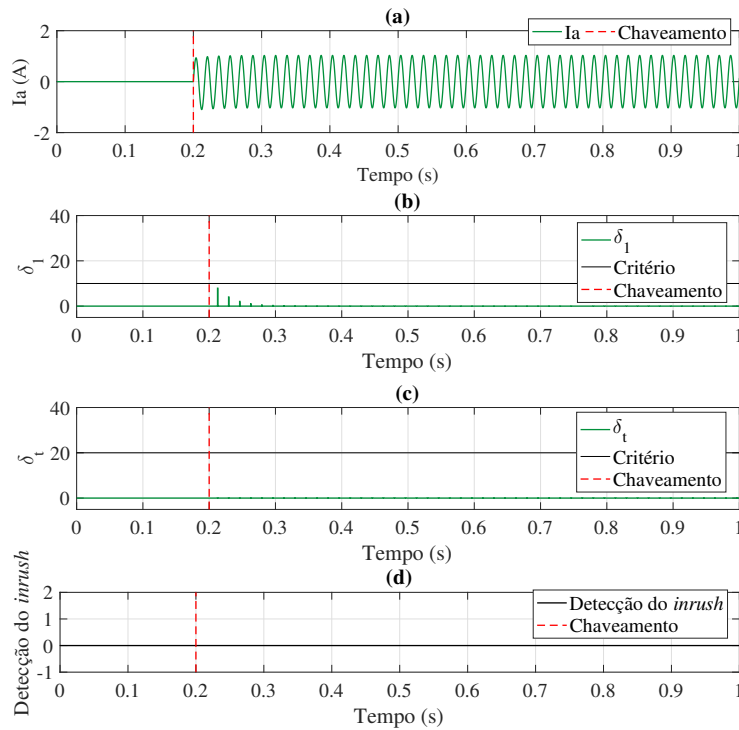
Vale ressaltar que uma classificação falsa de *inrush* nos casos de falta, pode acarretar na não atuação da proteção, uma vez que esta seja bloqueada pelo detector de *inrush*. Para casos de curto-circuito, deve haver disponibilidade da proteção, para que esta atue, eliminando a falta.

Figura 49 – Simulação do caso 5 para a fase A pelo MPL. (a) Signal de corrente da fase A. (b) Signal estimado da fase A. (c) Erro da predição. (d) Detecção do *inrush* da fase A.



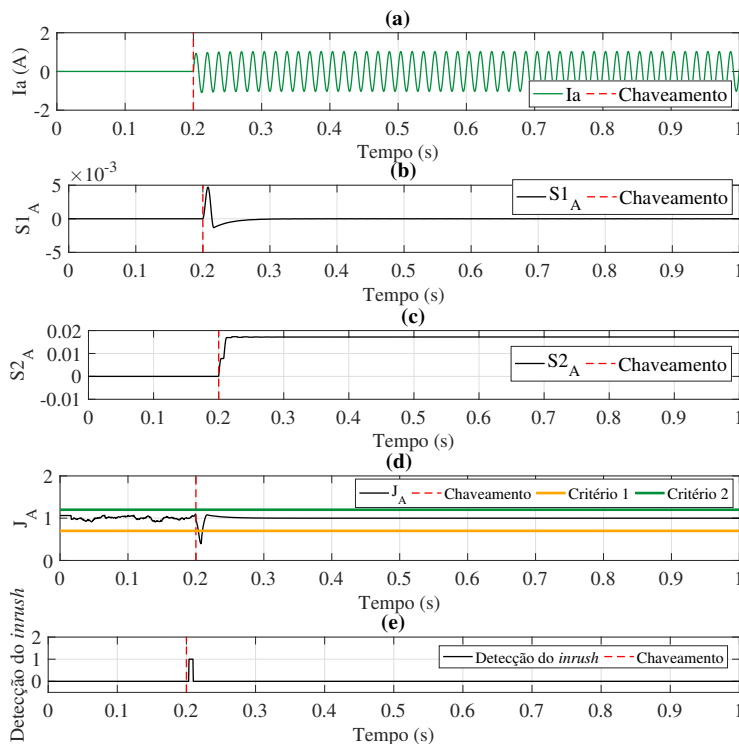
Fonte: Autor.

Figura 50 – Simulação do caso 5 para a fase A pelo MFAAFO. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Coeficiente de assimetria de amplitude. (c) Coeficiente de assimetria de intervalo. (d) Detecção do *inrush* da fase A.



