

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO  
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Identificação e Localização de Falhas de Alta Impedância  
Utilizando Medidores Inteligentes**

**MARINO PIAZZA LEITE**

Itajubá, Setembro de 2017

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO  
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**MARINO PIAZZA LEITE**

**Identificação e Localização de Faltas de Alta Impedância  
Utilizando Medidores Inteligentes**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências de Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

**Orientador:** Prof. Dr. José Maria de carvalho Filho  
Universidade Federal de Itajubá

**Coorientador:** Prof. Dr. Paulo Marcio da Silveira  
Universidade Federal de Itajubá

Setembro de 2017  
Itajubá



Ministério da Educação  
**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

**ANEXO I**

**FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Título da Dissertação: **“Identificação e Localização de Falhas de Alta Impedância  
utilizando Medidores Inteligentes”**

Autor: **Marino Piazza Leite**

**JULGAMENTO**

Examinadores	Conceito A = Aprovado - R = Reprovado	Rubrica
2º	A	
3º	A	
4º	A	

Conceito final: A, ou seja, APROVADO

Resultado Final:

Observações: \_\_\_\_\_

**Observações:**

- (1) O Trabalho será considerado Aprovado (A) se todos os Examinadores atribuírem conceito A.
  - (2) O Trabalho será considerado Reprovado (R) se forem atribuídos pelos menos 2 conceitos R.
  - (3) O Trabalho será considerado no Conceito final como Insuficiente (I) se for atribuído um conceito R.
- Neste caso o candidato deverá apresentar novo trabalho. A banca deve definir como avaliar a nova versão da Dissertação.

Itajubá, 01 de Setembro de 2017

**Prof. Dr. Frederico de Oliveira Passos**  
2º Examinador – UNIFEI

**Prof. Dr. Paulo Márcio da Silveira**  
3º Examinador (Coorientador)– UNIFEI

**Prof. Dr. José Maria de Carvalho Filho**  
4º Examinador (Orientador) - UNIFEI

**DEDICO ESTE TRABALHO**

A Deus,

Aos meus pais

*Clarice e Joaquim (in memoriam)*

À minha esposa

*Elisaine*

À minha filha

*Júlia*

Aos meus irmãos

*Marcia, Marcílio, Marluci, Marilisa e Marcelo*

## Agradecimentos

---

A Deus que me concedeu a vida e sempre esteve a meu lado.

Aos meus queridos pais, Clarice e Joaquim (in memoriam), pelo grande esforço envidado para a criação de seus filhos, pelo imenso incentivo para a conquista de meu objetivo e pelo carinho e compreensão que me alimentaram durante toda essa gratificante caminhada.

À minha amada esposa, Elisaine, pela compreensão e paciência que demonstrou quando da minha necessidade de me isolar durante horas a fio para estudar, cuidando de nossa filha Júlia.

Ao meu primeiro orientador desta dissertação Professor Dr. Carlos Alberto Mohallem (in memoriam), pela incentivo e orientação.

A todos meus amigos, Adriano, Adriana, Lenin, Eduardo, Igor, João Bosco, Renato, Patrícia, Roberto, Rogério, Wellington, meu chefe e ex. professor Ademir Carnevalli, os quais incentivaram este trabalho tornando essa caminhada menos árdua e principalmente ao Rafael, pelo suporte nas programações necessárias.

Aos professores Dr. José Maria de Carvalho Filho e Dr. Paulo Marcio da Silveira, pela pronta orientação, apoio e por acreditarem em meu trabalho.

A todos que, de uma forma ou de outra, colaboraram na execução desta dissertação.

## Resumo

---

A detecção e a localização de faltas de alta impedância em sistemas de distribuição ainda representam um grande desafio para as concessionárias, visto que tais faltas são sutis quando comparadas aos eventos de baixa e de média impedância. Geralmente, as faltas de alta impedância não são detectáveis pelo sistema de proteção convencional de sobrecorrente.

Neste contexto, o objetivo desta dissertação é propor e aplicar duas metodologias relacionadas à faltas de alta impedância (FAI) série. A primeira é dedicada à identificação de uma FAI originada por ruptura de condutores primários em sistemas de distribuição. Já a segunda, apresenta uma técnica para sua localização.

A identificação da ruptura de cabo é baseada no fator de desequilíbrio calculado no secundário de transformadores de distribuição de MT/BT através de uma nova funcionalidade a ser implementada nos modernos medidores inteligentes trifásicos. Com esta metodologia determina-se um limite adequado para o fator de desequilíbrio a partir do qual é possível diferenciar desequilíbrios resultantes de severas cargas desequilibradas daqueles provenientes de abertura monopolar.

A segunda metodologia aborda a localização de FAIs provocadas por aberturas monopolar ou bipolar, utilizando-se de duas informações básicas: o conhecimento prévio da posição elétrica de cada medidor inteligente e seu respectivo transformador de MT/BT no sistema de distribuição; e a realização da comparação dos fatores de desequilíbrio calculados pelos diversos medidores inteligentes instalados a montante e a jusante do local onde ocorreu a ruptura de cabos.

Para testar e validar as metodologias propostas foi utilizado um alimentador de distribuição típico, constituído de 5 ramais, 2 sub-ramais e 33 transformadores de distribuição. O algoritmo proposto foi implementado no *MatLab®/Simulink* e no Excel.

Os resultados obtidos foram relevantes, com identificação correta de todas as faltas série simuladas, com cabos tocando ou não o solo, tanto do lado da fonte como do lado da carga.

Em contrapartida, a tentativa de aplicar o algoritmo para localização de faltas *shunt* não apresentou resultados satisfatórios.

**Palavras-Chave:** Faltas de alta impedância - FAI, desequilíbrio de tensão, medidores inteligentes.

# Abstract

---

The detection and location of high impedance faults in distribution systems still pose as a great challenge for power utilities, since these faults are subtle when compared to low and medium impedance events. Usually these faults are not detected by the conventional overcurrent protection system.

The objective of this study is to propose and apply two methodologies related to high impedance fault (HIF) series. The first one is dedicated to the identification of a HIF caused by the rupture of primary conductors in distribution systems. The second presents a procedure to locate the fault.

The identification of the ruptured cable is based on the calculated unbalance factor value in the secondary of MV / LV distribution transformers through a new functionality to be implemented in modern three-phase smart meters. With this methodology, an adequate limit is determined for unbalance factor is determined from which it is possible to differentiate imbalances resulting from severe unbalanced loads from those coming from a monopolar opening.

The second methodology is dedicated to the location of HIFs caused by monopolar or bipolar openings, using two basic data: the prior knowledge of the electrical position of each smart meter and its respective MT / LV transformer in the distribution system; and the comparison of the unbalance factors calculated by the various smart meters installed upstream and downstream of the place where the cable rupture occurred.

In order to test and validate the proposed methodologies, a typical distribution feeder was used, consisting of 5 branches, 2 sub-branches and 33 distribution transformers. The proposed algorithm was implemented in MatLab / Simulink and Excel.

The obtained results were relevant to the correct identification of all simulated series faults, including situations where the cables are touching the ground or not, regardless of the side, source or load.

On the other hand, the attempt to apply the algorithm to locate shunt faults did not present satisfactory results.

**Keywords** – High impedance faults - HIF, voltage unbalance and smart meters.

# Sumário

---

<b>Agradecimentos</b> .....	<b>iii</b>
<b>Resumo</b> .....	<b>iv</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>v</b>
<b>Sumário</b> .....	<b>vi</b>
<b>Lista de Figuras</b> .....	<b>viii</b>
<b>Lista de Tabelas</b> .....	<b>ix</b>
<b>Lista de Abreviaturas</b> .....	<b>x</b>
<b>Capítulo 1</b> .....	<b>11</b>
<b>1 Introdução</b> .....	<b>11</b>
1.1 Motivação e Relevância do Tema .....	11
1.2 Estado da Arte .....	13
1.2.1 Técnicas de Monitoramento de Corrente .....	13
1.2.2 Técnicas de Monitoramento de Tensão .....	15
1.2.3 Técnicas de Processamento de Sinais.....	18
1.2.4 Lacunas Identificadas .....	20
1.3 Objetivos e Contribuição da Dissertação .....	21
1.4 Estrutura da Dissertação .....	22
<b>Capítulo 2</b> .....	<b>24</b>
<b>2 Conceitos Gerais – Faltas de Alta Impedância, Desequilíbrios de Tensão e Medidores Inteligentes</b> .....	<b>24</b>
2.1 Considerações Iniciais.....	24
2.2 Faltas de Alta Impedância .....	24
2.2.1 Conceitos e Características das FAIs.....	25
2.2.2 Classificação e Natureza das FAIs.....	26
2.3 Desequilíbrios de Tensão .....	29
2.3.1 Origens do Desequilíbrio de Tensão .....	31
2.3.2 Quantificação do Desequilíbrio de Tensão.....	32
2.4 Medidores Inteligentes de energia elétrica .....	33
2.4.1 Características Técnicas de Medidores Inteligentes de Energia Elétrica.....	34
2.5 Considerações Finais .....	36
<b>Capítulo 3</b> .....	<b>37</b>
<b>3 Metodologias Propostas para Identificação e Localização de Falta de Alta Impedância</b> .....	<b>37</b>
3.1 Considerações Iniciais.....	37

3.2	Metodologia Proposta para Identificação de Falta de Alta Impedância .....	37
3.3	Metodologia Proposta Para Localização de Falta de Alta Impedância .....	43
3.3.1	Sistema de Monitoramento para Detecção de Falta de Fase em Circuitos de Distribuição.....	43
3.3.2	Metodologia Proposta para Localização de Falta de Fase em Rede de Distribuição.....	44
3.4	Considerações Finais .....	48
<b>Capítulo 4</b>	<b>.....</b>	<b>49</b>
<b>4</b>	<b>Estudos de Caso .....</b>	<b>49</b>
4.1	Considerações Iniciais .....	49
4.2	Sistema Utilizado .....	49
4.3	Casos Simulados.....	51
4.3.1	Caso-1 – Sistema Operando em Condições Normais (Sem FAI).....	53
4.3.2	Caso-2 - Um Condutor Rompido no Trecho 15-16 .....	55
4.3.3	Caso-3 - Dois Condutores Rompidos no Trecho 12-37 .....	57
4.3.4	Caso-4 - Um Condutor Rompido no Trecho 7-8.....	59
4.3.5	Caso-5 - Dois Condutores Rompidos no Trecho 24-36 .....	62
4.3.6	Caso-6 - Um Condutor Rompido no Trecho 17-18 .....	64
4.3.7	Caso-7 - Dois Condutores Rompidos no Trecho 6-34 .....	67
4.3.8	Caso-8 - Um Condutor Rompido no Trecho 2-3.....	69
4.3.9	Caso-9 – Falta Shunt no Trecho 7-8 .....	71
4.4	Considerações Finais .....	73
<b>Capítulo 5</b>	<b>.....</b>	<b>74</b>
<b>5</b>	<b>Conclusões .....</b>	<b>74</b>
5.1	Síntese do Trabalho e Conclusões .....	74
5.2	Proposta para Trabalhos Futuros.....	77
5.3	Artigo Publicado.....	77
<b>Referências</b>	<b>.....</b>	<b>78</b>
<b>Anexos</b>	<b>.....</b>	<b>81</b>
<b>Anexo A – Equações Utilizadas</b>	<b>.....</b>	<b>81</b>
<b>Anexo B - Cenários para Cálculos de Fatores de Desequilíbrios de Tensão</b>	<b>.....</b>	<b>85</b>
<b>Anexo C - Lógica Básica do Algoritmo de Localização Implementado no Excel</b>	<b>.....</b>	<b>103</b>
<b>Anexo D – Representação da Rede no Simulink</b>	<b>.....</b>	<b>107</b>

## Lista de Figuras

---

Figura 2.1 – (a) FAI Ativas Série com Condutores Caídos ao Solo - Lado Fonte – (b) FAI Ativas Série com Condutores Caídos ao Solo - Lado Carga.....	28
Figura 2.2 – (a) FAI Ativas Série - Lado Fonte – (b) FAI Ativas Série - Lado Carga.....	28
Figura 2.3 – FAI Ativas Shunt .....	29
Figura 2.4 – FAI Passivas.....	29
Figura 2.5 – (a) Tensão Trifásica Equilibrada, (b) Tensão Trifásica Desequilibrada. ....	30
Figura 2.6 – Componentes simétricas: (a) Sequência Positiva; (b) Sequência Negativa; (c) Sequência Zero. ....	31
Figura 3.1: Diagrama esquemático de um alimentador trifásico com carga trifásica .....	38
Figura 3.2: Circuito representativo de um alimentador trifásico com carga ligada em estrela não aterrada com abertura monopolar .....	40
Figura 3.3: Circuito representativo de um alimentador trifásico com carga ligada em estrela não aterrada com abertura monopolar e cabo tocando o solo do lado da fonte através de uma impedância.....	40
Figura 3.4: Circuito representativo de um alimentador trifásico com carga ligada em estrela não aterrada com abertura monopolar e cabo tocando o solo do lado da carga através de uma impedância.....	40
Figura 3.5: Circuito representativo de um alimentador trifásico com carga ligada em estrela não aterrada com abertura bipolar .....	41
Figura 3.6: Diagrama de blocos da estrutura do algoritmo proposto .....	46
Figura 3.7: Esquema básico do sistema de localização de falta de fase.....	47
Figura 4.1: Desenho esquemático de um alimentador típico de distribuição [9] .....	50
Figura 4.2: Diagrama de blocos da estrutura do algoritmo proposto .....	52
Figura 4.3: Diagrama Sinótico de localização de FAI, gerado no Excel – Caso 1 .....	54
Figura 4.4: Diagrama Sinótico de localização de FAI – Caso 2 .....	56
Figura 4.5: Diagrama Sinótico de localização de FAI – Caso 3 .....	58
Figura 4.6: Diagrama Sinótico de localização de FAI – Caso 4 .....	61
Figura 4.7: Diagrama Sinótico de localização de FAI – Caso 5 .....	63
Figura 4.8: Diagrama Sinótico de localização de FAI – Caso 6 .....	66
Figura 4.9: Diagrama Sinótico de localização de FAI – Caso 7 .....	68
Figura 4.10: Diagrama Sinótico de localização de FAI – Caso 8 .....	70

## Lista de Tabelas

---

Tabela 2.1 – Corrente de FAI em diversos tipos de superfície [35].....	26
Tabela 3.1 – Valores máximos do Fator “K” de desequilíbrio de tensão.....	39
Tabela 3.2 – Valores máximos do Fator “K” de desequilíbrio de tensão, no secundário dos transformadores de distribuição.....	42
Tabela 4.1 – Indicação dos casos simulados para identificação e localização de FAI.....	51
Tabela 4.2 Tensões Fase-Fase no Secundário dos transformadores – Caso 1.....	53
Tabela 4.3: Tensões Fase-Fase no Secundário dos transformadores – Caso 2 .....	55
Tabela 4.4: Tensões Fase-Fase no Secundário dos transformadores – Caso 3 .....	57
Tabela 4.5: Tensões Fase-Fase no Secundário dos transformadores – Caso 4A.....	59
Tabela 4.6: Tensões Fase-Fase no Secundário dos transformadores - Caso 4B .....	60
Tabela 4.7: Tensões Fase-Fase no Secundário dos transformadores - Caso 4C .....	60
Tabela 4.8: Tensões Fase-Fase no Secundário dos transformadores – Caso 5 .....	62
Tabela 4.9: Tensões Fase-Fase no Secundário dos transformadores – Caso 6A.....	64
Tabela 4.10: Tensões Fase-Fase no Secundário dos transformadores – Caso 6B.....	65
Tabela 4.11: Tensões Fase-Fase no Secundário dos transformadores – Caso 6C.....	65
Tabela 4.12: Tensões Fase-Fase no Secundário dos transformadores – Caso 7 .....	67
Tabela 4.13: Tensões Fase-Fase no Secundário dos transformadores – Caso 8 .....	69
Tabela 4.14: Tensões Fase-Fase no Secundário dos transformadores – Caso 9A.....	71
Tabela 4.15: Tensões Fase-Fase no Secundário dos transformadores – Caso 9B.....	72

## Lista de Abreviaturas

---

DIC	Duração de Interrupção Individual
FIC	Frequência de Interrupção Individual
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua
DRP	Duração relativa da transgressão de tensão precária
DRC	Duração relativa da transgressão de tensão crítica
FAI	Falta de Alta Impedância
TS	Tensão Superior, do Lado de Maior Tensão
TI	Tensão Inferior, do Lado de Menor Tensão
Dd	Transformador Delta (TS) / Delta (TI)
Dyn	Transformador Delta (TS) / Estrela (TI)
MT	Média Tensão
BT	Baixa Tensão
AMR	<i>Automatic Meter Reading</i>
AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure</i>
COD	Centro de Operação da Distribuição
ATP	<i>Alternative Transients Program</i>

# Capítulo 1

---

## 1 Introdução

### 1.1 Motivação e Relevância do Tema

O novo cenário do mercado de energia elétrica, com crescente competitividade, tem levado a maiores investimentos para o desenvolvimento e aplicação de ferramentas capazes de melhorar a operação e o planejamento, promovendo maior segurança, confiabilidade e com rápido retorno dos recursos empregados. Com este objetivo, deve-se conceber sistemas integrados, que incorporem novas técnicas de aquisição, processamento e análise de dados, se possível com baixo esforço computacional, de forma mais rápida e confiável.

As redes de distribuição de energia elétrica estão susceptíveis a faltas provenientes do mau funcionamento de equipamentos, contatos de animais e objetos a componentes energizados, queimadas, abalroamento, fadiga dos materiais, objetos lançados a rede, fenômenos naturais, etc. Na decorrência direta da maioria destas faltas tem-se uma grande possibilidade que cabos rompidos fiquem sobre o solo, podendo permanecer energizados por um longo período, gerando uma FAI. Esta situação representa um sério risco, pois pode provocar acidentes com pessoas e animais, ou ainda, iniciar incêndios resultando em grandes danos ambientais, bem como prejuízos financeiros. Estes distúrbios reduzem os índices de qualidade de energia elétrica fornecida pelas concessionárias e aumentam seus custos operacionais.

A análise e diagnóstico de FAI têm sido tarefas árduas, uma vez que dependem basicamente da experiência dos profissionais do setor de operação do sistema e de informações de populares. Esses profissionais devem analisar e identificar as causas possíveis da falta, além de ser responsável pela tomada de decisão de restabelecer o sistema elétrico com a maior segurança possível e em tempo hábil.

Como testemunha do exposto anteriormente, a seguir é relatado ocorrência de FAI durante início de carreira na Empresa Elétrica Bragantina-EEB, integrante do hoje extinto GRUPO REDE e hoje pertencente a ENERGISA. Durante este período, várias situações de emergência foram presenciadas, e em uma das ocorrências chamou a atenção. Nesta ocorrência, uma antena de TV de uma residência, que estava instalada a uma altura superior a rede trifásica de distribuição local, caiu sobre a mesma durante uma tempestade. Pelos registros levantados junto ao COD, inicialmente ocorreu um desligamento do circuito devido a um curto bifásico. Foi realizado a primeira tentativa de religar, sem sucesso. Desta forma, o segundo registro também identificou um curto bifásico e após transcorrido o tempo para o segundo religamento foi realizada outra tentativa de religar o circuito e agora com sucesso. Analisado a evolução do defeito conclui-se que, durante a primeira situação de curto apresentada, a antena caiu sobre duas fases e provocou o primeiro desligamento do circuito, conforme registro do COD. Após o primeiro religamento, a antena ainda permanecia sobre as duas fases do circuito e novamente provocou um curto bifásico que também confere com os registros do COD. Durante a segunda situação de curto, o aquecimento gerado provocou a ruptura de um dos condutores, provocando a queda do mesmo e também da antena. Quando do segundo religamento o circuito permaneceu ligado, energizando o condutor caído sobre o calçamento de paralelepípedo e em virtude dos esforços gerados pela corrente de curto, ficou “chicoteando” no calçamento, gerando uma situação eminente de risco de morte para as pessoas próximas ao local. O circuito só foi desligado quando populares informaram, via telefone, ao operador da subestação sobre o cabo rompido e energizado na rua.

Durante a investigação do porquê de o alimentador não ter desligado na situação do cabo em contato com o solo, foi verificado nos registros do relé de proteção de sobrecorrente deste alimentador que a corrente gerada naquela situação foi inferior a corrente de partida ajustada para a proteção de sobrecorrente de neutro, caracterizando uma FAI. Desta forma, surgiu o interesse pelo assunto o que motivou a trabalhar neste tema nesta dissertação.

## **1.2 Estado da Arte**

Neste item é apresentado, em ordem cronológica, o estado da arte associado ao problema de identificação e localização de FAI de sistemas elétricos de potência. Aborda-se várias publicações com a utilização de vários métodos de detecção e mitigação de FAI, baseados em várias técnicas citadas na literatura especializada. Tratam-se das técnicas clássicas já consagradas como detecção por monitoramento de corrente, tensão e de processamento de sinais.

### **1.2.1 Técnicas de Monitoramento de Corrente**

Em [1] foi estudado a utilização da componente de 3º harmônico das correntes de fase como um indicador possível de FAI. A pesquisa baseou-se em diversos testes intencionais de faltas de condutores caídos em sistemas com transformadores de distribuição conectados em estrela aterrada e em delta no lado primário, utilizando-se de dois detectores separados, sendo um para cada tipo de sistema.

Em [2, 3] são relatados o fato de que em faltas que apresentam corrente de defeito reduzidas, também apresentam normalmente grandes magnitudes nos sinais de tensão de fase. No entanto, há uma distorção destacável na forma de onda da corrente na fase defeituosa.

Quando da ocorrência de situações de faltas sem o aparecimento de arco, a amplitude e/ou ângulo da corrente na fase defeituosa resultam em alterações mensuráveis, enquanto que na ocorrência de situações de falta com arco, distorções aleatórias com intervalos intermitentes podem ser notadas na fase ou na amplitude da corrente da fase defeituosa. Na presença de uma perturbação no sistema, devido à uma falta, as formas de onda das correntes de fase e de neutro se mostram distorcidas.

Conjuntamente é realizado uma abordagem neural considerando características estatísticas das correntes de defeitos e os resultados apresentados mostram se um determinado padrão de sinal se caracteriza como uma falta ou não. Uma vez caracterizado que o sinal é de uma falta, a rede neural realiza a identificação da fase faltante e classifica o tipo de falta.

Um indicador de FAI para ser montado sobre as estruturas de alimentadores de distribuição, para detectar e localizar as falhas de alta impedância, foi proposto em [4]. Essa pesquisa apresentou como principal contribuição a investigação do uso da força do campo magnético, medidas nas proximidades dos condutores de um alimentador, para detectar FAIs com base em um método de reconhecimento de padrões, usando análise de assinatura de campo magnético. Os indicadores de FAI propostos devem ser instalados de modo que a identificação do ramo em falta torna-se possível e simples, ou seja, nas extremidades dos ramos.

Os resultados preliminares de uma nova metodologia para a detecção de FAI em sistemas de distribuição baseados em assinaturas inter-harmônicas foram apresentados em [5]. A metodologia envolve a incorporação de um sistema de análise de corrente inter-harmônica para um sistema de proteção convencional, tais como religadores automáticos e seccionadores. Para verificar a funcionalidade da metodologia proposta, os autores realizaram testes de campo em diferentes tipos de solo, envolvendo medições de onda de corrente instantâneas durante a ocorrência de falhas. Os resultados sugerem que a metodologia, com base em correntes de inter-harmônicas produzidas por variações no comprimento elétrico de arco durante a ocorrência de falhas de alta impedância, mostram-se promissores no que se refere à detecção da perturbação.

Em [6] foi apresentado uma nova metodologia para detecção e localização da área de ocorrência da FAI em sistemas de distribuição desequilibrado. O método é chamado *Quasi-Differential Zero Sequence Protection* (PQDSZ) e detecta estas falhas, analisando o valor da corrente eficaz de sequência zero em um alimentador de distribuição. A detecção baseia-se numa área diferencial, definido por dois pontos de medição. Os dados são enviados para um centro de controle, que analisa a relação entre as correntes recebidas e envia um alarme se for detectado algum problema. Para validar o método foi utilizado o RTDS e equipamentos reais de automação para realizar as simulações.

### 1.2.2 Técnicas de Monitoramento de Tensão

O trabalho proposto em [7] apresentou método para detectar e isolar FAI em alimentadores secundários radiais, utilizando a mudança no perfil de tensão associado para sua ocorrência. O sistema também propôs ser capaz de notificar a região exata de ocorrência de falha. Este sistema utiliza o GSM (*Global System for Mobiles*) para a comunicação em vez de a comunicação convencional via cabo.

Os sensores utilizados na baixa tensão eram protótipos, e cada um identificado numericamente. Grandes esforços para localizar os sensores atuados e conseqüentemente localizar as FAI eram realizados, visto a grande quantidade de sensores utilizados. A filosofia apresentada utilizava ainda sensores que necessitavam da referência fase-neutro das tensões.

Em [8] é considerado o recente advento de dispositivos de monitoramento de tensão distribuídos, que permitiu o acesso a medições de tensão amostradas rapidamente em toda uma rede de distribuição e que potencializa o uso destes dispositivos em redes de distribuição para detectar e localizar FAI. Um método baseado em simulação foi proposto para comparar um perfil de tensão medida, obtido a partir dos dispositivos, e outro perfil de tensão obtido via simulação em vários locais, usando um software de simulação. Os locais de simulação foram inteligentemente selecionados e possíveis valores de impedância de falta são estimados para cada local. Foram comparados os dois perfis com o erro mais baixo que representa a melhor correspondência entre a localização da falta mais provável e a impedância.

Uma metodologia de identificação do rompimento de condutores, caracterizando-se uma FAI, pelo desequilíbrio de tensão, foi apresentado em [9]. O método propõe a instalação de sensores nas redes primárias, em locais estratégicos no circuito alimentador os quais identificam o desequilíbrio de tensão provocado pelo rompimento de condutor primário, utilizando o monitoramento da tensão de sequência zero como parâmetro. Dentre as vantagens observadas desse método, pode-se destacar a confiabilidade e segurança na identificação dessas faltas, independentemente do comportamento do cabo ao solo, da aleatoriedade e intensidade da corrente de falta. O algoritmo opera com uma lógica de caminhamento de redes de distribuição utilizando barras não direcionais. As necessidades de inserção de modificações decorrentes de reformas ou ampliações no circuito devem ser realizadas por profissionais altamente qualificados devido a complexidade da modelagem.

É apresentado em [10], um método que se baseia na detecção de rompimento de condutores dos alimentadores através da supervisão do desequilíbrio de tensão em pontos localizados após a falta.

Outro ponto importante a ser considerado é que os métodos de detecção que se baseiam nos sinais de corrente como indicadores de FAI, são muito restritos devido aos reduzidos valores de corrente de curto circuito que podem ocorrer nessas faltas ou até mesmo sua inexistência.

A filosofia do sistema de proteção proposto se baseia no fato de que quando um condutor se rompe ou parte, as tensões do alimentador à jusante do ponto partido apresentam falta de fase e conseqüentemente grande desequilíbrio, e desta forma o desequilíbrio das tensões de fase pode ser medido pelo monitoramento dos componentes de seqüência negativa ou zero.

Para quantificar o grau deste desequilíbrio de tensão, duas grandezas foram definidas, sendo  $G_2$  a razão do módulo de tensão da componente de seqüência negativa e o módulo de tensão da componente de seqüência positiva, e  $G_0$ , a razão do módulo de tensão da componente de seqüência zero e o módulo de tensão da componente de seqüência positiva, conforme equações 1.1 e 1.2.

$$G_2 = \frac{|V_2|}{|V_1|} \quad (1.1)$$

$$G_0 = \frac{|V_0|}{|V_1|} \quad (1.2)$$

Onde:

$V_2$ : é a componente de seqüência negativa de tensão;

$V_1$ : é a componente de seqüência positiva de tensão;

$V_0$ : é a componente de seqüência zero de tensão.

Utilizando simulações obtidas do programa ATP, certificou-se que o desequilíbrio de tensão é uma **medida segura** na detecção de rompimento do condutor, devido principalmente à presença de transformadores de distribuição nos alimentadores [10]. Durante o desenvolvimento da pesquisa realizada os seguintes pontos foram considerados:

- Ligações de transformadores de distribuição de duas formas: Conexão em delta para os enrolamentos primários do transformadores trifásicos e transformadores monofásicos conectados em estrela, ou seja, entre fase e neutro;
- Diversas condições de carga no sistema;
- Diferentes condições de contato do condutor partido ao solo (contato do lado carga, fonte, valores diferentes de impedância de contato);
- Ruptura de um e dois condutores do circuito primário.

Os resultados obtidos das análises foram:

- Quando do rompimento de uma das fases do circuito alimentador, em todos os casos considerados, o montante de sequência negativa, bem como o de sequência zero, nas tensões de fase a jusante da falta estão entre 50 a 100%;
- Quando do rompimento de duas fases do circuito alimentador, em um sistema com transformadores monofásicos ligados entre fase e neutro, os montantes de sequência negativa e zero são idênticos e iguais a 100%;
- Quando do rompimento de duas fases, em sistemas de distribuição com transformadores trifásicos ligados em delta, apresentam duas situações; a primeira, o contato do cabo ao solo se dá do lado da carga, os percentuais variam entre 50 e 100%, a segunda situação, quando o contato se der do lado da fonte, apenas a componente de sequência zero aparecerá e, desta forma somente o monitoramento da componente de sequência negativa não permitirá a detecção da FAI;
- Durante a operação normal dos sistemas de distribuição, sem condutores rompidos, normalmente as cargas desequilibradas produzem desequilíbrios de tensão. Os dados informados mostram que os montantes das componentes de sequência negativa e zero raramente ultrapassam 5% mesmo em situações de cargas extremamente desequilibradas. Esta análise também é válida em sistemas que utilizam transformadores trifásicos e monofásicos. Os resultados mostram ainda que, para um ou dois condutores rompidos, o desequilíbrio das tensões será muito superior que aqueles encontrados em redes operando em condições normais.

Após as análises anteriores, conclui-se que o monitoramento do desequilíbrio de tensão por componente de sequência zero possibilita uma forma precisa e confiável de detecção de condutores partidos nos circuitos primários de distribuição.

Dessa maneira, construiu-se um sensor objetivando monitorar a componente de sequência zero das tensões de fase a qual é realizada através da detecção do somatório do campo elétrico dos condutores primários, não estando em contato com nenhum destes condutores. Este equipamento tem o princípio de funcionamento baseado no fato de que quando o sistema estiver com equilíbrio das tensões, a tensão induzida no sensor pelo campo elétrico resultante é praticamente zero. No entanto, caso ocorra abertura de uma das fases, as tensões se tornam desequilibradas e desta forma o campo elétrico final resultante induz uma tensão na antena do sensor, a qual é identificada pelo circuito eletrônico do mesmo.

