

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Luana Maria Arruda da Costa

**GERADOR AUTOMÁTICO DE PADRÕES DE ALARMES PARA  
DIAGNÓSTICO DE FALTAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE  
POTÊNCIA**

Santa Maria, RS, Brasil  
2021

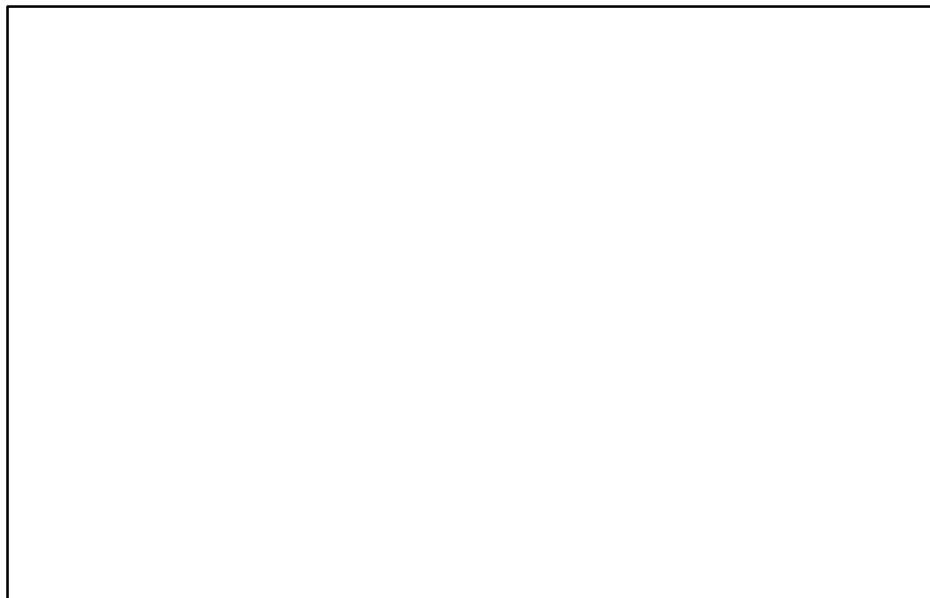
Luana Maria Arruda da Costa

**GERADOR AUTOMÁTICO DE PADRÕES DE ALARMES PARA  
DIAGNÓSTICO DE FALTAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE  
POTÊNCIA**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao alguma coisa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), como requisito parcial para a obtenção do título de **Bacharel em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Aécio de Lima Oliveira

Santa Maria, RS, Brasil  
2021



Ficha catalográfica elaborada por  
Nome do(a) bibliotecário(a) e número do CRB  
Biblioteca Central da UFSM

---

© 2021

Todos os direitos autorais reservados a *Luana Maria Arruda da Costa*. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

e-mail: [luanamaria.dc@gmail.com](mailto:luanamaria.dc@gmail.com)

**Luana Maria Arruda da Costa**

**GERADOR AUTOMÁTICO DE PADRÕES DE ALARMES PARA  
DIAGNÓSTICO DE FALTAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE  
POTÊNCIA**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

**Aprovado em 19 de fevereiro de 2021:**

---

**Aécio de Lima Oliveira, Dr. Eng. (CEESP-UFSM)**  
(Orientador)

---

**Eduardo Giuliani, Eng. (CEESP, UFSM)**

---

**Guilherme Braga, Me. Eng. (CEESP, UFSM)**

Santa Maria, 19 de fevereiro de 2021

Santa Maria, RS  
2021

## **AGRADECIMENTOS**

À minha família, em especial aos meus pais Maria Medianeira e Reny, pelo apoio incondicional e incentivo na realização dos meus sonhos. Que nunca mediram esforços para ver nossa família unida e feliz. É um privilégio ter vocês como referência.

Ao meu irmão Lucas Diego, que mesmo longe sempre esteve presente em minha trajetória, sendo meu amigo e companheiro nessa jornada.

À minha amiga Fernanda Bencke, ter sempre me acompanhado em minha trajetória acadêmica em Santa Maria e agora ser minha família aqui em Jaraguá.

Às minhas amigas, Thiele, Regina e Luiza, por estarem sempre ao meu lado desde o CTISM. Sempre presentes, me apoiando a superar todos os meus desafios.

Por fim, ao Professor Aécio de Lima Oliveira, por todo aprendizado e por aceitar este desafio junto comigo.

## RESUMO

### GERADOR AUTOMÁTICO DE PADRÕES DE ALARMES PARA DIAGNÓSTICO DE FALTAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

AUTOR: Luana Maria Arruda da Costa  
ORIENTADOR: Prof. Dr. Aécio de Lima Oliveira

Este trabalho propõe uma metodologia para a criação de um gerador automático de padrões de alarmes para diagnóstico de faltas em sistemas elétricos de potência visando auxiliar o operador do centro de controle do sistema na tomada de decisão após grandes contingências originadas por curto-circuito. O principal objetivo deste trabalho é criar uma ferramenta para automatizar a criação de padrões de alarmes a partir da varredura de dados de um sistema elétrico. Desta maneira, o trabalho pretende facilitar a implementação prática de métodos de diagnóstico de faltas reduzindo o tempo necessário para gerar o conjunto de mínimo de informações que representem o funcionamento de esquemas de proteção do sistema supervisionado. O gerador foi implementado no *software* MATLAB, utilizando a teoria de grafos para modelar o sistema. O sistema implementado obteve resultados satisfatórios, onde foram gerados 142 padrões de alarmes diferentes a partir do sistema teste utilizado.

Palavras-chave: Alarmes, Diagnóstico de faltas, Sistemas de Potência, Relés de proteção.

# **ABSTRACT**

## **AUTOMATIC GENERATOR OF ALARM STANDARDS FOR DIAGNOSIS OF FAULTS IN ELECTRIC POWER SYSTEMS**

AUTHOR: Luana Maria Arruda da Costa  
ADVISOR: Prof. Dr. Aécio de Lima Oliveira

This work proposes a methodology for the creation of an automatic generator of alarm patterns for diagnosis of faults in electrical power systems to assist the operator of the system's control center in decision making after major contingencies caused by short-circuits. The main objective of this work is to create a tool to automate the creation of alarm patterns from the scanning of data from an electrical system. In this way, the work minimizes the practice of fault diagnosis methods and the time required to generate the minimum set of information that represents the operation of protection schemes of the supervision system. The generator was implemented in the MATLAB software, using a graph theory to model the system. The implemented system obtained satisfactory results, where 142 different alarm patterns were generated from the test system used.

Keywords: Alarms, Fault diagnosis, Power systems, Protection relays.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Esquema de proteção de uma linha de transmissão de 230kV .....	31
Figura 2 - Plano de atuação - relés de distância: (a) características gerais de operação; (b) características gerais de operação direcional .....	32
Figura 3 - Proteção de distância escalonada com três zonas. (a) zonas coordenadas em distância. (b) zonas coordenadas em tempo .....	33
Figura 4 - Esquema de proteção de uma linha de transmissão de 230kV .....	35
Figura 5 - Esquema de proteção de transformadores 138/13,8/230 kV .....	36
Figura 6 - Exemplo de grafo .....	41
Figura 7 - Linha de transmissão .....	45
Figura 8 - Barra .....	46
Figura 9 - Transformador .....	47
Figura 10 - Gerador .....	47
Figura 11 - Representação simples de linhas e transformadores próximos de uma barra .....	49
Figura 12 - Gerador de padrões de alarmes implementado .....	52
Figura 13 - Lógica para definição das proteções de retaguarda .....	55
Figura 14 - Representação simples de linhas e transformadores próximos à barra .....	56
Figura 15 - Sistema Teste 8 Barras .....	57
Figura 16 - Sistema teste com falta na barra 1 .....	60
Figura 17 - Sistema teste com falha no transformador 1 .....	62
Figura 18 - Grafo implementado .....	64
Figura 19 - Sistema teste com falta na L3 .....	65



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>11</b>
1.1	Considerações gerais .....	11
1.2	Definição do problema .....	13
1.3	Objetivo .....	15
1.4	Motivação/Justificativa .....	16
1.5	Estado da arte.....	17
1.6	Estrutura do trabalho .....	20
<b>2</b>	<b>SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA .....</b>	<b>21</b>
2.1	Proteção de sistemas elétricos de potência .....	21
2.1.1	Filosofias de proteção .....	22
2.1.2	Relés de proteção .....	25
2.2	Zonas de atuação ou zona de seletividade .....	27
2.3	Proteção de equipamentos de energia .....	28
2.3.1	Proteção de linhas de transmissão .....	29
2.3.1.1	Relé de distância (21) .....	31
2.3.2	Proteção de barras.....	34
2.3.3	Proteção de transformadores .....	35
<b>3</b>	<b>ALARMES E EVENTOS .....</b>	<b>37</b>
3.1	Considerações gerais .....	37
3.2	Operação correta.....	38
3.3	Alarme Falso .....	39
3.4	Alarme Falho.....	39
<b>4</b>	<b>GERADOR AUTOMÁTICO DE PADRÕES DE ALARMES.....</b>	<b>40</b>
4.1	Formulação do problema.....	40
4.2	Teoria dos grafos .....	40
4.2.1	Utilização de grafos para representação de sistemas de potência ...	42
4.2.2	Modelagem da rede elétrica .....	43
4.2.3	Algoritmo de varredura.....	44
4.3	Construção de padrões .....	44
4.3.1	Regras Gerais de Lógica de Atuação da Proteção Principal .....	44
4.3.2	Proteção principal, retaguarda (local e remota) e contra falha de disjuntor .....	48
4.3.3	Implementação do gerador automático de padrões de alarmes.....	50
<b>5</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES .....</b>	<b>57</b>

<b>5.1</b>	<b>Sistema teste utilizado .....</b>	<b>57</b>
<b>5.2</b>	<b>Validação de eventos .....</b>	<b>59</b>
<b>5.2.1</b>	<b>Falta em uma barra .....</b>	<b>59</b>
<b>5.2.2</b>	<b>Falta em um transformador .....</b>	<b>61</b>
<b>5.3</b>	<b>Alarmes gerados manualmente .....</b>	<b>63</b>
<b>5.4</b>	<b>Validação do algoritmo .....</b>	<b>63</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES E SUGESTÕES.....</b>	<b>66</b>
<b>6.1</b>	<b>Conclusões .....</b>	<b>66</b>
<b>6.2</b>	<b>Sugestões para trabalhos futuros .....</b>	<b>66</b>
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>68</b>
	<b>ANEXO A .....</b>	<b>73</b>
	<b>ANEXO B – ALARMES OBTIDOS NO GERADOR AUTOMÁTICO .....</b>	<b>75</b>
	<b>ANEXO C – ALARMES OBTIDOS MANUALMENTE .....</b>	<b>81</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Considerações gerais

A energia elétrica é um fator fundamental para o crescimento socioeconômico de um país. Em virtude do aumento dos núcleos populacionais e principalmente devido ao desenvolvimento industrial, os sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica tem apresentado um grande crescimento. A operação dos sistemas elétricos de potência (SEP) visa fornecer energia elétrica confiável e estável para os consumidores.