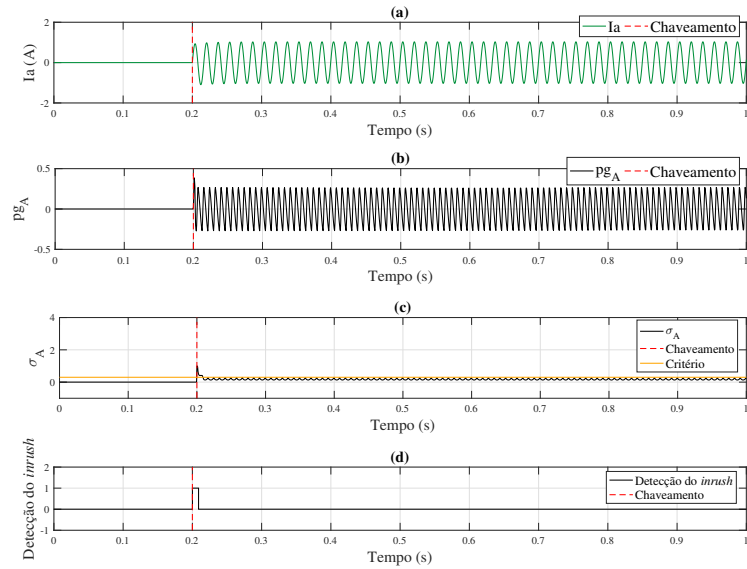
Fonte: Autor.

Figura 51 – Simulação do caso 5 para a fase A pelo MCSLFO. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Área S1. (c) Área S2. (d) Coeficiente de simetria longitudinal. (e) Detecção do *inrush* da fase A.



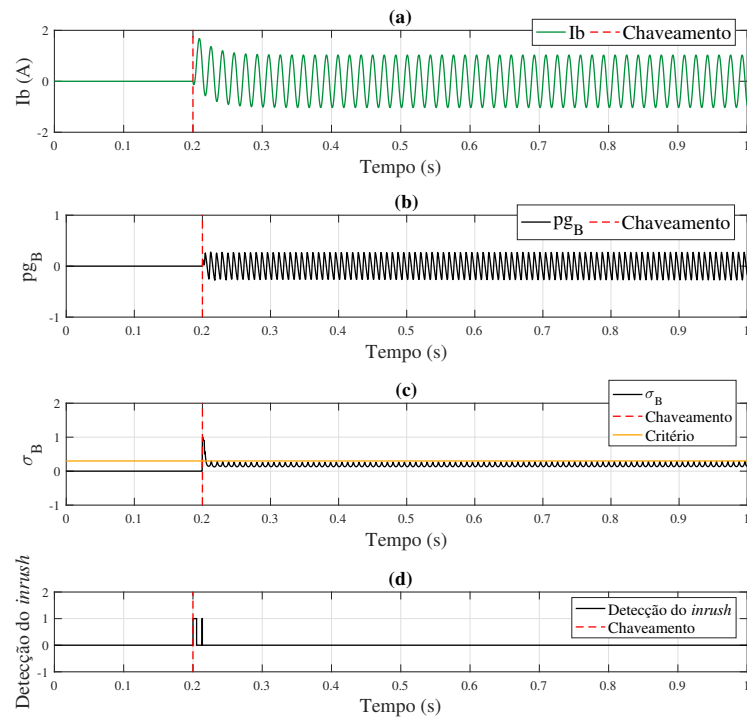
Fonte: Autor.

Figura 52 – Simulação do caso 5 para a fase A pelo MGMA. (a) Sinal de corrente da fase A. (b) Gradiente morfológico adaptado para a fase A. (c) Critério. (d) Detecção do *inrush* da fase A.



Fonte: Autor.

Figura 53 – Simulação do caso 5 para a fase B pelo MGMA. (a) Sinal de corrente da fase B. (b) Gradiente morfológico adaptado para a fase B. (c) Critério. (d) Detecção do *inrush* da fase B.



Fonte: Autor.

4.8 Considerações Acerca dos Resultados

As Tabelas a seguir mostram os resultados para energização de banco de transformador sob carga e sem carga para 64 e 32 amostras/ciclo. O “×” representa que o *inrush* foi caracterizado nas três fases, “×*” que o *inrush* não foi caracterizado em uma das fases e “×†”, que o *inrush* não foi caracterizado em duas fases. Se não há preenchimento com nenhum desses símbolos, indica que não houve detecção do *inrush*. Portanto, por cada preenchimento com “×” ter 3 casos, cada método tem 192 casos possíveis, totalizando 768 para cada análise em 64 ou 32 amostras/ciclo. Para efetuar a análise dos resultados, foi feita a análise individual da forma de onda e, também, levou-se em conta o tempo de duração em que o relé ficaria bloqueado.