Observa-se que com a atuação temporizada do sensor elimina-se falsas indicações para transitórios do sistema de distribuição, onde o sensor retorna ao regime normal de operação após transcorrido determinado tempo, tendo como exemplos operações de religador para defeitos momentâneos de baixa impedância quando o religamento é aceito e a atuação trifásica da proteção para faltas sustentadas de baixa impedância.

A instalação de sensores em pontos estratégicos do alimentador define uma filosofia para proteção de rompimento de condutor, onde cada sensor é acoplado a um sistema de comunicação ligada ao COD, de modo que possa localizar o defeito, observando-se que o grau de proteção do circuito estará ligado à sua topologia e ao número de sensores instalados. De acordo com o autor, o maior desafio desta filosofia de proteção é o grau de certeza ou distinção para um rompimento de cabo caracterizado como falta de alta impedância de uma abertura de uma chave fusível a montante do local de instalação do sensor. Outro fator limitante para a implementação desse método é a definição da comunicação entre os sensores e o COD.

### **1.2.3 Técnicas de Processamento de Sinais**

Diferentes trabalhos relacionados a FAI, utilizando a transformada *wavelet* (WT) foram analisadas. Dentre os documentos pode-se destacar em [11] o desenvolvimento de um estudo de modelagem para simular o desempenho da FAI, utilizando o programa *MatLab®/Simulink*. Já em [12] foi utilizado a distorção da corrente em torno da passagem por zero, como uma característica distintiva da FAI. Foi abordado em [13] a análise de multi-resolução, com a ajuda da Transformada Discreta de *Wavelet* para extrair características de correntes a serem

monitoradas em um alimentador. Já em [14] foi analisado sinal de falha transitória que também fornece informações tanto do tempo e frequência, desta forma a mesma foi considerada para a detecção de falhas de alta impedância. Em [15] foi abordado o coeficiente de energia *wavelet* com distorções de borda de uma janela deslizante de um ciclo concebido para a detecção em tempo real de transientes induzidas por FAIs. Foi apresentado em [16] um algoritmo baseado em transitórios utilizando a transformada *wavelet* discreta para monitorar os componentes de alta e baixa frequência de tensão em vários pontos do sistema de potência, sendo capaz de indicar a área mais provável em que o distúrbio ocorreu.

As redes neurais também foram utilizadas como ferramentas em vários trabalhos relacionados a FAI. Dentre os documentos pode ser destacado em [17] uma metodologia constituída por três etapas principais. Na 1ª etapa é registrado e processado sinais referentes às correntes de linha de um circuito. Na 2ª etapa é utilizado esses valores objetivando treinar a rede neural de forma que a mesma seja capacitada a identificar ocasiões de ocorrência de falta ou situações normais de operação do sistema. Finalmente, a 3ª etapa é testada a validação da rede neural para dados fora do conjunto de treinamento de forma a comprovar a eficácia da abordagem perante novas ocorrências. Já em [18] foi utilizada redes neurais do tipo perceptron, associada a transformada rápida de Fourier (*Fast Fourier Transform* – FFT), aos sinais de corrente para identificar a FAI. Para localização de faltas foi empregada em [19,20], a análise fasorial dos sinais em conjunto com redes neurais artificiais, como uma das técnicas usualmente empregadas de pré-processamento das formas de onda de tensão e corrente. A Teoria da Ressonância Adaptativa (ART) nas redes neurais é abordada em [21], onde cinco tipos de redes neurais ART (ART1, ART2, ART2-A, Fuzzy ART e Fuzzy ARTMAP) foram aplicados para detectar e classificar FAI em redes de distribuição.

Outras diferentes metodologias relacionadas as técnicas de processamento de sinais para análises e diagnósticos de faltas foram abordadas em [22-31]. São apresentadas, de forma resumida, ferramentas auxiliares para a análise de sinais. Como exemplos pode-se citar o sistema Fuzzy [22,23], análise em tempo-frequência [24], dispositivo *power line communication* (PLC) [25], filtros numéricos [26], transformada *S-Transform* (ST) [27], transformadas ortogonais deslizantes como a FFT (*Fast Fourier Transforms*) e WHT (*Walsh Hadamard Transform*) [28], componentes harmônicas e as componentes de sequência das correntes medidas em uma subestação [29], morfologia matemática (MM) [30], controle de impedância de entrada da rede, para faixas de frequências específicas aplicadas em uma rede inteligente [31], etc., normalmente empregados na análise de perturbações nos sistemas

elétricos de potência, além de ressaltar a importância de utilizá-las.

#### **1.2.4 Lacunas Identificadas**

Na seção anterior, apresentou-se, de forma sucinta, o estado da arte associado às principais referências bibliográficas que utilizam diversas técnicas para detecção de FAI por monitoramento de corrente, tensão e técnicas de processamento de sinais. Observa-se que grande parte das metodologias apresentadas utilizam correntes de falta da FAI para sua caracterização, fato que, na maioria das ocorrências, não acontece.

Nos trabalhos desenvolvidos em [9, 10], observa-se como desvantagem dos métodos propostos a necessidade de instalação de novos sensores para monitoramento das tensões primárias dos alimentadores de distribuição, bem como de todo o conjunto de comunicação associado para transmissão dos dados ao centro de processamento. Além do mais haverá a necessidade de se arranjar um local físico seguro para se instalar estes equipamentos.

A detecção do desequilíbrio, sua localização e o acondicionamento do *hardware* e as conexões dos transformadores de distribuição não serão limitações para a implementação da metodologia que será proposta pela presente dissertação.

### **1.3 Objetivos e Contribuição da Dissertação**

O objetivo desta dissertação é apresentar e analisar uma metodologia alternativa para identificar e localizar FAI, originada por ruptura de condutores primários em sistemas de distribuição, baseado no desequilíbrio de tensão originados nos secundários dos transformadores de MT/BT, utilizando, para isto, medidores inteligentes de energia. A metodologia proposta quantificará indiretamente o desequilíbrio das tensões na MT a partir de medições na BT, e com o conhecimento da topologia dos alimentadores apontará os prováveis trechos de ocorrência de falta de alta impedância.

## 1.4 Estrutura da Dissertação

De forma a atingir os objetivos propostos, esta dissertação está dividida em seis capítulos.

O primeiro capítulo introduz este trabalho apresentando a relevância do tema, bem como as análises das principais referências bibliográficas disponíveis na literatura especializada que tratam o problema associado à detecção e localização de faltas em sistemas elétricos de potência.

No segundo capítulo são apresentados os conceitos relacionados ao universo das FAI, definindo-as e explicando quais são as características, a classificação quanto ao rompimento ou não dos condutores e a natureza dessas faltas, abordando-se também métodos para cálculo do desequilíbrio de tensão. Ainda serão apresentados neste capítulo os conceitos associados a medidores inteligentes, mostrando a evolução dos mesmos e suas características para atender as necessidades específicas das empresas de energia elétrica, sendo proposta também inclusão de uma nova funcionalidade para os medidores trifásicos, ou seja, realização dos cálculos de desequilíbrio das tensões.

No terceiro capítulo são apresentadas as metodologias propostas para detecção e localização de FAI. Para a detecção será analisado o desequilíbrio de tensão a jusante do ponto de falta, definindo-se um fator de desequilíbrio capaz de distinguir desequilíbrios provocados pela ocorrência de FAIs daqueles originados da operação de cargas desequilibradas. Para a localização da FAI será apresentado um algoritmo que utiliza simultaneamente o conhecimento prévio da topologia da rede com os fatores de desequilíbrio detectados pelos medidores inteligentes instalados no secundário dos transformadores de MT/BT.

Os estudos de caso referentes a detecção e localização de FAI são apresentados no quarto capítulo. Para a detecção serão analisados os casos de desequilíbrios de tensão encontrados para diferentes situações de carga além da abertura monopolar e bipolar no alimentador. Para a localização será analisado o desempenho do algoritmo proposto para diversos casos de FAI, englobando faltas monofásicas e bifásicas, para um alimentador típico de distribuição. Será utilizado o *MatLab®/Simulink* para realizar as simulações necessárias.

No quinto capítulo são apresentadas as principais conclusões do trabalho desenvolvido, principalmente sobre a metodologia proposta para identificação e localização de FAI, relatando vantagens não apenas olhando pelo lado da segurança (preservação de vidas) como também do

ponto de vista operacional.

Na sequência do trabalho são apresentadas as referências bibliográficas utilizadas como base desta dissertação, assim como os anexos.

## Capítulo 2

---

# 2 Conceitos Gerais – Falhas de Alta Impedância, Desequilíbrios de Tensão e Medidores Inteligentes

## 2.1 Considerações Iniciais

Este capítulo tem como objetivo apresentar os conceitos básicos relacionados as faltas de alta impedância - FAI. Serão apresentadas as classificações e as naturezas desses eventos que podem ser caracterizadas com e sem rompimento dos condutores, e ainda, tocando ou não o solo.

Também é objetivo deste capítulo apresentar os principais conceitos relacionados a desequilíbrios de tensão em redes de distribuição, assim como as principais formas aceitas internacionalmente para sua quantificação.

Ainda será apresentado neste capítulo uma visão geral relacionada a necessidade de modernização dos medidores de energia, suas características técnicas e as necessidades de evolução perante ao aumento de geração distribuída no país, sobretudo a eólica e solar.

## 2.2 Falhas de Alta Impedância

As FAIs são caracterizadas por não produzirem variações expressivas nas correntes de um circuito em operação. De uma forma geral, esse tipo de falta está associado a um arco voltaico no ponto de contato com a superfície. As FAI podem ser comparáveis à impedância de carga, e desta forma apresenta corrente de falta muito baixa, podendo até gerar correntes cujos valores sejam inferiores da corrente de carga ou até nem gerar tais correntes, o que torna impossível a sua detecção pelos sistemas convencionais de proteção, que são baseados em aumento de corrente de neutro. As FAI podem não representar perigo iminente aos componentes do sistema elétrico, no entanto, elas são uma grande ameaça para animais, seres humanos e patrimônios, já que na maioria dos casos os condutores primários da rede se rompem, ficam dependurados e ainda permanecem energizados, sem nenhum contato com a terra.

### 2.2.1 Conceitos e Características das FAIs

Na literatura técnica, são vários os conceitos encontrados a respeito do assunto, a saber:

- “Uma FAI ocorre quando um condutor de um circuito primário entra em contato indesejável com objetos restringindo o fluxo da corrente na detecção dos equipamentos de proteção convencionais” [32];
- “Uma FAI pode ser definida como um evento anormal num alimentador primário de distribuição, o qual não pode ser facilmente detectado por dispositivos de proteção modernos” [17];
- “Uma FAI ocorre quando um condutor primário energizado entra em contato com um objeto semi-isolado. Em geral, esse tipo de falta é associado a um arco voltaico no ponto de contato. As FAI são comparáveis à impedância da carga, e conseqüentemente possuem corrente de falta muito baixa” [33];
- “FAI são geralmente definidas como o contato elétrico indesejado de um condutor numa superfície não-condutora, o qual restringe a corrente de falta abaixo do nível detectável por relés convencionais” [34].

Pode-se relacionar algumas causas para o baixo valor de corrente representativa desse tipo de falha, como por exemplo, a alta impedância do caminho de retorno da corrente de falta e a ocorrência da falha em pontos eletricamente remotos em relação à fonte. Além disso, poderá também existir a combinação dessas duas causas, ou ainda a ocorrência de faltas passivas, as quais serão estudadas a frente.

## 2.2.2 Classificação e Natureza das FAIs

As FAIs podem ser classificadas em dois tipos: faltas ativas e faltas passivas.

A FAI ativa é identificada pela presença de arco elétrico. Pode-se ainda ser subdividida essa categoria em faltas série (quando a corrente de carga é interrompida, devido ao rompimento do condutor) ou faltas *shunt* (quando há o contato do condutor com um objeto qualquer, sem rompimento do mesmo).

Já as faltas de alta impedância passivas são aquelas onde ocorre o rompimento do cabo, sem que haja contato com nenhum outro objeto próximo, interrompendo a passagem de corrente a partir do ponto onde ocorreu o rompimento, responsável pela falta.

Uma classificação mais detalhada pode ser feita de acordo como a natureza de cada tipo de falta, conforme itens subsequentes.

### 2.2.2.1 FAI Ativas Série com Condutores Caídos ao Solo

Nesse tipo de falta haverá a interrupção da corrente de carga a jusante do local do defeito, onde o condutor se rompeu.

Em primeiro lugar tem-se que a intensidade da corrente de falta é fortemente influenciada pelas condições do local, ou seja, depende das características e umidade do solo, tipo de calçamento, da presença de materiais no mesmo, etc. Em [35] mostrou-se que, para um determinado nível de tensão, as correntes de falta para diversos condutores caídos ao solo sofrem variação conforme se altera o tipo da superfície de contato, conforme mostra a Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Corrente de FAI em diversos tipos de superfície [35].

Tipo de Superfície	Corrente [A]
Asfalto seco ou areia	0
Areia molhada	15
Relva seca	20
Gramma seca	25
Relva molhada	40
Gramma molhada	50
Concreto reforçado	75

Em segundo lugar, tem-se a necessidade de analisar as características do arco para esse tipo de falta, sendo essa a linha de investigação mais escolhida em diversos estudos científicos

para a análise e detecção das FAI. Desta forma, a natureza da corrente que gera o arco na FAI com cabo rompido caído ao solo é de comportamento extremamente aleatório quanto à sua magnitude e forma de onda. Esse comportamento está basicamente relacionado com as propriedades do solo e a dinâmica do cabo durante a própria falta [36].

Em terceiro lugar, pode-se citar o efeito da classe de tensão na corrente de falta com a presença de arco. Em [35], é mostrado que a maioria das FAI ocorre em sistemas com tensões de distribuição de classe 15 kV. A dificuldade de detecção se mostra mais complicado à medida que se reduz o nível de tensão e vice-versa. Conforme ainda [35], acredita-se que em classe de tensão mais baixa, a corrente poderá fluir apenas durante um pequeno percentual do meio ciclo da tensão, reduzindo o nível da corrente e complicando ainda mais o problema da detecção. Para uma classe de tensão mais alta, ocorre o contrário, possibilitando o surgimento de uma corrente total mais alta.

Em quarto lugar, as características no domínio do tempo e da frequência podem ser descritas. De uma forma geral, pode-se observar um comportamento extremamente aleatório da corrente quando esta é proveniente de uma falta de alta impedância ativa série, com cabo caído ao solo. Podem ser observados, também, componentes harmônicas de ordem ímpar significativas. Em outros casos, ainda há atividade considerável em frequências não-harmônicas e em altas frequências. Uma falta com arco pode ser modelada como um trem de pulsos periódicos, no domínio do tempo. Embora esse modelo não seja preciso devido ao comportamento extremamente aleatório da corrente de arco, ao menos esclarece algo relativamente ao domínio da frequência.

Por último, têm-se as características de desequilíbrio de corrente. As faltas ativas série e as passivas com rompimento de cabos, tocando ou não objetos ou o solo, podem produzir desequilíbrios de corrente à montante do ponto de rompimento.

Para melhor visualização das faltas ativas série com cabos tocando o solo é apresentado na Figura 2.1 duas situações, **sendo a primeira para o condutor caído tocando o solo do lado da fonte e a segunda pelo lado da carga.**

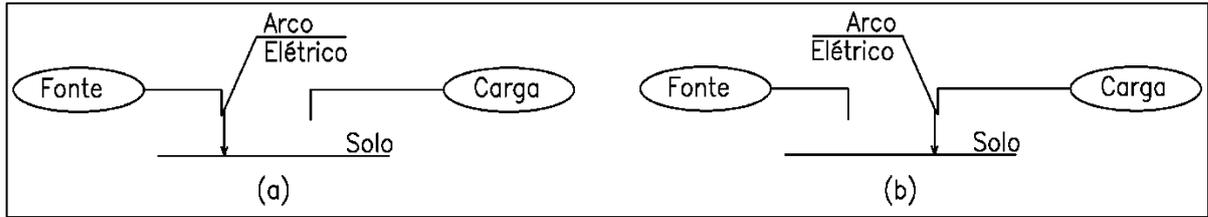


Figura 2.1 – (a) FAI Ativas Série com Condutores Caídos ao Solo - Lado Fonte – (b) FAI Ativas Série com Condutores Caídos ao Solo - Lado Carga

### 2.2.2.2 FAI Ativas Série com Condutores Tocando Objetos Externos

Para esse tipo de falta também há o rompimento do condutor. No entanto, conforme observa-se na Figura 2.2, ele não toca diretamente o solo, e sim objetos externos, como, por exemplo, veículos, árvores, sendo este último exemplo o mais comum nas redes de distribuição urbanas.

Também pode ocorrer surgimento de arco elétrico, a depender das condições específicas da falta, sendo que a intensidade da corrente terá relação com a impedância do objeto próximo ou em contato com o condutor energizado.

O risco aqui presente, para pessoas e animais, é o mesmo que da situação anterior, pois podem ser eletrocutadas devido as sobretensões originadas na região de contato do condutor com o objeto, principalmente em postes de concreto com ferragens expostas.

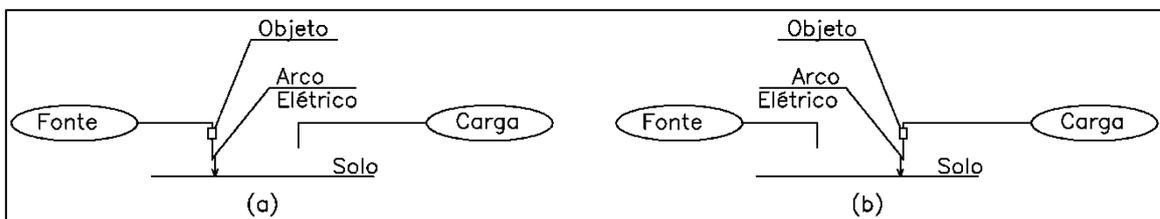


Figura 2.2 – (a) FAI Ativas Série - Lado Fonte – (b) FAI Ativas Série - Lado Carga

### 2.2.2.3 FAI Ativas Shunt

Para esse tipo de falta, conforme observa-se na Figura 2.3, não há o rompimento do cabo energizado, sendo que esse apenas toca ou se aproxima de objetos de alta impedância. Desta forma, a corrente de carga não é interrompida na fase atingida pela falta. Dentre os exemplos mais comuns, podem ser relacionados dois casos: isoladores com defeito e quebra parcial de postes.

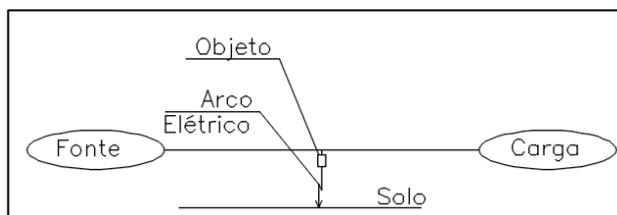


Figura 2.3 – FAI Ativas Shunt

A intensidade da corrente para esse tipo de falta estará relacionada com a impedância do objeto externo e poderá ocorrer surgimento de arco elétrico.

#### 2.2.2.4 FAI Passivas

Para esse tipo de falta ocorrerá a interrupção da corrente de carga e será caracterizada pela ausência do arco-elétrico no ponto da falta, uma vez que houve o rompimento do condutor, mas este não teve contato com nenhum objeto externo, nem mesmo com o solo, ficando suspenso, conforme indicado na Figura 2.4. Esse caso assemelha-se ao de uma abertura monopolar indesejada, a qual também poderá ocasionar uma interrupção indevida no fornecimento de energia. Desta forma, este tipo de falta, representa um risco maior uma vez que o condutor não manifesta nenhuma indicação visual de uma condição eminente de perigo. Outro ponto importante é que, as faltas passivas apresentam maiores dificuldades de serem detectadas, visto que as informações registradas no espectro harmônico da corrente desta falta não são tão evidenciadas quanto aquelas registradas no espectro harmônico das correntes durante uma falta ativa.

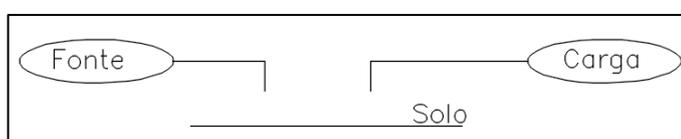


Figura 2.4 – FAI Passivas

### 2.3 Desequilíbrios de Tensão

O desequilíbrio de tensão é uma condição na qual as três fases, de um sistema elétrico trifásico, apresentam valores diferentes no módulo ou na defasagem angular entre as fases diferentes de  $120^\circ$  elétricos ou, as duas condições simultaneamente [37, 38].

Um sistema livre de desequilíbrios, ou seja, trifásico ideal, considerando a fase A na referência e sequência positiva das fases, é representado em pu na Equação (2.1).

$$\vec{V}_A = 1,0 \angle 0^\circ \quad \vec{V}_B = 1,0 \angle -120^\circ \quad \vec{V}_C = 1,0 \angle 120^\circ \quad (2.1)$$

As Figuras 2.5 (a) e (b) mostram exemplos de tensões equilibradas e desequilibradas, respectivamente.

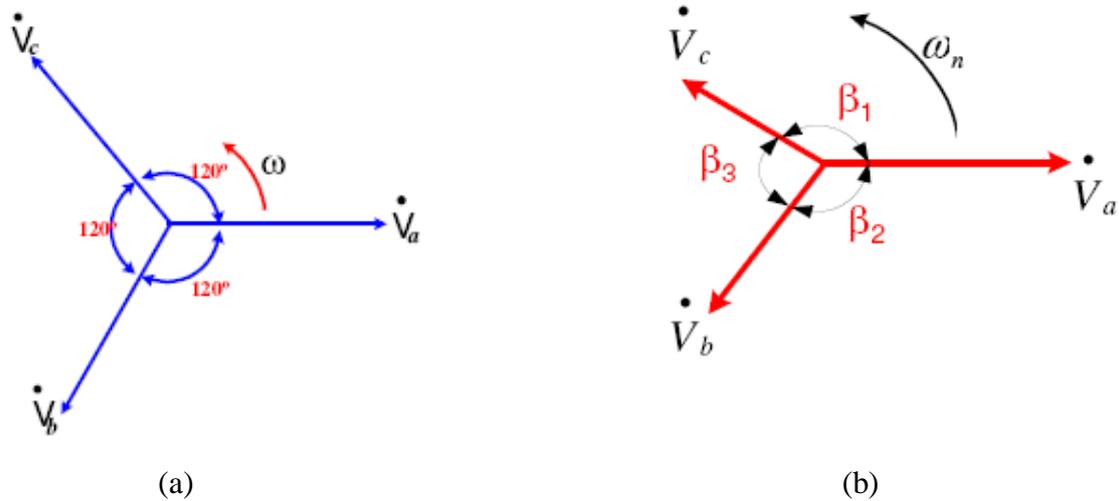


Figura 2.5 – (a) Tensão Trifásica Equilibrada, (b) Tensão Trifásica Desequilibrada.

Para a realização do estudo dos desequilíbrios é utilizado o método de componentes simétricas, representado de forma genérica na Figura 2.6. Este método consiste na decomposição da corrente ou tensão trifásicos desequilibrados de um sistema qualquer, em dois sistemas trifásicos equilibrados, ou seja, com mesmo módulo e com defasagem angular de  $120^\circ$  e um outro com mesmo módulo e defasagem angular de  $0^\circ$ . Um denominado de sequência positiva que preserva a sequência de fase do sistema original, outro denominado de sequência negativa que possui a sequência de fase inversa a original e o denominado sequência zero que é um sistema defasado de zero graus. Na equação (2.2) são apresentadas as matrizes de decomposição aplicáveis.

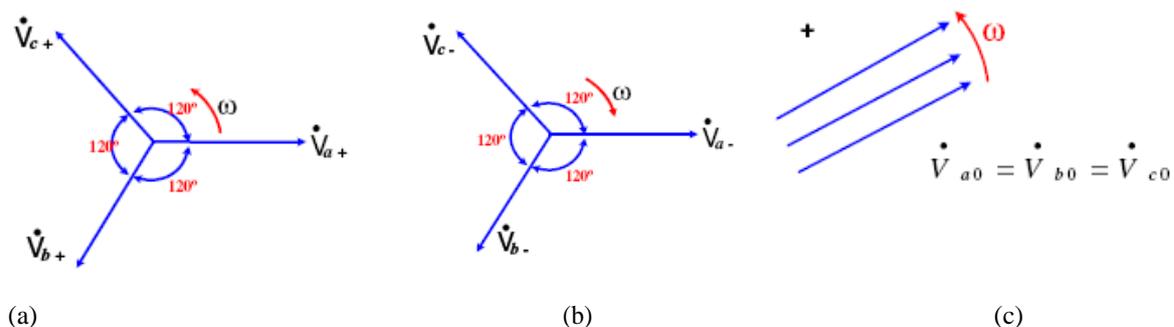


Figura 2.6 – Componentes simétricas: (a) Sequência Positiva; (b) Sequência Negativa; (c) Sequência Zero.

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a+} \\ V_{a-} \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a+} \\ V_{a-} \end{bmatrix} = 1/3 \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

### 2.3.1 Origens do Desequilíbrio de Tensão

São basicamente dois os tipos de origem do desequilíbrio de tensão: estrutural e funcional.

Os desequilíbrios devido às causas estruturais representam qualquer desequilíbrio na rede elétrica, provocados pelo desbalanceamento de linhas de transmissão e transformadores. Essas causas são praticamente constantes, devido às variações pequenas dos parâmetros trifásicos da rede.

Os desequilíbrios por causas funcionais representam a desigualdade das cargas nas três fases, seja devido as cargas trifásicas desequilibradas, as cargas monofásicas má distribuídas ou a inconstância nos ciclos de demanda das fases. Consumidores industriais e residenciais são exemplos de causas funcionais para os desequilíbrios.

Alguns exemplos que representam causas funcionais de desequilíbrio de tensão são:

- Sistemas monofásicos;
- Fornos Monofásicos;
- Fornos de indução;
- Fornos trifásicos à arco;
- Máquinas de solda elétrica;
- Aparelhos de Raios-X;
- Linhas aéreas assimétricas e sem transposição;

- Correntes de magnetização de transformadores trifásicos;
- Defeitos no sistema, tais como: rompimento de um condutor, curto-circuito, falha na isolação de equipamentos. Esta causa de desequilíbrio está intimamente relacionada ao tema desta dissertação.

### 2.3.2 Quantificação do Desequilíbrio de Tensão

Atualmente são dois os métodos mais empregados na quantificação do desequilíbrio de tensão.

#### 2.3.2.1 Método das Componentes Simétricas

Esse método quantifica o fator K pela decomposição das tensões de fase em três sistemas de sequências equilibradas, sendo elas, sequências positiva, negativa e zero.

O aparecimento de desequilíbrio em um sistema com sequência de fases positiva, provoca o surgimento de sequências negativas e zero.

A sequência negativa tem maior efeito em cargas ligadas em sistema trifásico desequilibrado, visto que a sequência zero não é levada em conta na quantificação. Logo, o grau de desequilíbrio pode ser definido pela relação entre os módulos da tensão de sequência negativa ( $V_2$ ) e da tensão de sequência positiva ( $V_1$ ) [37, 39], conforme equação (2.3).

$$K\% = \frac{V_2}{V_1} \times 100 \quad (2.3)$$

#### 2.3.2.2 Método CIGRÉ

Esse método fornece o mesmo resultado obtido com a utilização do método das componentes simétricas [37, 38, 39], embora se utiliza de um conjunto de manipulações algébricas objetivando expressar o desequilíbrio utilizando os módulos das tensões de linha, conforme equação (2.4).

$$K\% = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (2.4)$$

$$\text{onde } \beta = \frac{V_{AB}^4 + V_{BC}^4 + V_{CA}^4}{(V_{AB}^2 + V_{BC}^2 + V_{CA}^2)^2}$$

Onde: Em que  $V_{AB}$ ,  $V_{BC}$  e  $V_{CA}$  são os módulos das tensões de linha.

## 2.4 Medidores Inteligentes de energia elétrica

A medição inteligente é uma das partes que compõem a necessidade de modernização do processo de medição de faturamento, perante aos novos produtores de energia (geração eólica e fotovoltaica). Entretanto, usualmente, o sistema de medição inteligente aparece com grande destaque nos projetos de redes elétricas em decorrência de alguns fatos que impactam, de forma mais intensa, nas operações das concessionárias, tanto no tocante a benefícios quanto a custos agregados. Dentre esses fatores podem ser citados [40]:

- Para a concessionária, os medidores de energia têm como sua função primordial a consolidação das informações para faturamento. Portanto, toda a remuneração do setor elétrico é baseada nas informações provenientes desses medidores. Independentemente de outras funções avançadas e adicionais, sua função principal sempre será a de gerar dados para faturamento;
- Os medidores de energia representam a fronteira entre a rede elétrica da concessionária e a unidade consumidora. Assim, os medidores inteligentes podem servir como canal de comunicação e interação entre a distribuidora e seus clientes;
- Medidores de energia são fundamentais para viabilizar ações de eficiência energética e gestão pelo lado da demanda;
- Uma vez que cada unidade consumidora possui um medidor de energia, investimentos na modernização destes equipamentos são expressivos em relação aos custos de outros componentes da rede elétrica;
- Como os medidores de energia poderão estar no futuro presentes em todas as unidades consumidoras, construir uma rede de dados que atinja esses pontos, equivale a formar uma cobertura completa de telecomunicações. Essa nova rede pode atingir não somente os sistemas de medição de energia, mas também pode agregar informações sobre a rede de baixa tensão, transferir dados de sistemas de automação e controlar sistemas de geração distribuída.

No tocante a necessidade de modernização do processo de medição de faturamento e das redes elétricas, de uma forma geral, os investimentos em sistemas de medição inteligente são priorizados em relação a outros, dada sua importância para a concessionária de energia e para a sociedade em âmbito geral. A instalação de uma rede de infraestrutura avançada de

medição tem como consequência direta a instalação de grande parte do sistema de comunicação que será necessário para a modernização das redes elétricas. Desta forma, medidores inteligentes são, geralmente, viabilizadores técnico-econômicos naturais para tais modernizações.

Os medidores inteligentes de energia surgiram como uma evolução natural dos medidores eletrônicos de energia elétrica com comunicação remota, ou seja, medição avançada de energia. Essa funcionalidade é conhecida como leitura automática de medidores (*Automatic Meter Reading- AMR*).