Os diversos integrantes do SEP nacional, composto por concessionárias, órgãos fiscalizadores, clientes, entre outros, constantemente buscam a excelência técnica. Atualmente as empresas do setor elétrico deparam-se cada vez mais com as exigências do mercado energético sendo obrigadas a assegurar aos seus clientes bons níveis de continuidade e confiabilidade no serviço de fornecimento da energia elétrica e também atender os índices de continuidade do serviço, estabelecidos pela agência reguladora do setor elétrico (ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica). Para alcançar estes objetivos além de investir na otimização dos seus sistemas de transmissão e distribuição, as empresas responsáveis têm investido na automação de suas operações, buscando alternativas que reduzam os tempos de interrupção por faltas permanentes nos sistemas de potência.

Durante a operação dos sistemas elétricos de potência é inevitável a ocorrência de faltas resultantes de perturbações ou falhas de equipamentos. Ao ocorrer uma falta, é fundamental minimizar o impacto das interrupções e restaurar a área sob falta o mais rápido possível. Isto requer que, primeiramente, a seção em falta seja identificada a partir das informações fornecidas pelos dispositivos de proteção – esta é a principal questão do diagnóstico de faltas em sistemas elétricos de potência (Chen, 2011).

As tradicionais práticas de diagnóstico de faltas têm como base o julgamento dos operadores, levando em conta suas experiências em análise e planejamento de ações corretivas. Durante a ocorrência de uma falta são recebidos sinais de alarmes indicando anormalidade, estes caracterizam-se pelo status da atuação dos relés e

dos disjuntores. Os operadores devem estimar a secção em defeito e isolar a falta no menor tempo possível. Tal tarefa torna-se complexa devido ao grande número de alarmes que são recebidos na ocorrência de faltas e suscetível a erros por ser dependente do desempenho humano. Desta maneira, torna-se imprescindível a utilização de ferramentas inteligentes de apoio à operação do sistema, que permitam auxiliar o operador na interpretação de informações decorrentes da falta com o objetivo de otimizar a solução encontrada, aumentando a sua confiabilidade e reduzindo o número e/ou duração de paradas não programadas das instalações.

Observa-se junto à literatura correlata proposições de trabalhos que fazem uso das mais distintas ferramentas, nas mais variadas conjunções, com o intuito de contribuir à concretização das bases envolvidas com a detecção de faltas. De acordo com Oliveira (2012), dentre as ferramentas empregadas com o escopo de auxiliar o operador do centro de operação do sistema (COS) na tomada de decisão em cenários de contingências pode se citar: o processador de alarmes, diagnóstico de faltas, localizador de faltas, reconfigurador topológico, restauração do sistema e análise pós-morte. Em suma, as ferramentas de diagnóstico de faltas e processadores de alarmes necessitam de um banco de dados com padrões de alarmes gerados em situações de falta no sistema elétrico de potência estudado para que seja possível validar sua metodologia. Esses dados podem ser fornecidos por concessionárias de energia ou são extraídos manualmente de um sistema elétrico. Esta extração manual dos padrões de alarmes é um processo longo que demanda tempo e se faz necessário repeti-lo a cada mudança de topologia do sistema. Neste trabalho foi estudada a implementação de um gerador automático de padrões de alarmes a partir de um sistema teste, garantindo que esta tarefa seja realizada em menor tempo e com mais precisão.

Neste Capítulo será apresentada uma breve introdução a respeito do trabalho, com seus objetivos e motivações. As contribuições do trabalho visam auxiliar na implementação das ferramentas empregadas para diagnóstico de faltas em cenários de contingência.

## 1.2 Definição do problema

Durante as contingências devido à ocorrência de faltas, a atuação de relés de proteção e disjuntores espalhados pelo sistema elétrico dá origem a um grande volume de mensagens de alarmes que é enviado através dos sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) aos centros de controle do sistema. No caso de sistemas de transmissão esses alarmes são enviados ao EMS (*Energy Management System*), enquanto para os sistemas de distribuição esses alarmes são enviados ao DMS (*Distribution Management System*). Após a ocorrência de distúrbios com desligamentos definitivos, a prioridade é restaurar o sistema elétrico atingido. Para que o restabelecimento do sistema ocorra o mais rapidamente possível, de modo a evitar danos aos consumidores e a concessionária é essencial que a estimativa dos eventos que produziram uma determinada sequência de alarmes ocorra de forma rápida, precisa e segura (Cardoso Jr; Zürn; Rolim, 2004). No entanto, antes desta etapa é necessário:

1. Identificar qual componente apresenta defeito, definir sua localização no sistema e diagnosticar (saber qual tipo de defeito), a partir da seleção da(s) hipótese(s) mais provável(is) a ocorrência do defeito;
2. Efetuar manobras para isolar o componente com defeito, caso seja necessária inspeção por parte das equipes de manutenção;
3. Restaurar as partes do sistema atingidas pelo desligamento, mas que não estão sob falta;
4. Caso haja necessidade, as equipes de manutenção são deslocadas para que o equipamento sob defeito possa ser reparado (geralmente ocorre quando determinadas proteções operam, desenergizando o equipamento protegido);
5. Finalmente, restaurar a(s) parte(s) onde ocorreu o defeito.

Das etapas 1–5, a primeira corresponde ao diagnóstico de faltas. O conjunto de etapas de 1-3 também é conhecido como DFIR (Detecção de Faltas, Isolação e Restauração).

O diagnóstico de faltas, de forma mais ampla, pode ser considerado como a interpretação, análise ou diagnóstico de alarmes efetuados pelo operador do

sistema. Portanto, o operador deve utilizar sua experiência para selecionar rapidamente a hipótese mais provável para explicar a falta e deste modo tentar minimizar o tempo de interrupção e o risco de agravar a situação ou danificar equipamentos religando-os indevidamente. Atuações incorretas da proteção, assim como problemas de oscilações e sobretensões, após a ocorrência da falta levam a desligamentos em grandes proporções, que dificultam a avaliação pelos operadores sobre a causa inicial dos desligamentos.

O desenvolvimento de ferramentas computacionais para o diagnóstico de falta em sistemas de potência é uma tarefa complexa em função da quantidade de informações que precisam ser analisadas e da incerteza das mesmas, além do estresse e urgência da situação. A tarefa de identificar os eventos que produzem uma determinada sequência de alarmes consiste basicamente de três funções: gerenciamento ou processamento de alarmes, diagnóstico de faltas e análise pós-morte.

O desenvolvimento de uma metodologia que possa resolver o diagnóstico de faltas em tempo real é equivalente a resolver um problema matemático complexo e com o requisito adicional de que as respostas devem ser obtidas em um tempo adequado para que possam ser tomadas as ações de controle necessárias. Isto é verdadeiramente complicado quando se consideram sistemas reais de grande porte e que apresentam grande quantidade de dispositivos de proteção e controle. Nestes casos, devido à natureza combinatória do problema, é necessário lidar com um grande número de variáveis de decisão e espaço de soluções de elevada dimensão. Este fato caracteriza o problema de diagnóstico de alarmes como um problema de decisão combinatória e com diversos modelos matemáticos e técnicas de solução encontrados na literatura.

Para que se consiga desenvolver uma metodologia para o diagnóstico de faltas ou processamento de alarmes é necessário ter uma quantidade mínima de padrões de alarmes a serem analisados. É preciso entender as características dos equipamentos de proteção e a filosofia de proteção do sistema, para a partir disso poder avaliar os alarmes em questão. Um gerador automático de padrões de alarmes se faz fundamental neste tipo de estudo para que seja possível analisar os alarmes gerados por diversas configurações do sistema, além disso, é possível

programar o gerador de padrões automático para simular a falha de disjuntores e assim analisar as proteções de retaguarda do sistema.

### 1.3 Objetivo

O presente trabalho tem como objetivo a implementação de um gerador automático de alarmes para ferramentas de diagnósticos de faltas em sistemas de potência. Desta maneira, pretende-se auxiliar os operadores dos centros de operações na tomada de decisão após a ocorrência de grandes desligamentos.

Em suma, em estudos de diagnósticos de falta, os padrões de alarmes são gerados de maneira manual, tornando-se uma tarefa árdua e sujeita a erros. Neste trabalho é apresentado uma metodologia onde a partir de um sistema teste serão definidos uma série de padrões de alarmes que podem ocorrer no sistema.

O gerador automático de padrões de alarmes irá simular defeitos em todos os elementos do circuito e sinalizar quais alarmes seriam gerados por aquela falta. Além disso, serão previstas também falhas de equipamentos, para gerar uma situação mais fiel à realidade do sistema

Não será proposta uma tecnologia específica para implementar este sistema, nem se vislumbra o desenvolvimento de um produto comercial. O que pretende-se é um estudo que comprove a possibilidade da implementação do gerador automático de alarmes, bem como propor uma metodologia para solução do problema.

Como objetivos específicos são elencados os seguintes pontos:

- Realizar um estudo sobre os principais elementos que compõe o sistema elétrico de potência e suas filosofias de proteção;
- A partir da base de conhecimentos gerada, produzir uma base de regras a serem usadas na geração automática de alarmes;
- Implementar essas regras em ambiente *MATLAB*;
- Utilizar um sistema teste para validar o gerador automático de padrões de alarmes.

#### 1.4 Motivação/Justificativa

As justificativas referentes ao desenvolvimento deste trabalho de conclusão de curso são pautadas em investigações técnico-científicas e fatos que inspiram a importância e relevância do tema, os quais são delineados nos parágrafos a seguir.

Atualmente tem sido verificada junto ao setor elétrico brasileiro uma constante busca pela melhoria dos serviços prestados pelas companhias de transmissão de energia elétrica aos seus clientes. Seu principal foco é a busca pelo acréscimo na qualidade do fornecimento de energia, buscando reduzir ao máximo a duração e frequência de contingências visando alcançar os níveis considerados adequados pela comunidade técnica internacional e pelos órgãos reguladores do setor de energia elétrica. Essa preocupação cresce na proporção do nível de industrialização do país, já que qualquer parada não planejada do sistema causa perdas econômicas em todos os setores dependentes do sistema. De maneira ampla, pode-se caracterizar este empenho tendo como objetivo geral a melhoria da robustez dos sistemas de transmissão de energia elétrica.