A Tabela 8 apresenta os casos de energização de banco de transformadores sob carga para 64 amostras/ciclo. Assim, pode-se verificar que, para esse caso, dois métodos tiveram 100% de atuação na detecção do *inrush*, sendo eles o MPL e MFAAFO. O MGMA também se saiu bem na análise. No entanto, para o instante de chaveamento ocorrendo aos 0,202083 s e 0,210416 s, não houve detecção do *inrush* em uma das fases, isso se deu principalmente pela baixa magnitude do *inrush* combinada com a forma de onda próxima da simétrica. Por fim, o MCSLFO teve dificuldades nos instantes de chaveamento equivalentes a 0,214583 s, 0,208333 s, 0,20625 s, 0,204166s e 0,2 s, onde o *inrush* não foi caracterizado devido ao comportamento próximo do simétrico da forma de onda.

Já para a Tabela 9, é visto o resultado para 32 amostras/ciclo para energização de banco de transformadores sob carga. Novamente, o MPL e o MFAAFO foram os métodos mais eficazes na análise, seguindo pelo método do MGMA e por último por o MCSLFO. Houve menor desempenho para o MCSLFO para 32 amostras/ciclo do que para 64, e o método novamente apresentou dificuldade em detectar o *inrush* em casos onde a forma de onda é mais simétrica e a magnitude do *inrush* é menor, devido a energização sob carga.

As Tabelas 10 e 11 apresentam os resultados para energização de banco de transformadores sem cargas. Os resultados mostram que os métodos mais eficazes foram o MPL e MGMA em ambas as taxas de amostragem. O pior desempenho foi obtido pelo MCSLFO, apresentando as mesmas dificuldades apontadas nos comentários anteriores. O MFAAFO teve seu desempenho afetado nos instantes de chaveamento de 0,2 s e 0,2125 s, onde o critério δ_1 não foi ultrapassado, em grande parte, pelo comportamento quase simétrico da forma de onda.

Por fim, foi feita a análise dos métodos para condições de curto-circuito. A detecção do *inrush* aconteceu indevidamente no curto-circuito monofásico de 50% com carregamento em 0° para dois dos métodos, sendo eles MCSLFO e MGMA. Outras detecções indevidas de *inrush* ocorreram para os curtos-circuitos bifásico e trifásico em 50% da linha, com carregamento em 0° para o MCSLFO.

Tabela 8 – Resultado das simulações para 64 amostras/ciclo para energização de banco de transformadores sob carga.

Caso	64 amostras/ciclo										
	Método	Fechamento da chave (s)	Detecção do <i>inrush</i>							Desempenho	
			Ângulo de carregamento (°)								
			0	-1	-5	-10	-15	-30	-45	-60	
S O B C A R G A	MPL	0,2	×	×	×	×	×	×	×	×	100%
		0,202083	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,204166	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,20625	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,208333	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,210416	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,2125	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,214583	×	×	×	×	×	×	×	×	
	MFAAFO	0,2	×	×	×	×	×	×	×	×	100%
		0,202083	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,204166	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,20625	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,208333	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,210416	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,2125	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,214583	×	×	×	×	×	×	×	×	
	MCSLFO	0,2	×	×	×	×	×	×	×	×	75,00%
		0,202083	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,204166	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,20625	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,208333	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,210416	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,2125	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,214583	×	×	×	×	×	×	×	×	
	MGMA	0,2	×	×	×	×	×	×	×	×	93,23%
		0,202083	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,204166	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,20625	×	×	×	×	×	×	×	×	
0,208333		×	×	×	×	×	×	×	×		
0,210416		×	×	×	×	×	×	×	×		
0,2125		×	×	×	×	×	×	×	×		
0,214583		×	×	×	×	×	×	×	×		

× Identificou *inrush* nas três fases.

×* Não identificou *inrush* em uma das fases.

×† Não identificou *inrush* em duas fases.

Fonte: Autor.

Tabela 9 – Resultado das simulações para 32 amostras/ciclo para energização de banco de transformadores sob carga.