A concepção dos sistemas AMR adicionou uma importante funcionalidade aos sistemas de medição de energia. Com a evolução tecnológica, ficou evidente que com algumas mudanças como a troca dos módulos de comunicação adotados inicialmente nos medidores de unidirecional para bidirecional, por exemplo, possibilita uma série de novas funções no próprio medidor e abre um canal direto de comunicação entre a concessionária e seus consumidores. Essa é uma das filosofias dos sistemas de infraestrutura avançada de medição (*Advanced Metering Infrastructure- AMI*).

A comunicação bidirecional de dados de sistema AMI pode ser utilizado para diversos propósitos que incluem alteração *on-line* de postos tarifários, envio de comandos de corte e religamento remoto e envio de mensagens para o consumidor. Além disso, a concessionária abre um canal direto de serviços, pois medidores AMI podem ser utilizados também para gerenciar outros dispositivos localmente. Por exemplo, suportados por uma estrutura tarifária específica, tais dispositivos podem monitorar e controlar sistemas de geração distribuída e de gestão pelo lado da demanda.

#### **2.4.1 Características Técnicas de Medidores Inteligentes de Energia Elétrica**

O conceito de medidor inteligente de energia, apesar de bastante utilizado pelo mercado, ainda é muito controverso. Até pouco tempo atrás não existia uma lista de funcionalidades específicas que determinam uma separação entre medidores convencionais e medidores inteligentes. Dessa forma foi proposto a discussão das seguintes funcionalidades mínimas para os medidores eletrônicos inteligentes [40]:

- Medir o valor eficaz instantâneo de tensão;
- Medir a energia ativa;
- Medir a energia reativa induzida, considerando apenas a frequência nominal (60Hz);

- Possuir relé para ações remotas de corte e de religamento;
- Computar os valores de demanda ativa e reativa, porém, sem tarifação binômica para consumidores atendidos por tensões abaixo de 1kV;
- Calcular os índices de qualidade do fornecimento DIC, FIC, DMIC, DRP e DRC;
- Possuir no mínimo quatro postos horários para tarifas horo-sazonais;
- Possuir módulo de comunicação bidirecional;
- Comunicar-se utilizando protocolo de comunicação público.

Além das funções descritas, para alguns mercados podem ser necessárias funções adicionais como sistemas avançados de detecção de fraude, pré-pagamento e sistemas avançado de segurança de informação com certificação digital.

Baseado na implantação dos medidores inteligentes em vários mercados, ainda é possível citar as seguintes funcionalidades desejáveis:

- Possuir diferentes modelos de medidores, abrangendo medidores individuais e agrupados;
- Possuir as funcionalidades referentes à tarifação horo-sazonal para clientes de baixa tensão;
- Possuir o máximo possível de funções antifraude, principalmente para instalações em locais com alto índice de furto de energia;
- Prover medição em quatro quadrantes;
- Possuir configurações para tarifas diferenciadas;
- Possuir display remoto avançado para comunicação com os consumidores;
- Disponibilizar alertas e mensagens ao consumidor;
- Possibilitar configuração de metas de consumo e de recebimento de alertas;
- Calcular estimativas de consumo;
- Possuir funções de seleção de telas favoritas e bloqueio do display;
- Possibilitar a configuração e a ação remota de telas do display;
- Possibilitar a integração com dispositivos internos à unidade consumidora, ligados à rede doméstica;
- Possuir funções de auxílio ao cálculo de balanço energético do circuito de baixa tensão ao qual o medidor está conectado;
- Possuir funções de pré-pagamento;
- Apresentar curva de carga horária de créditos, energia ativa e reativa;

- Possuir alimentação auxiliar para comunicar as faltas de energia e manter o funcionamento dos sistemas internos básicos, como memórias e relógio de tempo real.

## 2.5 Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentado os diversos tipos de FAIs. Apesar de que nem sempre representarem risco de danos aos equipamentos instalados num sistema de distribuição, devido ao baixo valor da corrente de falta, as FAI representam grande risco de choque elétrico, visto que, na maioria dos casos, os condutores primários da rede de distribuição se rompem, ficam suspensos e permanecem energizados em locais com circulação de pessoas e animais.

Atualmente são dois os métodos mais empregados na quantificação do desequilíbrio de tensão. O primeiro método, das componentes simétricas, baseia-se no teorema de Fortescue, decompondo o sistema trifásico em três sistemas equilibrados, necessitando do conhecimento dos módulos e dos ângulos das tensões de fase. Já o segundo método, método CIGRÉ, apresenta o mesmo resultado que o obtido com a utilização do método das componentes simétricas, no entanto a forma de cálculo utilizado é diferente, considerando apenas os módulos das tensões de linha do sistema.

Também foi apresentado neste capítulo uma visão geral sobre a necessidade, evolução e critérios para especificação de medidores inteligentes de energia, perante ao aumento de geração distribuída no país e ao crescente aumento das tecnologias incorporadas aos equipamentos de uso residencial.

Como proposta desta dissertação, pode-se vislumbrar a inclusão de uma nova funcionalidade para os medidores inteligentes trifásicos, que se trata da realização dos cálculos de desequilíbrio das tensões das fases utilizando-se do método do CIGRÉ, a partir da medição da tensão eficaz de linha (tensões entre fases).

## Capítulo 3

---

### 3 Metodologias Propostas para Identificação e Localização de Falta de Alta Impedância

#### 3.1 Considerações Iniciais

Este capítulo tem como objetivo propor e apresentar duas metodologias relacionadas a faltas de alta impedância (FAI). A primeira é dedicada a identificação de uma FAI originada por ruptura de condutores primários em sistemas de distribuição e a segunda é voltada para a sua localização.

A identificação de uma FAI estará baseada no valor do fator de desequilíbrio calculado no secundário de transformadores de distribuição de MT/BT através de uma nova funcionalidade a ser implementada nos modernos medidores inteligentes.

Com a primeira metodológica pretende-se determinar um valor limite adequado de fator de desequilíbrio que permita distinguir os valores esperados para uma rede de distribuição operando em condições severas de carga desequilibradas daqueles resultantes de aberturas monopolar.

Também é objetivo deste capítulo apresentar uma segunda metodologia dedicada a localização de FAIs provocadas por aberturas monopolar ou bipolar, utilizando-se de duas informações básicas: o conhecimento prévio da posição elétrica de cada medidor inteligente e seu respectivo transformador de MT/BT no sistema de distribuição; e a realização da comparação dos fatores de desequilíbrio calculados pelos diversos medidores inteligentes instalados a montante e a jusante do local onde ocorreu a ruptura de cabos.

#### 3.2 Metodologia Proposta para Identificação de Falta de Alta Impedância

O procedimento proposto é relativamente simples, emprega a teoria e os conceitos de desequilíbrio de tensões apresentados no Capítulo 2.

A condição de um cabo rompido energizado provoca uma “falta de fase” nos circuitos e cargas a jusante do ponto de rompimento, resultado geralmente em desequilíbrio de tensão muito elevado.

Visando menor esforço computacional, adicionado o fato que as tensões amostradas pelos medidores de energia são normalmente grandezas escalares, será utilizado neste trabalho o método do CIGRÉ para cálculo do fator de desequilíbrio, cujo resultado é semelhante aquele obtido pelo método dos componentes simétricos.

Para o processo de identificação de ruptura de cabo é importante diferenciar os valores de fator de desequilíbrio provocados por uma falta de fase daqueles originados pela operação de cargas extremamente desequilibradas

Para se determinar os valores do fator de desequilíbrio resultantes da operação de cargas desequilibradas será utilizado nas simulações o sistema elétrico mostrado na Figura 3.1. Trata-se de um alimentador trifásico, com 15 km de extensão, cabo 4 AWG CA, com carga desequilibrada instalada na média tensão e no final do alimentador e representada através das impedâncias  $Z_A$ ,  $Z_B$  e  $Z_C$ . Também junto a carga está instalado um transformador trifásico de distribuição, com potência de 45 kVA, com conexão delta no primário (MT) e estrela solidamente aterrada no secundário (BT).

O cálculo do fator de desequilíbrio na MT será efetuado indiretamente através do medidor inteligente instalado no secundário do transformador (BT).

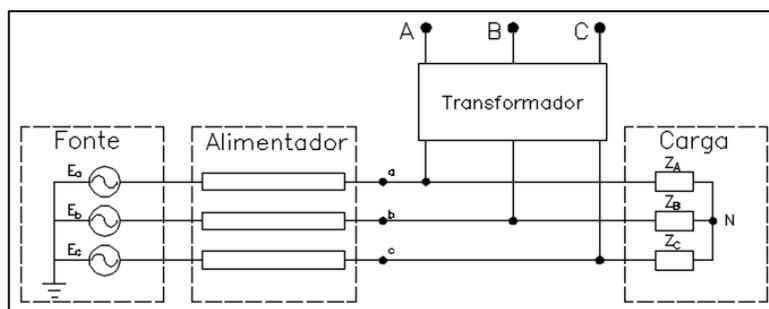


Figura 3.1: Diagrama esquemático de um alimentador trifásico com carga trifásica

Foram analisados 4 cenários de carga desequilibrada alimentada pelo circuito primário da rede de distribuição aérea (RDA), sendo:

- Carga conectada entre duas fases (caso B.1.1);
- Carga conectada entre uma fase e neutro (caso B.1.2);
- Carga conectada entre duas fases e neutro (caso B.1.3);
- Carga desequilibrada conectada em triângulo (caso B.1.4).

Adicionalmente, também foram avaliadas a influência da extensão do alimentador (caso B.2) no valor do fator de desequilíbrio, assim como a influência da conexão do transformador (caso B.3)

Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 3.1. Para maiores detalhes sobre a simulação realizada recomenda-se a leitura dos anexos A e B.

Tabela 3.1 – Valores máximos do Fator “K” de desequilíbrio de tensão

Caso	Descrição	Fator K (%)
<b>Desequilíbrio de carga: cabo 4 AWG CA com a carga localizada a 15km da fonte</b>		
B.1.1	Carga ligada entre duas fases do alimentador	5,9
B.1.2	Carga ligada entre uma fase e neutro	3,6
B.1.3	Carga ligada entre duas fases e neutro	4,3
B.1.4	Carga desequilibrada ligada triângulo	1,8
<b>Desequilíbrio de carga: cabo 4 AWG CA e carga localizada a 20km da fonte</b>		
B.2	Carga ligada entre duas fases do alimentador	7,8
<b>Desequilíbrio de carga: Considerando diversas conexões dos transformadores e carga localizada a 20km da fonte</b>		
B.3	Carga ligada entre duas fases do alimentador	7,8

Como principais conclusões podem-se destacar:

- O maior desequilíbrio encontrado (7,8%) corresponde à condição de carga desequilibrada instalada entre fases e alimentador com seção de 4 AWG com extensão de 20 km, que corresponde ao caso (B.2);
- Como esperado, o tipo de conexão do transformador não afeta o cálculo do fator de desequilíbrio.

De forma semelhante, para se determinar os valores do fator de desequilíbrio resultantes de abertura de uma fase serão simulados os sistemas elétricos mostrados nas Figuras 3.2, 3.3 e 3.4.

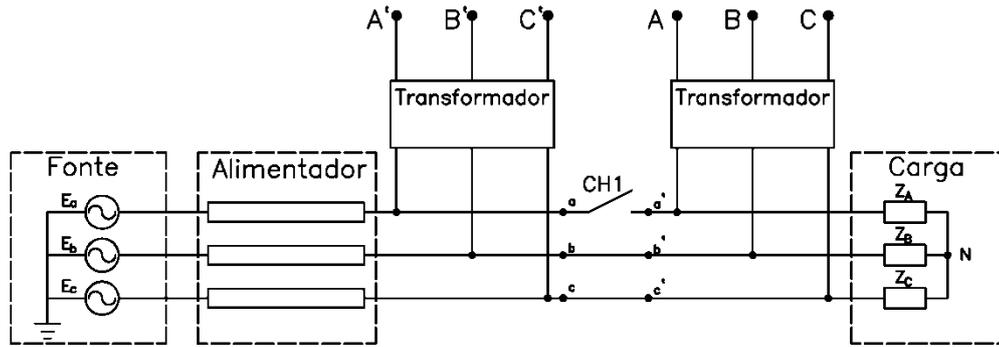


Figura 3.2: Circuito representativo de um alimentador trifásico com carga ligada em estrela não aterrada com abertura monopolar

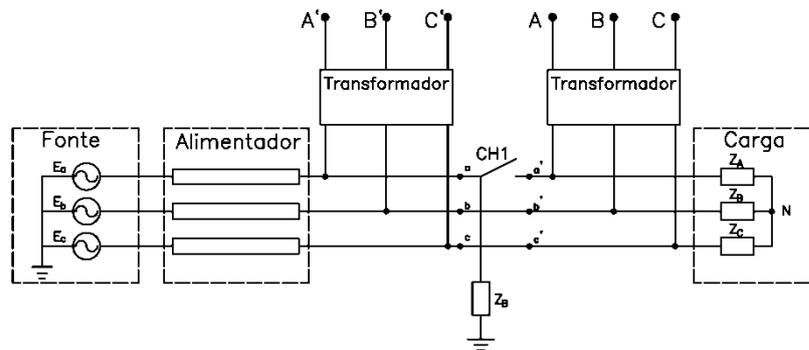


Figura 3.3: Circuito representativo de um alimentador trifásico com carga ligada em estrela não aterrada com abertura monopolar e cabo tocando o solo do lado da fonte através de uma impedância

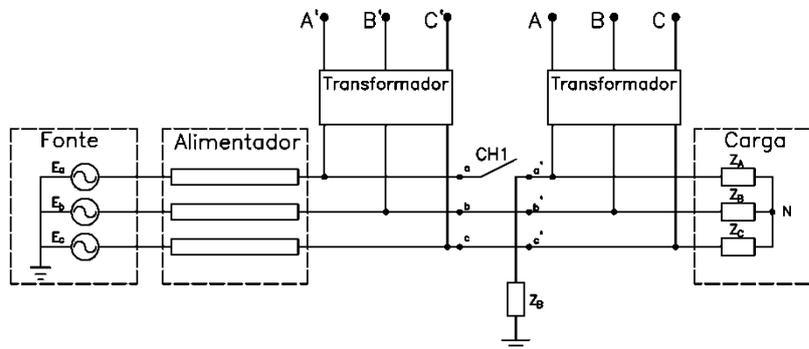


Figura 3.4: Circuito representativo de um alimentador trifásico com carga ligada em estrela não aterrada com abertura monopolar e cabo tocando o solo do lado da carga através de uma impedância

Observa-se que foi acrescentado um segundo transformador antes da representação da abertura na fase “a”. Tais circuitos representam tanto uma assimetria série (abertura de uma fase) como uma assimetria *shunt* (carga desequilibrada).

De forma análoga, para se determinar os valores do fator de desequilíbrio resultantes de abertura de duas fases será utilizado nas simulações o sistema elétrico mostrado nas Figura 3.5.

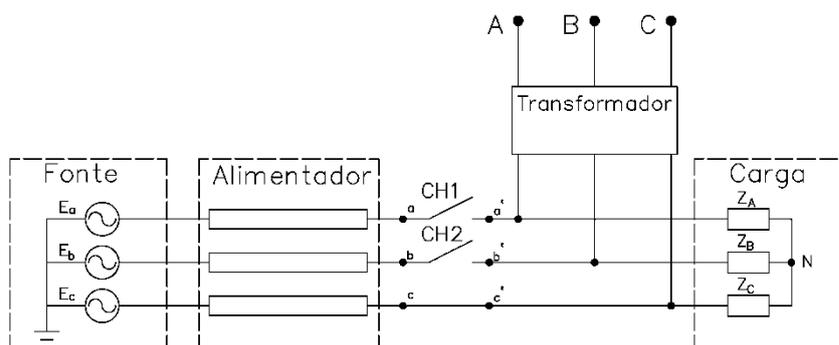


Figura 3.5: Circuito representativo de um alimentador trifásico com carga ligada em estrela não aterrada com abertura bipolar

Foram analisados ao todo 6 cenários de aberturas de fase na rede de distribuição aérea (RDA), sendo:

- Abertura monopolar sem cabo tocando ao solo (caso B.4.1);
- Abertura monopolar com cabo tocando ao solo no lado da fonte (caso B.4.2), com resistência de contato de 80 (caso B.4.2a) e 8000 \* (caso B.4.2b) Ohms;
- Abertura monopolar com cabo tocando ao solo no lado da carga (caso B.4.3), com resistência de contato de 80 (caso B.4.3a) e 8000 (caso B.4.3b) Ohms;
- Abertura bipolar (caso B.5).

\* Os valores de 8.000 e 80Ω foram utilizados baseando-se na faixa típica de corrente de faltas de alta impedância em um sistema com tensão fase-neutro de 7.967V, ou seja, 1 a 100A.

Tabela 3.2 – Valores máximos do Fator “K” de desequilíbrio de tensão, no secundário dos transformadores de distribuição

Caso	Descrição	Resistência de contato cabo-solo (ohms)	Fator K (%)	
			Montante	Jusante
<b>Abertura Monopolar: cabo 4 AWG CA com a carga localizada a 20km da fonte</b>				
B.4.1	Sem cabo tocando ao solo	-	7,8	98,1
B.4.2	Com cabo tocando ao solo lado fonte	80	4,5	97,0
		8000	7,8	97,0
B.4.3	Com cabo tocando ao solo lado carga	80	7,8	56,0
		8000	7,8	99,0
<b>Abertura Bipolar: cabo 4 AWG CA com a carga localizada a 20km da fonte</b>				
B.5	Sem cabo tocando ao solo	-	0,0	Indeterminado

A partir dos resultados obtidos podem-se destacar as seguintes conclusões:

- O máximo fator de desequilíbrio observado para a abertura monopolar, após a abertura de fase, foi de 98,1% (caso B.4.1);
- O mínimo fator de desequilíbrio calculado, após a abertura de fase, foi de 56% e corresponde a condição de abertura monopolar com resistência de contato ao solo de 80 Ohms no lado da carga (caso B.4.3a);
- O fator de desequilíbrio, após a abertura de fases, para a abertura bipolar é indeterminado;
- O fator de desequilíbrio, antes da abertura de fase, manteve o mesmo comportamento para situação de cargas desequilibradas, observadas na Tabela 3.1.

Portanto, como base no estudos de caso apresentado, pode-se concluir que é possível estabelecer com bastante segurança um fator de desequilíbrio limite que permita distinguir uma condição de desequilíbrio extremo provocado pela operação de cargas desequilibradas daquela resultante de ruptura de condutor. Para o estudo ora apresentado, propõem-se utilizar um fator de desequilíbrio de 30%. Vislumbra-se que possa estabelecer um valor limite para cada sistema de distribuição em função de suas especificidades. Vale também lembrar que o PRODIST estabelece como 2% como valor limite o fator de desequilíbrio.

Vale ressaltar que as redes de distribuição atuais estão migrando gradativamente de rede aérea com cabos nus para redes de distribuição com condutores protegidos, que apresentam maior probabilidade de ocorrência de FAI em situações de ruptura de condutores, devido sua

própria isolamento, o que caracteriza a relevância do procedimento ora proposto.

### **3.3 Metodologia Proposta Para Localização de Falta de Alta Impedância**

Como proposto na seção anterior,  $K$  será o parâmetro de supervisão do desequilíbrio de tensão, com o objetivo de detecção de faltas com rompimento de cabos em circuitos primários energizados em redes de distribuição com contato ou não com o solo. Conforme já ressaltado anteriormente, nestes eventos os cabos de média energizados podem estar ao alcance de pessoas e animais, representando alto risco de graves acidente, inclusive podendo levar a morte.

Neste contexto, o algoritmo ora proposto tem como objetivo localizar falta de fase com abertura série monofásica ou bifásica em uma rede de distribuição qualquer.

O evento de abertura série de fase (s) será denominado genericamente nesta dissertação de “falta de fase (s)”.

#### **3.3.1 Sistema de Monitoramento para Detecção de Falta de Fase em Circuitos de Distribuição**

Na realidade, pode-se perceber que a solução apresentada para o problema em questão está mais vinculada à supervisão e controle da rede do que ao sistema de proteção propriamente dito, visto que inicialmente os circuitos serão monitorados em relação ao desequilíbrio de tensão observado, para posteriormente localizar a FAI. Dessa forma, todas as informações necessárias devem ser disponibilizadas no COD para que o despachante tenha dados suficientes para analisar e tomar uma decisão segura e confiável quanto ao desligamento ou não a rede de distribuição. Vale dizer que desligamentos desnecessários trazem impactos negativos tanto para os consumidores quanto para a distribuidora, sob pena de violação dos limites estabelecidos para os indicadores de continuidade (FEC e DEC).

É importante salientar que, considerando regime permanente senoidal (RPS), transcorridos alguns segundos após a ocorrência a abertura de fase, o desequilíbrio de tensão subsequente observado a jusante do ponto de ruptura do cabo em um determinado vão é análogo a:

- Ruptura de *jumper* em estrutura de encabeçamento de RDA;
- Abertura de uma das fases de um equipamento de proteção, como por exemplo, a abertura de uma chave fusível, seja por operação manual ou curto-circuito;
- Abertura manual ou defeito em uma chave faca.

Desta forma, uma “falta de fase” em um determinado circuito pode ter sido originada por diversos tipos de ocorrências, sendo que existem “falta de fase” que não oferecem risco ao público, mas que podem provocar desequilíbrios de tensão. A identificação e distinção do evento será mais precisa quanto maior for o grau de supervisão a rede, ou seja, quanto maior for o número de transformadores que tiverem medidores inteligentes instalados em seu secundário.

Conforme já mencionado, o sistema de monitoramento e detecção de falta de fase proposto neste trabalho consiste de uma rede de medidores inteligentes instalados no secundário dos transformadores de MT/BT, que terá como função adicional executar o cálculo do fator de desequilíbrio utilizando o método do CIGRE.

Vale dizer que não é objetivo deste trabalho avaliar a infraestrutura de comunicação necessária entre os medidores inteligentes e o COD, uma vez que se supõe que tais medidores já estariam sendo instalados com os outros objetivos.

### **3.3.2 Metodologia Proposta para Localização de Falta de Fase em Rede de Distribuição**

Conhecendo-se a topologia da rede de distribuição e os nós onde estão conectados os transformadores de MT/BT poderá ser iniciado o processo de localização da FAI. O procedimento proposto está baseado na realização de comparações entre as indicações ou não de falta de fase através do cálculo do fator desequilíbrio, realizado pelos medidores inteligentes instalados no secundário de cada transformador da rede de distribuição. Destaca-se que é suficiente ter instalado apenas um medidor inteligente por secundário de transformador.

O procedimento proposto para a localização da falta de fase consiste nas seguintes etapas:

1. Conhecimento da topologia do circuito;
2. Identificação de todos os transformadores que estão com indicação de desequilíbrio severo em seu secundário, ou seja, além de um determinado limite pré-estabelecido para cada rede de distribuição;
3. Adota-se como referência um primeiro transformador com indicação de desequilíbrio elevado em seu secundário e o compara com os registros dos outros transformadores vizinhos eletricamente mais próximos. Este processo deverá ser repetido até que se encontre um transformador sem indicação de desequilíbrio além do limite estabelecido;
4. Quando o processo de comparação descrito encontrar um transformador sem desequilíbrio acentuado de tensão, pode-se concluir que o trecho ou região entre os transformadores com desequilíbrio e a derivação do último transformador será o trecho provável com ruptura de condutor.

Com o procedimento descrito anteriormente, foi desenvolvido um algoritmo no Excel, onde células são carregadas com a indicação do desequilíbrio associado a cada transformador. Através de comparações entre as células que representam a topologia do circuito, pode-se determinar se os transformadores estão sob o efeito comum da mesma falta de fase. O procedimento é repetido diversas vezes até encontrar o trecho onde a indicação de falta de fase não será mais comum, o que indicará o trecho com a provável FAI.

Para maiores detalhes, recomenda-se a leitura do Anexo C.

O diagrama de blocos apresentado na Figura 3.6 apresenta a estrutura geral do algoritmo proposto.

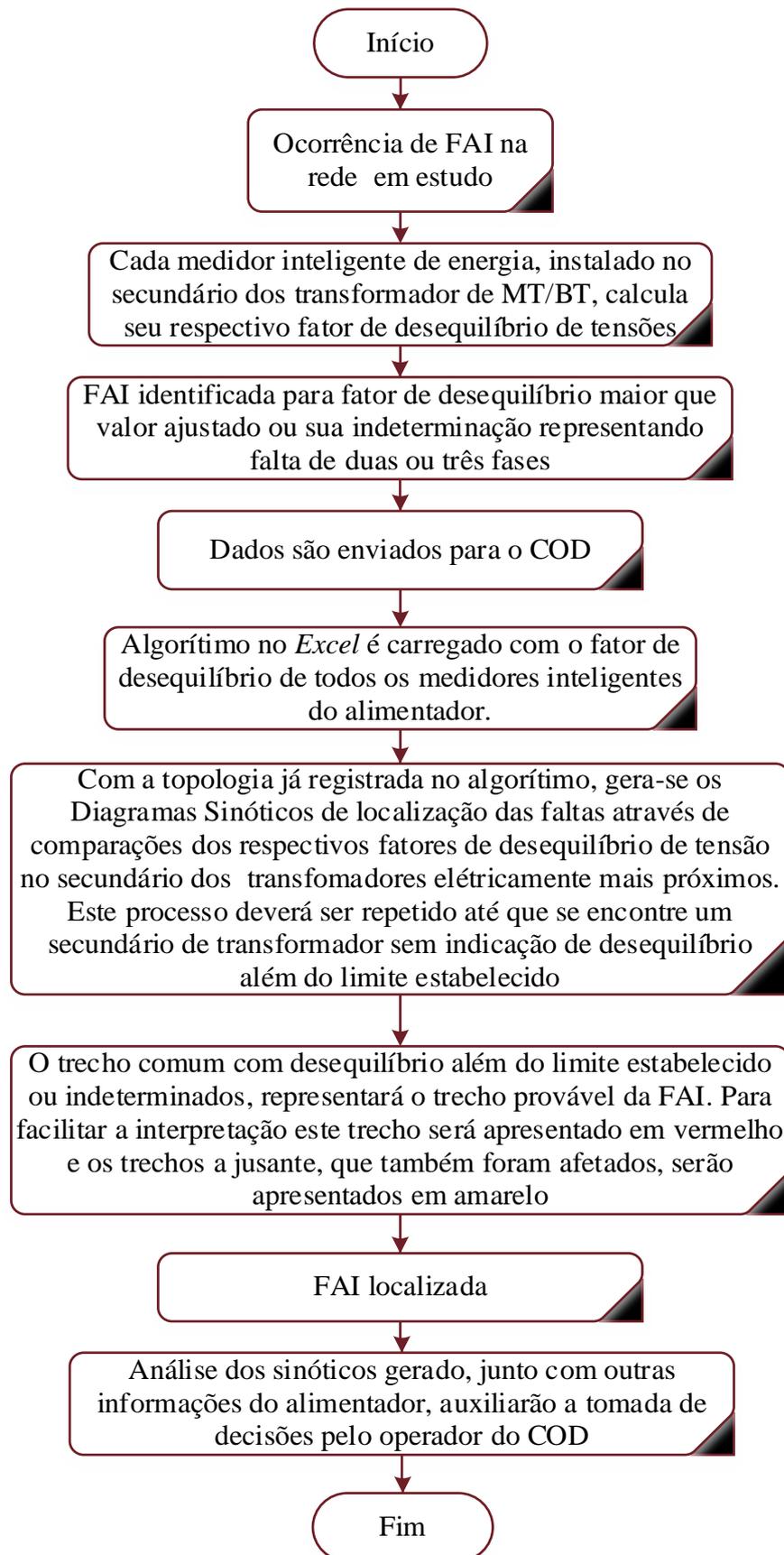


Figura 3.6: Diagrama de blocos da estrutura do algoritmo proposto

Vale esclarecer que a falta de fase localizada pode estar associada a queima de elo fusível ou a um rompimento de condutor. Caberá ao operador do COD a tomada de decisão sobre a abertura ou não do circuito por falta de fase, pois ainda deverão ser verificados outros fatores, destacando-se:

- Existência ou não de chave fusível no trecho informado;
- Posição geográfica do trecho informado, ou seja, se está localizada em regiões urbanas ou rurais, proximidade de igrejas, centros comerciais, escolas, praças, áreas de preservação ambiental, região de criação de gado de raça, etc...
- Registro de ordem de serviços de manutenção na região identificada;
- Existência de condições emergenciais devido a tempestades ou enchentes.

As numerações dos nós serão atribuídas a partir dos pontos de conexões dos transformadores de MT/BT, conforme sua representação no diagrama unifilar representativo da rede de distribuição.

A identificação dos transformadores com desequilíbrio severo e indicação do respectivo trecho ou região sob falta de fase serão extraídas do algoritmo proposto neste trabalho diretamente no computador da mesa do operador do COD.

O diagrama apresentado na Figura 3.7 representa um sistema básico de localização de falta de fase proposto. O banco de dados da rede de distribuição previamente cadastrada no sistema de localização de FAI poderá realizar a localização da falta de fase com base nas informações de desequilíbrio de tensão disponibilizados pelos medidores associados aos transformadores de MT/BT.

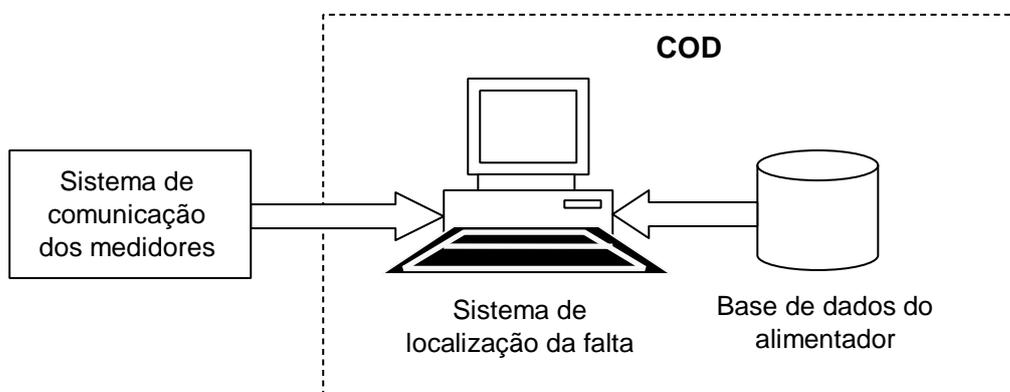


Figura 3.7: Esquema básico do sistema de localização de falta de fase.

### 3.4 Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentado a metodologia para identificação de FAI originada por ruptura de condutores primários em sistemas de distribuição. O comportamento do fator de desequilíbrio característico destes eventos é determinante para realizar esta funcionalidade.

Para a implementação do método apresentado nesta dissertação não será necessário instalar transformadores de potencial e nem monitor de qualidade da energia. O transformador de distribuição de MT/BT também funcionará como transformador de potencial e o cálculo do fator de desequilíbrio será realizado através da implementação de uma nova funcionalidade no medidor inteligente.