Dentro desse contexto, destaca-se o desenvolvimento crescente de técnicas e metodologias para diagnósticos de faltas em sistemas inteligentes que auxiliem o operador na tomada de decisão em cenários de contingência. Devido à complexidade das filosofias de proteção que podem ser adotadas e do grande número de alarmes que pode ser monitorado a partir do sistema elétrico, torna-se trabalhoso criar situações de falta com a geração de padrões de alarmes suficientes para que metodologias de diagnósticos de falta possam ser testadas e validadas seguramente para uma futura implementação prática. Desta maneira, torna-se interessante dispor de um algoritmo que possa gerar automaticamente padrões de alarmes de maneira flexível e rápida, utilizando uma quantidade reduzida de variáveis de entrada.

A partir da implementação um gerador automático de padrões de alarmes, é possível gerar uma quantidade expressiva de alarmes permitindo que diversas metodologias sejam testadas exaustivamente para diferentes alarmes, permitindo assim sua validação.



## 1.5 Estado da arte

Considerando especificamente a operação dos sistemas elétricos de potência, percebem-se mudanças significativas ocorridas nos últimos anos. A operação era manual e local, sendo executada por operadores diretamente nas instalações, através de painéis de comando e muitas vezes no próprio equipamento. Cada subestação era operada de forma isolada, sendo poucos os recursos de comunicação com outras instalações. Em momentos de anormalidades, como condições climáticas adversas e outras situações, os operadores eram expostos a riscos ao efetuarem comandos nos equipamentos de pátio.

Com a tecnologia da informação e a implantação em grande escala dos sistemas de supervisão e controle, esta realidade mudou. Como estes sistemas são usados para supervisionar, controlar e atuar sobre o sistema elétrico, a operação pode ser feita através de salas de comando computadorizadas, proporcionando mais segurança aos operadores (Medeiros et al., 2007). Os registros das proteções atuadas em faltas, que também era feito de forma manual, passou a ser automático, através da supervisão dos estados dos equipamentos no sistema SCADA. Este faz a transferência para o operador dos eventos, através da identificação e visualização de alarmes, além de criar um registro histórico (Medeiros et al., 2007).

A grande dificuldade operacional quando de ocorrência de perturbações é a interpretação, em curto espaço de tempo, de todos os alarmes gerados. Se a decisão correta for tomada, obtém-se sucesso na recomposição, reduzindo o tempo de interrupção e restaurando a confiabilidade do SEP. Se a decisão errada for tomada, a situação tende a se agravar e propagar pelo SEP ao religar equipamentos defeituosos e ainda aumentar os danos aos equipamentos (Cardoso Jr; Zürn; Rolim, 2004).

Este grande volume de dados torna a análise manual quase impraticável, demorada e susceptível a erros (Lenz; Rolim, 2010). É nesse contexto que surge a clara necessidade de uma ferramenta automática para prover auxílio na análise de faltas. Para o desenvolvimento de tais ferramentas é necessário um banco de dados com padrões de alarmes suficientes para que a metodologia possa ser testada e validada seguramente.

Em suma, o foco dos demais trabalhos encontrados estão nas ferramentas implementadas para diagnóstico de faltas, processamento inteligente de alarmes, entre outros, e não na geração de padrões de alarmes. Dentre as referências encontradas, em geral os padrões de alarmes são gerados de maneira manual. Os alarmes são obtidos obedecendo à filosofia de proteção do sistema e sua obtenção de maneira manual a partir de um sistema teste é uma tarefa árdua, podendo se tornar consideravelmente complexa devido à topologia do sistema em questão. Por ser um processo repetitivo e longo, erros humanos podem ser acarretados. Outro problema encontrado é que para toda mudança de topologia se faz necessário repetir o processo manual novamente.

Portanto, é interessante dispor de um algoritmo que possa automaticamente e de forma coerente gerar uma grande quantidade de padrões de alarmes de maneira flexível e rápida utilizando uma quantidade reduzida de variáveis de entrada. No trabalho de Leão (2011), foi criada uma metodologia para a criação de um Algoritmo Gerador Probabilístico de Alarmes (AGPA).

O AGPA gera probabilisticamente os alarmes de relés e disjuntores a partir de uma topologia definida pelas chaves seccionadoras e funções de transferências. Os alarmes de relés gerados aleatoriamente são compatibilizados com a filosofia de proteção adotada utilizando o modelo matemático de operação do sistema de proteção. A ideia central é definir os estados das fases das seções e utilizar estes estados para estimar, através do modelo matemático de operação do sistema de proteção, os alarmes do sistema de proteção. O AGPA gera *nalarmes* conjuntos de alarmes a partir de *nfalta* casos de falta, isto quer dizer que, para cada caso de falta base é possível gerar aleatoriamente um total de *nalarmes* conjuntos de alarmes de relés e disjuntores. As variáveis de entrada do algoritmo são:

- (1) Estado das chaves seccionadoras (topologia da rede);
- (2) Funções de transferência de proteção;
- (3) As fases das seções envolvidas na falta;
- (4) Probabilidade de atuações de relés e disjuntores.

Os dados (1), (2) e (3) definem o caso de falta base para geração dos conjuntos de alarmes utilizando o dado (4). Considerando que as probabilidades de atuação de relés e disjuntores podem ser definidas uma única vez para a geração aleatória de uma quantidade infinita de alarmes, o número de variáveis de entrada

para que o AGPA gere os alarmes é bastante reduzido quando comparado com a geração manual.

A geração de alarmes probabilística de relés é realizada da seguinte maneira: para cada alarme de função de proteção é sorteado um número aleatório e se esse número é menor que a probabilidade definida pela matriz de probabilidade dos relés então é gerado probabilisticamente um alarme definido como  $f_{pprob}$ . Os alarmes dos disjuntores são gerados probabilisticamente a partir da seguinte regra: um disjuntor é considerado aberto somente se o relé que o comanda está atuado e um número aleatório gerado é menor que a probabilidade do disjuntor abrir. Com os alarmes de relés e disjuntores gerados probabilisticamente, os estados das chaves seccionadoras e funções de transferências e as seções sob falta, os estados esperados das funções de proteção podem ser estimados. A ideia aqui é fazer com que os alarmes de relés sejam compatibilizados com a filosofia de proteção empregada e implicitamente definida pelo modelo matemático do sistema de proteção. A próxima fase é relacionar os alarmes de relés gerados aleatoriamente com os estados estimados das funções de proteção (Leão, 2011).

Pode-se dizer que o alarme gerado possui característica aleatória ao mesmo tempo em que segue a lógica de atuação e a filosofia de proteção adotada para proteger o sistema monitorado. O algoritmo termina quando  $nfalta$  casos de faltas são gerados e  $nalarmes$  conjuntos de alarmes são gerados para cada caso. A quantidade de alarmes totais gerados é dada por  $nalarmes$ .

## 1.6 Estrutura do trabalho

O trabalho está organizado em 6 Capítulos, divididos da seguinte forma:

**Capítulo 1 – Introdução:** serão apresentados o tema, o problema, os objetivos da pesquisa, a justificativa e a estrutura geral do trabalho.

**Capítulo 2 – O Sistema Elétrico de Potência:** serão abordados aspectos relativos a operação do sistema. Apresentam-se os conceitos que regem a proteção de sistemas elétricos de potência e seus principais equipamentos utilizados.

**Capítulo 3 – Alarmes e eventos:** será abordado o que são alarmes e como os mesmos são gerados.

**Capítulo 4 – Gerador automático de padrões de alarmes:** Será apresentada a metodologia utilizada, regras e recursos computacionais utilizados para implementação do problema.

**Capítulo 5 – Resultados e discussões:** neste Capítulo serão apresentados os casos de estudo e os resultados obtidos.

**Capítulo 6 – Conclusões e sugestões:** serão retomados a pergunta de pesquisa e os seus objetivos e apontado como foram solucionados, respondidos, atingidos, por meio do trabalho realizado. Além disto, serão sugeridos trabalhos futuros que poderiam ser realizados a partir do estudo realizado.

## 2 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

### 2.1 Proteção de sistemas elétricos de potência

Um sistema elétrico de potência possui como finalidade a transferência de energia obtida através das fontes primárias até os consumidores finais com segurança e qualidade. Desta maneira, podem ser definidos como sistemas de energia os que abrangem desde a geração até a distribuição de energia elétrica. (Gebran, 2014).

O sistema é composto por três grandes setores: geração, transmissão e distribuição. O setor de geração é responsável pela geração de energia elétrica nas usinas, já o setor de transmissão é incumbido de conduzir a energia produzida nas usinas até os centros consumidores e por fim o sistema de distribuição é responsável por adequar os níveis de tensão e entregar esta energia aos consumidores.

A energia elétrica é a fonte energética mais utilizada e explorada mundialmente. A evolução tecnológica ocasionou um aumento da demanda de eletricidade, o que conseqüentemente acarreta um maior investimento na infraestrutura do sistema elétrico. A principal ênfase deste investimento é a implantação de sistemas de proteção que sejam eficazes para garantir a segurança, continuidade e qualidade do sistema elétrico.

Conforme abordado por Kindermann (1997) devido às redes de transmissão serem expostas ao ambiente externo e a condições climáticas desfavoráveis poderão ocorrer desligamentos por curto-circuito e descargas atmosféricas afetando diretamente os equipamentos do sistema. Estes desligamentos são chamados de faltas elétricas. Os esquemas de proteção atuam para controlar a ocorrência de condições anormais no sistema elétrico. Seu objetivo é prevenir falhas nos sistemas, e assim, evitar danos nos seus equipamentos e materiais; além disso, podem promover imediato restabelecimento energético, possibilitando uma maior qualidade no fornecimento de energia.

Os esquemas de proteção do sistema elétrico devem ser bem planejados com base nas medidas de segurança, proteção, bem como na qualidade de energia de

forma a atuarem sempre que ocorra alguma condição anormal no sistema. Com as novas tecnologias, os equipamentos de proteção se modernizaram e vem trazendo muitas vantagens, como, por exemplo, a integração de funções de proteção, controle e monitoração de subestações em dispositivos inteligentes.

A proteção dos sistemas é realizada através de um conjunto de equipamentos e dispositivos, que detectam e protegem as instalações elétricas contra anomalias ou qualquer outra falha. Os principais equipamentos são: os relés de proteção, os transformadores de correntes e potenciais, disjuntores, fusíveis, chaves seccionadoras, alimentadores, etc (Cotosck, 2007). Os relés de proteção têm como tarefa a identificação, localização, informação sobre a existência de alguma falha, além de comandar a abertura de disjuntores. Os disjuntores possuem a tarefa de interromper ou reestabelecer as correntes elétricas, eles são a parte atuante física do relé. Os transformadores servem para isolar os instrumentos de alta tensão, fornecendo segurança de operadores e de equipamentos (Volpe, 2015).