Caso	32 amostras/ciclo											
	Método	Fechamento da chave (s)	Detecção do <i>inrush</i>							Desempenho		
			Ângulo de carregamento (°)									
			0	-1	-5	-10	-15	-30	-45	-60		
S O B C A R G A	MPL	0,2	×	×	×	×	×	×	×	×	100%	
		0,202083	×	×	×	×	×	×	×	×		
		0,204166	×	×	×	×	×	×	×	×		
		0,20625	×	×	×	×	×	×	×	×		
		0,208333	×	×	×	×	×	×	×	×		
		0,210416	×	×	×	×	×	×	×	×		
		0,2125	×	×	×	×	×	×	×	×		
		0,214583	×	×	×	×	×	×	×	×		
	MFAAFO	0,2	×	×	×	×	×	×	×	×	100%	
		0,202083	×	×	×	×	×	×	×	×		
		0,204166	×	×	×	×	×	×	×	×		
		0,20625	×	×	×	×	×	×	×	×		
		0,208333	×	×	×	×	×	×	×	×		
		0,210416	×	×	×	×	×	×	×	×		
		0,2125	×	×	×	×	×	×	×	×		
		0,214583	×	×	×	×	×	×	×	×		
	MCSLFO	0,2	×	*	*	*	*	*	*	*	*	54,16%
		0,202083	×	*	*	*	*	*	*	*	*	
		0,204166	×	†	†	†	†	†	†	†	†	
		0,20625	×	†	†	†	†	†	†	†	†	
		0,208333	×	†	†	†	†	†	†	†	†	
		0,210416	×	†	†	†	†	†	†	†	†	
		0,2125	×	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,214583	×	*	*	*	*	*	*	*	*	
	MGMA	0,2	×	×	×	×	×	×	×	×	93,23%	
		0,202083	×	×	*	*	*	*	*	*		
		0,204166	×	×	×	×	×	×	×	×		
		0,20625	×	×	×	×	×	×	×	×		
0,208333		×	×	×	×	×	×	×	×			
0,210416		×	*	*	*	*	*	*	*			
0,2125		×	×	×	×	×	×	×	×			
0,214583		×	×	×	×	×	×	×	×			

× Identificou *inrush* nas três fases.

×* Não identificou *inrush* em uma das fases.

×† Não identificou *inrush* em duas fases.

Fonte: Autor.

Tabela 10 – Resultado das simulações para 64 amostras/ciclo para energização de banco de transformadores sem carga.

Caso	64 amostras/ciclo										
	Método	Fechamento da chave (s)	Detecção do <i>inrush</i>							Desempenho	
			Ângulo de carregamento (°)								
			0	-1	-5	-10	-15	-30	-45	-60	
S E M C A R G A	MPL	0,2	×	×	×	×	×	×	×	×	100%
		0,202083	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,204166	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,20625	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,208333	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,210416	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,2125	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,214583	×	×	×	×	×	×	×	×	
	MFAAFO	0,2	×	×	×	×	×	×	×	×	90,10%
		0,202083	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,204166	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,20625	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,208333	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,210416	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,2125	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,214583	×	×	×	×	×	×	×	×	
	MC SLFO	0,2	×	×	×	×	×	×	×	×	75,00%
		0,202083	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,204166	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,20625	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,208333	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,210416	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,2125	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,214583	×	×	×	×	×	×	×	×	
	MGMA	0,2	×	×	×	×	×	×	×	×	100%
		0,202083	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,204166	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,20625	×	×	×	×	×	×	×	×	
0,208333		×	×	×	×	×	×	×	×		
0,210416		×	×	×	×	×	×	×	×		
0,2125		×	×	×	×	×	×	×	×		
0,214583		×	×	×	×	×	×	×	×		

× Identificou *inrush* nas três fases.

×* Não identificou *inrush* em uma das fases.

×† Não identificou *inrush* em duas fases.

Fonte: Autor.

Tabela 11 – Resultado das simulações para 32 amostras/ciclo para energização de banco de transformadores sem carga.

Caso	32 amostras/ciclo											
	Método	Fechamento da chave (s)	Detecção do <i>inrush</i>							Desempenho		
			Ângulo de carregamento (°)									
			0	-1	-5	-10	-15	-30	-45	-60		
S E M C A R G A	MPL	0,2	×	×	×	×	×	×	×	×	100%	
		0,202083	×	×	×	×	×	×	×	×		
		0,204166	×	×	×	×	×	×	×	×		
		0,20625	×	×	×	×	×	×	×	×		
		0,208333	×	×	×	×	×	×	×	×		
		0,210416	×	×	×	×	×	×	×	×		
		0,2125	×	×	×	×	×	×	×	×		
		0,214583	×	×	×	×	×	×	×	×		
	MFAAFO	0,2	×	*	*	*	*	*	*	*	*	91,67%
		0,202083	×	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,204166	×	×	×	×	×	×	*	*	*	
		0,20625	×	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,208333	×	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,210416	×	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,2125	×	×	*	*	*	*	*	*	*	
		0,214583	×	×	×	×	×	×	×	×	×	
	MCSLFO	0,2	×	*	*	*	*	*	*	*	*	70,83%
		0,202083	×	*	*	*	*	*	*	*	*	
		0,204166	×	*	*	*	*	*	*	*	*	
		0,20625	×	*	*	*	*	*	*	*	*	
		0,208333	×	†	†	†	†	†	†	†	†	
		0,210416	×	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,2125	×	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,214583	×	*	*	*	*	*	*	*	*	
	MGMA	0,2	×	×	×	×	×	×	×	×	×	100%
		0,202083	×	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,204166	×	×	×	×	×	×	×	×	×	
		0,20625	×	×	×	×	×	×	×	×	×	
0,208333		×	×	×	×	×	×	×	×	×		
0,210416		×	×	×	×	×	×	×	×	×		
0,2125		×	×	×	×	×	×	×	×	×		
0,214583		×	×	×	×	×	×	×	×	×		