O fator de desequilíbrio  $K$  poderá ser característico de cada concessionária e na sua determinação deverá ser levado em consideração os tempos de religamento dos religadores para evitar indicações equivocadas de FAIs.

Também foi apresentado, nesse capítulo, a metodologia para localização de FAI. O procedimento proposto está baseado na realização de comparações entre as indicações ou não de falta de fase através do cálculo do fator desequilíbrio realizado pelos medidores inteligentes instalados no secundário de cada transformador da rede de distribuição.

A verificação de desempenho da metodologia proposta será avaliada no próximo capítulo, utilizando-se de dados de simulação obtidos a partir de estudos de caso.

## Capítulo 4

---

### 4 Estudos de Caso

#### 4.1 Considerações Iniciais

Este capítulo tem como objetivo aplicar as metodologias de identificação e localização de FAI apresentadas no Capítulo 3.

Para testar e validar as metodologias propostas será utilizado um alimentador de distribuição típico, constituído de 5 ramais, 2 sub-ramais e 33 transformadores de distribuição.

O algoritmo proposto foi implementado no *MatLab®/Simulink*, o que permitiu realizar as simulações, gerando banco de dados necessário para testar a metodologia proposta.

#### 4.2 Sistema Utilizado

O sistema de distribuição utilizado está apresentado na Figura 4.1, constituído de condutores de alumínio simples 4/0 AWG, 38 nós, afastados entre si de um quilómetro, sendo que em 33 deles são ligados transformadores trifásicos de distribuição, potência típica de 45 kVA, conexão delta no primário (MT) e estrela solidamente aterrada no secundário (BT). Os outros 5 nós correspondem a ligação dos 5 ramais e 2 sub-ramais já citados anteriormente. Vale salientar, ainda, que os transformadores foram carregados com 50% de sua capacidade nominal, com carga equilibrada e em cada secundário existe um medidor inteligente de energia trifásico instalado.

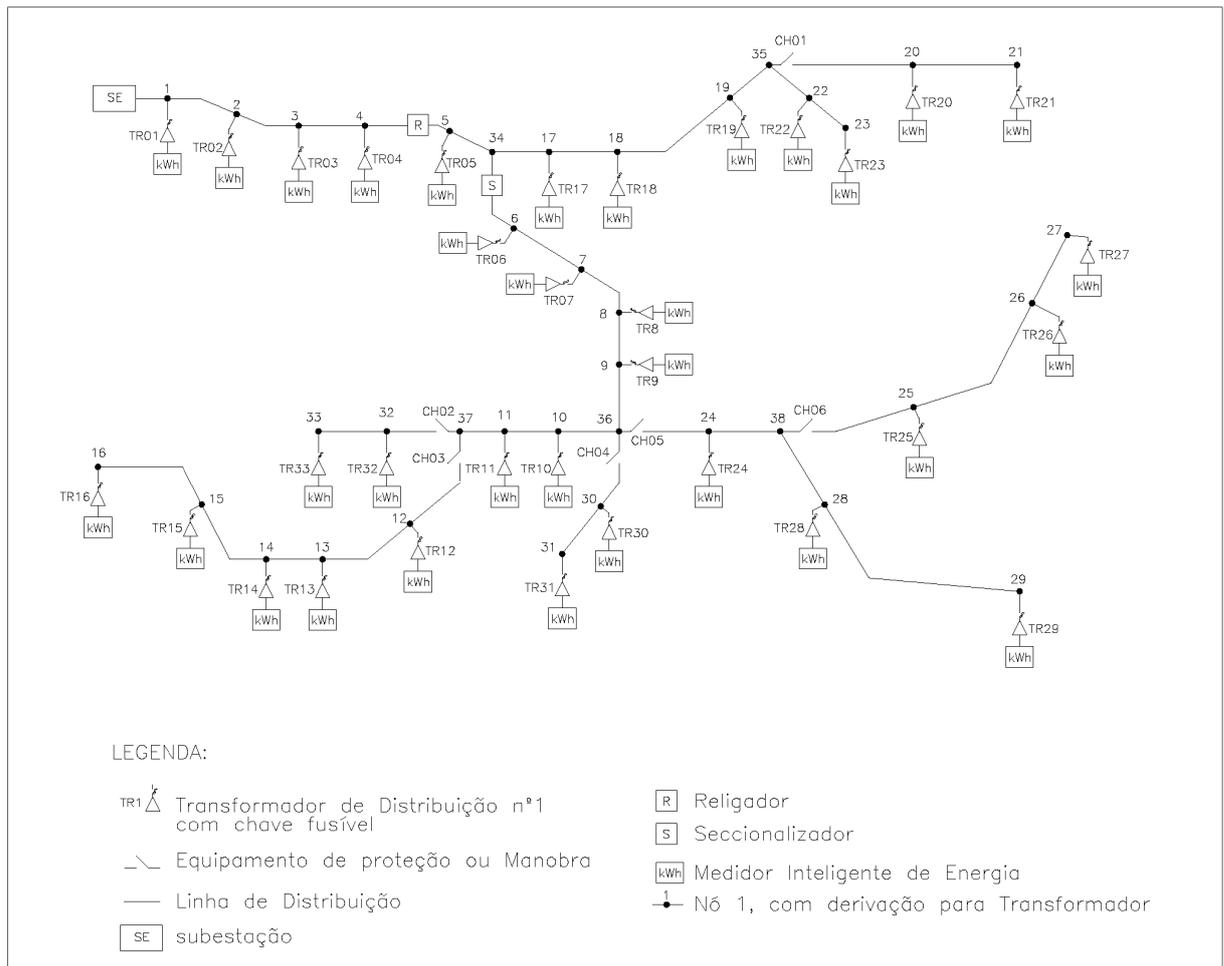


Figura 4.1: Desenho esquemático de um alimentador típico de distribuição [9]

No Anexo D é mostrado o mesmo sistema de distribuição representado no *Simulink*.

### 4.3 Casos Simulados

Para verificar o desempenho do algoritmo proposto, foram testados 9 casos e 4 subcasos, conforme Tabela 4.1, considerando faltas série com cabos tocando ou não o solo e embora não seja o foco principal deste trabalho, também foi simulada falta *shunt*.

Tabela 4.1 – Indicação dos casos simulados para identificação e localização de FAI

Casos	Descrição	Localização de Falta
1	Sistema sem FAI	-
2	Um condutor rompido	Trecho 15-16
3	Dois condutores rompidos	Trecho 12-37
4	4A Um condutor rompido	Trecho 7-8
	4B Um condutor rompido com resistência de contato $80\Omega$ no lado da fonte	
	4C Um condutor rompido com resistência de contato $80\Omega$ no lado da carga	
5	Dois condutores rompidos	Trecho 24-36
6	6A Um condutor rompido	Trecho 17-18
	6B Um condutor rompido com resistência de contato $80\Omega$ no lado da fonte	
	6C Um condutor rompido com resistência de contato $80\Omega$ no lado da carga	
7	Dois condutores rompidos	Trecho 6-34
8	Um condutor rompido	Trecho 2-3
9	9A Falta <i>Shunt</i> - $0\Omega$	Trecho 7-8
	9B Falta <i>Shunt</i> - $80\Omega$	Trecho 7-8

O diagrama de blocos apresentado na Figura 4.2 apresenta a estrutura geral do algoritmo proposto para estes estudos de caso.

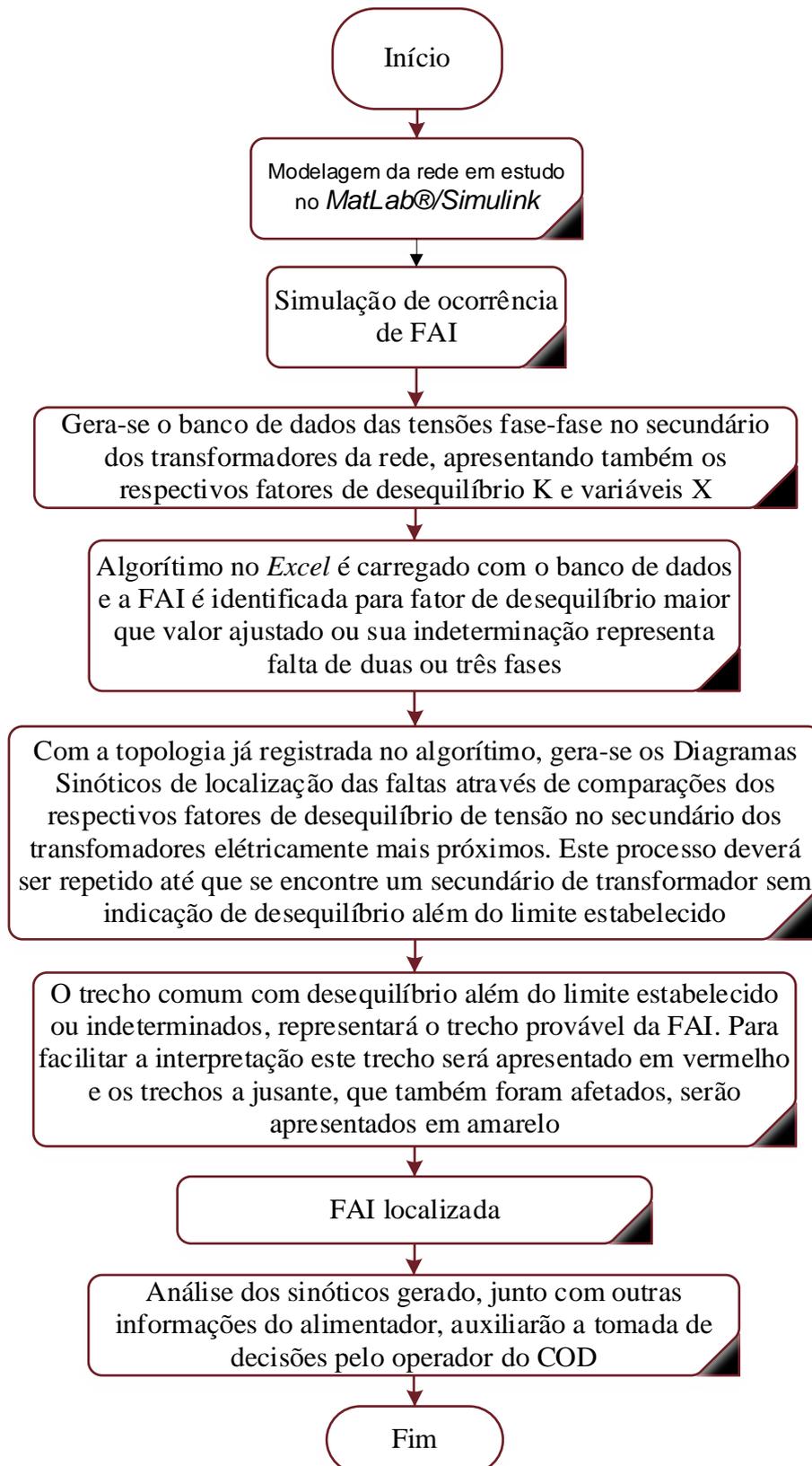


Figura 4.2: Diagrama de blocos da estrutura do algoritmo proposto

### 4.3.1 Caso-1 – Sistema Operando em Condições Normais (Sem FAI)

Para a situação sem falta de fase, as tensões fase-fase no secundário de cada transformador obtidas via simulação estão apresentadas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 Tensões Fase-Fase no Secundário dos transformadores – Caso 1

Trans- formador	Tensões entre fases de cada Trafo (V)			Fator K	Var. X	Trans- formador	Tensões entre fases de cada Trafo (V)			Fator K	Var. X
	VAB	VBC	VCA				VAB	VBC	VCA		
TR01	211,97	211,97	211,97	0,0%	0	TR17	210,40	210,40	210,40	0,0%	0
TR02	211,58	211,58	211,58	0,0%	0	TR18	210,33	210,33	210,32	0,0%	0
TR03	211,20	211,20	211,20	0,0%	0	TR19	210,27	210,27	210,26	0,0%	0
TR04	210,84	210,84	210,84	0,0%	0	TR20	210,24	210,24	210,24	0,0%	0
TR05	210,48	210,49	210,48	0,0%	0	TR21	210,23	210,23	210,23	0,0%	0
TR06	210,23	210,23	210,23	0,0%	0	TR22	210,24	210,24	210,24	0,0%	0
TR07	209,99	209,99	209,99	0,0%	0	TR23	210,23	210,23	210,23	0,0%	0
TR08	209,76	209,76	209,75	0,0%	0	TR24	209,47	209,47	209,46	0,0%	0
TR09	209,54	209,54	209,54	0,0%	0	TR25	209,43	209,43	209,43	0,0%	0
TR10	209,43	209,43	209,43	0,0%	0	TR26	209,40	209,40	209,40	0,0%	0
TR11	209,33	209,33	209,33	0,0%	0	TR27	209,39	209,39	209,39	0,0%	0
TR12	209,27	209,27	209,27	0,0%	0	TR28	209,44	209,44	209,44	0,0%	0
TR13	209,22	209,22	209,22	0,0%	0	TR29	209,43	209,43	209,43	0,0%	0
TR14	209,19	209,19	209,18	0,0%	0	TR30	209,51	209,51	209,51	0,0%	0
TR15	209,16	209,16	209,16	0,0%	0	TR31	209,50	209,50	209,50	0,0%	0
TR16	209,15	209,15	209,15	0,0%	0	TR32	209,31	209,31	209,31	0,0%	0
						TR33	209,30	209,30	209,29	0,0%	0

Como pode ser observado na Tabela 4.2, nenhum fator de desequilíbrio de tensão calculado caracteriza uma FAI, como esperado.

Aplicando os valores das tensões da Tabela 4.2 no algoritmo desenvolvido, obtém-se o sinótico apresentado na Figura 4.3, onde, de fato, não se constata nenhum rompimento de cabo, pois não há nenhum trecho destacado em vermelho.

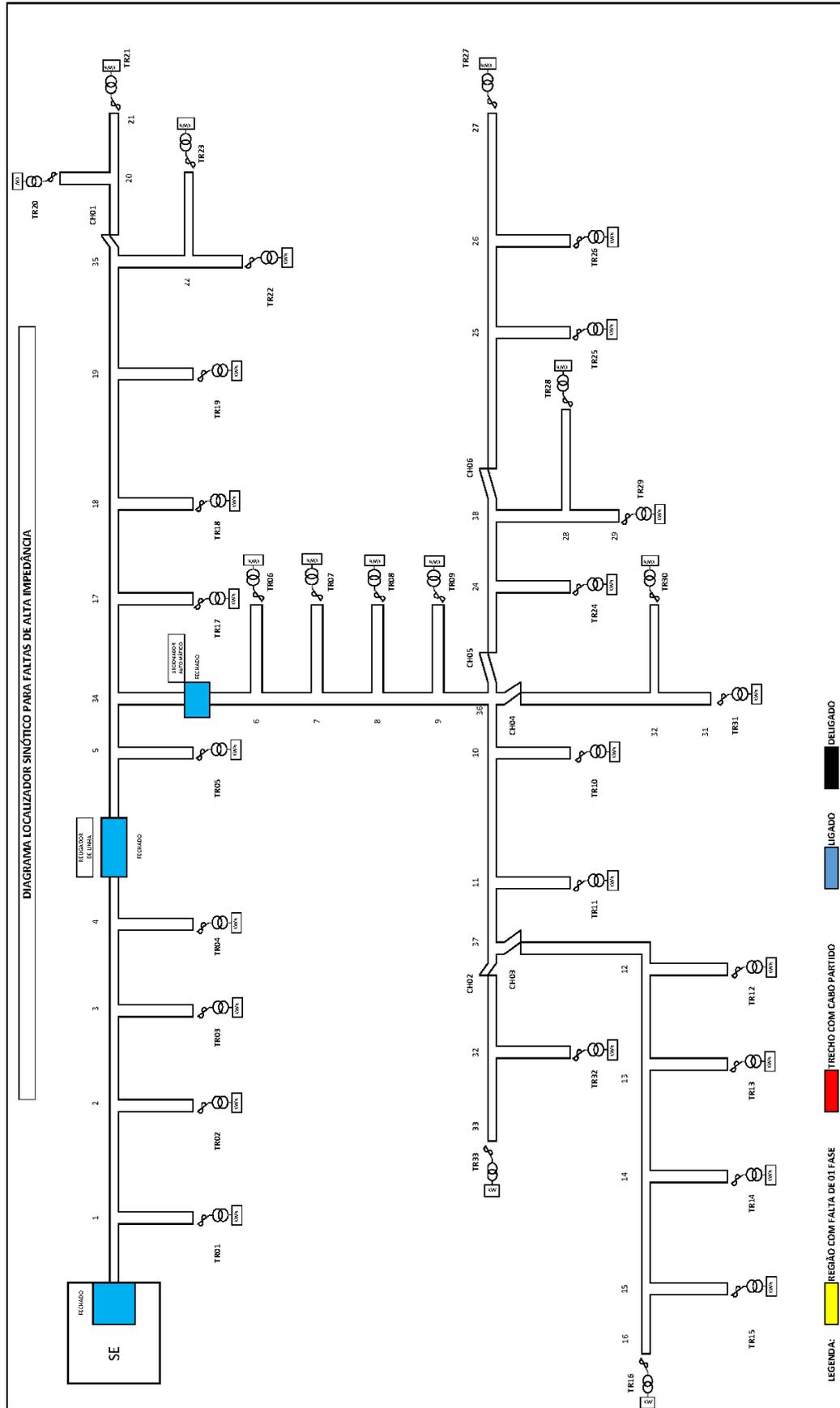


Figura 4.3: Diagrama Sinótico de localização de FAI, gerado no *Excel* – Caso 1

### 4.3.2 Caso-2 - Um Condutor Rompido no Trecho 15-16

Para o caso em pauta, as tensões fase-fase no secundário de cada transformador obtidas via simulação estão apresentadas na Tabela 4.3.

De posse destes valores, o algoritmo desenvolvido gera o sinótico apresentado na Figura 4.4, onde se constata o rompimento de cabo no trecho 15-16, identificado na cor vermelha no diagrama gerado.

Tabela 4.3: Tensões Fase-Fase no Secundário dos transformadores – Caso 2

Trans- formador	Tensões entre fases de cada Trafo (V)			Fator K	Var. X	Trans- formador	Tensões entre fases de cada Trafo (V)			Fator K	Var. X
	VAB	VBC	VCA				VAB	VBC	VCA		
<b>TR01</b>	211,97	211,97	211,98	0,0%	0	<b>TR17</b>	210,41	210,42	210,46	0,0%	0
<b>TR02</b>	211,58	211,59	211,60	0,0%	0	<b>TR18</b>	210,34	210,35	210,38	0,0%	0
<b>TR03</b>	211,21	211,21	211,24	0,0%	0	<b>TR19</b>	210,28	210,29	210,32	0,0%	0
<b>TR04</b>	210,84	210,85	210,88	0,0%	0	<b>TR20</b>	210,25	210,26	210,30	0,0%	0
<b>TR05</b>	210,49	210,51	210,54	0,0%	0	<b>TR21</b>	210,24	210,25	210,29	0,0%	0
<b>TR06</b>	210,24	210,25	210,30	0,0%	0	<b>TR22</b>	210,25	210,26	210,30	0,0%	0
<b>TR07</b>	210,00	210,02	210,07	0,0%	0	<b>TR23</b>	210,24	210,25	210,29	0,0%	0
<b>TR08</b>	209,77	209,79	209,85	0,0%	0	<b>TR24</b>	209,48	209,50	209,57	0,0%	0
<b>TR09</b>	209,56	209,57	209,64	0,0%	0	<b>TR25</b>	209,45	209,46	209,53	0,0%	0
<b>TR10</b>	209,45	209,47	209,55	0,0%	0	<b>TR26</b>	209,42	209,44	209,51	0,0%	0
<b>TR11</b>	209,35	209,38	209,46	0,0%	0	<b>TR27</b>	209,41	209,43	209,50	0,0%	0
<b>TR12</b>	209,30	209,32	209,41	0,0%	0	<b>TR28</b>	209,46	209,48	209,55	0,0%	0
<b>TR13</b>	209,25	209,27	209,38	0,0%	0	<b>TR29</b>	209,45	209,46	209,53	0,0%	0
<b>TR14</b>	209,21	209,24	209,35	0,0%	0	<b>TR30</b>	209,53	209,55	209,62	0,0%	0
<b>TR15</b>	209,19	209,22	209,34	0,0%	0	<b>TR31</b>	209,52	209,54	209,61	0,0%	0
<b>TR16</b>	181,13	181,13	0,00	100,0%	1	<b>TR32</b>	209,33	209,35	209,44	0,0%	0
						<b>TR33</b>	209,32	209,34	209,43	0,0%	0



### 4.3.3 Caso-3 - Dois Condutores Rompidos no Trecho 12-37

Para a situação de dois condutores rompidos no trecho 12-37, as tensões fase-fase no secundário de cada transformador obtidas via simulação estão apresentadas na Tabela 4.4.

Pelo sinótico apresentado na Figura 4.5, gerado pelo algoritmo a partir das tensões da Tabela 4.4, constata-se o rompimento de cabos no trecho 12-37, identificado na cor vermelha.

Tabela 4.4: Tensões Fase-Fase no Secundário dos transformadores – Caso 3

Trans- formador	Tensões entre fases de cada Trafo (V)			Fator K	Var. X	Trans- formador	Tensões entre fases de cada Trafo (V)			Fator K	Var. X
	VAB	VBC	VCA				VAB	VBC	VCA		
TR01	212,03	212,03	212,03	0,0%	0	TR17	210,70	210,70	210,70	0,0%	0
TR02	211,70	211,70	211,70	0,0%	0	TR18	210,63	210,63	210,62	0,0%	0
TR03	211,38	211,38	211,38	0,0%	0	TR19	210,56	210,57	210,56	0,0%	0
TR04	211,08	211,08	211,08	0,0%	0	TR20	210,54	210,54	210,54	0,0%	0
TR05	210,78	210,79	210,78	0,0%	0	TR21	210,53	210,53	210,53	0,0%	0
TR06	210,59	210,59	210,59	0,0%	0	TR22	210,54	210,54	210,54	0,0%	0
TR07	210,41	210,41	210,41	0,0%	0	TR23	210,53	210,53	210,53	0,0%	0
TR08	210,24	210,24	210,24	0,0%	0	TR24	210,01	210,01	210,00	0,0%	0
TR09	210,08	210,08	210,08	0,0%	0	TR25	209,97	209,97	209,97	0,0%	0
TR10	210,03	210,03	210,03	0,0%	0	TR26	209,94	209,95	209,94	0,0%	0
TR11	209,99	209,99	209,99	0,0%	0	TR27	209,93	209,93	209,93	0,0%	0
TR12	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.	TR28	209,98	209,98	209,98	0,0%	0
TR13	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.	TR29	209,97	209,97	209,97	0,0%	0
TR14	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.	TR30	210,05	210,05	210,05	0,0%	0
TR15	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.	TR31	210,04	210,04	210,04	0,0%	0
TR16	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.	TR32	209,97	209,97	209,97	0,0%	0
						TR33	209,96	209,96	209,96	0,0%	0

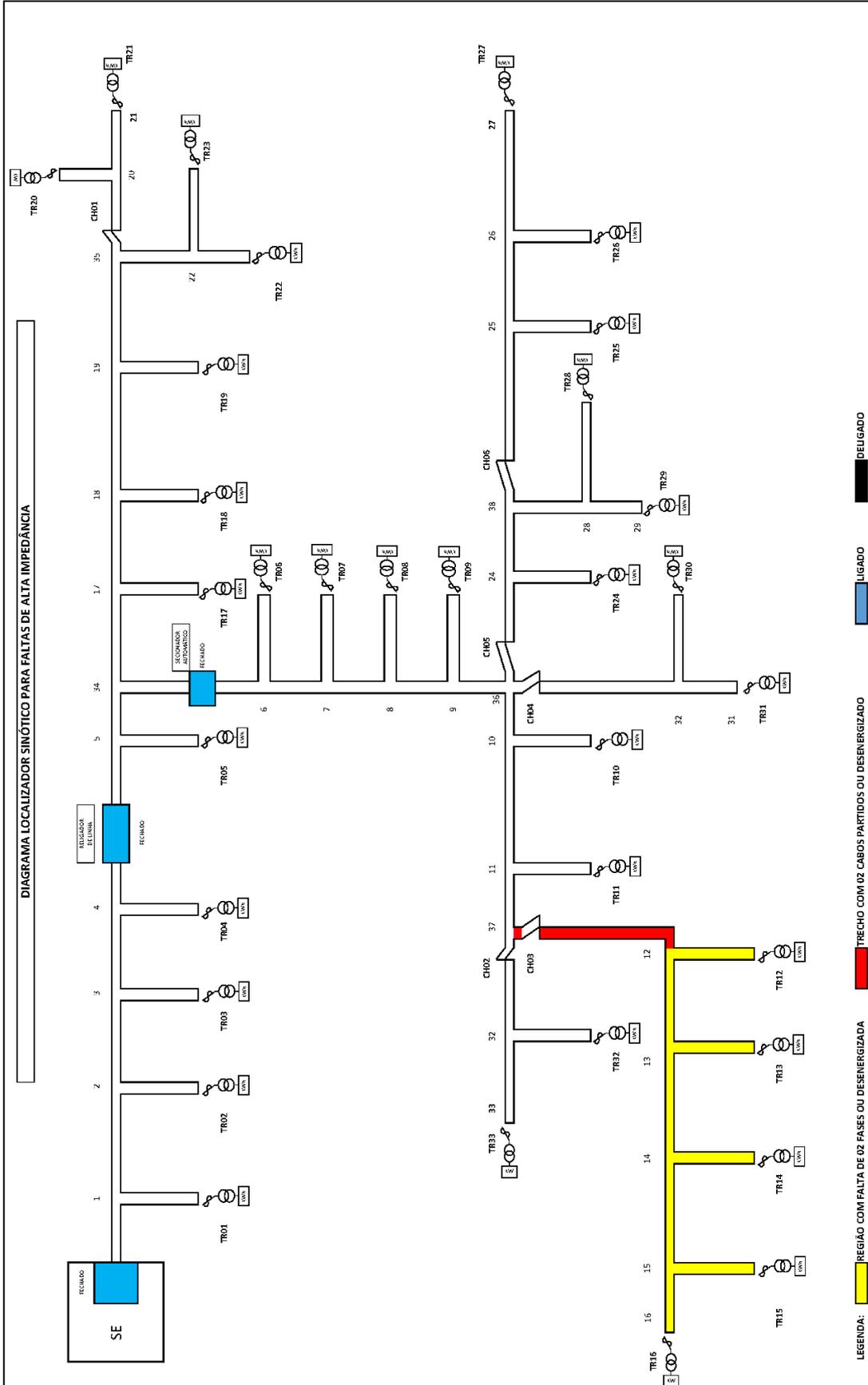


Figura 4.5: Diagrama Sinótico de localização de FAI – Caso 3

#### 4.3.4 Caso-4 - Um Condutor Rompido no Trecho 7-8

Para um condutor rompido no trecho 7-8, sem no entanto contato com o solo (Caso 4A), são apresentadas na Tabela 4.5 as tensões fase-fase no secundário de cada transformador obtidas via simulação. Já para uma resistência de contato com o solo, do lado da fonte, de  $80 \Omega$  (Caso 4B), as tensões são apresentadas na Tabela 4.6 e para contato do lado da carga (Caso 4C), obtém-se a Tabela 4.7.