O modelo matemático de operação do sistema de proteção descreve o comportamento das funções de proteção de cada relé alocado através do equacionamento matemático dos estados esperados das funções de proteção. Os dispositivos de proteção geram sinais de alarmes que são recebidos em um centro de controle, cada alarme correspondendo ao estado de operação (*on-off*) de um relé ou disjuntor (Yang, et al., 1994).

Este Capítulo é dedicado à apresentação dos principais conceitos relacionados à proteção, destacando alguns esquemas de proteção em sistemas de energia elétrica, em especial, aqueles utilizados para a validação do sistema inteligente proposto. O objetivo é preparar o leitor para compreender, no próximo Capítulo, a metodologia do gerador automático de padrões de alarmes.

### **2.1.1 Filosofias de proteção**

A proteção dos sistemas elétricos de potência visa assegurar a possibilidade de isolar e eliminar anomalias do sistema rapidamente, evitando que o problema se alastre para o restante da rede. Desta maneira a proteção fundamenta-se na seleção, coordenação e ajuste de dispositivos protetores ao sistema, visando o resguardo de operadores, consumidores e animais, a redução de danos materiais

e interrupções no serviço, a troca de segmentos defeituosos e o decréscimo de custos decorrentes da manutenção corretiva.

As concessionárias de energia elétrica possuem suas próprias filosofias de proteção, de modo que a proteção seja segura e adequada para seus sistemas particulares. Entretanto, todas as concessionárias devem buscar atender premissas básicas como:

- Isolar a menor parte possível do sistema no caso de alguma falta, ou isolar o curto-circuito tão próximo quanto possível de sua origem;
- Efetuar o isolamento do curto-circuito em um tempo mínimo de modo a reduzir os danos aos condutores e equipamentos (Anderson, 1999).

Dessa forma protegem-se os equipamentos não só das altíssimas correntes provenientes de curtos-circuitos, mas também de outras situações de risco como tensões acima do padrão e frequências fora da faixa de operação. Para a correta especificação de um sistema de proteção, há cinco requisitos básicos que devem ser atendidos: velocidade, seletividade, sensibilidade, confiabilidade e economia (Ackerman, 2006; Anderson, 1999; CPFL, 2003):

a) **Seletividade:**

A seletividade diz respeito à capacidade de um sistema de proteção de reconhecer e selecionar as condições de operação a fim de evitar desligamentos desnecessários. Sua função é isolar somente o equipamento defeituoso do restante, visando manter a continuidade no restante das partes do sistema.

Além disso, a seletividade é responsável por determinar a coordenação da proteção. Esta pode ser definida como o ato ou efeito de dispor dois ou mais equipamentos de proteção em série segundo certa ordem, de forma a atuarem em uma sequência de operação preestabelecida (Souza, 2008). O objetivo da coordenação, então, é evitar que faltas transitórias causem a operação de dispositivos de proteção que não tenham religamentos automáticos e que, no caso de defeitos permanentes, a menor quantidade possível do sistema fique desligada. O estudo da coordenação e da seletividade é feito pela superposição das curvas características tempo *versus* corrente dos diversos equipamentos em um gráfico *bi-*

*log*, com o objetivo de definir as temporizações mais adequadas para cada equipamento (Souza, 2008).

A seletividade deve seguir algumas premissas:

- Solicitação de todas as proteções situadas entre a fonte e o ponto de defeito;
- Somente a proteção mais próxima ao ponto de defeito deve atuar, isolando completamente o componente defeituoso e desligando a menor porção do sistema elétrico.

b) **Rapidez e velocidade:**

A rapidez e velocidade é a capacidade de um sistema de proteção atuar rapidamente em caso de contingência, desligando o trecho ou equipamento defeituoso (Souza, 2008).

A rapidez de atuação de um sistema de proteção tem como objetivos:

- Assegurar a continuidade do suprimento e a manutenção de condições normais de operação nas partes não afetadas do sistema;
- Auxiliar na manutenção da estabilidade do sistema pela remoção do distúrbio antes que este se espalhe e conduza a uma perda de sincronismo e, conseqüentemente, ao colapso do sistema de potência;
- Evitar ou reduzir a extensão dos danos ao sistema dado que a energia liberada durante uma falta é proporcional ao quadrado da corrente e a duração da falta.

c) **Sensibilidade:**

A sensibilidade é a capacidade da proteção de identificar uma condição anormal que excede um valor limite ou de *pick-up* para a qual inicia uma ação de proteção quando as quantidades sentidas excedem o valor limite, operando com a menor margem de tolerância possível entre a operação e não operação dos equipamentos. Para um bom funcionamento o equipamento deve prever a operação com segurança, mesmo em caso de ocorrência de correntes de desequilíbrio ou de defeito (Souza, 2008).



**d) Confiabilidade:**

Confiabilidade é a capacidade da proteção de estar apta a atuar sempre que ocorra uma falha, a operação deve ocorrer independente de condições operativas ou externas, respeitando sempre a seletividade e sensibilidade configurada. Em resumo, a confiabilidade é a probabilidade de um componente, equipamento ou sistema, de funcionar corretamente quando sua atuação for requerida (Souza, 2008).

O sistema de proteção também deve ser seguro, ou seja, em caso de defeito ou condição anormal, a proteção nunca deve falhar ou realizar uma operação indevida. A operação incorreta ou intempestiva de um dispositivo pode ser atribuída a: projeto incorreto do sistema de proteção, ajuste incorreto do relé, testes incorretos com os relés, instalação incorreta ou degradação em serviço. Um sistema de proteção seguro implica em um sistema que apresente uma segunda proteção, ou proteção de retaguarda (*backup*) no caso de falha da proteção principal.

**e) Economia:**

O sistema de proteção deve ter sua implantação viável economicamente, evitando-se um número excessivo de disparos de proteção (Souza, 2008).

**2.1.2 Relés de proteção**

Na proteção de sistemas de potência, os relés de proteção são os equipamentos responsáveis por detectar defeitos e enviar comandos de abertura para o disjuntor, ou disjuntores, que irão isolar o defeito do restante do sistema. Esse comando de abertura é geralmente chamado de “*trip*”. Os relés são utilizados, de forma geral, para a proteção de sistemas de transmissão e distribuição, e isto significa preservar não só as linhas de transmissão e as cargas conectadas a estas, mas também os equipamentos elétricos envolvidos no sistema de potência.

Os relés são definidos pela função que realizam, ou seja, pelo tipo de anormalidade que identificam com os dados aquisitados. Em relés eletromecânicos, a função é única e depende da construção do relé. Já os relés digitais exercem várias funções ao mesmo tempo, dependendo da programação da lógica interna

que é inserida no equipamento. Essa lógica pode ser editada para sinalizar e receber informações do subsistema de controle e supervisão

Os relés digitais são conhecidos como Dispositivos Eletrônicos Inteligentes e sua utilização propicia redução no custo de implantação e manutenção, pois há uma redução no número de cabos e equipamentos. Além disso, a troca de informações é muito mais rápida por meio de redes Intranet, as quais simplificam o projeto, permitem sincronização temporal dos dispositivos e expansão do sistema, além de fornecer maior confiabilidade. O progresso tecnológico concernente ao aumento da capacidade dos microprocessadores e seu preço menor parecem apontar para a expansão do uso e do desempenho dos relés digitais (Goes, 2013).

Ressalta-se que o uso de relés de proteção digitais trazem benefícios em todos os aspectos dos sistemas de potência, como por exemplo, o fato deles permanecem permanentemente ligados dispensando a necessidade da aquisição de equipamentos adicionais para análise de energia, contribuindo assim, para a localização rápida dos eventos como interrupções momentâneas do fornecimento de energia, curtos-circuitos, sub e sobre-tensões, e então, realizar um diagnóstico do sistema elétrico de forma rápida e confiável (PCO, 2005).

Todos os tipos de relés, não importam se dos tipos eletromecânicos, estáticos ou digitais, são derivados de duas grandezas: corrente e tensão. Assim, combinando-se convenientemente as parcelas destes, faz-se surgir todos os tipos de relés (Santos, 2007). Os relés de corrente podem ser ajustados de acordo com a corrente e/ou tempo, esta faixa de ajuste os tornam adaptáveis a uma larga faixa de circunstâncias possíveis. Embora esses ajustes sejam feitos independentemente, a interdependência destes é apresentada nas curvas tempo x corrente, fornecidas no catálogo dos fabricantes. Já os relés de tensão são aqueles que são ajustados de acordo com a tensão do circuito elétrico ao qual estão conectados. Seu funcionamento é bastante semelhante aos relés de corrente, exceto pelo fato de que são, mais usualmente, não-temporizados.

Existem também os relés de distância, que relacionam a corrente no local de instalação do relé com a tensão. Desta maneira é possível obter a impedância da linha. Em linhas de transmissão, a impedância da linha é diretamente proporcional a seu comprimento, devido a isso se origina o nome deste relé.

## 2.2 Zonas de atuação ou zona de seletividade

Nos sistemas elétricos de potência, destacam-se as proteções principais e secundárias de linhas, barras, transformadores e geradores. A proteção de primeira defesa é feita pela proteção principal e em segunda instância pela proteção secundária a qual pode ser local e/ou remota (Kindermann, 2006). Dependendo da importância e do porte do sistema elétrico, pode-se constituir a proteção principal em réplica (redundância), ou seja, classificada em proteção primária e alternativa. Neste caso as proteções são idênticas, ou seja, existem duas proteções desempenhando funções idênticas com hierarquias iguais. Os equipamentos de proteção primária e alternativa podem ser em réplica do mesmo fabricante ou de fabricantes diferentes (Kindermann, 2006). A zona de atuação ou zona de seletividade de cada proteção principal ou alternativa é a cobertura que a proteção efetua sobre linhas ou trechos de linha ou equipamentos do sistema (Kindermann, 2006). A zona de atuação da proteção principal deve efetuar a proteção considerando:

- Superposição nas zonas de atuação dos relés da proteção principal;
- Cada disjuntor esteja coberto (contido) em pelo menos duas zonas de atuação dos relés da proteção principal;
- Sempre entre cada elemento ou conjunto de equipamentos deve existir pelo menos um disjuntor.

Quando ocorre um defeito dentro de uma determinada zona, os relés, que constituem a proteção principal, devem desligar todos os disjuntores dentro de sua respectiva zona de atuação. Deste modo, para um defeito localizado dentro da superposição de duas zonas, todos os disjuntores das duas zonas devem ser desligados.