× Identificou *inrush* nas três fases.

* Não identificou *inrush* em uma das fases.

† Não identificou *inrush* em duas fases.

Fonte: Autor.

5 Considerações Finais e Sugestões para Trabalhos Futuros

5.1 Considerações Finais

Nos capítulos anteriores, foram determinadas as características gerais da corrente de energização do transformador, tanto para a realização da fundamentação teórica, quanto para a simulação dos métodos analisados. A corrente de *inrush* depende principalmente do fluxo residual, o ângulo de chaveamento e a energização em paralelo de um outro transformador de potência. O tempo de interrupção da corrente de magnetização tende a ser rápido, no entanto, a sua alta magnitude faz com que o relé identifique o problema como uma falta, abrindo o disjuntor e fazendo a operação inadequada do sistema de proteção. Como foi mencionado anteriormente, não existe uma metodologia consolidada na literatura, então, faz-se necessário a análise dessas técnicas.

O presente trabalho apresenta o desempenho de 4 metodologias para detecção de correntes *inrush*, sendo as 4 propostas na literatura especializada. Para tal, um banco de dados composto por sinais de corrente de fase foi obtido através da simulação de curtos-circuitos em diferentes pontos de uma linha de transmissão e da simulação da energização de um banco de transformadores sob e sem carga. Essas simulações foram feitas através do *software* ATPDraw e a lógica do relé de proteção implementada no *software* MATLAB®.

Os métodos analisados no presente trabalho, apresentaram resultados satisfatórios. O *inrush* foi detectado em pelo menos uma das fases para todos os métodos e a detecção aconteceu indevidamente para os casos de curto-circuito em poucas situações. Tendo em vista os resultados, o MPL apresenta melhor desempenho para energização do banco de transformadores com e sem carga, apesar da alta intermitência no sinal de detecção do *inrush*, é possível realizar um ajuste alterando o valor η de referência do método para valores menores, dado que os valores de PE para situações de curto-circuito deram abaixo do valor de η utilizado nas simulações.

O MFAAFO e o MGMA também apresentaram bons resultados, expondo um desempenho maior que 90% em ambas taxas de amostragem analisadas e situações de energização. O MCSLFO apresentou o pior desempenho entre as técnicas analisadas, em grande parte pela dificuldade apresentada nos casos em que a forma de onda do *inrush* teve um comportamento quase que simétrico. Apesar disso, o método teve um desempenho de 75% para as condições de energização de banco de transformadores com e sem carga para 64 amostras/ciclos.

5.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

Como sugestão para trabalhos futuros, citam-se:

- Avaliar o desempenho de outras metodologias;
- Propor novas metodologias de detecção de *inrush*;
- Aplicar as metodologias em diferentes transformadores e sistemas teste;
- Avaliar o desempenho das metodologias frente à distorção harmônica dos sinais, bem como para sinais contendo ruído;
- Avaliar o desempenho de metodologias que utilizam a corrente diferencial na análise;
e
- Avaliar o desempenho das metodologias para o caso de *inrush* simpático.