Tabela 4.5: Tensões Fase-Fase no Secundário dos transformadores – Caso 4A

Trans- formador	Tensões entre fases de cada Trafo (V)			Fator K	Var. X	Trans- formador	Tensões entre fases de cada Trafo (V)			Fator K	Var. X
	VAB	VBC	VCA				VAB	VBC	VCA		
<b>TR01</b>	212,00	212,04	212,13	0,0%	0	<b>TR17</b>	210,60	210,78	211,55	0,3%	0
<b>TR02</b>	211,70	211,73	212,10	0,1%	0	<b>TR18</b>	210,52	210,71	211,47	0,3%	0
<b>TR03</b>	211,28	211,43	211,86	0,2%	0	<b>TR19</b>	210,46	210,65	211,41	0,3%	0
<b>TR04</b>	211,01	211,14	211,76	0,2%	0	<b>TR20</b>	210,43	210,62	211,39	0,3%	0
<b>TR05</b>	210,68	210,87	211,68	0,3%	0	<b>TR21</b>	210,42	210,61	211,38	0,3%	0
<b>TR06</b>	210,40	210,68	211,49	0,3%	0	<b>TR22</b>	210,43	210,62	211,39	0,3%	0
<b>TR07</b>	210,31	210,52	211,65	0,4%	0	<b>TR23</b>	210,42	210,61	211,38	0,3%	0
<b>TR08</b>	181,64	181,65	0,00	100,0%	1	<b>TR24</b>	181,42	181,40	0,00	100,0%	1
<b>TR09</b>	181,46	181,45	0,00	100,0%	1	<b>TR25</b>	181,37	181,37	0,00	100,0%	1
<b>TR10</b>	181,38	181,37	0,00	100,0%	1	<b>TR26</b>	181,35	181,35	0,00	100,0%	1
<b>TR11</b>	181,28	181,28	0,00	100,0%	1	<b>TR27</b>	181,34	181,34	0,00	100,0%	1
<b>TR12</b>	181,24	181,24	0,00	100,0%	1	<b>TR28</b>	181,38	181,38	0,00	100,0%	1
<b>TR13</b>	181,19	181,20	0,00	100,0%	1	<b>TR29</b>	181,37	181,37	0,00	100,0%	1
<b>TR14</b>	181,17	181,16	0,00	100,0%	1	<b>TR30</b>	181,45	181,45	0,00	100,0%	1
<b>TR15</b>	181,14	181,14	0,00	100,0%	1	<b>TR31</b>	181,43	181,43	0,00	100,0%	1
<b>TR16</b>	181,13	181,13	0,00	100,0%	1	<b>TR32</b>	181,27	181,27	0,00	100,0%	1
						<b>TR33</b>	181,26	181,25	0,00	100,0%	1

Tabela 4.6: Tensões Fase-Fase no Secundário dos transformadores - Caso 4B

Trans- formador	Tensões entre fases de cada Trafo (V)			Fator K	Var. X	Trans- formador	Tensões entre fases de cada Trafo (V)			Fator K	Var. X
	VAB	VBC	VCA				VAB	VBC	VCA		
TR01	210,57	211,47	209,81	0,5%	0	TR17	203,50	207,95	199,31	2,5%	0
TR02	208,81	210,60	207,12	1,0%	0	TR18	203,33	207,79	199,15	2,5%	0
TR03	207,00	209,75	204,51	1,5%	0	TR19	203,20	207,65	199,02	2,5%	0
TR04	205,35	208,93	202,03	1,9%	0	TR20	203,14	207,59	198,97	2,5%	0
TR05	203,72	208,15	199,52	2,4%	0	TR21	203,12	207,56	198,94	2,5%	0
TR06	202,32	207,58	197,26	2,9%	0	TR22	203,14	207,59	198,97	2,5%	0
TR07	200,71	207,04	194,80	3,5%	0	TR23	203,12	207,56	198,94	2,5%	0
TR08	178,76	178,71	0,00	100,0%	1	TR24	178,14	178,16	0,00	100,0%	1
TR09	178,29	178,30	0,00	100,0%	1	TR25	178,08	178,07	0,00	100,0%	1
TR10	178,07	178,08	0,00	100,0%	1	TR26	178,03	178,04	0,00	100,0%	1
TR11	177,89	177,89	0,00	100,0%	1	TR27	178,01	178,01	0,00	100,0%	1
TR12	177,75	177,77	0,00	100,0%	1	TR28	178,11	178,11	0,00	100,0%	1
TR13	177,69	177,68	0,00	100,0%	1	TR29	178,08	178,08	0,00	100,0%	1
TR14	177,61	177,60	0,00	100,0%	1	TR30	178,24	178,24	0,00	100,0%	1
TR15	177,55	177,56	0,00	100,0%	1	TR31	178,22	178,22	0,00	100,0%	1
TR16	177,53	177,53	0,00	100,0%	1	TR32	177,85	177,84	0,00	100,0%	1
						TR33	177,82	177,82	0,00	100,0%	1

Tabela 4.7: Tensões Fase-Fase no Secundário dos transformadores - Caso 4C

Trans- formador	Tensões entre fases de cada Trafo (V)			Fator K	Var. X	Trans- formador	Tensões entre fases de cada Trafo (V)			Fator K	Var. X
	VAB	VBC	VCA				VAB	VBC	VCA		
TR01	211,35	211,76	211,91	0,2%	0	TR17	207,39	209,45	210,18	0,8%	0
TR02	210,37	211,18	211,48	0,3%	0	TR18	207,22	209,28	210,01	0,8%	0
TR03	209,41	210,64	211,09	0,5%	0	TR19	207,08	209,15	209,87	0,8%	0
TR04	208,48	210,13	210,72	0,6%	0	TR20	207,03	209,09	209,81	0,8%	0
TR05	207,58	209,65	210,37	0,8%	0	TR21	207,00	209,06	209,79	0,8%	0
TR06	206,90	209,39	210,26	1,0%	0	TR22	207,03	209,09	209,81	0,8%	0
TR07	206,25	209,17	210,17	1,1%	0	TR23	207,00	209,06	209,79	0,8%	0
TR08	184,54	178,76	65,20	52,2%	1	TR24	183,95	178,19	65,00	52,2%	1
TR09	184,09	178,33	65,05	52,2%	1	TR25	183,88	178,12	64,97	52,2%	1
TR10	183,88	178,12	64,97	52,2%	1	TR26	183,83	178,07	64,95	52,2%	1
TR11	183,68	177,93	64,90	52,2%	1	TR27	183,80	178,05	64,94	52,2%	1
TR12	183,56	177,81	64,86	52,2%	1	TR28	183,90	178,14	64,98	52,2%	1
TR13	183,46	177,71	64,82	52,2%	1	TR29	183,88	178,12	64,97	52,2%	1
TR14	183,39	177,64	64,80	52,2%	1	TR30	184,05	178,28	65,03	52,2%	1
TR15	183,34	177,60	64,78	52,2%	1	TR31	184,02	178,26	65,02	52,2%	1
TR16	183,31	177,57	64,77	52,2%	1	TR32	183,63	177,88	64,88	52,2%	1
						TR33	183,61	177,85	64,87	52,2%	1

Como pode ser verificado nas Tabelas 4.5, 4.6 e 4.7 os valores atribuídos para a variável X para cada transformador são os mesmos. Carregando estes valores no algoritmo desenvolvido tem-se o sinótico apresentado na Figura 4.6, onde é identificado em vermelho o rompimento de cabo no trecho em estudo.

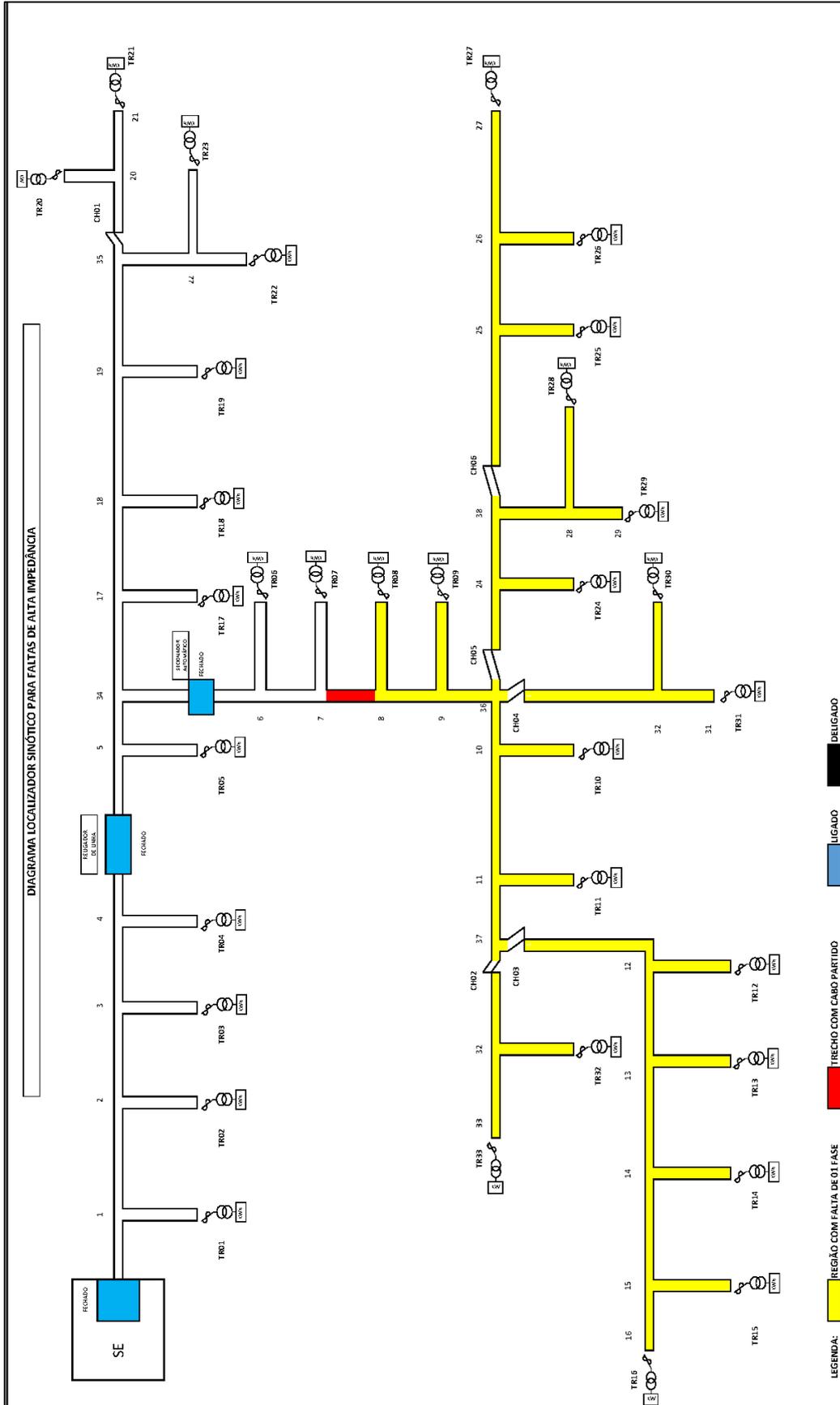


Figura 4.6: Diagrama Sinótico de localização de FAI – Caso 4

### 4.3.5 Caso-5 - Dois Condutores Rompidos no Trecho 24-36

Caso o trecho 24-26 tenha rompimento de dois condutores, as tensões fase-fase no secundário de cada transformador obtidas via simulação serão as apresentadas na Tabela 4.8.

De acordo com o sinótico apresentado na Figura 4.7, constata-se que o algoritmo destaca corretamente de vermelho o rompimento de cabos no trecho 24-36.

Tabela 4.8: Tensões Fase-Fase no Secundário dos transformadores – Caso 5

Trans- formador	Tensões entre fases de cada Trafo (V)			Fator K	Var. X	Trans- formador	Tensões entre fases de cada Trafo (V)			Fator K	Var. X
	VAB	VBC	VCA				VAB	VBC	VCA		
<b>TR01</b>	212,04	212,04	212,04	0,0%	0	<b>TR17</b>	210,76	210,76	210,76	0,0%	0
<b>TR02</b>	211,72	211,72	211,72	0,0%	0	<b>TR18</b>	210,69	210,69	210,69	0,0%	0
<b>TR03</b>	211,42	211,42	211,42	0,0%	0	<b>TR19</b>	210,63	210,63	210,62	0,0%	0
<b>TR04</b>	211,12	211,13	211,12	0,0%	0	<b>TR20</b>	210,60	210,60	210,60	0,0%	0
<b>TR05</b>	210,84	210,85	210,84	0,0%	0	<b>TR21</b>	210,59	210,59	210,59	0,0%	0
<b>TR06</b>	210,66	210,66	210,66	0,0%	0	<b>TR22</b>	210,60	210,60	210,60	0,0%	0
<b>TR07</b>	210,49	210,49	210,49	0,0%	0	<b>TR23</b>	210,59	210,59	210,59	0,0%	0
<b>TR08</b>	210,33	210,33	210,33	0,0%	0	<b>TR24</b>	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.
<b>TR09</b>	210,19	210,19	210,19	0,0%	0	<b>TR25</b>	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.
<b>TR10</b>	210,08	210,08	210,08	0,0%	0	<b>TR26</b>	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.
<b>TR11</b>	209,98	209,98	209,98	0,0%	0	<b>TR27</b>	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.
<b>TR12</b>	209,92	209,92	209,92	0,0%	0	<b>TR28</b>	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.
<b>TR13</b>	209,87	209,87	209,87	0,0%	0	<b>TR29</b>	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.
<b>TR14</b>	209,84	209,84	209,83	0,0%	0	<b>TR30</b>	210,16	210,16	210,16	0,0%	0
<b>TR15</b>	209,81	209,81	209,81	0,0%	0	<b>TR31</b>	210,15	210,15	210,15	0,0%	0
<b>TR16</b>	209,80	209,80	209,80	0,0%	0	<b>TR32</b>	209,96	209,96	209,96	0,0%	0
						<b>TR33</b>	209,94	209,95	209,94	0,0%	0

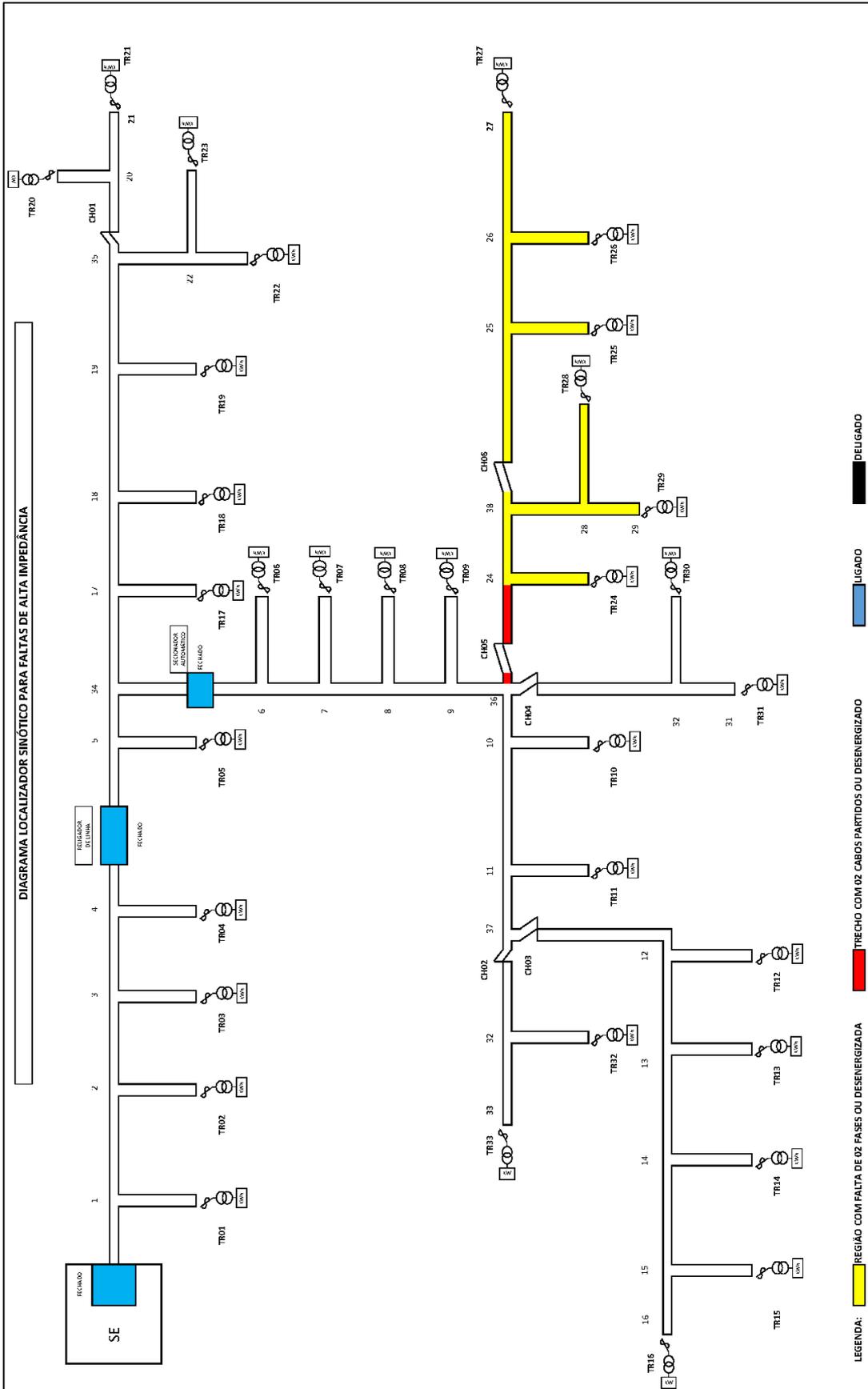


Figura 4.7: Diagrama Sinótico de localização de FAI – Caso 5

### 4.3.6 Caso-6 - Um Condutor Rompido no Trecho 17-18

Para o caso em pauta, as tensões fase-fase no secundário de cada transformador obtidas via simulação estão apresentadas na Tabela 4.9, sem no entanto contato com o solo (Caso 6A). Já para uma resistência de contato com o solo de  $80 \Omega$  do lado da fonte (Caso 6B) e no lado da carga (Caso 6C), as tensões são apresentadas, respectivamente, nas Tabelas 4.10 e 4.11.

Tabela 4.9: Tensões Fase-Fase no Secundário dos transformadores – Caso 6A

Trans- formador	Tensões entre fases de cada Trafo (V)			Fator K	Var. X	Trans- formador	Tensões entre fases de cada Trafo (V)			Fator K	Var. X
	VAB	VBC	VCA				VAB	VBC	VCA		
<b>TR01</b>	211,97	211,99	212,03	0,0%	0	<b>TR17</b>	210,48	210,54	210,84	0,1%	0
<b>TR02</b>	211,60	211,63	211,73	0,0%	0	<b>TR18</b>	182,15	182,15	0,00	100,0%	1
<b>TR03</b>	211,24	211,27	211,42	0,1%	0	<b>TR19</b>	182,10	182,10	0,00	100,0%	1
<b>TR04</b>	210,89	210,93	211,13	0,1%	0	<b>TR20</b>	182,07	182,07	0,00	100,0%	1
<b>TR05</b>	210,54	210,61	210,84	0,1%	0	<b>TR21</b>	182,06	182,06	0,00	100,0%	1
<b>TR06</b>	210,29	210,35	210,59	0,1%	0	<b>TR22</b>	182,08	182,07	0,00	100,0%	1
<b>TR07</b>	210,05	210,11	210,35	0,1%	0	<b>TR23</b>	182,06	182,06	0,00	100,0%	1
<b>TR08</b>	209,82	209,88	210,12	0,1%	0	<b>TR24</b>	209,53	209,58	209,82	0,1%	0
<b>TR09</b>	209,60	209,66	209,90	0,1%	0	<b>TR25</b>	209,49	209,55	209,79	0,1%	0
<b>TR10</b>	209,49	209,55	209,79	0,1%	0	<b>TR26</b>	209,47	209,52	209,76	0,1%	0
<b>TR11</b>	209,39	209,45	209,69	0,1%	0	<b>TR27</b>	209,45	209,51	209,75	0,1%	0
<b>TR12</b>	209,33	209,39	209,63	0,1%	0	<b>TR28</b>	209,50	209,56	209,80	0,1%	0
<b>TR13</b>	209,28	209,34	209,58	0,1%	0	<b>TR29</b>	209,49	209,55	209,79	0,1%	0
<b>TR14</b>	209,25	209,31	209,54	0,1%	0	<b>TR30</b>	209,57	209,63	209,87	0,1%	0
<b>TR15</b>	209,22	209,28	209,52	0,1%	0	<b>TR31</b>	209,56	209,62	209,86	0,1%	0
<b>TR16</b>	209,21	209,27	209,51	0,1%	0	<b>TR32</b>	209,37	209,43	209,67	0,1%	0
						<b>TR33</b>	209,36	209,42	209,65	0,1%	0

Tabela 4.10: Tensões Fase-Fase no Secundário dos transformadores – Caso 6B

Trans- formador	Tensões entre fases de cada Trafo (V)			Fator K	Var. X	Trans- formador	Tensões entre fases de cada Trafo (V)			Fator K	Var. X
	VAB	VBC	VCA				VAB	VBC	VCA		
TR01	211,56	212,13	211,48	0,2%	0	TR17	207,96	211,37	207,48	1,2%	0
TR02	210,76	211,90	210,59	0,4%	0	TR18	182,15	182,15	0,00	100,0%	1
TR03	209,99	211,68	209,74	0,6%	0	TR19	182,10	182,09	0,00	100,0%	1
TR04	209,21	211,48	208,88	0,8%	0	TR20	182,08	182,08	0,00	100,0%	1
TR05	208,45	211,29	208,04	1,0%	0	TR21	182,06	182,06	0,00	100,0%	1
TR06	208,20	211,03	207,79	1,0%	0	TR22	182,07	182,07	0,00	100,0%	1
TR07	207,96	210,79	207,55	1,0%	0	TR23	182,06	182,06	0,00	100,0%	1
TR08	207,73	210,56	207,32	1,0%	0	TR24	207,44	210,27	207,03	1,0%	0
TR09	207,52	210,34	207,11	1,0%	0	TR25	207,41	210,23	207,00	1,0%	0
TR10	207,41	210,23	207,00	1,0%	0	TR26	207,38	210,21	206,97	1,0%	0
TR11	207,31	210,13	206,90	1,0%	0	TR27	207,37	210,19	206,96	1,0%	0
TR12	207,25	210,07	206,84	1,0%	0	TR28	207,42	210,24	207,01	1,0%	0
TR13	207,20	210,02	206,79	1,0%	0	TR29	207,41	210,23	207,00	1,0%	0
TR14	207,17	209,99	206,76	1,0%	0	TR30	207,49	210,32	207,08	1,0%	0
TR15	207,14	209,96	206,73	1,0%	0	TR31	207,48	210,30	207,07	1,0%	0
TR16	207,13	209,95	206,72	1,0%	0	TR32	207,29	210,11	206,88	1,0%	0
						TR33	207,28	210,10	206,87	1,0%	0

Tabela 4.11: Tensões Fase-Fase no Secundário dos transformadores – Caso 6C

Trans- formador	Tensões entre fases de cada Trafo (V)			Fator K	Var. X	Trans- formador	Tensões entre fases de cada Trafo (V)			Fator K	Var. X
	VAB	VBC	VCA				VAB	VBC	VCA		
TR01	212,13	212,13	212,00	0,0%	0	TR17	210,55	210,52	210,77	0,1%	0
TR02	211,56	211,52	211,72	0,1%	0	TR18	186,44	184,27	68,96	50,6%	1
TR03	211,15	211,46	211,45	0,1%	0	TR19	186,40	184,25	68,90	50,7%	1
TR04	210,88	210,84	210,84	0,0%	0	TR20	186,37	184,22	68,91	50,7%	1
TR05	210,55	210,62	211,01	0,1%	0	TR21	186,37	184,21	68,91	50,6%	1
TR06	210,22	210,28	210,57	0,1%	0	TR22	186,37	184,21	68,90	50,7%	1
TR07	210,03	210,15	210,30	0,1%	0	TR23	186,37	184,21	68,91	50,6%	1
TR08	209,86	209,77	210,00	0,1%	0	TR24	209,55	209,58	209,83	0,1%	0
TR09	209,62	209,71	209,93	0,1%	0	TR25	209,47	209,53	209,73	0,1%	0
TR10	209,52	209,54	209,75	0,1%	0	TR26	209,45	209,51	209,72	0,1%	0
TR11	209,37	209,44	209,61	0,1%	0	TR27	209,45	209,50	209,72	0,1%	0
TR12	209,33	209,36	209,61	0,1%	0	TR28	209,50	209,53	209,76	0,1%	0
TR13	209,27	209,33	209,55	0,1%	0	TR29	209,48	209,53	209,75	0,1%	0
TR14	209,26	209,29	209,52	0,1%	0	TR30	209,57	209,61	209,84	0,1%	0
TR15	209,21	209,27	209,48	0,1%	0	TR31	209,56	209,60	209,82	0,1%	0
TR16	209,20	209,25	209,47	0,1%	0	TR32	209,36	209,41	209,62	0,1%	0
						TR33	209,35	209,40	209,62	0,1%	0

Conforme observa-se nas Tabelas 4.10, 4.11 e 4.12, a variável X assume o mesmo valor nos três cenários, mostrando que a localização da resistência de contato não influencia na localização. O sinótico apresentado na Figura 4.8 identifica em vermelho o trecho onde houve rompimento de cabo.

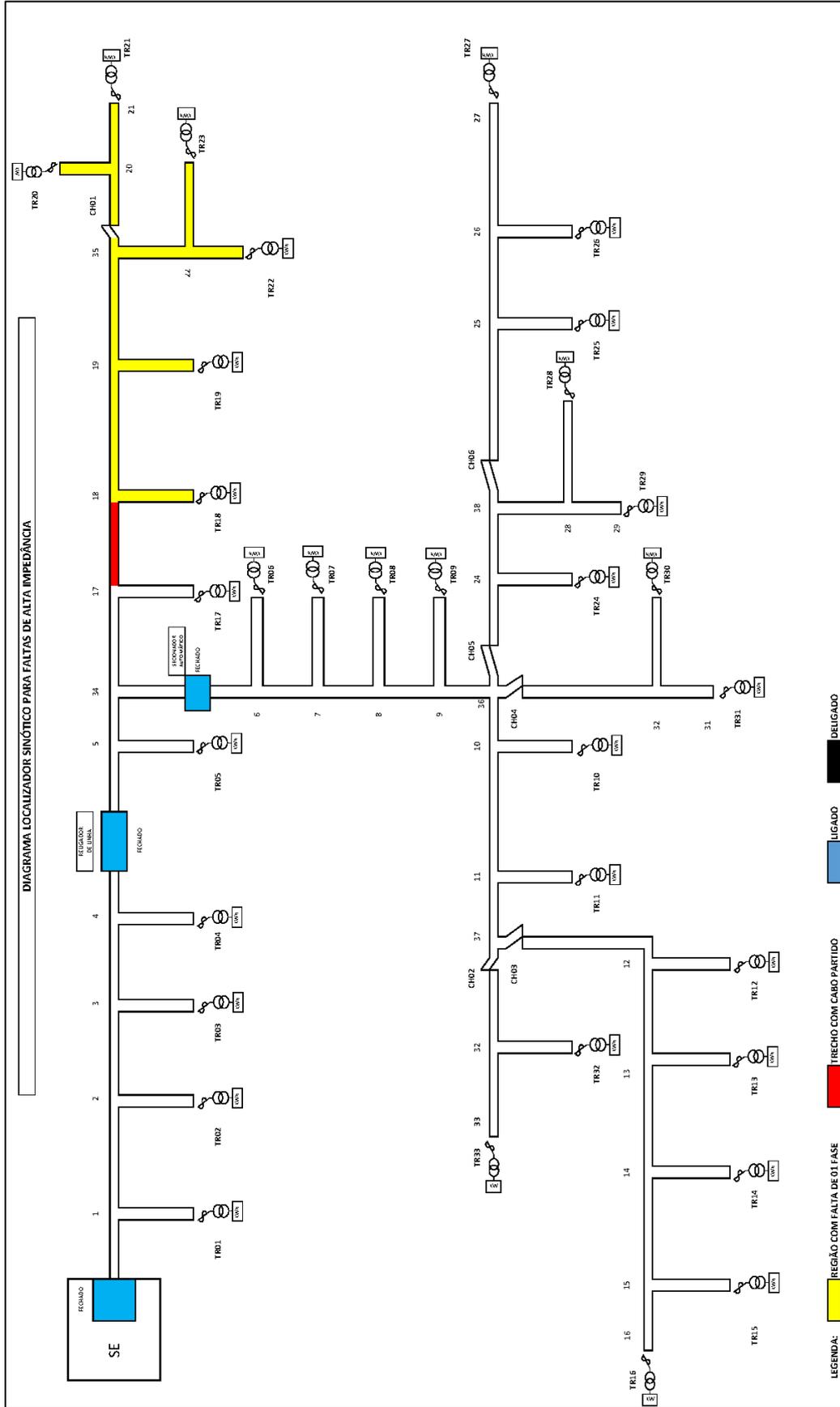


Figura 4.8: Diagrama Sinótico de localização de FAI – Caso 6

### 4.3.7 Caso-7 - Dois Condutores Rompidos no Trecho 6-34

Para a situação de dois condutores rompidos no trecho 6-34, as tensões fase-fase no secundário de cada transformador, obtidas via simulação, estão apresentadas na Tabela 4.12.

Pelo sinótico apresentado na Figura 4.9, gerado a partir das tensões da Tabela 4.12, constata-se a localização de rompimento de dois cabos no trecho 6-34, conforme esperado.

Tabela 4.12: Tensões Fase-Fase no Secundário dos transformadores – Caso 7

Trans- formador	Tensões entre fases de cada Trafo (V)			Fator K	Var. X	Trans- formador	Tensões entre fases de cada Trafo (V)			Fator K	Var. X
	VAB	VBC	VCA				VAB	VBC	VCA		
TR01	212,22	212,22	212,22	0,0%	0	TR17	211,67	211,67	211,67	0,0%	0
TR02	212,09	212,09	212,09	0,0%	0	TR18	211,60	211,60	211,60	0,0%	0
TR03	211,96	211,97	211,96	0,0%	0	TR19	211,53	211,54	211,54	0,0%	0
TR04	211,85	211,85	211,85	0,0%	0	TR20	211,51	211,51	211,51	0,0%	0
TR05	211,75	211,76	211,76	0,0%	0	TR21	211,50	211,50	211,50	0,0%	0
TR06	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.	TR22	211,51	211,51	211,51	0,0%	0
TR07	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.	TR23	211,50	211,50	211,50	0,0%	0
TR08	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.	TR24	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.
TR09	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.	TR25	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.
TR10	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.	TR26	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.
TR11	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.	TR27	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.
TR12	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.	TR28	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.
TR13	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.	TR29	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.
TR14	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.	TR30	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.
TR15	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.	TR31	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.
TR16	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.	TR32	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.
						TR33	0,00	0,00	0,00	0,0%	INDET.



### 4.3.8 Caso-8 - Um Condutor Rompido no Trecho 2-3

Para o caso em questão, as tensões fase-fase no secundário de cada transformador obtidas via simulação estão apresentadas na Tabela 4.13.

De posse destes valores, o algoritmo desenvolvido gera o sinótico apresentado na Figura 4.10, onde se constata a indicação correta de rompimento de cabo no trecho 2-3.