Este esquema funciona adequadamente, mas tem um inconveniente que ocorre quando existe um defeito dentro da superposição de duas zonas, e num local onde a abertura de alguns disjuntores é desnecessária. O inconveniente desse desligamento seria retirar um elemento não defeituoso do sistema elétrico. Entretanto, a probabilidade da ocorrência desse defeito é baixa, dado que, a zona de superposição é pequena (Kindermann, 2006).

Na prática, a zona de atuação da proteção principal se inicia no local da instalação do Transformador de corrente (TC) ou dos TCs do circuito elétrico. Nos disjuntores pertencentes à superposição, os TCs estão entrelaçados, isto é, os TCs estão posicionados de modo que o disjuntor fique no meio (Kindermann, 2006). Cada conjunto de TCs alimenta relés de sistemas de proteção diferentes.

### **2.3 Proteção de equipamentos de energia**

A proteção dos sistemas elétricos de potência é feita por esquemas de proteção que, por sua vez, são basicamente comandados por relés. A função primordial desses relés é identificar os defeitos, localizá-los da maneira mais exata possível e alertar a quem opera o sistema, promovendo o disparo de alarmes, sinalizações e também, dependendo do caso, promovendo a abertura de disjuntores de modo a isolar o defeito, mantendo o restante do sistema em operação normal, sem que os efeitos desse defeito prejudiquem sua normalidade. Note que o bom desempenho da proteção no sistema elétrico, reduz e minimiza (Kindermann, 2005):

- A extensão do defeito no equipamento, reduzindo o custo da reparação dos estragos;
- A probabilidade de que o defeito possa se propagar e envolver outros equipamentos;
- O tempo em que o equipamento fica indisponível;
- A perda da produção;
- Descontentamento.

O modelo matemático de operação do sistema de proteção é definido por um conjunto de equações de estados esperados das funções de proteção dos relés. Cada equação deste conjunto modela, matematicamente, a lógica de operação das funções de proteção utilizadas para a proteção da subestação. Este conjunto de equações é desenvolvido considerando:

(1) regras gerais que descrevem, de forma intuitiva, a lógica de operação das funções de proteção;

(2) filosofia de proteção utilizada por especialistas na especificação, seletividade e coordenação da proteção (Anderson, 1999) e

(3) dados básicos do sistema elétrico.

O modelo matemático de operação do sistema de proteção proposto pode ser aplicado em qualquer sistema elétrico de potência. Todavia, a dependência do equacionamento em relação ao sistema elétrico ocorre somente na fase de implementação onde se deve estabelecer a filosofia de proteção adotada, bem como informar à metodologia os dados referentes à topologia do sistema (chaves, disjuntores, funções de transferência).

### **2.3.1 Proteção de linhas de transmissão**

As linhas de transmissão (LT) podem ser consideradas a parte mais suscetível a faltas do sistema elétrico, isso se dá a extensa dimensão e à constante exposição a fenômenos atmosféricos e acidentes provocados por atividades humanas, correspondem a parte mais exposta do sistema (Barros, et al., 1994).

Num geral, as linhas são protegidas por relés de sobrecorrente, distância e diferencial de linha. Além disso, são empregadas funções auxiliares de proteção para detectar faltas durante a energização da LT (*SOTF – Switch onto Fault*) e oscilação de potência, em conjunto com a teleproteção que permite o envio de comandos de disparo entre os terminais das LTs. Esquemas auxiliares podem ser modelados separadamente, fornecendo uma entrada única para a base padrão (Oliveira, 2012).

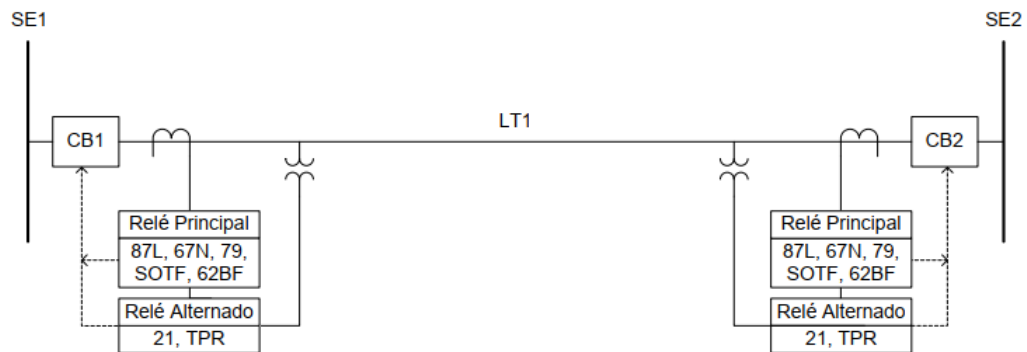
Em redes de transmissão estes são utilizados como proteção de retaguarda das linhas de transmissão protegidas por relés de distância (Cardoso Jr., 2003). Na medida em que os sistemas de energia tornam-se mais complexos e a corrente de falta varia com as mudanças na geração e configuração do sistema, os relés de sobrecorrente direcionais tornam-se difíceis de aplicar e ajustar para todas as contingências, enquanto o ajuste do relé distância é constante para uma grande variedade de alterações externas a linha protegida (Grigsby, 2000). Na próxima seção deste Capítulo é descrito em mais detalhes o funcionamento dos relés de distância (21).

Na Figura 1, temos o esquema de proteção de uma linha de transmissão. Neste caso a linha é protegida por dois sistemas de proteção independentes de forma a atingir os requisitos técnicos de proteção de linhas de alta tensão, descritos

no Submódulo 2.6 do ONS (2010) (Oliveira, 2012). Cada terminal da LT é composto de dois conjuntos de relés numéricos com funções distintas, a fim de aumentar a confiabilidade do sistema de proteção. O relé principal contém as seguintes funções ativas:

- Diferencial de linha (87L) é uma proteção seletiva que monitora a diferença de correntes que entram e saem da LT. Geralmente está associada à proteção principal de linhas curtas e deve atuar instantaneamente;
- Sobrecorrente direcional de neutro (67N) é empregada como retaguarda na identificação de faltas no neutro;
- Lógica de chaveamento sobre falta (SOTF) é destinada às situações de fechamento do disjuntor sobre um defeito já existente, como por exemplo, um aterramento móvel esquecido conectado após manutenção. A lógica SOFT fica habilitada apenas durante intervalos de energização de LTs, e deve atuar de forma instantânea (Schweitzer engineering laboratories, 2012);
- Lógica de falha de disjuntor (62BF) atua quando um defeito em um disjuntor impede sua abertura completa, quando solicitado pela proteção. O 62BF monitora se a falta foi isolada dentro de um tempo pré-determinado, e caso o disjuntor principal não opere, outros disjuntores de retaguarda (local e/ou remoto) devem ser abertos ((Schweitzer engineering laboratories, 2012);
- O religamento automático (79) tem objetivo de reduzir o tempo de indisponibilidade de LTs enviando um sinal de fechamento aos disjuntores da linha. O sucesso da tentativa de religamento é obtido quando a falta é temporária e se extinguiu durante o intervalo entre a abertura do disjuntor e o religamento do mesmo.

Figura 1 - Esquema de proteção de uma linha de transmissão de 230kV



Fonte: Oliveira (2012).

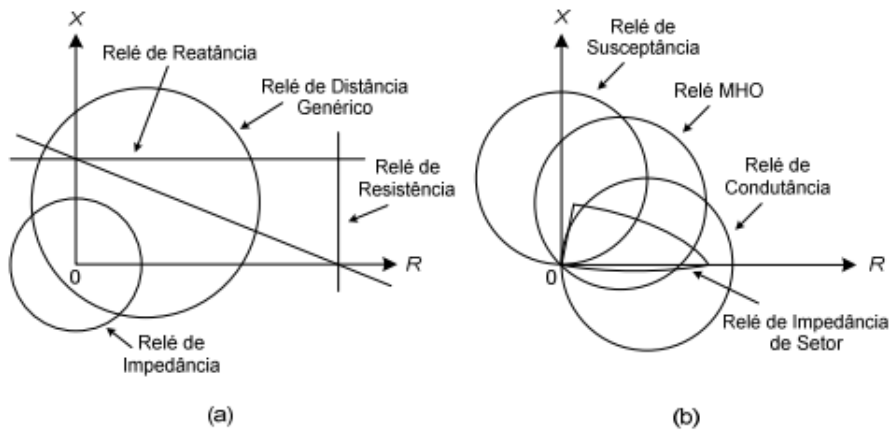
A proteção alternada é dada pelo relé de distância (21) que será explicado com mais detalhes na próxima seção.

### 2.3.1.1 Relé de distância (21)

A função de distância de um relé (21) utiliza as informações de tensão, corrente e ângulo entre tensão e corrente para calcular a impedância vista pelo relé (Leão, 2011). Em linhas de transmissão, a impedância da linha é diretamente proporcional ao seu comprimento, desta maneira, através da impedância o relé consegue definir qual é o local da falta. O local de instalação do relé é definido pelo local de acoplamento de seus Transformadores de Corrente (TCs) e Transformadores de Tensão (TPs) na linha.

A função 21 é principalmente empregada para proteção de linhas de subtransmissão e transmissão. Ela tem a finalidade de proteger a linha para faltas em pontos nos quais a proteção de sobrecorrente não alcança ou não é suficientemente segura (pontos distantes da subestação) (Leão, 2011). As funções de distância são, usualmente, caracterizadas pelos planos complexos  $R-X$  de atuação, ilustrados na Figura 2.

Figura 2 - Plano de atuação - relés de distância: (a) características gerais de operação; (b) características gerais de operação direcional.



Fonte: Adaptado de Anderson (1999).

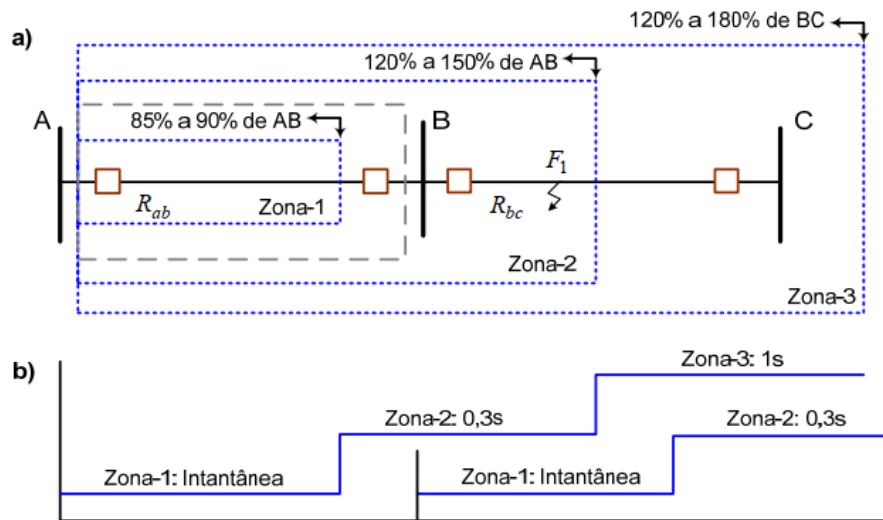
Estudar todos os tipos de funções de distância não é o objetivo deste trabalho de conclusão de curso. Entretanto, para entender o funcionamento das proteções de linha, é necessário entender como funcionam as zonas de proteção estabelecidas pelo relé de distância.