Referências

- AKPINAR, K. N.; OZGONENEL, O.; KURT, U. Transformer protection algorithm based on s-transform. In: **2020 28th Signal Processing and Communications Applications Conference (SIU)**. [S.l.: s.n.], 2020. p. 1–4. Citado na página 47.
- ALENCAR, R.; BEZERRA, U.; FERREIRA, A. A method to identify inrush currents in power transformers protection based on the differential current gradient. **Electric Power Systems Research**, v. 111, p. 78–84, 06 2014. Citado na página 47.
- ALSTOM, G. Network protection and automation guide npag. **May**, 2011. Citado na página 38.
- ANDERSON, P. **Power System Protection**. McGraw-Hill, 1999. (IEEE Press power engineering series). ISBN 9780071343237. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=eP9qQgAACAAJ>>. Citado 6 vezes nas páginas 17, 32, 35, 36, 37 e 38.
- BALACHANDRAN, D. P.; KUMAR, R. S.; SHIMNAMOL, V. P. Transformer inrush current reduction by power frequency low voltage signal injection to the tertiary winding. In: **2007 IEEE Lausanne Power Tech**. [S.l.: s.n.], 2007. p. 1953–1958. Citado na página 48.
- BAOMING, G.; ALMEIDA, A. de; QIONGLIN, Z.; XIANGHENG, W. An equivalent instantaneous inductance-based technique for discrimination between inrush current and internal faults in power transformers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 20, n. 4, p. 2473–2482, 2005. Citado na página 20.
- BI, D. Q.; ZHANG, X. A.; YANG, H. H.; YU, G. W.; WANG, X. H.; WANG, W. J. Correlation analysis of waveforms in non-saturation zone based method to identify the magnetizing inrush in transformer. In: **2006 International Conference on Power System Technology**. [S.l.: s.n.], 2006. p. 1–6. Citado na página 47.
- BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. **Protective relaying: principles and applications**. [S.l.]: CRC press, 2006. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 37.
- BLUME, L. F.; CAMILLI, G.; FARNHAM, S. B.; PETERSON, H. A. Transformer magnetizing inrush currents and influence on system operation. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers**, v. 63, n. 6, p. 366–375, 1944. Citado 3 vezes nas páginas 38, 39 e 40.
- BO, Z.; WELLER, G.; LOMAS, T. A new technique for transformer protection based on transient detection. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 15, n. 3, p. 870–875, 2000. Citado na página 19.
- BRONZEADO, H.; BROGAN, P.; YACAMINI, R. Harmonic analysis of transient currents during sympathetic interaction. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 11, n. 4, p. 2051–2056, 1996. Citado na página 18.

- CHAGAS, T. S. A.; GRIMALDI, R. B. G.; FERREIRA, T. V.; MONTALVAO, J.; ROCCO, A.; BRANCO, N. d. O. A method based on linear prediction for inrush current detection. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, Oct 2021. ISSN 2195-3899. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s40313-021-00840-8>>. Citado 6 vezes nas páginas 13, 22, 47, 49, 50 e 51.
- CHAPMAN, S. J. **Fundamentos de máquinas elétricas**. [S.l.]: AMGH editora, 2013. Citado na página 33.
- CHOTHANI, N.; PATEL, D.; MISTRY, K. Support vector machine based classification of current transformer saturation phenomenon. **Journal of Green Engineering**, v. 7, p. 25–42, 01 2017. Citado na página 48.
- EL-NAGGAR, M.; HAMDY, A.; MOUSSA, S.; IBRAHIM, N.; EL-DIN, E. S. A novel image-based approach for discrimination between internal faults and magnetizing inrush currents in power transformers. In: **2007 Australasian Universities Power Engineering Conference**. [S.l.: s.n.], 2007. p. 1–6. Citado na página 20.
- FAIZ, J.; LOTFI-FARD, S. A novel wavelet-based algorithm for discrimination of internal faults from magnetizing inrush currents in power transformers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 21, n. 4, p. 1989–1996, 2006. Citado na página 20.
- FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY, C.; UMANS, S. D.; JAMES, B. **Electric machinery**. [S.l.]: McGraw-Hill New York, 2003. v. 5. Citado 3 vezes nas páginas 27, 28 e 29.
- GIRGIS, A. A.; BROWN, R. G. Application of kalman filtering in computer relaying. **IEEE Power Engineering Review**, PER-1, n. 7, p. 43–44, 1981. Citado na página 18.
- GOMEZ-EXPOSITO, A.; CONEJO, A. J.; CAÑIZARES, C. **Electric energy systems: analysis and operation**. [S.l.]: CRC press, 2018. Citado 3 vezes nas páginas 40, 41 e 42.
- GOMEZ-MORANTE, M.; NICOLETTI, D. A wavelet-based differential transformer protection. In: **IEEE Power Engineering Society. 1999 Winter Meeting (Cat. No.99CH36233)**. [S.l.: s.n.], 1999. v. 2, p. 1045 vol.2–. Citado na página 19.
- HAMILTON, R. Analysis of transformer inrush current and comparison of harmonic restraint methods in transformer protection. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 49, n. 4, p. 1890–1899, 2013. Citado na página 21.
- HARLOW, J. H. **Electric power transformer engineering**. [S.l.]: CRC press, 2003. Citado na página 34.
- HAWARY, M. E. E. Principles of electric machines with power electronic applications. Prentice Hall, Inc., Old Tappan, NJ, 1986. Citado 4 vezes nas páginas 30, 31, 32 e 33.
- HIJAZI, M.; BASAK, A. Analysis of integral method for fault detection in transformers. **IEEE Transactions on Magnetics**, v. 29, n. 6, p. 3213–3215, 1993. Citado na página 18.
- HONG, C.; HAIFENG, L.; HUA, L.; JIRAN, Z.; HAIGUO, T.; ZHIDAN, Z. Waveform complexity analysis of differential current signal to detect magnetizing inrush in power transformer. In: **2017 9th International Conference on Measuring Technology and Mechatronics Automation (ICMTMA)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 120–123. Citado na página 47.