Tabela 4.13: Tensões Fase-Fase no Secundário dos transformadores – Caso 8

Trans- formador	Tensões entre fases de cada Trafo (V)			Fator K	Var. X	Trans- formador	Tensões entre fases de cada Trafo (V)			Fator K	Var. X
	VAB	VBC	VCA				VAB	VBC	VCA		
<b>TR01</b>	212,40	212,10	212,79	0,2%	0	<b>TR17</b>	182,21	182,23	0,00	100,0%	1
<b>TR02</b>	211,41	211,82	211,95	0,2%	0	<b>TR18</b>	182,15	182,15	0,00	100,0%	1
<b>TR03</b>	183,02	182,83	0,42	99,6%	1	<b>TR19</b>	182,09	182,09	0,00	100,0%	1
<b>TR04</b>	182,49	182,70	0,58	99,5%	1	<b>TR20</b>	182,08	182,08	0,00	100,0%	1
<b>TR05</b>	182,34	182,26	0,17	99,9%	1	<b>TR21</b>	182,06	182,07	0,00	100,0%	1
<b>TR06</b>	182,09	182,01	0,20	99,8%	1	<b>TR22</b>	182,07	182,07	0,00	100,0%	1
<b>TR07</b>	181,81	181,88	0,00	99,9%	1	<b>TR23</b>	182,06	182,07	0,00	100,0%	1
<b>TR08</b>	181,70	181,67	0,00	100,0%	1	<b>TR24</b>	181,40	181,39	0,00	100,0%	1
<b>TR09</b>	181,45	181,49	0,00	100,0%	1	<b>TR25</b>	181,37	181,38	0,00	100,0%	1
<b>TR10</b>	181,36	181,36	0,00	100,0%	1	<b>TR26</b>	181,35	181,35	0,00	100,0%	1
<b>TR11</b>	181,29	181,29	0,00	100,0%	1	<b>TR27</b>	181,34	181,34	0,00	100,0%	1
<b>TR12</b>	181,23	181,25	0,00	100,0%	1	<b>TR28</b>	181,38	181,38	0,00	100,0%	1
<b>TR13</b>	181,20	181,18	0,00	100,0%	1	<b>TR29</b>	181,37	181,37	0,00	100,0%	1
<b>TR14</b>	181,16	181,16	0,00	100,0%	1	<b>TR30</b>	181,44	181,44	0,00	100,0%	1
<b>TR15</b>	181,14	181,14	0,00	100,0%	1	<b>TR31</b>	181,43	181,44	0,00	100,0%	1
<b>TR16</b>	181,13	181,13	0,00	100,0%	1	<b>TR32</b>	181,27	181,26	0,00	100,0%	1
						<b>TR33</b>	181,25	181,26	0,00	100,0%	1

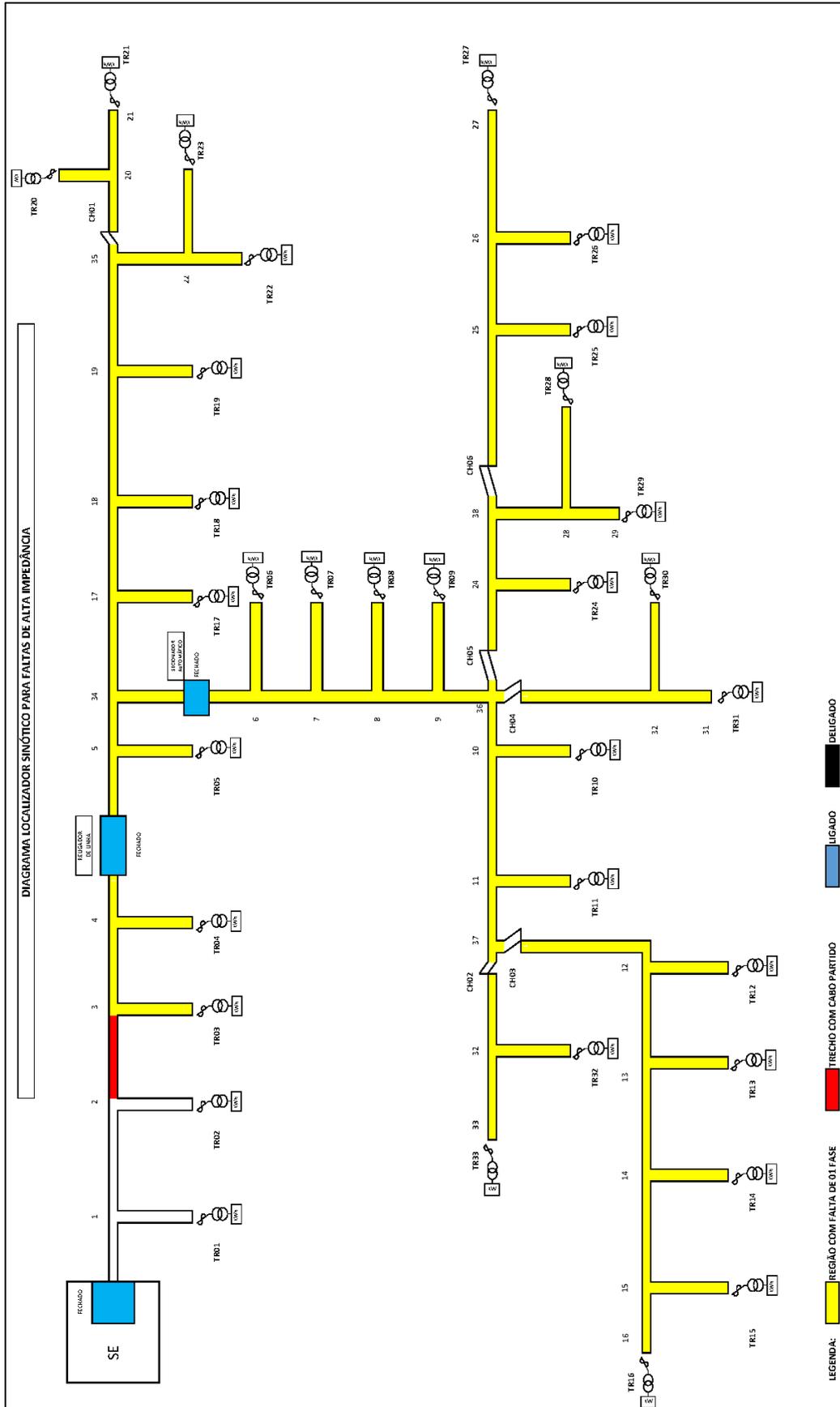


Figura 4.10: Diagrama Sinótico de localização de FAI – Caso 8

### 4.3.9 Caso-9 – Falta *Shunt* no Trecho 7-8

Para falta *shunt* no trecho 7-8 foram analisadas duas situações, uma com curto circuito franco (Caso 9A) e outra com resistência de contato de  $80 \Omega$  (Caso 9B). São apresentadas, respectivamente, nas Tabelas 4.14 e 4.15, as tensões fase-fase no secundário de cada transformador obtidas via simulação.

Como pode ser verificado nas tabelas, embora o fator K tenha apresentado variações significativas para o Caso 9 A (curto franco), isto não foi suficiente para localizar o trecho sob falta utilizando a metodologia proposta.

Tabela 4.14: Tensões Fase-Fase no Secundário dos transformadores – Caso 9A

Trans- formador	Tensões entre fases de cada Trafo (V)			Fator K	Var. X	Trans- formador	Tensões entre fases de cada Trafo (V)			Fator K	Var. X
	VAB	VBC	VCA				VAB	VBC	VCA		
TR01	209,37	209,51	201,66	2,5%	0	TR17	198,45	199,09	158,87	14,0%	0
TR02	206,49	206,75	190,96	5,1%	0	TR18	198,38	199,02	158,81	14,0%	0
TR03	203,71	204,11	180,27	7,9%	0	TR19	198,33	198,96	158,76	14,0%	0
TR04	201,06	201,58	169,60	10,8%	0	TR20	198,30	198,94	158,75	14,0%	0
TR05	198,53	199,17	158,93	14,0%	0	TR21	198,29	198,93	158,74	14,0%	0
TR06	196,21	196,97	148,34	17,3%	0	TR22	198,30	198,94	158,75	14,0%	0
TR07	194,02	194,90	137,75	20,8%	0	TR23	198,29	198,93	158,74	14,0%	0
TR08	191,97	192,95	127,18	24,5%	0	TR24	191,70	192,69	127,00	24,5%	0
TR09	191,77	192,75	127,04	24,5%	0	TR25	191,67	192,65	126,98	24,5%	0
TR10	191,67	192,65	126,98	24,5%	0	TR26	191,65	192,63	126,96	24,5%	0
TR11	191,58	192,56	126,92	24,5%	0	TR27	191,64	192,62	126,95	24,5%	0
TR12	191,52	192,51	126,88	24,5%	0	TR28	191,68	192,66	126,98	24,5%	0
TR13	191,48	192,46	126,85	24,5%	0	TR29	191,67	192,65	126,98	24,5%	0
TR14	191,45	192,43	126,83	24,5%	0	TR30	191,75	192,73	127,03	24,5%	0
TR15	191,43	192,41	126,82	24,5%	0	TR31	191,74	192,72	127,02	24,5%	0
TR16	191,41	192,40	126,81	24,5%	0	TR32	191,56	192,54	126,90	24,5%	0
						TR33	191,55	192,53	126,90	24,5%	0

Tabela 4.15: Tensões Fase-Fase no Secundário dos transformadores – Caso 9B

Trans- formador	Tensões entre fases de cada Trafo (V)			Fator K	Var. X	Trans- formador	Tensões entre fases de cada Trafo (V)			Fator K	Var. X
	VAB	VBC	VCA				VAB	VBC	VCA		
<b>TR01</b>	211,56	212,10	211,41	0,2%	0	<b>TR17</b>	208,35	211,06	207,62	1,0%	0
<b>TR02</b>	210,76	211,84	210,46	0,4%	0	<b>TR18</b>	208,27	210,99	207,55	1,0%	0
<b>TR03</b>	209,97	211,60	209,53	0,6%	0	<b>TR19</b>	208,21	210,93	207,49	1,0%	0
<b>TR04</b>	209,19	211,37	208,61	0,8%	0	<b>TR20</b>	208,19	210,90	207,47	1,0%	0
<b>TR05</b>	208,43	211,15	207,71	1,0%	0	<b>TR21</b>	208,18	210,89	207,45	1,0%	0
<b>TR06</b>	207,76	211,03	206,90	1,2%	0	<b>TR22</b>	208,19	210,90	207,47	1,0%	0
<b>TR07</b>	207,11	210,92	206,11	1,4%	0	<b>TR23</b>	208,18	210,89	207,45	1,0%	0
<b>TR08</b>	206,47	210,83	205,33	1,6%	0	<b>TR24</b>	206,18	210,54	205,04	1,6%	0
<b>TR09</b>	206,25	210,61	205,11	1,6%	0	<b>TR25</b>	206,14	210,50	205,01	1,6%	0
<b>TR10</b>	206,14	210,50	205,01	1,6%	0	<b>TR26</b>	206,12	210,48	204,98	1,6%	0
<b>TR11</b>	206,05	210,40	204,91	1,6%	0	<b>TR27</b>	206,11	210,46	204,97	1,6%	0
<b>TR12</b>	205,99	210,34	204,85	1,6%	0	<b>TR28</b>	206,15	210,51	205,02	1,6%	0
<b>TR13</b>	205,94	210,29	204,81	1,6%	0	<b>TR29</b>	206,14	210,50	205,01	1,6%	0
<b>TR14</b>	205,90	210,26	204,77	1,6%	0	<b>TR30</b>	206,23	210,59	205,09	1,6%	0
<b>TR15</b>	205,88	210,23	204,75	1,6%	0	<b>TR31</b>	206,21	210,57	205,08	1,6%	0
<b>TR16</b>	205,87	210,22	204,73	1,6%	0	<b>TR32</b>	206,02	210,38	204,89	1,6%	0
						<b>TR33</b>	206,01	210,37	204,88	1,6%	0

Esta situação se agrava para o Caso 9B (resistência de falta igual a 80 Ohms), pois não se observa variações relevantes nos fatores de desequilíbrios calculados. Portanto, conclui-se que o procedimento proposta neste trabalho **não é adequado para localização de faltas *shunt***, sobretudo aquelas de alta impedância.

## 4.4 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados os resultados da aplicação das metodologias de identificação e localização de FAI, em um sistema de distribuição típico, contemplando simulações de faltas série com cabos tocando ou não o solo, tanto do lado da fonte ou do lado da carga.

Pode-se concluir que o algoritmo identificou e localizou, corretamente, todas as faltas séries simuladas.

Conclui-se, também, que a metodologia proposta apresenta bom desempenho independente do lado em que o cabo toca o solo, seja do lado da fonte ou da carga.

Em contrapartida, a tentativa de aplicar o algoritmo proposto em faltas *shunt* não se mostrou apropriado. No entanto, vale lembrar que esse tipo evento não foi objeto de estudo desta dissertação.

## Capítulo 5

---

### 5 Conclusões

#### 5.1 Síntese do Trabalho e Conclusões

Conforme mostrado nesta dissertação, o problema de FAIs está mais relacionado com a proteção de vidas e bens materiais do que com a proteção do sistema elétrico de distribuição propriamente dito. Isto ocorre principalmente devido as especificidades das FAIs, caracterizadas por baixas correntes de curto ou até mesmo inexistentes em certas circunstâncias. Isto resulta num grave problema da falta de sensibilidade das proteções de sobrecorrente convencionais a estes tipos de falta, agravado ainda mais pelo comportamento aleatório deste tipo de evento.

Neste contexto, a ruptura de condutores de circuitos primários da RDA torna-se o principal foco desta dissertação. A ruptura de um cabo energizado tocando o solo, sem o desligamento subsequente, gera grandes riscos de ocorrer acidentes com vítimas fatais, especialmente em locais com alto índice de circulação de pessoas, como praças, proximidades de escolas, igrejas, estádios, centros comerciais, etc.

Diversos métodos de identificação de FAIs foram explanados nesta dissertação, ocasião quando foram ressaltadas suas principais características, suas vantagens e desvantagens. De um modo geral, os métodos baseiam-se no monitoramento de duas grandezas: tensão e corrente. Alguns métodos utilizam-se de técnicas associadas a processamentos de sinais, inteligência artificial, redes neurais, lógica *fuzzy*, etc.

O estudo desenvolvido nesta dissertação mostrou que o problema de ruptura de condutores resulta em severos desequilíbrios na região da rede de distribuição localizada a jusante do ponto de ocorrência do evento. Tal característica, desde que trabalhada adequadamente, pode ser utilizada para realizar tanto a detecção como a localização de ruptura de cabos no sistema de distribuição.

A proposta apresentada neste trabalho utiliza o método do CIGRÉ para o cálculo do fator de desequilíbrio, a partir dos valores das tensões entre fases registradas pelos medidores inteligentes trifásicos instalados no secundário dos transformadores de distribuição.

A metodologia proposta foi testada e validada através da realização de diversas simulações utilizando o *MatLab®/Simulink*. Como caso teste foi utilizado os dados de uma rede de distribuição típica, onde foram simuladas faltas série, sobretudo a abertura monopolar, em diversos locais da rede modelada. Os resultados obtidos são promissores para identificação e localização de faltas série, com cabo tocando ou não o solo, seja do lado da fonte ou no lado da carga.

Nesta dissertação recomenda-se utilizar como limiar de detecção de desequilíbrio de tensão, que caracterize uma FAI, o valor  $K=30\%$ . No entanto, pode-se adotar outro valor  $K$ , desde que retrate adequadamente as características de rede de distribuição em análise e que permita distinguir, com segurança, desequilíbrios provenientes de cargas desequilibradas daqueles resultados de faltas série.

Com o objetivo de localizar o ponto de falha, foi apresentado um algoritmo que utiliza de forma combinada, dados de localização dos medidores inteligentes associados aos respectivos transformadores de distribuição e os fatores de desequilíbrios calculados por tais medidores. O desempenho deste algoritmo também foi avaliado através da utilização de um banco de dados gerado a partir de diversos casos simulados no *MatLab®/Simulink*. Constatou-se que o algoritmo apresenta bons resultados, indicando corretamente os trechos onde foram simuladas a faltas série.

Salienta-se que o grau de confiabilidade para distinção de ruptura de cabos, em situação de FAI, da abertura monofásica de equipamentos de proteção, como por exemplo, abertura de chave fusível, irá depender da quantidade de transformadores dotados de medidores inteligentes em seus secundários. Desta forma, o algoritmo poderá indicar não só a localização da ruptura dos cabos na rede primária, mas também a indicação de possível operação de chaves fusíveis antes mesmo do cliente reclamar a falta de energia. Isto certamente resultará em melhorias nos indicadores de continuidade (FEC e DEC), assim como no aumento da energia distribuída.

Muito embora haja restrição do algoritmo trabalhar unicamente em redes trifásicas, vislumbra-se que sua aplicação é relevante considerando que há maior grau de risco de acidentes envolvendo pessoas em áreas urbanas, onde em sua maioria as redes são trifásicas.

Os resultados obtidos mostram que a metodologia proposta para a detecção e localização de falta de fase se mostrou eficiente, não sofrendo influência de diversos fatores analisados, tais como:

- A bitola do condutor da RDA;
- O lado onde o cabo toca o solo: lado fonte ou lado carga, ou até mesmo a situação onde o cabo não toca o solo;
- O ponto de ocorrência da falha no circuito, ou seja, a distância elétrica da falha em relação a subestação de distribuição;
- O grau de desequilíbrio de carga do alimentador;

Desta forma, a metodologia apresentada se mostra como um recurso importante não só apenas para detecção e distinção de FAI, mas também para a sua localização. Isto representa uma grande vantagem não olhando somente pelo lado da segurança, e sim também do ponto de vista operacional, visto que fornece ao despachante do COD informações adicionais necessárias para a tomada de decisão de forma confiável e segura, visando a preservação de vidas durante ocorrências de FAI.

Finalmente, juntamente com os resultados produzidos pela metodologia proposta, cada concessionária poderá agregar outras informações específicas para balizar a tomada de decisão do despachante de COD. Dentre elas destacam-se: posição geográfica da falta (área rural ou urbana); proximidade de igrejas, escolas, praças, se está ocorrendo eventos públicos, como shows, comícios, passeatas, etc...; área de proteção ambiental; criação de gado de raça; condições de emergências devido a tempestades ou enchentes; existência de ordem de serviço para manutenção ou manobra.

## 5.2 Proposta para Trabalhos Futuros

Algumas propostas podem ser vislumbradas para dar continuidade a esta linha de pesquisa destacando-se:

- Implementar um estudo piloto utilizando o recurso *hardware in the loop* no RTDS, disponível no QmaP;
- Se os resultados do estudo piloto no RTDS citado anteriormente apresentar resultados satisfatórios, implementar um projeto piloto numa rede de distribuição real;
- Estudar formas de distinguir aberturas de fase resultantes de ruptura de cabos daquelas oriundas da operação de chaves fusíveis;
- Avaliar a influência do desequilíbrio resultante da operação da carga na rede secundária na metodologia proposta;
- Estudar a possibilidade de utilização do fator de desequilíbrio de sequência zero ( $V_0/V_1$ ) na identificação e eventualmente localização de faltas *shunt*;
- Investigar a influência da entrada da geração distribuída nas metodologias propostas.

## 5.3 Artigo Publicado

Este trabalho de mestrado resultou na seguinte publicação:

LEITE, M. P.; SILVA, R.F.; CARVALHO FILHO, J. M.; SILVEIRA, P.M.. **Identificação e Localização de Faltas de Alta Impedância Utilizando Medidores Inteligentes**. In: 12th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications, 2016, CURITIBA, PR. INDUSCON, 2016.

## Referências

---

- [1] Detection of downed conductors on utility distribution systems, IEEE Tutorial Course, course text 90EH0310.3.PWR, 1989.
- [2] BUTLER, K. L.; MOMOH, J. A. *A neural net based approach for fault diagnosis in distribution networks*, IEEE Power Engineering Society – Winter Meeting, v. 2, p. 1275- 1278, 2000.
- [3] BUTLER, K. L.; MOMOH, J. A. Robust features selection scheme for fault diagnosis in a electrical power distribution system, CCECE/CCGEI' 93, p. 209-213, 1993.
- [4] SARLAK, M.; SHAHRTASH, S. M. *High-impedance faulted branch identification Using magnetic-field signature analysis*, IEEE, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 28, No. 1, Jan. 2013.
- [5] MACEDO, J.R. et al. *Proposition of an interharmonic-based methodology for high-impedance fault detection in distribution systems*, IET Gener. Transm. Distrib., 2015, Vol. 9, Iss. 16, pp. 2593–2601, 2015.
- [6] VIANNA, J. T. A.; ARAUJO, L. R.; PENIDO, D. R. R. *High impedance fault area location in distribution systems based on current zero sequence component*, IEEE, IEEE Latin America Transactions, vol. 14, No. 2, Feb. 2016.
- [7] ABHIJITH, U. P. et al. *High impedance fault detectors for radial secondary distributors*, IEEE, Trivandrum, 2015 International Conference on Control Communication & Computing India (ICCC), Nov. 2015.
- [8] HOSSAIN, S.; ZHU, H.; OVERBYE, T. *Distribution high impedance fault location using localized voltage magnitude measurements*, IEEE, Pullman, , Sept. 2014.
- [9] JUNIOR, D. A. O. Faltas de alta impedância: Detecção e localização de rompimento de condutores em circuito primário de redes aéreas de distribuição baseado em desequilíbrio de tensão. 2006. 181 f, Dissertação (Mestrado) – UFMG – Universidade Federal de Minas Gerais – Belo Horizonte – MG, 2006.
- [10] MALAGODI, C. V. S. Sistema de proteção para faltas de alta impedância, dissertação de mestrado, Escola Politécnica – Universidade de São Paulo, 1997.
- [11] ELDIN, A. H.; ABDALLAH, E.; MOHAMED, N. Detection of high impedance faults in medium voltage distribution networks using discrete wavelet transform, IET, Stockholm, Electricity Distribution (CIRED 2013), 22nd International Conference and Exhibition on, June 2013.
- [12] WU, H. et al. Modeling and detection of high impedance faults, IEEE, Kuta, Smart Green Technology in Electrical and Information Systems (ICSGTEIS), 2014 International Conference on, nov. 2014.
- [13] SAHOO, S.; BARAN, M. E. A method to detect high impedance faults in distribution feeders, IEEE, Chicago, 2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition, April 2014.
- [14] MISHRA, M.; ROUT, P. K.; ROUSTRAY, P. High impedance fault detection in radial Distribution system using wavelet transform, IEEE, New Delhi, 2015 Annual IEEE India Conference (INDICON), Dec. 2015.
- [15] COSTA, F.B. et al. Real-time detection of transients induced by high-impedance faults based on the boundary wavelet transform, IEEE, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 51, No. 6, Dec. 2015.
- [16] SANTOS, W. C. et al. High impedance fault identification on distribution networks. IEEE, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. PP, No.99, Abril 2016.
- [17] EBRON, S.; LUBKEMAN, D. L.; WHITE, M., A neural network approach to the detection of incipient faults on power distribution feeders. IEEE Trans. on Power Delivery, v. 5, n. 2, p. 905-914, abr. 1990.

- [18] KO, J. H. et al. Detection of high impedance faults using neural nets and chaotic degree, *Proceedings of Energy Management and Power Delivery*, v. 2, p. 399-404, 1998.
- [19] MARTINS, L. S. et al. A neural space vector fault location for parallel double-circuit distribution lines, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, V. 27, Issue 3, Março de 2005, p. 225 – 231.
- [20] MARTINS, L. S. et al. The application of neural networks and Clarke-Concordia transformation in fault location on distribution power system, *IEEE Transaction on Power Delivery*, v. 4, n. 2, p 2091-2095, 2002.
- [21] I. NIKOOFEKR, I.; SARLAK, M.; SHAHRTASH, S.M. Detection and classification of high impedance faults in power distribution networks using art neural networks, *IEEE, Mashhad, 2013 21st Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE)*, May 2013.
- [22] JOTA, F. G.; JOTA, P. R. S. High-impedance fault identification using a fuzzy reasoning system, *IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution*, v. 145, n. 6, p. 656-661, 1998.
- [23] HEN, C. –S; KE, Y. –L; WU, J. –S. Colored petri nets approach for solving distribution system contingency by considering customer load patterns, *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, v. 148, p. 463-470, 2001.
- [24] GHADERI, A. et al. High-impedance fault detection in the distribution network using the time-frequency-based algorithm, *IEEE, IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 30, No. 3, June 2015.
- [25] MILIOUDIS, A. et al. Detection and location of high impedance faults in multiconductor overhead distribution lines using power line communication devices. *IEEE, IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 6, No. 2, Feb. 2015.
- [26] ALIOUAT, S. et al. Detection of high impedance faults in electrical power network, *IEEE, Tlemcen, Control, Engineering & Information Technology (CEIT), 2015 3rd International Conference on*, May 2015.
- [27] ROUSTRAY, P.; MISHRA, M.; ROUT, P. K. High impedance fault detection in radial distribution system using s-transform and neural network, *IEEE, Bhubaneswar, 2015 IEEE Power, Communication and Information Technology Conference (PCITC)*, Oct. 2015.
- [28] YEH, H.G.; TRAN, D. H.; YINGER, R. High impedance fault detection using orthogonal transforms, *IEEE, Long Beach, Green Energy and Systems Conference (IGESC), 2014 IEEE*, Nov. 2014.
- [29] GARCIA, J. C.; GARCIA, V. V.; KAGAN, N. Detection of high impedance faults in overhead multi grounded network, *IEEE, Juiz de Fora, Industry Applications (INDUSCON), 2014 11th IEEE/IAS International Conference on*, Dec. 2014.
- [30] GAUTAM, S.; BRAHMA, S. Detection of high impedance fault in power distribution systems using mathematical morphology, *IEEE, IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 28, No. 2, May 2013.
- [31] MILIOUDIS, A. et al. Enhanced protection scheme for smart grids using power line communications techniques—part i: detection of high impedance fault occurrence, *IEEE, IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 3, No. 4, Dec. 2012.
- [32] Aucoin, B. M., Jones, R. H., High Impedance Fault Detection Implementation Issues, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 11, nº. 1, janeiro 1996.
- [33] Das, R., Bayoumi, D., Sistema para detecção de faltas de alta impedância, *ABB, Revista Eletricidade Moderna*, setembro 2008.
- [34] Tao Cui, Xinzhou Dong, Zhiqian Bo, Richards, S., Integrated Scheme for High Impedance Fault Detection in MV Distribution System, *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, agosto 2008.

- [35] Russel, B. D., Detection of Downed Conductors on Utility Distribution Systems, IEEE Tutorial Course, 1989.
- [36] Russel, B. D., Detection of arcing faults on distribution feeders, Final Report Texas A&M University / College Station, dezembro 1982.
- [37] PAULILO, G. Março 2013. Desequilíbrio de tensão. Revista O Setor Elétrico, Brasil, Edição 86, p.42-47, 2013.
- [38] GOSBELL, V.; PEREIRA, S.; SMITH, V. Voltage unbalance. Technical Note 06, Integral, Energy Power Quality Centre, University of Wollongong, School of Electrical, Computer & Telecommunications Engineering, 2002.
- [39] ANEEL - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, Janeiro 2015, [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)
- [40] TOLEDO, F. Desvendando as redes elétricas inteligentes. Rio de Janeiro: Brasport, 2012. 293 p.
- [41] SILVA, J.A.M. Análise comparativa de resultados de simulação de afundamentos de tensão utilizando programas de curto-circuito e de transitórios eletromagnéticos. 2004. 215 f, Dissertação (Mestrado) – UNIFEI – Universidade Federal de Itajubá – Itajubá – MG, 2004.
- [42] ABREU, J.P.G., Sistemática de obtenção e alteração de defasamento angulares de transformadores trifásicos – estudo didático - aplicado. 1982. 166 f, Dissertação (Mestrado) – EFEI – Escola Federal de Itajubá – Itajubá – MG, 1982.

## Anexos

---

### Anexo A – Equações Utilizadas

#### A.1 Equações Básicas de Componentes de Sequência

$$\bar{V}_F = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}, \text{ vetor das tensões de fase.}$$

$$\bar{V}_S = \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix}, \text{ vetor das tensões de sequência.}$$

Pode-se provar em um sistema trifásico [9], para sequência de fases “abc”, através da teoria de componentes simétricas que:

$$\bar{V}_F = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad \bar{V}_S = \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (\text{A. 1})$$

Onde:

$$a = 1 \angle 120^\circ$$

## A.2 Cálculo das Tensões de Sequência no Secundário de Transformadores de Distribuição

Os transformadores trifásicos podem ser conectados de diferentes formas. Basicamente, de acordo com a conexão dos transformadores, os mesmos podem ser agrupados em três categorias [41]:

- Primeira categoria: Transformadores que filtram a componente de sequência zero da tensão e provocam defasamento angular entre as tensões primária e secundária. Fazem parte desta categoria os transformadores com conexão dos enrolamentos em:  $Y - \Delta$ ,  $\Delta - Y$ ,  $Y_{\text{aterrado}} - \Delta$  e  $\Delta - Y_{\text{aterrado}}$ .
- Segunda categoria: Transformadores que filtram a componente de sequência zero da tensão e não provocam defasamento angular entre as tensões primária e secundária. Fazem parte desta categoria os transformadores com conexão dos enrolamentos em:  $Y - Y$ ,  $\Delta - \Delta$ ,  $Y_{\text{aterrado}} - Y$  e  $Y - Y_{\text{aterrado}}$ .
- Terceira categoria: Transformadores que não filtram a componente de sequência zero da tensão e também não provocam defasamento angular entre as tensões primária e secundária. Fazem parte desta categoria os transformadores com conexão dos enrolamentos em  $Y_{\text{aterrado}} - Y_{\text{aterrado}}$ ,  $Y_{\text{aterrado}} - \Delta - Y_{\text{aterrado}}$ , sendo que neste caso o  $\Delta$  é enrolamento de compensação.

São apresentados, na Tabela A.1, as defasagens angulares que na prática representam quase a totalidade dos transformadores de distribuição de dois enrolamentos, para sequências de fase direta e inversa [42].

Tabela A.1– Defasagens angulares em transformadores de distribuição de dois enrolamentos

Representação de Conexão de Transformador para Sequência Direta [42]	Defasagem Angular p/ Sequência de Fases	
	Direta (Positiva)	Indireta (Negativa)
Dd 0	0°	0°
Dd 2	60°	300° (-60°)
Dd 6	180°	180°
Dd 4	120°	240° (-120°)
Dd 8	240°	120° (-240°)
Dd 10	300°	60° (-300°)
Dyn 1	30°	330° (-30°)
Dyn 5	150°	210° (-150°)
Dyn 7	210°	150° (-210°)
Dyn 11	330°	30° (-330°)

Conforme pode ser observado na Tabela A.1, os defasamentos provocados pelas diferentes conexões dos transformadores podem apresentar valores diferentes na sequência direta (positiva) e na sequência inversa (negativa).

Como exemplo, para um transformador com conexão Dyn 1, ou seja, conectado em delta no primário e estrela aterrada no secundário, conforme Figura A.1, ocorrerão defasamentos de (-30°) e (+30°) do lado da estrela nas componentes de sequência positiva e negativa respectivamente, conforme equações (A.2) e (A.3).

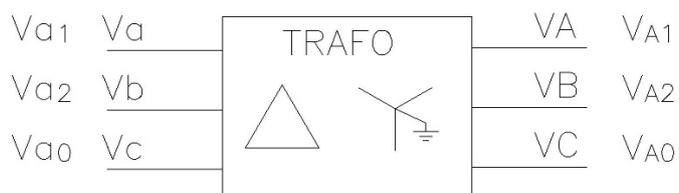


Figura A.1: Defasagem angular de transformadores delta-estrela aterrada

$$V_{A1} = V_{a1} \angle -30^\circ \quad (A.2)$$

$$V_{A2} = V_{a2} \angle +30^\circ \quad (A.3)$$

$$V_{A0} = 0 \quad (A.4)$$

A conexão delta-estrela aterrada pertence a primeira categoria de conexão de transformadores, onde é filtrada a componente de sequência zero da tensão.

Vale ressaltar que a conexão do transformador não acarreta mudanças nos módulos das tensões de sequência positiva e negativa. Portanto, o fator de desequilíbrio calculado pela equação (A.5) no primário e secundário do transformador será o mesmo.

$$K = \frac{|V_{A2}|}{|V_{A1}|} = \frac{|V_{a2}|}{|V_{a1}|} \quad (A.5)$$

## Anexo B - Cenários para Cálculos de Fatores de Desequilíbrios de Tensão

Neste apêndice são apresentados os cálculos do fator de desequilíbrio das tensões no secundário dos transformadores de distribuição para diversas situações de desequilíbrio de carga e faltas com assimetria série numa rede de distribuição primária típica.