Conforme Figura 3, o relé de distância possui 3 zonas configuradas, onde temos (Fonsceca, 2012):

- Zona 1 (Z1): é conhecida como zona primária ou principal de proteção. Esta unidade é parametrizada para proteger cerca de 85% a 90% do comprimento da linha e opera com uma temporização T1 instantânea;
- Zona 2 (Z2): é conhecida como zona de proteção secundária de retaguarda. Esta unidade é parametrizada para 100% da linha protegida mais cerca de 50% da linha adjacente e opera com temporização T2;
- Zona 3 (Z3): é conhecida como zona de proteção terciária de retaguarda. Esta unidade é parametrizada para alcançar 100% da impedância das duas primeiras linhas e cerca de 25% da terceira linha e opera com temporização T3.



Figura 3 - Proteção de distância escalonada com três zonas. (a) zonas coordenadas em distância; (b) zonas coordenadas em tempo.



Fonte: Fonsceca (2012).

Fazendo referência à Figura 3, a zona desejada de proteção é mostrada com uma linha pontilhada. A situação ideal seria ter *trip instantâneo* para todas as faltas dentro da área pontilhada (Fonsceca, 2012). Devido à incerteza na extremidade remota, deve-se aceitar uma zona de subalcance. Isto assegura que não haja sobrealcance no terminal da seção da linha. Quando ocorre uma falta em um ponto da linha na zona primária, todas as zonas são sensibilizadas, entretanto, somente a zona primária atua para abrir o disjuntor visto que ela opera em menor tempo. Caso a zona primária falhe, devido algum defeito no relé ou disjuntor, a zona secundária atua. Falhando a zona secundária existe ainda a possibilidade de que a zona terciária atue, isolando a linha com falta do restante do sistema

É importante ressaltar que as zonas de sobrealcance nem sempre podem ter ajustes com os valores definidos acima. Isto pode ser causado, por exemplo, por linhas adjacentes cujos comprimentos diferem e/ou pelo efeito das contribuições de corrente de falta das linhas nas barras intermediárias (*infeed*) (Horowitz, et al., 2008). Por exemplo, ao parametrizar a Zona 2 de um relé de proteção, deve ser lembrado que seu alcance não deve ser maior que a Zona 1 do próximo relé. Na Figura 3(a), a Z2 do relé  $R_{ab}$  não deve alcançar além da Zona 1 do relé  $R_{bc}$ , caso contrário algumas faltas poderiam existir simultaneamente nas zonas dos dois relés,

podendo conduzir a um *trip* desnecessário em ambas as linhas (Horowitz, et al., 2008).

### 2.3.2 Proteção de barras

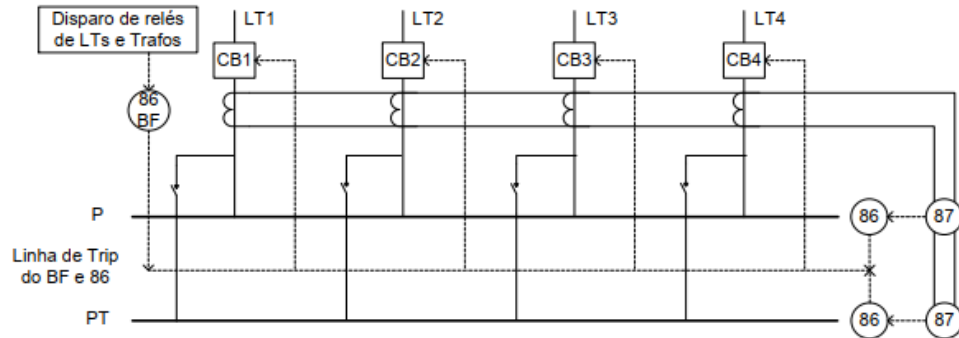
Defeitos em barras devem ser isolados por meio da abertura de todos os disjuntores de todos os circuitos que a alimentam. Como este desligamento pode incluir geradores ou linhas de interligação, afetando grandes partes do sistema, é de suma importância que a proteção de barras funcione corretamente para defeitos exclusivamente nas barras, sendo insensível a defeitos externos. Então, quando há mais que seis a oito circuitos envolvidos, barras são frequentemente separadas por circuitos disjuntores (barra de transferência), ou um arranjo de barra é usado tal que minimize o número de circuitos que podem ser abertos para uma condição de falta na barra (Blackburn, 2006).

Os arranjos de barramentos são mais sofisticados para níveis mais altos de tensão, de modo a evitar a perda total da subestação, quando da ocorrência de perturbações. Os defeitos em barras, geradores e transformadores não são em geral de natureza transitória, mesmo que a causa de origem o tenha sido; os danos causados são permanentes, com o que fica vedada a possibilidade de reaplicação imediata de tensão. Estes equipamentos são em geral tão bem protegidos contra a ação de elementos da natureza, bem como erros de operação, que as possibilidades de defeitos são muitíssimo menores do que em outros elementos do sistema, tais como linhas de transmissão (Stemmer, Bastos, 1977).

A proteção de barras da subestação é quase universalmente realizada pela proteção diferencial (87) e deve atuar com alta velocidade e seletividade. A atuação do diferencial é feita por meio do relé de bloqueio (86) que envia sinais de operação para todos os disjuntores conectados à barra. O esquema de proteção de barras é apresentado na Figura 4. Como as barras interligam as instalações e linhas de transmissão, é comum encontrar esquemas adicionais de proteção de equipamentos adjacentes que atuam na falha de operação da proteção principal. Supondo que uma falta ocorreu na linha LT1, representada na Figura 4, e que o disjuntor CB1 não tenha sido aberto dentro de um intervalo de tempo pré-determinado, o relé de falha de disjuntor (86BF) enviará sinais de operação para

todos os disjuntores conectados a barra com o objetivo de eliminar a falta (Oliveira, 2012).

Figura 4 - Esquema de proteção de uma linha de transmissão de 230kV



Fonte: Oliveira (2012).

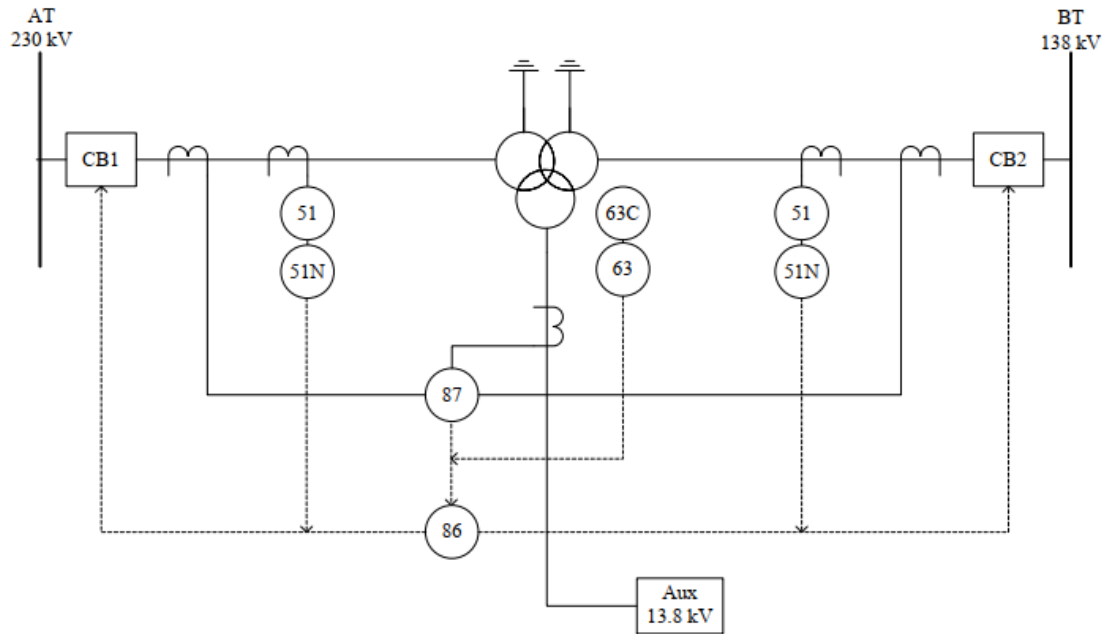
### 2.3.3 Proteção de transformadores

Devido ao alto custo dos transformadores e ao tempo relativamente longo de interrupção no fornecimento de energia quando da retirada de uma unidade de transformação do sistema, seja devido a uma falta ou para manutenção, deve-se projetar um sistema de proteção suficientemente seguro, confiável e capaz de detectar faltas antes que elas alcancem maiores proporções, prevenindo maiores danos aos transformadores. Geralmente, são afetados por ocorrência de curtos-circuitos e superaquecimento. A falta de maior incidência é a monofásica, embora possam ocorrer defeitos, entre fases e espiras, ou entre o enrolamento de alta e baixa tensão, podendo ser de ocorrência rápida ou lenta (Biondi Neto, et al., 1999).

O principal objetivo da proteção de transformador é detectar faltas internas aos transformadores com alta sensibilidade, juntamente com um alto grau de imunidade para faltas externas. A sensibilidade na detecção e a isolação de faltas internas irá limitar os danos internos causados pela falta e a quantidade de reparos posteriores que será exigido (Blackburn, 2006). Ao contrário de uma linha de transmissão, a extensão física de um transformador é limitada dentro de uma subestação, e, conseqüentemente, a proteção diferencial, que é a forma mais desejável de proteção disponível, pode ser usada para proteger transformadores. Na Figura 5, temos o esquema de proteção de um transformador que é composto

de disjuntores e dos relés diferencial (87), Buchholz (63), pressão (63C), bloqueio (86), sobrecorrente temporizado de fase e de neutro (51/51N) (Oliveira, 2012).

Figura 5 - Esquema de proteção de transformadores 138/13,8/230 kV



Fonte: Oliveira (2012).