HOOSHYAR, A.; AFSHARNIA, S.; SANAYE-PASAND, M.; EBRAHIMI, B. M. A new algorithm to identify magnetizing inrush conditions based on instantaneous frequency of differential power signal. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 25, n. 4, p. 2223–2233, 2010. Citado na página 48.

INAGAKI, K.; HIGAKI, M.; MATSUI, Y.; KURITA, K.; SUZUKI, M.; YOSHIDA, K.; MAEDA, T. Digital protection method for power transformers based on an equivalent circuit composed of inverse inductance. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 3, n. 4, p. 1501–1510, 1988. Citado na página 18.

JIANDONG, D.; XIAONI, Z.; DARUI, Z.; XIAO, L.; BINGLIN, L. Detection of inrush current in distribution network based on the attenuation factor of current fundamental. In: **2016 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–5. Citado na página 21.

JIN, M.; LIU, Y. A new inrush current identification algorithm based on transformer core saturation. In: **2017 IEEE Power Energy Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–5. Citado na página 21.

JINPENG, W. A new algorithm of identifying magnetizing inrush current based on waveform sinusoidal correlation degree. In: **2017 Chinese Automation Congress (CAC)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 3718–3722. Citado na página 47.

KOTHARI, D. P.; NAGRATH, I. **Electric machines**. [S.l.]: Tata McGraw-Hill Education, 2004. Citado na página 26.

LACROIX, M.; TAILLEFER, P.; MERCIER, A. Mitigation of transformer inrush current associated with der facilities connected on the distribution grid. In: **2015 IEEE Eindhoven PowerTech**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–5. Citado 2 vezes nas páginas 48 e 49.

LIN, C.; CHENG, C.-L.; HUANG, C.-L.; YEH, J.-C. Investigation of magnetizing inrush current in transformers. i. numerical simulation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 8, n. 1, p. 246–254, 1993. Citado na página 45.

LIN, X. ning; LIU, P.; MALIK, O. Studies for identification of the inrush based on improved correlation algorithm. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 17, n. 4, p. 901–907, 2002. Citado na página 19.

LING, P.; BASAK, A. A new detection scheme for realisation of magnetising inrush current in transformers. In: **1989 Fourth International Conference on Developments in Power Protection**. [S.l.: s.n.], 1989. p. 239–243. Citado na página 18.

LONG, Y.; JINGDONG, N. A wavelet transform based discrimination between internal faults and inrush currents in power transformers. In: **2011 International Conference on Electric Information and Control Engineering**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1127–1129. Citado na página 20.

LU, Y.-P.; LAI; HUA, L.-D. New artificial neural network based magnetizing inrush detection in digital differential protection for large transformer. In: **2005 International Conference on Machine Learning and Cybernetics**. [S.l.: s.n.], 2005. v. 1, p. 441–447. Citado na página 47.