### B.1 Carga Desequilibrada

#### B.1.1 Carga Ligada entre Duas Fases

A Figura B.1 representa um alimentador trifásico com carga ligada entre duas fases, sendo a impedância  $Z_B = (179,27 + j86,82) \Omega$ , calculada para uma corrente de 40 A com fator de potência de 0,9 atrasado, quando aplicada uma tensão nominal de 1 pu ou, no caso, de 7.967 V (tensão fase-terra).

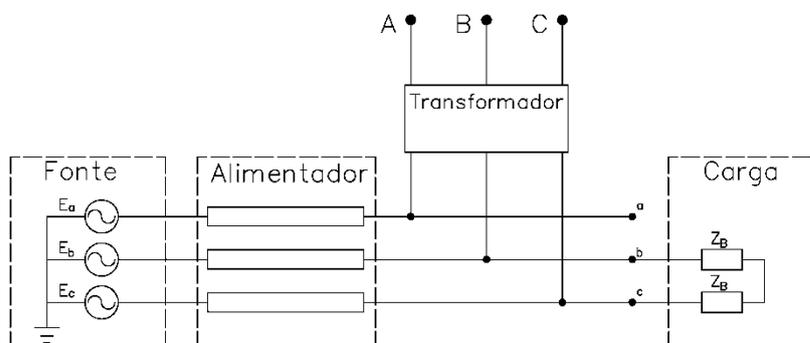


Figura B.1: Circuito representativo de um alimentador trifásico com carga ligada entre duas fases

Serão calculadas as tensões de sequência nos terminais da carga em a, b e c, através de simulações no *MatLab®/Simulink*, para um alimentador trifásico com cabo 4 AWG CA, extensão de 15 km, com a carga instalada em seu final, e assumindo as tensões da fonte simétricas e equilibradas.

Dessa forma, obtém-se as tensões de sequência nos terminais da carga em a, b e c:

$$V_{a0} = 0 \text{ V}$$

$$V_{a1} = 7.525,5 \angle 0,5^\circ \text{ V} = 0,945 \angle 0,5 \text{ pu}$$

$$V_{a2} = 447,3 \angle -8,7^\circ \text{ V} = 0,056 \angle -8,7 \text{ pu}$$

Para o transformador de distribuição conectado nos pontos a, b e c, conforme representado, pode-se calcular as tensões de sequência em seus terminais secundários, pontos A, B e C. Adotando-se a conexão delta-estrela aterrado (Dyn 1) e utilizando-se das equações (A.4), (A.2) e (A.3), pode-se obter:

$$V_{A0} = 0$$

$$V_{A1} = V_{a1} 1 \angle -30^\circ \text{ pu} = 0,945 \angle (0,5^\circ - 30^\circ) \text{ pu} = 0,945 \angle -29,5^\circ \text{ pu}$$

$$V_{A2} = V_{a2} 1 \angle +30^\circ \text{ pu} = 0,056 \angle (-8,7^\circ + 30^\circ) \text{ pu} = 0,056 \angle 21,3^\circ \text{ pu}$$

Calculando as tensões de fase em A, B e C, no secundário do transformador, através da equação (A.1), obtém-se:

$$\overline{V}_F = \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{A0} \\ V_{A1} \\ V_{A2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0,945 \angle -29,5^\circ \\ 0,056 \angle 21,3^\circ \end{bmatrix}$$

$$\overline{V}_F = \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,981 \angle -27,0^\circ \\ 0,966 \angle -152,7^\circ \\ 0,890 \angle 91,1^\circ \end{bmatrix} \text{ pu}$$

Cálculo das tensões fase-fase:

$$V_{AB} = V_B - V_A = 1,732 \angle 179,9^\circ \text{ pu}$$

$$V_{BC} = V_C - V_B = 1,576 \angle 57,7^\circ \text{ pu}$$

$$V_{CA} = V_A - V_C = 1,605 \angle -56,3^\circ \text{ pu}$$

O cálculo do fator de desequilíbrio será pelo método do CIGRÉ, através da equação (B.1).

$$K\% = 100 \frac{\sqrt{(1 - \sqrt{3 - 6\beta})}}{\sqrt{(1 + \sqrt{3 - 6\beta})}} \quad \text{onde } \beta = \frac{V_{AB}^4 + V_{BC}^4 + V_{CA}^4}{(V_{AB}^2 + V_{BC}^2 + V_{CA}^2)^2} \quad (\text{B. 1})$$

Para as tensões de linha obtidas anteriormente, obtém-se o valor de  $\beta = 0,3357$ . Logo pode-se calcular o valor de K.

$$K\% = 100 \frac{\sqrt{(1 - \sqrt{3 - 6x0,3357})}}{\sqrt{(1 + \sqrt{3 - 6x0,3357})}} = 5,94\%$$

Utilizando a equação (A.5), que representa o Método das Componentes Simétricas, para definição do fator K tem-se:

$$K = \frac{0,056}{0,945} = 0,0593 = 5,93\%$$

Conforme observa-se, os resultados para o fator K são praticamente idênticos, independentemente do método de cálculo utilizado.

### B.1.2 Carga Ligada entre Uma Fase e Neutro

A Figura B.2 representa um alimentador trifásico com carga ligada entre uma fase e neutro, sendo a impedância  $Z_B = (179,27 + j86,82) \Omega$ , calculada para uma corrente de 40 A com fator de potência de 0,9 atrasado, quando aplicada uma tensão nominal de 1 pu, ou no caso, de 7.967 V (tensão fase-terra).

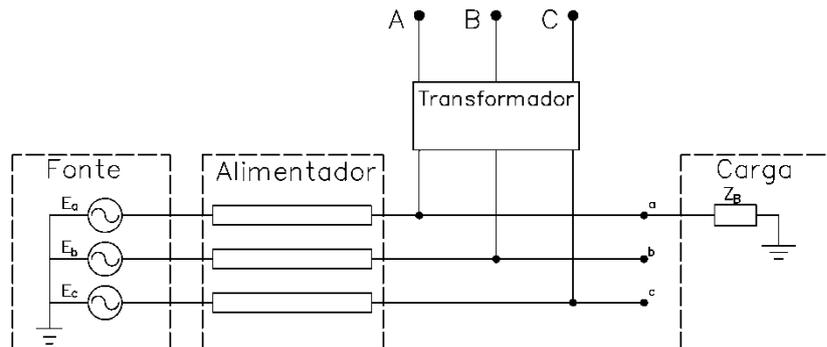


Figura B.2: Circuito representativo de um alimentador trifásico com carga entre uma fase e neutro

Serão calculadas as tensões de seqüência nos terminais da carga em a, b e c, através de simulações no *MatLab®/Simulink*, para um alimentador trifásico com cabo 4 AWG CA, extensão de 15 km, com a carga instalada em seu final, e assumindo as tensões da fonte simétricas e equilibradas.

Dessa forma, obtém-se que as tensões de seqüência nos terminais da carga em a, b e c:

$$V_{a0} = 833,05 \angle 171,9^\circ \text{ V} = 0,104 \angle 171,9^\circ \text{ pu}$$

$$V_{a1} = 7,692,6 \angle 0,3^\circ \text{ V} = 0,965 \angle 0,3^\circ \text{ pu}$$

$$V_{a2} = 277,7 \angle 177,9^\circ \text{ V} = 0,035 \angle 177,9^\circ \text{ pu}$$

Para o transformador de distribuição conectado nos pontos a, b e c, conforme representado, pode-se calcular as tensões de sequência em seus terminais secundários, pontos A, B e C. Adotando-se a conexão delta-estrela aterrado (Dyn 1) e utilizando-se das equações (A.4), (A.2) e (A.3), pode-se obter:

$$V_{A0} = 0$$

$$V_{A1} = V_{a1} \cdot 1 \angle -30^\circ \text{ pu} = 0,965 \angle (0,3^\circ - 30^\circ) \text{ pu} = 0,965 \angle -29,7^\circ \text{ pu}$$

$$V_{A2} = V_{a2} \cdot 1 \angle +30^\circ \text{ pu} = 0,035 \angle (177,9^\circ + 30^\circ) \text{ pu} = 0,035 \angle -152,1^\circ \text{ pu}$$

Calculando as tensões de fase em A, B e C, no secundário do transformador, através da equação (A.1), obtém-se:

$$\bar{V}_F = \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{A0} \\ V_{A1} \\ V_{A2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0,965 \angle -29,7^\circ \\ 0,035 \angle -152,1^\circ \end{bmatrix}$$

$$\bar{V}_F = \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,930 \angle -29,7^\circ \\ 0,982 \angle -147,9^\circ \\ 0,984 \angle 88,6^\circ \end{bmatrix} \text{ pu}$$

Cálculo das tensões fase-fase:

$$V_{AB} = V_B - V_A = 1,641 \angle -177,9^\circ \text{ pu}$$

$$V_{BC} = V_C - V_B = 1,732 \angle 60,4^\circ \text{ pu}$$

$$V_{CA} = V_A - V_C = 1,643 \angle -61,5^\circ \text{ pu}$$

O cálculo do fator de desequilíbrio será pelo método do CIGRÉ, através da equação (B.1).

Para as tensões de linha obtidas anteriormente, obtém-se o valor de  $\beta = 0,3342$ . Logo pode-se calcular o valor de K.

$$K\% = 100 \sqrt{\frac{(1 - \sqrt{3 - 6 \times 0,3342})}{(1 + \sqrt{3 - 6 \times 0,3342})}} = 3,62\%$$

Utilizando a equação (A.5), que representa o Método das Componentes Simétricas, para definição do fator K tem-se:

$$K = \frac{0,035}{0,965} = 0,036 = 3,62\%$$

Conforme observa-se, os resultados para o fator K são praticamente idênticos, independentemente do método de cálculo utilizado.

### B.1.3 Carga Ligada entre Duas Fases e Neutro

A Figura B.3 representa um alimentador trifásico com carga ligada entre duas fases e neutro, sendo a impedância  $Z_B = (179,27 + j86,82) \Omega$ , calculada para uma corrente de 40 A com fator de potência de 0,9 atrasado, quando aplicada uma tensão nominal de 1 pu ou no caso, de 7.967 V (tensão fase-terra).

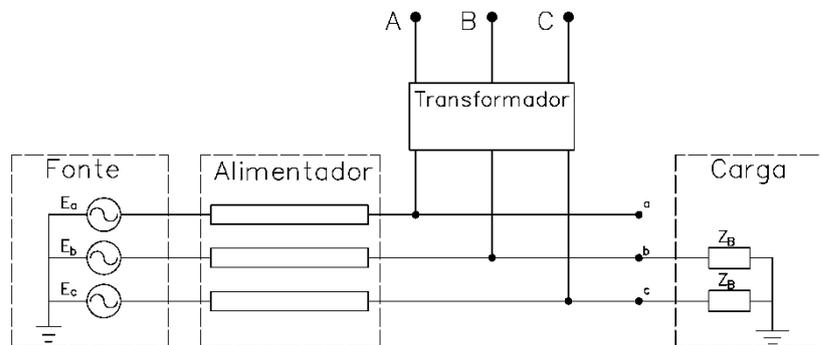


Figura B.3: Circuito representativo de um alimentador trifásico com carga ligada entre duas fase e neutro

Serão calculadas as tensões de seqüência nos terminais da carga em a, b e c, através de simulações no *MatLab®/Simulink*, para um alimentador trifásico com cabo 4 AWG CA, extensão de 15 km, com a carga instalada em seu final, e assumindo as tensões da fonte simétricas e equilibradas.

Dessa forma, obtém-se que as tensões de seqüência nos terminais da carga em a, b e c:

$$V_{a0} = 779,3 \angle -7,6^\circ \text{ V} = 0,098 \angle -7,6^\circ \text{ pu}$$

$$V_{a1} = 7.397,0 \angle 0,7^\circ \text{ V} = 0,925 \angle 0,7^\circ \text{ pu}$$

$$V_{a2} = 317,5 \angle -9,15^\circ \text{ V} = 0,040 \angle -9,15^\circ \text{ pu}$$

Para o transformador de distribuição conectado nos pontos a, b e c, conforme

representado, pode-se calcular as tensões de sequência em seus terminais secundários, pontos A, B e C. Adotando-se a conexão delta-estrela aterrado (Dyn 1) e utilizando-se das equações (A.4), (A.2) e (A.3), pode-se obter:

$$V_{A0} = 0$$

$$V_{A1} = V_{a1} 1 \angle -30^\circ pu = 0,925 \angle (0,7^\circ - 30^\circ) pu = 0,925 \angle -29,3^\circ pu = 0,925 \angle -29,3^\circ pu$$

$$V_{A2} = V_{a2} 1 \angle +30^\circ pu = 0,040 \angle (-9,15^\circ + 30^\circ) pu = 0,040 \angle 20,85^\circ pu = 0,040 \angle 20,85^\circ pu$$

Calculando as tensões de fase em A, B e C, no secundário do transformador, através da equação (A.1), obtém-se:

$$\overline{V}_F = \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{A0} \\ V_{A1} \\ V_{A2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0,925 \angle -29,3^\circ \\ 0,040 \angle 20,85^\circ \end{bmatrix}$$

$$\overline{V}_F = \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,951 \angle -27,5^\circ \\ 0,939 \angle -151,6^\circ \\ 0,886 \angle 91,1^\circ \end{bmatrix} pu$$

Cálculo das tensões fase-fase:

$$V_{AB} = V_B - V_A = 1,669 \angle -179,7^\circ pu$$

$$V_{BC} = V_C - V_B = 1,558 \angle 58,7^\circ pu$$

$$V_{CA} = V_A - V_C = 1,580 \angle -57,3^\circ pu$$

O cálculo do fator de desequilíbrio será pelo método do CIGRÉ, através da equação (B.1).

Para as tensões de linha obtidas anteriormente, obtém-se o valor de  $\beta = 0,3346$ . Logo pode-se calcular o valor de K.

$$K\% = 100 \sqrt{\frac{(1 - \sqrt{3 - 6x0,3346})}{(1 + \sqrt{3 - 6x0,3346})}} = 4,28\%$$

Utilizando a equação (A.5), que representa o Método das Componentes Simétricas, para definição do fator K tem-se:

$$K = \frac{0,040}{0,925} = 0,043 = 4,30\%$$

Conforme observa-se, os resultados para o fator K são praticamente idênticos, independentemente do método de cálculo utilizado.

### B.1.4 Carga Desequilibrada Ligada em Triângulo

A Figura B.4 representa um alimentador trifásico com carga desequilibrada sem impedâncias mútuas, ligada em triângulo. Esse tipo de desequilíbrio é típico em alimentadores de distribuição uma vez que, na maioria das concessionárias, são utilizados transformadores onde o primário é ligado em triângulo e o secundário em estrela aterrada.

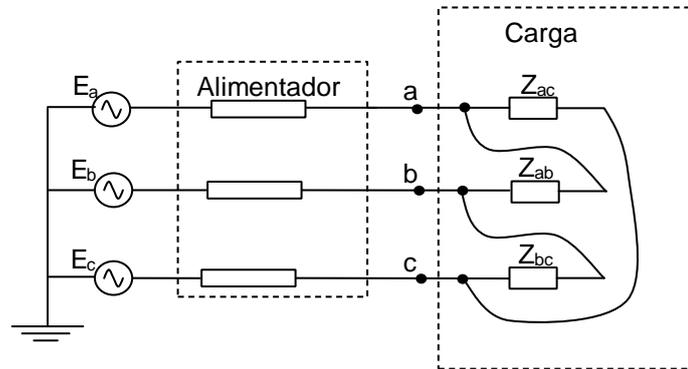
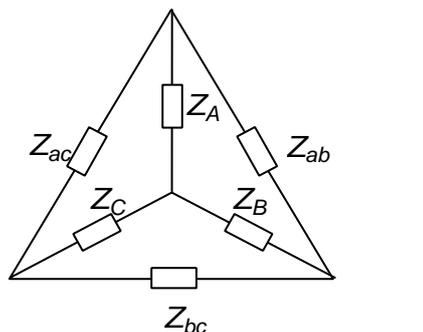


Figura B.4: Circuito representativo de um alimentador trifásico com carga ligada em triângulo

Como deseja-se conhecer apenas as tensões de sequência em pontos dos condutores primários do alimentador e não na parte interna dos transformadores, pode-se calcular uma carga equivalente em estrela não aterrada partindo-se de uma carga ligada em triângulo, através da equação B.2.



$$Z_A = \frac{Z_{ab} \cdot Z_{ca}}{Z_{ab} + Z_{bc} + Z_{ca}}$$

$$Z_B = \frac{Z_{bc} \cdot Z_{ab}}{Z_{ab} + Z_{bc} + Z_{ca}}$$

$$Z_C = \frac{Z_{ca} \cdot Z_{bc}}{Z_{ab} + Z_{bc} + Z_{ca}}$$

(B.2)

Figura B.5: Circuito equivalente triângulo/estrela não aterrada

Consideram-se nos cálculos os seguintes valores de corrente e fator de potência para cada fase da carga:

$$I_a = 20 A$$

$$I_b = 50 A$$

$$I_c = 80 A$$

$$FP_a = 0,9(\text{atrasado})$$

$$FP_b = 0,8(\text{atrasado})$$

$$FP_c = 0,5(\text{atrasado})$$

Onde,  $FP_a$ ,  $FP_b$  e  $FP_c$  são os fatores de potência nas fases a, b e c, respectivamente.

Calculando-se as impedâncias da carga ligada em delta para os valores de corrente e fator de potência indicados, para uma tensão nominal fase-neutro de 7.967,4V, chega-se a:

$$Z_{ab} = (1.075,6 + j52,09)\Omega$$

$$Z_{ac} = (503,21 + j217,89)\Omega$$

$$Z_{bc} = (382,44 + j286,83)\Omega$$

$$Z_A = (275,22 + j109,23)\Omega$$

$$Z_B = (211,18 + j148,44)\Omega$$

$$Z_C = (99,70 + j63,94)\Omega$$

As impedâncias para uma carga ligada em estrela não aterrada equivalente podem então ser calculadas através da equação B.2:

Ou em notação matricial, tem-se:

$$\tilde{Z}_F = \begin{bmatrix} 275,22 + j109,23 & 0 & 0 \\ 0 & 211,18 + j148,44 & 0 \\ 0 & 0 & 99,70 + j63,94 \end{bmatrix} \Omega$$

Dessa forma, será analisado diretamente o circuito representado pela Figura B.6, onde é representada a carga ligada em estrela não aterrada equivalente.

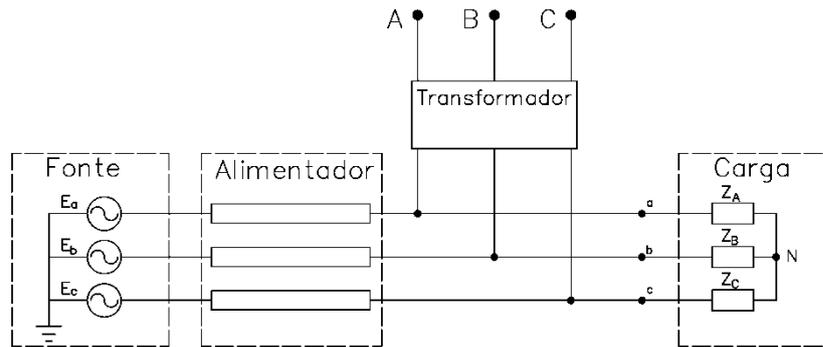


Figura B.6: Circuito representativo de um alimentador trifásico com carga desequilibrada ligada em triângulo

Serão calculadas as tensões de seqüência nos terminais da carga em a, b e c, através de simulações no *MatLab®/Simulink*, para um alimentador trifásico com cabo 4 AWG CA, extensão de 15 km, com a carga instalada em seu final, e assumindo as tensões da fonte simétricas e equilibradas.

Dessa forma, obtém-se que as tensões de seqüência nos terminais da carga em a, b e c:

$$V_{a0} = 0 \text{ V}$$

$$V_{a1} = 7.143,8 \angle 1,42^\circ \text{ V} = 0,897 \angle 1,42^\circ \text{ pu}$$

$$V_{a2} = 125,1 \angle 25,3^\circ \text{ V} = 0,016 \angle 25,3^\circ \text{ pu}$$

Para o transformador de distribuição conectado nos pontos a, b e c, conforme representado, pode-se calcular as tensões de seqüência em seus terminais secundários, pontos A, B e C. Adotando-se a conexão delta-estrela aterrado (Dyn 1) e utilizando-se das equações (A.4), (A.2) e (A.3), pode-se obter:

$$V_{A0} = 0$$

$$V_{A1} = V_{a1} \angle -30^\circ \text{ pu} = 0,897 \angle (1,42^\circ - 30^\circ) \text{ pu} = 0,897 \angle -28,6^\circ \text{ pu}$$

$$V_{A2} = V_{a2} \angle +30^\circ \text{ pu} = 0,016 \angle (25,3^\circ + 30^\circ) \text{ pu} = 0,016 \angle 55,3^\circ \text{ pu}$$

Calculando as tensões de fase em A, B e C, no secundário do transformador, através da equação (A.1), obtém-se:

$$\overline{V}_F = \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{A0} \\ V_{A1} \\ V_{A2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0,897 \angle -28,6^\circ \\ 0,016 \angle 55,3^\circ \end{bmatrix}$$

$$\overline{V}_F = \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,898 \angle -27,6^\circ \\ 0,909 \angle -149,2^\circ \\ 0,882 \angle -91,0^\circ \end{bmatrix} pu$$

Cálculo das tensões fase-fase:

$$V_{AB} = V_B - V_A = 1,577 \angle -178,2^\circ pu$$

$$V_{BC} = V_C - V_B = 1,549 \angle 60,4^\circ pu$$

$$V_{CA} = V_A - V_C = 1,530 \angle -58,0^\circ pu$$

O cálculo do fator de desequilíbrio será pelo método do CIGRÉ, através da equação (B.1).

Para as tensões de linha obtidas anteriormente, obtém-se o valor de  $\beta = 0,3335$ . Logo pode-se calcular o valor de K.

$$K\% = 100 \frac{\sqrt{(1 - \sqrt{3 - 6 \times 0,3335})}}{\sqrt{(1 + \sqrt{3 - 6 \times 0,3335})}} = 1,76\%$$

Utilizando a equação (A.5), que representa o Método das Componentes Simétricas, para definição do fator K tem-se:

$$K = \frac{0,016}{0,897} = 0,0178 = 1,78\%$$

Conforme observa-se, os resultados para o fator K são praticamente idênticos, independentemente do método de cálculo utilizado.

## B.2 Alimentadores com Diferentes Seções

Utilizando das mesmas formulações anteriores, através de simulações no *MatLab*®, foram realizados cálculos considerando os cinco tipos de cabos relacionados na Tabela B.1. A extensão do alimentador foi variada de 0 a 20 km, sendo mantida a única carga ligada entre duas fases no final do mesmo, conforme características apresentadas no item B.1.1.

Tabela B.1 – Valores de impedâncias de sequência de cabos

Impedância de sequência positiva (ohms/km)		Impedância de sequência zero (ohms/km)		Descrição do cabo
R	X <sub>L</sub>	R	X <sub>L</sub>	
0,2006	0,3809	0,6018	1,1427	Cabo de alumínio simples 336,4 MCM - 170,50 mm <sup>2</sup>
0,3184	0,4025	0,9552	1,2075	Cabo de alumínio simples 4/0 AWG - 107,20 mm <sup>2</sup>
0,6375	0,4282	1,9125	1,2846	Cabo de alumínio simples 1/0 AWG - 53,43 mm <sup>2</sup>
1,0145	0,4462	3,0435	1,3386	Cabo de alumínio simples 2 AWG - 33,63 mm <sup>2</sup>
1,6118	0,4637	4,8354	1,3911	Cabo de alumínio simples 4 AWG - 21,15 mm <sup>2</sup>

Dessa maneira, foi calculado o parâmetro K, gerando o gráfico apresentado na Figura B.7.

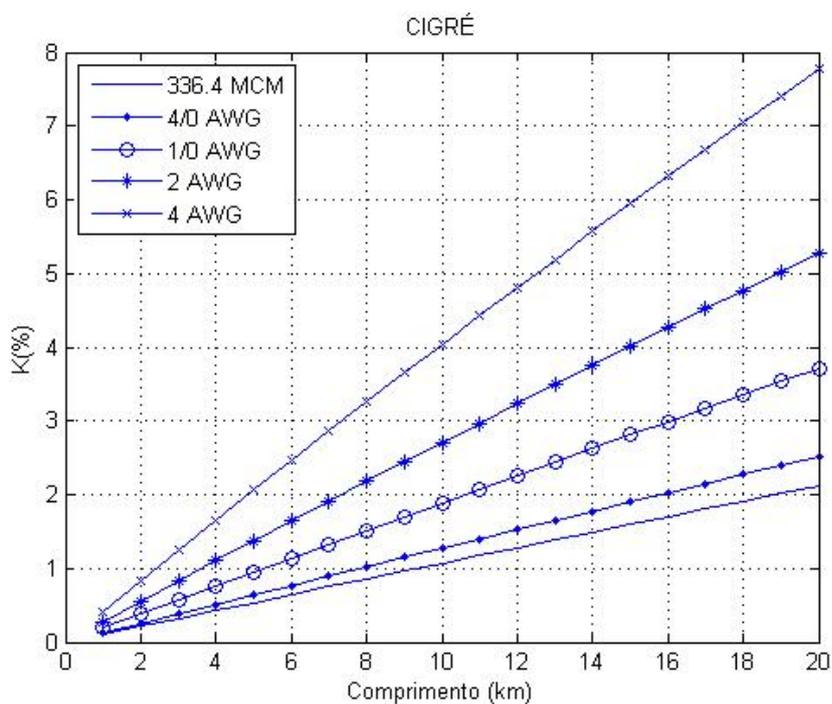


Figura B.7: Gráfico do fator de desequilíbrio para carga ligada entre duas fases no final do alimentador

Analisando o gráfico pode ser verificado que o cabo que apresentou o pior valor de desequilíbrio foi o cabo 4 AWG CA, e o valor máximo do desequilíbrio foi de  $K=7,8$  para a extensão de 20 km.

### B.3 Transformadores com Diferentes Conexões

Aplicando-se as formulações já apresentadas e considerando todas as conexões para os transformadores mostradas na Tabela A.1 realizou-se novos cálculos. Foi modelado um alimentador com extensão de 20km, condutor 4 AWG CA e carga conectada entre duas fases que conforme já demonstrado, representa a situação mais crítica para o fator de desequilíbrio. Dessa maneira foi calculado o indicador K, gerando os resultados apresentados na Tabela A.2.

Tabela B.2 – Valores do fator de desequilíbrio de tensão “K” para diferentes conexões de transformador

Conexão de Transformador para Sequência Direta	Defasagem Angular p/ Sequência de Fases		Fator de desequilíbrio “K” no secundário dos transformadores
	Direta (Positiva)	Indireta (Negativa)	
Dd 0	0°	0°	7,8
Dd 2	60°	300° (-60°)	7,8
Dd 6	180°	180°	7,8
Dd 4	120°	240° (-120°)	7,8
Dd 8	240°	120° (-240°)	7,8
Dd 10	300°	60° (-300°)	7,8
Dyn 1	30°	330° (-30°)	7,8
Dyn 5	150°	210° (-150°)	7,8
Dyn 7	210°	150° (-210°)	7,8
Dyn 11	330°	30° (-330°)	7,8

Pode-se observar que o fator de desequilíbrio não sofreu alteração com as diferentes conexões e defasagens angulares dos transformadores, como já esperado, e o valor máximo do desequilíbrio manteve-se em  $K=7,8$ .

## B.4 Abertura Monopolar

Para avaliar o impacto da abertura monopolar de circuito primário de RDA foi considerada uma carga desequilibrada conectada em estrela, ligada no final do alimentador trifásico e os cinco tipos de cabos descritos no item B.2.

A Figura B.8 representa o circuito utilizado, semelhante ao da Figura B.6, porém acrescido de um outro transformador. A abertura na fase “a”, antes do segundo transformador, representa uma assimetria série e carga desequilibrada uma assimetria shunt.

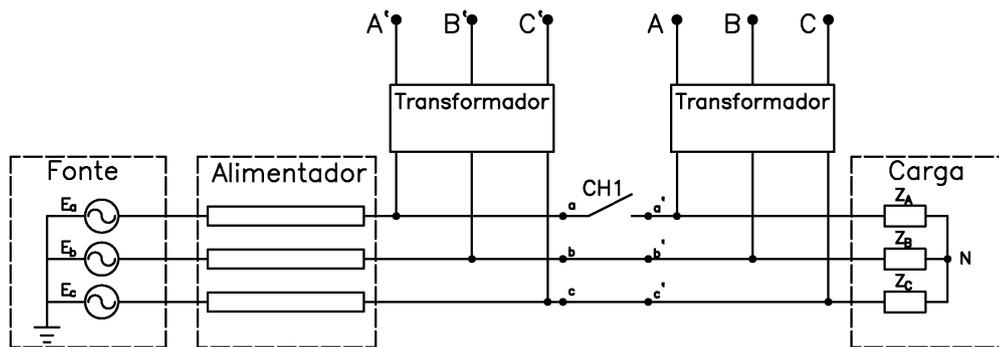


Figura B.8: Circuito representativo de um alimentador trifásico com carga ligada em estrela não aterrada com abertura monopolar

### B.4.1 Abertura Monopolar Sem Cabo Tocando o Solo

Para a situação de abertura monopolar sem cabo tocando o solo, serão calculadas as tensões de sequência nos terminais da carga em  $a'$ ,  $b'$  e  $c'$ , através de simulações no *MatLab®/Simulink*, para um alimentador trifásico com cabo 4 AWG CA, extensão de 15 km, com a carga instalada em seu final, e assumindo as tensões da fonte simétricas e equilibradas.

Dessa forma, obtém-se que as tensões de sequência nos terminais da carga em  $a'$ ,  $b'$  e  $c'$ .

$$V_{a0} = 4.118,9 \angle 169,4^\circ V = 0,517 \angle 169,4^\circ pu$$

$$V_{a1} = 3.576,4 \angle 14,3^\circ V = 0,449 \angle 14,3^\circ pu$$

$$V_{a2} = 3.649,4 \angle 170,2^\circ V = 0,458 \angle 170,2^\circ pu$$

Para o transformador de distribuição conectado nos pontos  $a'$ ,  $b'$  e  $c'$ , conforme

representado, pode-se calcular as tensões de sequência em seus terminais secundários, pontos A, B e C. Adotando-se a conexão delta-estrela aterrado (Dyn 1) e utilizando-se das equações (A.4), (A.2) e (A.3), pode-se obter:

$$VA0 = 0$$

$$VA1 = Va1 \cdot 1 \angle -30^\circ pu = 0,449 \angle (14,3^\circ - 30^\circ) pu = 0,449 \angle -15,7^\circ pu$$

$$VA2 = Va2 \cdot 1 \angle +30^\circ pu = 0,458 \angle (170,2^\circ + 30^\circ) pu = 0,458 \angle -159,8^\circ pu$$

Calculando as tensões de fase em A, B e C, no secundário do transformador, através da equação (A.1), obtém-se:

$$\overline{V}_F = \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{A0} \\ V_{A1} \\ V_{A2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0,449 \angle -15,7^\circ \\ 0,458 \angle -159,8^\circ \end{bmatrix}$$

$$\overline{V}_F = \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,280 \angle -89,5^\circ \\ 0,608 \angle -87,1^\circ \\ 0,886 \angle 92,1^\circ \end{bmatrix} pu$$

Cálculo das tensões fase-fase:

$$V_{AB} = V_B - V_A = 0,328 \angle -85,0^\circ pu$$

$$V_{BC} = V_C - V_B = 1,494 \angle 92,1^\circ pu$$

$$V_{CA} = V_A - V_C = 1,166 \angle -88,3^\circ pu$$

O cálculo do fator de desequilíbrio será pelo método do CIGRÉ, através da equação (B.1).