### 3 ALARMES E EVENTOS

#### 3.1 Considerações gerais

Nos sistemas de potência, os relés de proteção tem como função detectar as faltas e disparar um sinal de comando, chamado de *trip*, para a abertura dos disjuntores, os quais isolam o(s) elemento(s) do sistema em falta do restante. No momento em que o relé é acionado, um sinal é gerado e este sinal é chamado de alarme. Os alarmes registram as anomalias detectadas no sistema. Os registros de todos os alarmes disparados pelo sistema caracterizam o evento.

A definição de alarme é um pouco subjetiva, variando de um aplicativo para outro. De uma maneira simplista, pode-se definir alarmes como sintomas apresentados pelo sistema em consequência de eventos ocorridos (Cardozo Jr, Talukdar, 1988; Wen, Chang, Srinivasan, 1995). Outros autores preferem denominar eventos como “causas” ou “perturbações”, e alarmes como “efeitos”, ou ainda “manifestações” (Wen; Chang, 1998). O termo “alarme” refere-se à manifestação de uma mensagem, produzida pelo sistema supervisor, que visa sinalizar ao operador sobre uma condição anormal detectada no sistema elétrico. O termo “evento” refere-se a uma perturbação (ou ocorrência) no sistema elétrico que produz um determinado conjunto de alarmes.

Em um centro de controle são recebidos os alarmes gerados pelos dispositivos de proteção, correspondendo ao estado de operação (*on-off*) de um relé ou disjuntor (Yang, et al., 1994). Existem outros tipos de alarmes que indicam o estado do sistema de potência, por exemplo, tensões em diversos locais e correntes nos circuitos mais importantes. Além disso, podem ser registrados alarmes quando ocorre algum processo, como um problema em uma função automática, ou quando uma falha de comunicação é detectada. Em situações reais são registradas a data, a hora e a descrição do alarme. Os alarmes podem ser apresentados no painel de controle dos operadores ou visualizados na tela do computador.

Considerando o tamanho e a complexidade de um sistema elétrico de potência típico, um operador humano dificilmente será capaz de diagnosticar corretamente todas as condições anormais. Sofisticados programas computacionais foram desenvolvidos para automatizar este processo e chamar a

atenção do operador para eventos notáveis, na forma de mensagens de alarme (Fritzen, 2012).

Na ocorrência de grandes perturbações os operadores podem ser expostos a um grande número de alarmes gerados devido às contingências. Uma falta pode provocar centenas e até milhares de alarmes e eventos. Essa quantidade de alarmes ainda pode aumentar em desligamentos atingem grandes proporções devido à ocorrência de atuações incorretas da proteção e/ou problemas de oscilação e sobretensões após a ocorrência da falta (Gomes, et al., 2002).

Somados a estes problemas podem ocorrer falhas nas unidades terminais remotas, nos canais de comunicação, ou na aquisição de dados, implicando em informações incompletas ou corrompidas (Cardoso Jr., et al., 2004). Portanto, uma situação de falta pode causar um grande número de mensagens de alarmes em um curto período de tempo, as quais são enviadas aos consoles dos operadores, impondo um elevado estresse e, por conseguinte, influenciando no processo de decisão (Chen, 2011).

### **3.2 Operação correta**

Caso todos os dispositivos de proteção estejam operando normalmente e não haja erro de comunicação entre os mesmos, a ocorrência de uma falha resultará em um padrão de sintomas específico. Esta situação é definida como operação correta dos alarmes. Desta forma os alarmes recebidos são todos iguais a um dos eventos ou uma combinação dos eventos do conjunto de possíveis eventos do sistema elétrico. Ao reconhecer corretamente os padrões de sintomas, as possíveis situações de falta podem ser identificadas.

No entanto, para padrões de sintomas com falhas de comunicação, ou para padrões com falha na operação dos relés ou disjuntores, o problema se torna mais complexo. Nesta conjuntura, uma situação de falta pode trazer vários padrões de sintomas possíveis, e um padrão de sintoma confrontado pelos operadores pode ser causado por uma série de situações de falta possíveis (Yang, et al., 1994). Estas situações são caracterizadas pela aparição de alarmes falsos ou falhos que serão exemplificados a seguir.

### **3.3 Alarme Falso**

Ao serem analisados os conjuntos de possíveis respostas com os alarmes recebidos, nem sempre é possível encontrar uma resposta exatamente igual a um dos possíveis eventos. Quando o conjunto de alarmes recebidos possui elementos que não são justificados pela hipótese dada como resposta, estes são reconhecidos como alarmes falsos. Este alarme falso pode ser gerado pelo disparo indevido do dispositivo de proteção, por exemplo, devido ao mau ajuste de relés, ou problemas de comunicação entre os dispositivos de proteção e de aquisição de dados.

### **3.4 Alarme Falho**

Um ajuste incorreto de um dispositivo de proteção também pode acarretar em problemas de sensibilidade e fazer com que os dispositivos de proteção deixem de atuar de forma adequada. Este problema fica evidente quando no conjunto de alarmes recebidos faltam elementos em relação ao evento com o qual se tenta justificar a falta. Além do problema de ajuste do dispositivo de proteção, uma possível falha de comunicação entre o dispositivo de proteção e o de aquisição de dados poderia acarretar neste alarme falho.

## 4 GERADOR AUTOMÁTICO DE PADRÕES DE ALARMES

### 4.1 Formulação do problema

Para a implementação de um gerador automático de alarmes o primeiro passo é a identificação da topologia da rede. A rede elétrica pode ser construída como um grafo não direcionado. Onde as linhas de transmissão são suas arestas e os demais componentes são considerados seus vértices. Em virtude disso, se faz necessário entender como funciona a teoria dos grafos e como a mesma pode ser aplicada em redes elétricas.

A partir do reconhecimento da topologia da rede, o algoritmo implementado irá percorrer todos os pontos do sistema. Na seção 4.3 deste Capítulo serão formuladas regras com base nas proteções dos equipamentos da rede e filosofias de proteção do sistema. A partir dessas regras, serão simulados diversos tipos de eventos e seus alarmes.

O algoritmo proposto torna-se flexível devido a esse conjunto de regras, onde é possível adicionar mais premissas considerando diferentes equipamentos de proteção ou mesmo desconsiderar alguma, caso o intuito seja analisar um tipo de evento específico.

O algoritmo foi implementado utilizando a plataforma MATLAB, onde foi possível utilizar suas *toolbox* para grafo. Neste Capítulo será descrito brevemente a teoria de grafos, juntamente com a metodologia aplicada para implementar um gerador de alarmes automático.

### 4.2 Teoria dos grafos

De acordo com a linguagem matemática, um grafo é um conjunto de objetos  $V = \{v_1, v_2, v_3, \dots, v_n\}$  chamados vértices, nós ou pontos, e outro conjunto  $E = \{e_1, e_2, e_3, \dots, e_m\}$  tal que  $E_i$  é chamado arco ou aresta, relacionados entre si através de uma relação que constitui o grafo  $G = (V, E)$ . Cada aresta de um grafo é definida por  $E_r = (v_i, v_j)$ , correspondendo a um par de vértices, onde  $v_i$  recebe o nome de vértice inicial e  $v_j$  o nome de vértice final, pode se dizer também que  $v_i$  e  $v_j$  são as “pontas” da aresta. Se  $E_r$  é uma aresta, pode-se afirmar que  $v_i$  e  $v_j$  são vizinhos ou adjacentes. O número de vezes que as arestas incidem sobre o vértice  $V$  é

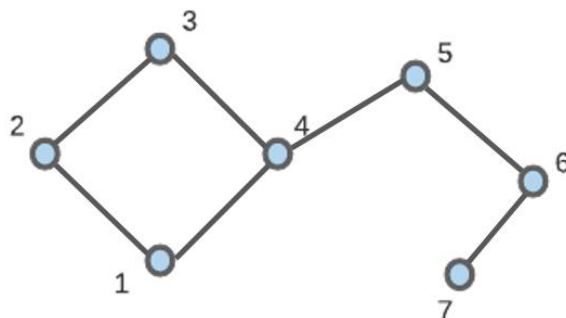


chamado grau do vértice, simbolizado por  $d(V)$ , a partir deste valor é possível definir o número de vizinhos de cada aresta.

Grafos podem ser considerados direcionados ou não-direcionados. As arestas em um grafo direcionado são pares ordenados, ou seja, a ordem entre dois vértices conectados por uma aresta é importante. Neste caso representa-se uma aresta como uma flecha apontando de um vértice para outro. As arestas em um grafo não-direcionado são pares não ordenados, os quais são representados através de um seguimento de linha conectando dois vértices (Prado et al.,2005).

De maneira simplificada, um grafo pode ser representado através de sua lista de adjacências, que representa as relações de adjacências (arestas) entre os vértices. De acordo com o grafo representado na Figura 6, tem-se a lista de vértices adjacentes da Tabela 1.

Figura 6 - Exemplo de grafo



Fonte: o autor (2021).

Tabela 1 - Relação de vértices do grafo

Vértices	Vértices adjacentes
1	2,4
2	1, 3, 4
3	2, 4
4	1, 2, 3, 5
5	4, 6
6	5, 7
7	6

Com base nesta representação torna-se fácil observar as relações de adjacência presentes no grafo, como por exemplo que a aresta (1,2) é adjacente à aresta (1,4). Outra maneira de representar grafos é através de matrizes, utilizando a matriz de adjacências.

A matriz de adjacências é uma matriz  $V \times V$ , onde para cada par de vértices, sendo eles por exemplo  $v_i$  e  $v_j$ , o elemento de linha  $i$  e coluna  $j$  irá representar a existência ou não da aresta  $(v_i, v_j)$ . De acordo com Oliveira (2012), o uso de matrizes implica em duas dificuldades importantes. A primeira está associada ao uso de memória para representar matrizes com alto grau de esparsidade, pois mesmo relações entre pares de vértices (matriz de adjacência) que não existam efetivamente no grafo, ocupam memória. A segunda dificuldade diz respeito ao tempo de processamento para a pesquisa de características do grafo. Nos dois tipos de matrizes, buscas (por vértices vizinhos, por arestas que incidem em um determinado vértice, etc.) exigem a varredura sequencial de linhas ou colunas.

Para simplificar o estudo e evitar estes possíveis problemas, neste trabalho foram utilizadas listas de adjacência para representação de grafos.

#### **4.2.1 Utilização de grafos para representação de sistemas de potência**

A teoria de grafos serve como uma importante ferramenta para representação de redes de energia elétrica, sejam elas de transmissão ou distribuição de energia. De acordo com Deo (1977), a ideia de representar circuitos elétricos por meio de grafos iniciou no século 19. Porém, somente nos dias de hoje essa ferramenta está sendo amplamente utilizada considerando circuitos reais. Por muito tempo a dificuldade intrínseca da computação manual impossibilitou esta prática, que atualmente se torna possível devido aos avanços tecnológicos na computação eletrônica.