- LU, Z.; TANG, W. H.; JI, T. Y.; WU, Q. H. A morphological scheme for inrush identification in transformer protection. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 24, n. 2, p. 560–568, 2009. Citado na página 20.
- LUFT, M. A. Detecção das correntes de inrush em sistemas elétricos de potência. In: **Trabalho de Conclusão de Curso**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–5. Citado 5 vezes nas páginas 9, 49, 56, 59 e 60.
- MAO, P.; AGGARWAL, R. A novel approach to the classification of the transient phenomena in power transformers using combined wavelet transform and neural network. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 16, n. 4, p. 654–660, 2001. Citado na página 19.
- MARQUES, J. P. M. J.; JUNIOR, G. C.; MORAIS, A. Peres de. New methodology for identification of sympathetic inrush for a power transformer using wavelet transform. **IEEE Latin America Transactions**, v. 16, n. 4, p. 1158–1163, 2018. Citado na página 21.
- MOON, R. R.; DHATRAK, R. K. Extraction of features to discriminate and detect transformer inrush current and faulty condition using ann. In: **2014 Annual International Conference on Emerging Research Areas: Magnetics, Machines and Drives (AICERA/iCMMD)**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–5. Citado na página 21.
- NAGPAL, M.; SACHDEV, M.; NING, K.; WEDEPHOL, L. Using a neural network for transformer protection. In: **Proceedings 1995 International Conference on Energy Management and Power Delivery EMPD '95**. [S.l.: s.n.], 1995. v. 2, p. 674–679 vol.2. Citado na página 18.
- OZGONENEL, O.; TERZI, U. K.; AKAR, O.; KURT, U. Discrimination of magnetizing inrush and internal fault currents based on stockwell transform and ann approach for transformer protection. In: **2019 11th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO)**. [S.l.: s.n.], 2019. p. 96–100. Citado na página 22.
- PANI, S. R.; BERA, P. K.; KUMAR, V. Detection and classification of internal faults in power transformers using tree based classifiers. In: **2020 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)**. [S.l.: s.n.], 2020. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 47.
- PEREZ, L.; FLECHSIG, A.; MEADOR, J.; OBRADOVIC, Z. Training an artificial neural network to discriminate between magnetizing inrush and internal faults. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 9, n. 1, p. 434–441, 1994. Citado na página 18.
- RAICHURA, M.; CHOTHANI, N.; PATEL, D.; SHARMA, J. Methodologies for the detection of magnetizing inrush and fault condition in power transformer. In: **2020 IEEE International Conference on Computing, Power and Communication Technologies (GUCON)**. [S.l.: s.n.], 2020. p. 146–151. Citado 3 vezes nas páginas 45, 47 e 48.
- SAHDEV, S. **Electrical machines**. [S.l.]: Cambridge University Press, 2017. Citado 3 vezes nas páginas 26, 34 e 35.

SEDIGHI, A.; HAGHIFAM, M.-R. Detection of inrush current in distribution transformer using wavelet transform. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 27, p. 361–370, 06 2005. Citado na página 47.

SEN, P. C. **Principles of electric machines and power electronics**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2007. Citado na página 38.

SHAO, W.; QIAO, N.; WU, S.; JIAO, Z. A method to detect inrush currents in power transformer using current derivation characteristics. In: **2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 984–987. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 47.

SHIN, M.-C.; PARK, C.-W.; KIM, J.-H. Fuzzy logic-based relaying for large power transformer protection. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 18, n. 3, p. 718–724, 2003. Citado na página 19.

SINGH, K.; YADAV, A.; SINGH, G.; VARSHNEY, L. Analysis between various mitigation techniques of inrush current in transformer. In: **2021 International Conference on Advance Computing and Innovative Technologies in Engineering (ICACITE)**. [S.l.: s.n.], 2021. p. 165–167. Citado na página 48.

TRIPATHY, M.; MAHESHWARI, R. P.; VERMA, H. K. Power transformer differential protection based on optimal probabilistic neural network. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 25, n. 1, p. 102–112, 2010. Citado na página 20.

VAZQUEZ, E.; MIJARES, I. I.; CHACON, O. L.; CONDE, A. Transformer differential protection using principal component analysis. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 1, p. 67–72, 2008. Citado na página 20.

VECCHIO, R. M. D.; POULIN, B.; FEGHALI, P. T.; SHAH, D. M.; AHUJA, R. **Transformer design principles: with applications to core-form power transformers**. [S.l.]: CRC press, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 26.

WU, W. C.; JI, T. Y.; LI, M. S.; ZHANG, L. L.; WU, Q. H. Inrush identification by applying improved morphological gradient algorithm. In: **2013 IEEE Power Energy Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–5. Citado 3 vezes nas páginas 49, 53 e 54.

YABE, K. Power differential method for discrimination between fault and magnetizing inrush current in transformers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 12, n. 3, p. 1109–1118, 1997. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 48.

YONGLI, L.; JUN, C.; BIN, Y. A novel method to identify the inrush current based on waveform longitudinal symmetry coefficient for transformer protection. In: **2004 IEEE Region 10 Conference TENCN 2004**. [S.l.: s.n.], 2004. C, p. 393–396 Vol. 3. Citado 2 vezes nas páginas 47 e 57.

_____. _____. In: **2004 IEEE Region 10 Conference TENCN 2004**. [S.l.: s.n.], 2004. C, p. 393–396 Vol. 3. Citado 3 vezes nas páginas 49, 57 e 58.

ZAMAN, M.; RAHMAN, M. Experimental testing of the artificial neural network based protection of power transformers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 13, n. 2, p. 510–517, 1998. Citado na página 19.

ZHENG, T.; GU, J.; HUANG, S. F.; GUO, F.; TERZIJA, V. A new algorithm to avoid maloperation of transformer differential protection in substations with an inner bridge connection. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 27, n. 3, p. 1178–1185, 2012. Citado na página 21.