Para as tensões de linha obtidas anteriormente, obtém-se o valor de  $\beta = 0,4999$ . Logo pode-se calcular o valor de K.

$$K\% = 100 \sqrt{\frac{(1 - \sqrt{3 - 6x0,4999})}{(1 + \sqrt{3 - 6x0,4999})}} = 98,00\%$$

Utilizando a equação (A.5), que representa o Método das Componentes Simétricas, para definição do fator K tem-se:

$$K = \frac{0,458}{0,449} = 0,10200 = 102,00\%$$

Conforme observa-se, para efeitos práticos, os resultados para o fator K são muito próximos, independentemente do método de cálculo utilizado.

Utilizando dos mesmos procedimentos já descritos, através de simulações no *MatLab*®, foram realizados cálculos considerando os cinco cabos listados na Tabela B.1, com o alimentador variando sua extensão de 0 a 20 km. Dessa maneira, foram calculados os parâmetros K, gerando resultados apresentados no gráfico da Figura B.9.

Pode ser verificado que os valores de desequilíbrio são constantes (K=98,1%) e iguais para todos os cabos e independente do comprimento do circuito.

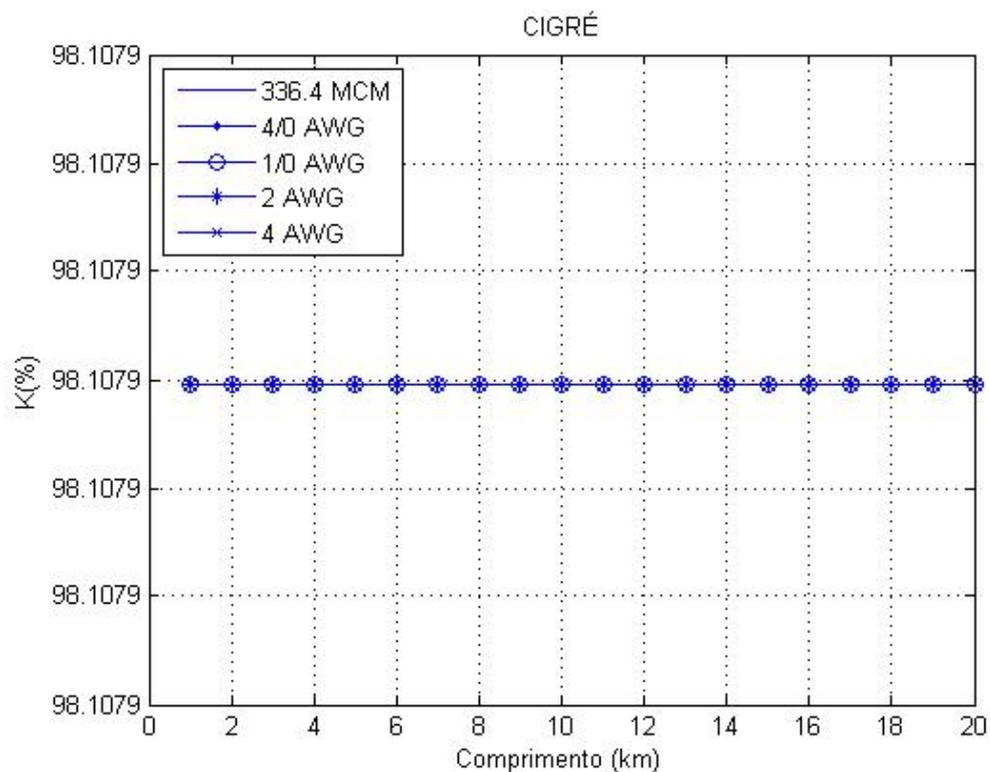


Figura B.9: Gráfico do fator de desequilíbrio para carga desequilibrada ligada em triângulo com abertura monofásica

Utilizando do mesmo procedimento, calcula-se agora o fator de desequilíbrio no secundário do transformador de distribuição conectado imediatamente antes do ponto de abertura da fase “a”, nos pontos a, b e c, da Figura B.8. O resultado obtido é 8% e representa o desequilíbrio das tensões antes do ponto de abertura monopolar.

Conclui-se portanto, que o fator de desequilíbrio antes da abertura monopolar (8%) é muito diferente daquele após (98,1%).

## B.4.2 Abertura Monopolar Com Cabo Tocando o Solo no Lado da Fonte

Analisando agora a situação de abertura monopolar com cabo tocando o solo no lado da fonte, conforme Figura B.10, serão calculadas através de simulações no *MatLab*®, os fatores de desequilíbrios no secundário dos dois transformadores, para duas situações de resistência de contato de falta (80 e 8000 $\Omega$ ).

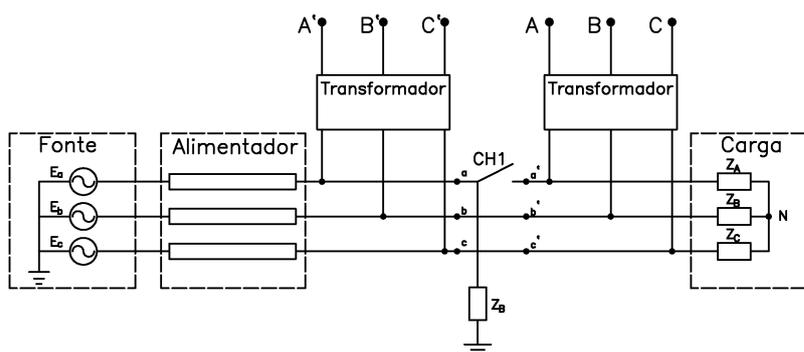


Figura B.10: Circuito representativo de um alimentador trifásico com carga ligada em estrela não aterrada com abertura monopolar e cabo tocando o solo do lado da Fonte

Para a situação com a resistência de contato com a terra de 80  $\Omega$ , K atingiu respectivamente 97 e 4,5 para transformadores instalados após e antes ao ponto de abertura da fase. Aumentando esse valor da resistência de contato para 8000  $\Omega$ , K atingiu respectivamente 97 e 8 para os mesmos transformadores.

Dessa forma, verifica-se que a resistência de contato do cabo caído no lado fonte com a terra praticamente não tem influência no fator de desequilíbrio no ponto imediatamente após a abertura monopolar. As alterações sofridas no fator K antes do ponto de abertura monopolar não são significativas para o objetivo deste trabalho.

## B.4.3 Abertura Monopolar Com Cabo Tocando o Solo no Lado da Carga

Para esta situação de abertura monopolar com cabo tocando o solo no lado da carga, conforme Figura B.11, também serão calculadas através de simulações no *MatLab*®, os fatores de desequilíbrios no secundário dos dois transformadores, para duas situações de resistência de

contato de falta ( $80$  e  $8000\Omega$ ).

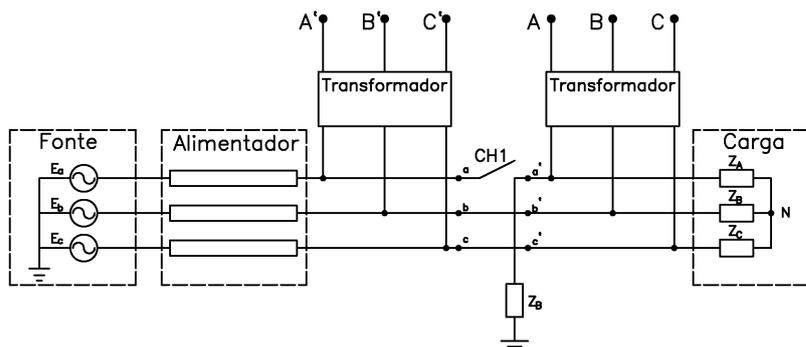


Figura B.11: Circuito representativo de um alimentador trifásico com carga ligada em estrela não aterrada com abertura monopolar e cabo tocando o solo do lado da carga

Para a resistência de contato com a terra de  $80\ \Omega$ ,  $K$  atingiu, respectivamente,  $56$  e  $8$  após e antes ao ponto de abertura da fase. Aumentando esse valor da resistência de contato para  $8000\ \Omega$ ,  $K$  atingiu, respectivamente,  $99$  e  $8,5$  para os mesmos pontos monitorados.

Dessa forma, comparando-se os resultados, verifica-se que uma resistência de  $80\ \Omega$  provoca considerável redução no fator de desequilíbrio  $K$  para o ponto instalado imediatamente após a abertura monopolar. Este fato que não é observado para o ponto antes da abertura da fase, visto a pequena variação sofrida no fator  $K$ .

## B.5 Abertura Bipolar

Para avaliar o impacto da abertura bipolar de circuito primário de RDA foi considerada uma carga desequilibrada conectada em estrela conectada no final do alimentador trifásico.

A Figura B.12 representa o circuito utilizado na simulação, onde se observa aberturas nas fases “a” e “b” antes da carga.

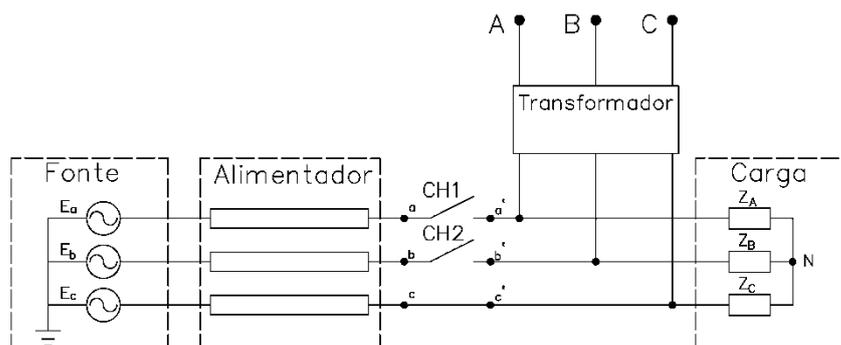


Figura B.12: Circuito representativo de um alimentador trifásico com carga ligada em estrela não aterrada com abertura bipolar

Para a situação de abertura bipolar sem cabo tocando o solo serão calculadas as tensões de sequência nos terminais da carga em  $a'$ ,  $b'$  e  $c'$ , através de simulações no *MatLab®/Simulink*, para um alimentador trifásico com cabo 4 AWG CA, extensão de 15 km e assumindo as tensões da fonte simétricas e equilibradas.

Dessa forma, obtém-se que as tensões de sequência nos terminais da carga em  $a'$ ,  $b'$  e  $c'$ .

$$V_{a0'} = 7.967,4 V = 1 pu$$

$$V_{a1'} = 0 V = 0 pu$$

$$V_{a2'} = 0 V = 0 pu$$

Para o transformador de distribuição conectado nos pontos  $a'$ ,  $b'$  e  $c'$ , conforme representado, pode-se calcular as tensões de sequência em seus terminais secundários, pontos A, B e C. Adotando-se a conexão delta-estrela aterrado (Dyn 1) e utilizando-se das equações (A.4), (A.2) e (A.3), pode-se obter:

$$VA0 = 0$$

$$VA1 = Va1. 1\angle-30^\circ pu = 0 pu$$

$$VA2 = Va2. 1\angle+30^\circ pu = 0 pu$$

Como as componentes de sequência são todas nulas, as tensões de fase em A, B e C, no secundário do transformador, também o serão. Desta forma o fator K será indeterminado.

Baseado na observação anterior não se justifica lançar mão de simulações para cabos e extensões diferentes do alimentador.

## Anexo C - Lógica Básica do Algoritmo de Localização Implementado no Excel

Para o entendimento da programação lógica básica utilizada neste algoritmo de localização de FAI, deve-se inicialmente observar a Figura C.1 onde é mostrado um sistema de distribuição básico modelo e seu respectivo diagrama sinótico de localização, representado na Figura C.2

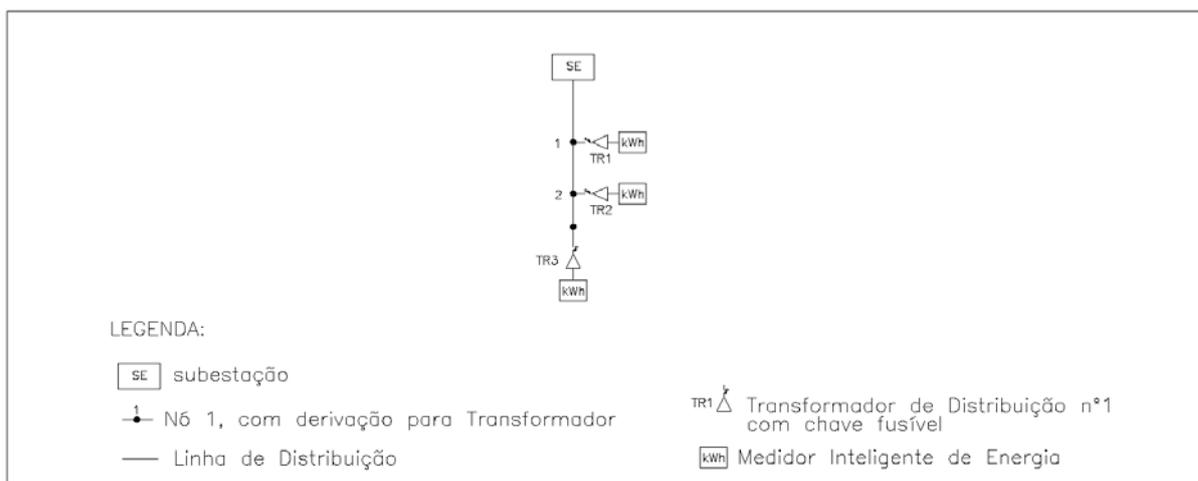


Figura C.1: Desenho esquemático de um sistema de distribuição básico

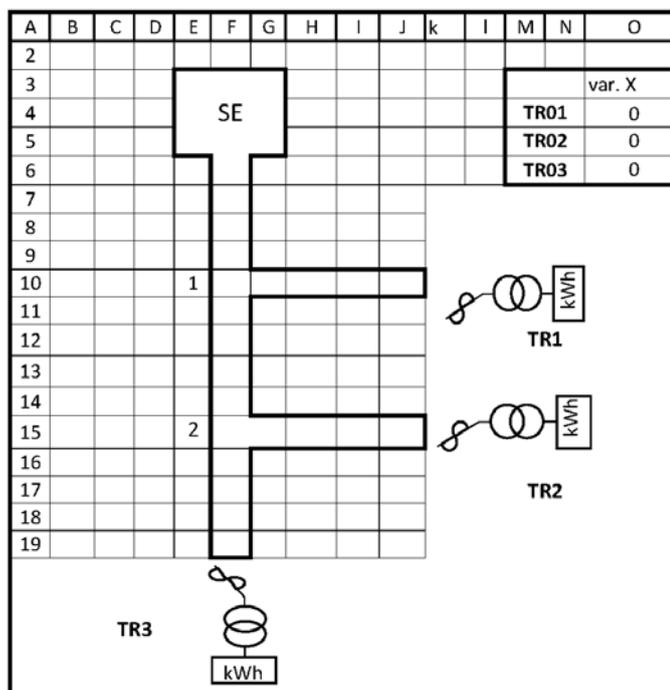


Figura C.2: Diagrama localizador sinótico modelo

Á variável X da Figura C.2 representa uma variável lógica que pode assumir três estados, dependendo do fato de desequilíbrio registrado em cada medidor inteligente instalados nos respectivos secundários dos transformadores.

Será atribuído a variável X o valor “1” se o fator  $K > 30\%$ , senão será atribuído o valor “0”. Para situação com abertura de duas ou três fases, o fator K indicado pelo medidor será indeterminado. Neste caso, à variável X será atribuído “INDET”.

Com o objetivo de gerar o diagrama sinótico de localização de FAI apresentado na Figura C.2, apresenta-se na sequência um fluxograma com a lógica implementada no algoritmo em *Excel*.

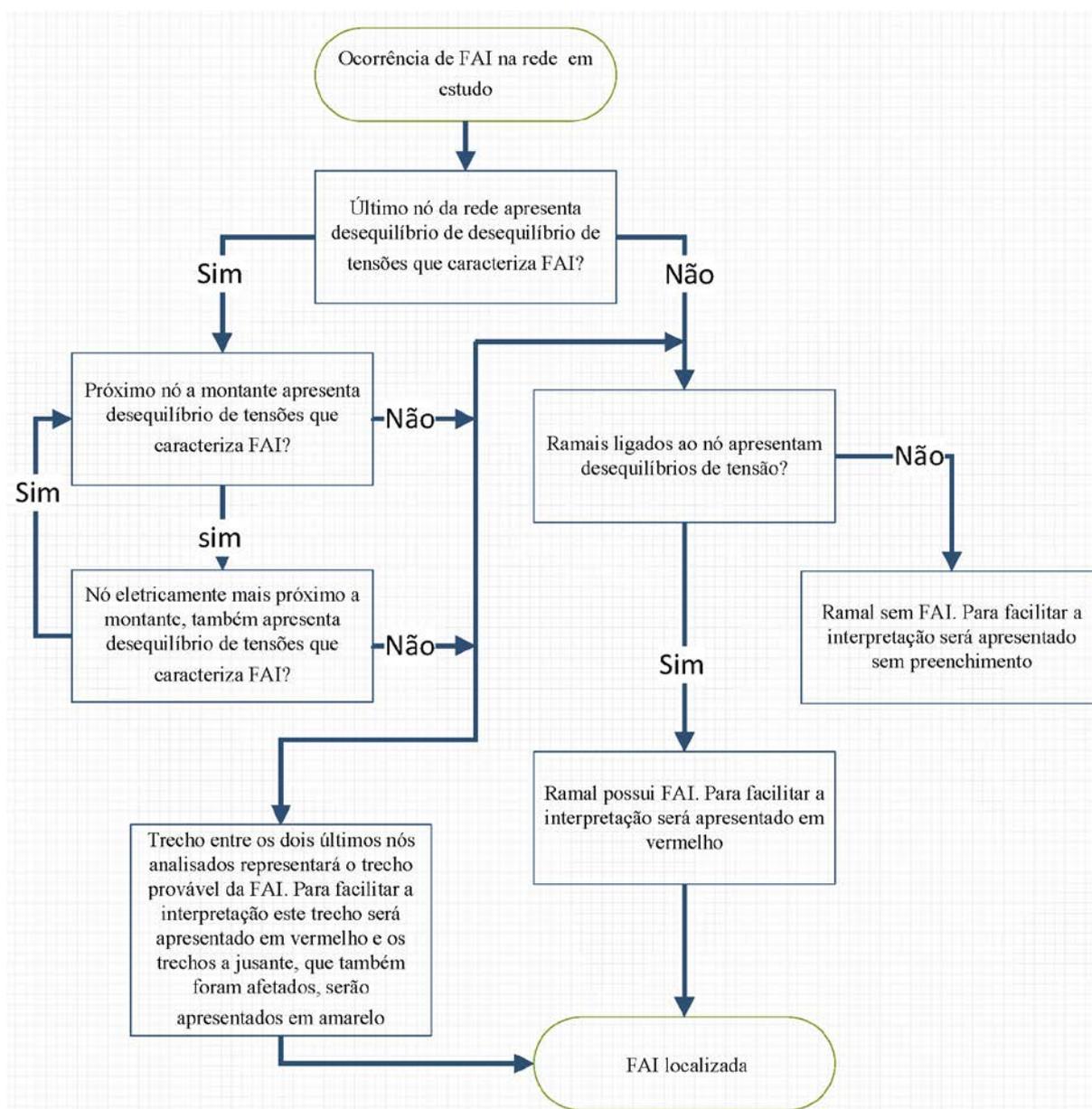


Figura C.3: Fluxograma



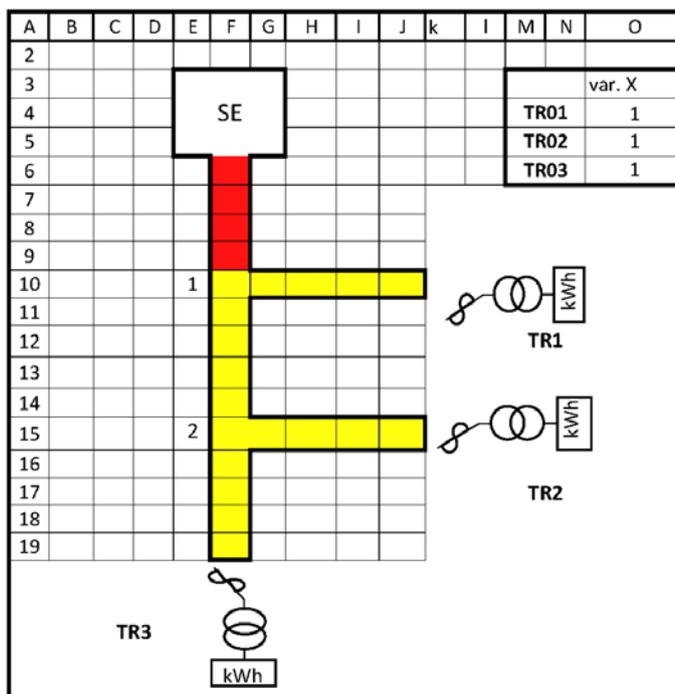


Figura C.5: FAI no Trecho 1 - SE

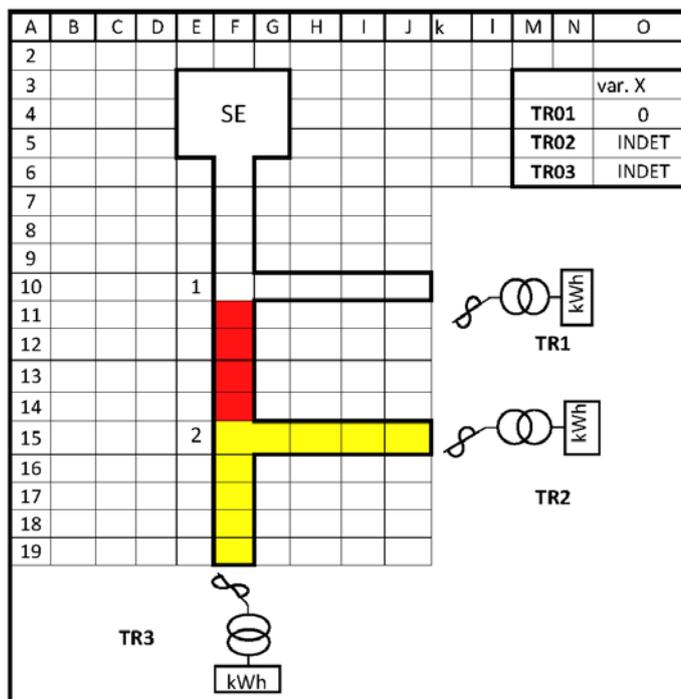


Figura C.6: FAI, com abertura de duas ou três fases, no Trecho 1 – 2

## Anexo D – Representação da Rede no *Simulink*

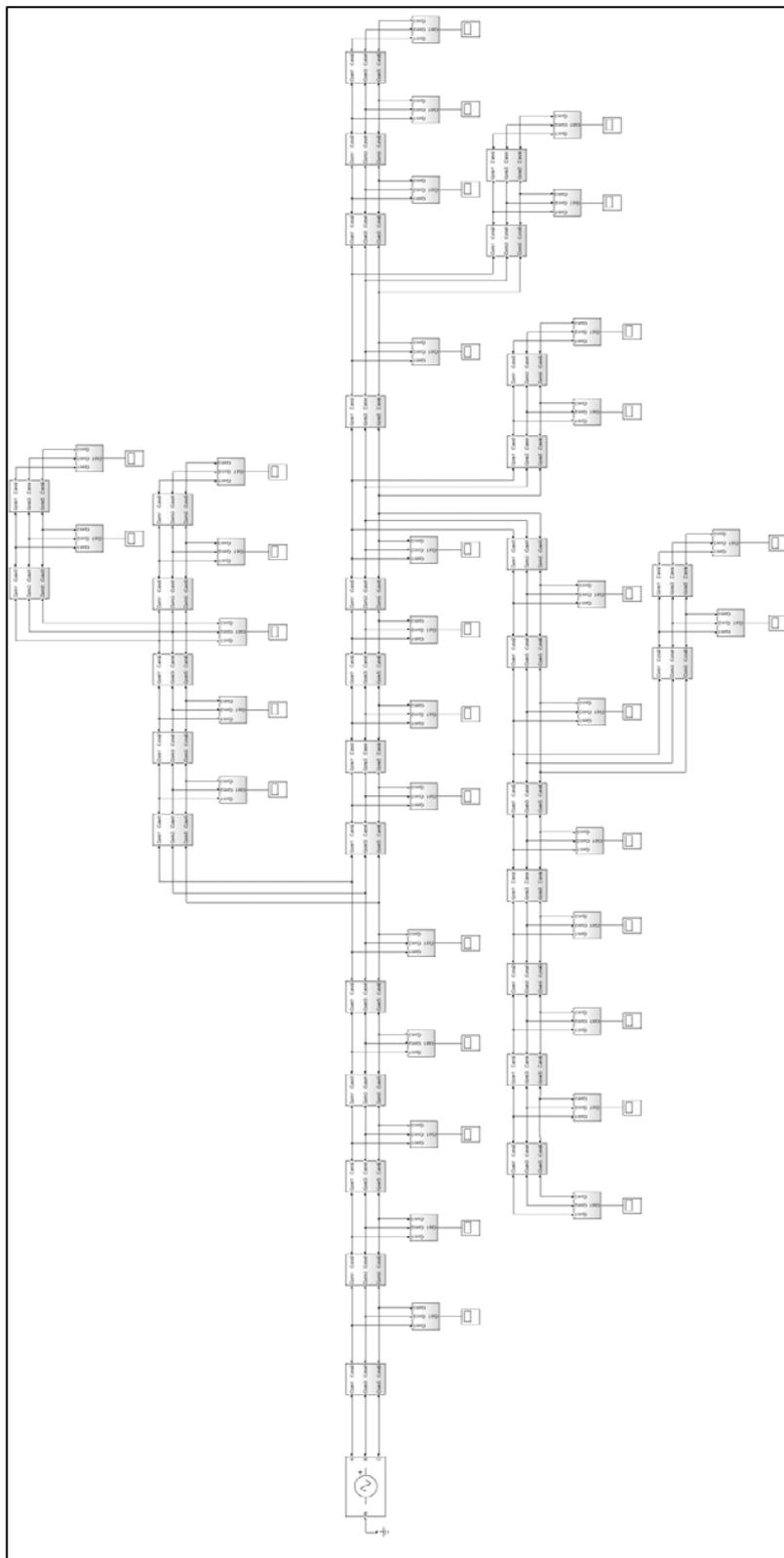


Figura D.1: Representação da rede no *Simulink*

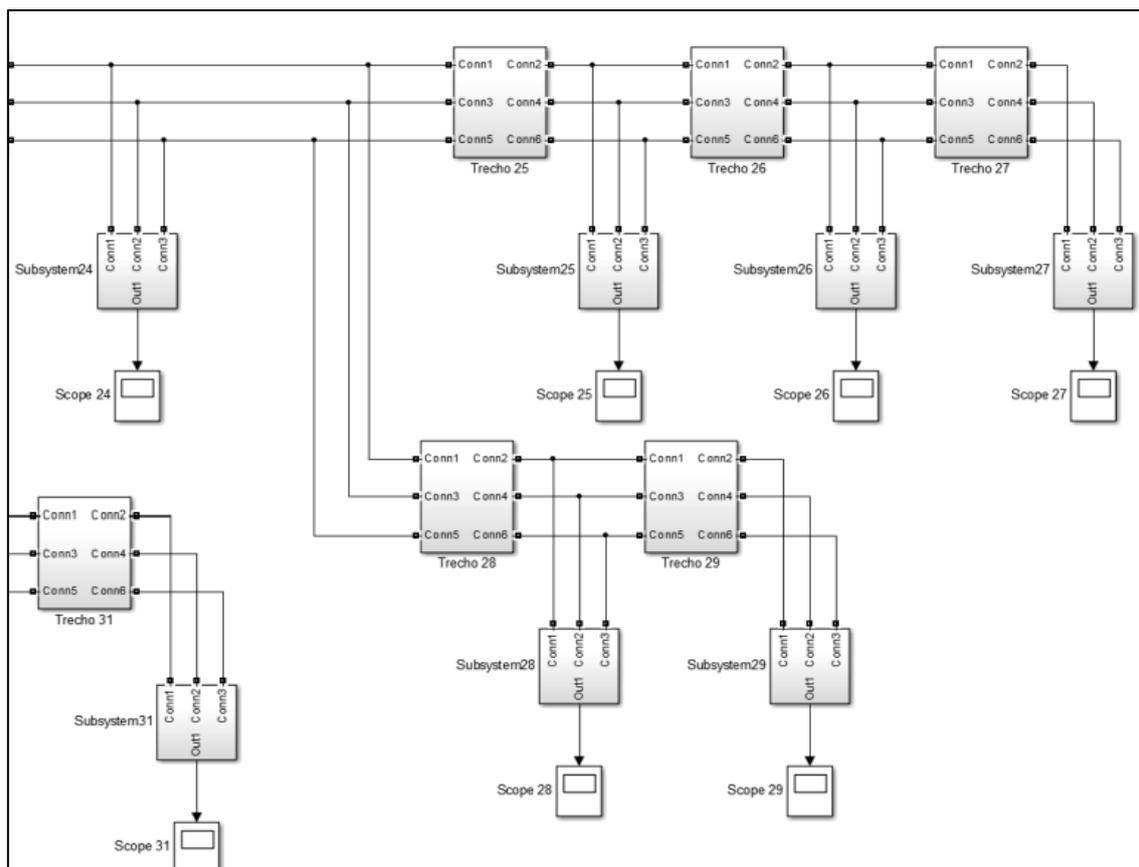


Figura D.2: Representação de um Trecho da rede no *Simulink*