O principal objetivo da utilização da teoria de grafos na representação de redes elétricas é desenvolver ferramentas e métodos necessários para o processo de gestão e integração da infraestrutura do sistema elétrico, a fim de garantir qualidade, segurança, confiabilidade e disponibilidade dos produtos e serviços da concessionária de energia. Sua missão é, portanto, possibilitar o desenvolvimento, integração e aplicação de tecnologias que promoverão a transformação da infraestrutura de energia elétrica, para que seja capaz de prover estudos, de

maneira eficiente e barata, serviços e produtos com segurança, qualidade e confiabilidade.

De acordo com Maquengo (2019) os benefícios específicos para o setor elétrico através da teoria de grafos são:

- Aumento da confiabilidade, disponibilidade e segurança do sistema elétrico;
- Predição e auto recuperação de situações de emergência;
- Redução dos custos de operação e manutenção;
- Padronização de componentes e aumento da competitividade.

#### 4.2.2 Modelagem da rede elétrica

A topologia da rede do sistema elétrico de potência pode ser representada através de um grafo associado tal como,  $G = (V, E)$ . Onde  $V$  é formado por  $n$  vértices, dado pelo conjunto  $V = \{v_1, v_2, v_3, \dots, v_n\}$  e representa todos os equipamentos presentes no sistema. Já  $E$  é formado por  $m$  arestas pertencentes ao conjunto  $E = \{e_1, e_2, e_3, \dots, e_m\}$  que representam as linhas que conectam estes equipamentos. Cada aresta presente no sistema é formada por um par de vértices, logo uma aresta  $e_x$  onde  $(1 \leq x \leq m)$ , pode ser descrita como  $e_x = (v_i, v_j)$  com  $1 \leq i \leq n$  e  $1 \leq j \leq n$ .

Um vértice  $V_i$  pode estar conectado na extremidade de mais uma aresta, de modo que é possível definir um conjunto  $ES(v_i) \subset E$  de arestas das quais  $v_i$  faz parte. Com base nesta informação será possível definir quais são os vizinhos de um equipamento e a partir disso, quais serão as regras de proteção que serão aplicadas. Dentro do conjunto de vértices, existem subconjuntos compostos pelos diferentes equipamentos do sistema. Estes subconjuntos serão definidos pelo número de equipamentos existentes no sistema.

Cada equipamento possui um conjunto de regras de operação que foram baseadas em suas filosofias de proteção e serão abordadas ainda neste Capítulo. É válido dizer que todo equipamento possui um conjunto de padrões de alarmes esperados  $A = \{a_1, a_2, \dots, a_p\}$  associado ao mesmo. Desta maneira, podemos afirmar que cada vértice  $v_i$  está associado um conjunto de alarmes  $AS(v_i) \subset A$ , e, na relação inversa, cada alarme  $a_h$  ( $1 \leq h \leq p$ ) está associado a um conjunto de vértices  $VS(a_h) \subset V$ .

### **4.2.3 Algoritmo de varredura**

Um algoritmo de busca, ou de varrimento, é um algoritmo que percorre todos os vértices de um grafo passando pelas arestas. Há muitas maneiras de realizar tal procedimento. Cada algoritmo de busca é caracterizado pela ordem em que os vértices são visitados.

O algoritmo de busca em profundidade (*depth-first search*), ou busca DFS, trata-se de uma generalização de um algoritmo mais simples chamado de algoritmo da acessibilidade (Maquengo, 2019). Nesse caso o objetivo é decidir se um vértice é acessível a outro através de um caminho. Aqui, o objetivo é visitar todos os vértices e numerando-os na ordem em que são descobertos. A busca em profundidade não responde a um problema concreto ou específico. É um processo típico usado para a resolução eficiente de vários problemas concretos. A ideia geral de uma busca em profundidade, tendo em conta uma ordenação dos vértices do grafo e começando o procedimento pelo primeiro vértice referido como inicial. Em seguida, processa-se o vértice adjacente ao inicial seguindo a ordem referida. Em seguida, percorre-se um caminho P de vértice adjacente, assim sucessivamente, esgotando todos os vértices, e chegando a uma situação em que não há mais vértices para processar. Retrocede-se no caminho P já realizado até um vértice onde haja uma ramificação, iniciando-se novo caminho. O processo repete-se até correr todos os vértices do grafo.

Neste trabalho foi utilizado o algoritmo DFS para realizar uma varredura no grafo e assim definir os eventos de cada local.

## **4.3 Construção de padrões**

### **4.3.1 Regras Gerais de Lógica de Atuação da Proteção Principal**

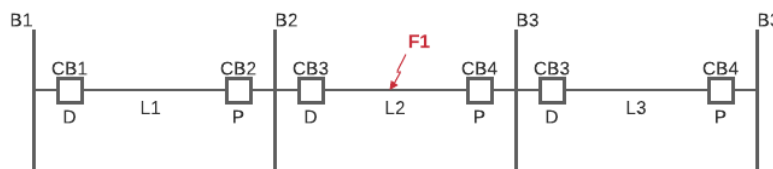
A partir do conhecimento intuitivo humano e da filosofia de proteção dos equipamentos, regras gerais descrevendo a lógica de atuação de cada função de proteção podem ser estabelecidas. É possível definir uma regra de proteção como um conjunto de padrões de alarmes esperados que reflete o funcionamento da proteção de um equipamento no SEP. As regras de proteção são utilizadas para classificar eventos em nível de equipamento.

Tais regras são baseadas no princípio de funcionamento das funções de proteção e na filosofia geral de sistemas de proteção apresentados nas seções anteriores. Cada conjunto de regras inserido deve ser consistente logicamente e validado por especialistas. Algumas simplificações foram aplicadas para facilitar a modelagem dos equipamentos. A seguir são propostas quatro regras fundamentais e gerais que são utilizadas para a obtenção das equações genéricas para todas as funções de proteção de um sistema de potência.

**Regra 1:** quando ocorrer uma falta em uma linha de transmissão, sua proteção principal irá identificá-la e enviar o comando de *trip* para os disjuntores instalados isolarem o defeito. Na Figura 7, temos uma linha de transmissão exemplificada, ao ocorrer uma falta no ponto F1, a proteção principal (PP) da linha 2 deve atuar gerando o seguinte alarme:

Local da falta	Alarmes
Falta L2	PP L2, CB3, CB4

Figura 7 - Linha de transmissão



Fonte: o autor (2021).

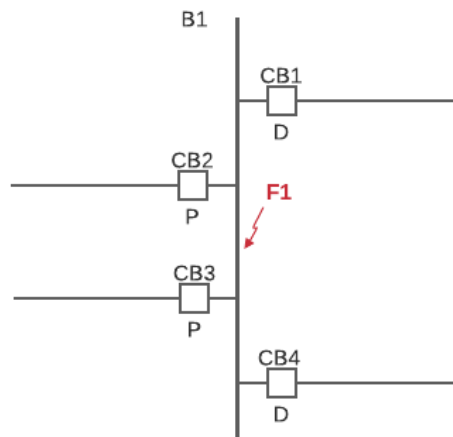
No exemplo acima foi considerado que o restante da rede está ligada em topologia anel, onde existem diferentes geradores de energia conectados ao longo do sistema, sendo necessário isolar o ponto de defeito em ambos os lados.

**Regra 2:** quando ocorrer uma falta em uma barra, sua proteção principal irá identificá-la e enviar o comando de *trip* para os disjuntores abrirem isolando o defeito. Deve ser previsto o desligamento de todos os disjuntores ligados a barra.

Na Figura 8 temos uma barra exemplificada, ao ocorrer uma falta no ponto F1, a proteção principal (PP) da Barra 1 deve atuar gerando o seguinte alarme:

Local da falta	Alarmes
Falta B1	PP B1, CB1, CB2, CB3, CB4

Figura 8 - Barra

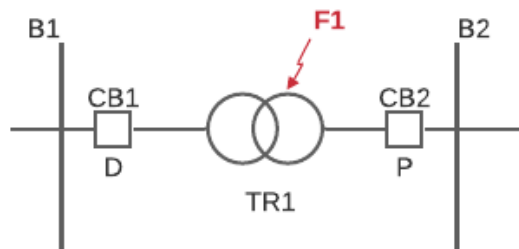


Fonte: o autor (2021).

**Regra 3:** quando ocorrer uma falta em um transformador, sua proteção principal irá identificá-la e enviar o comando de *trip* para os disjuntores abrirem isolando o defeito. Deve ser previsto o desligamento dos disjuntores em ambos os lados do transformador. Na Figura 9, temos um transformador exemplificada, ao ocorrer uma falta no ponto F1, a proteção principal (PP) do Transformador 1 deve atuar gerando o seguinte alarme:

Local da falta	Alarmes
Falta TR1	PP TR1, CB1, CB2

Figura 9 - Transformador

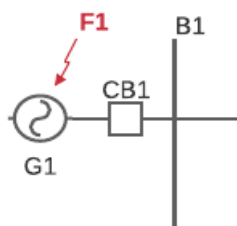


Fonte: o autor (2021).

**Regra 4:** quando ocorrer uma falta em um gerador, sua proteção principal irá identificá-la e enviar o comando de *trip* para os disjuntores abrirem isolando o defeito. Deve ser previsto o desligamento do disjuntor ligado ao gerador. Na Figura 10, temos um circuito com gerador exemplificado, ao ocorrer uma falta no ponto F1, a proteção principal (PP) da Gerador 1 deve atuar gerando o seguinte alarme:

Local da falta	Alarmes
Falta G1	PP G1, CB1

Figura 10 - Gerador



Fonte: o autor (2021).

### 4.3.2 Proteção principal, retaguarda (local e remota) e contra falha de disjuntor

Os sistemas Elétricos de Potência atuam basicamente em três níveis, sendo eles o Nível de Proteção Principal (primeiro a atuar em falhas na zona protegida), o Nível de Proteção de Retaguarda (só atua em caso de falha na Proteção Principal) e o Nível de Proteção Auxiliar, cujas funções são a sinalização, o alarme e a temporização, auxiliando os dois primeiros níveis de proteção (Kindermann, 2012).

O sistema de proteção principal, para uma determinada zona de proteção, é chamado de proteção primária. Esta proteção opera no menor tempo possível e remove o menor número de elementos possível para eliminar a falta (Grigsby, 2000). Já os relés de retaguarda devem operar caso a proteção principal venha a falhar. Neste caso, há três formas básicas de proteção de retaguarda: remota, local e proteção contra falha de disjuntor. Uma combinação de todas estas três provê a mais completa proteção de retaguarda (IEEE Std C37.113, 1999). Neste trabalho a proteção de retaguarda foi modelada prevendo atuação das zonas 1 e 2.

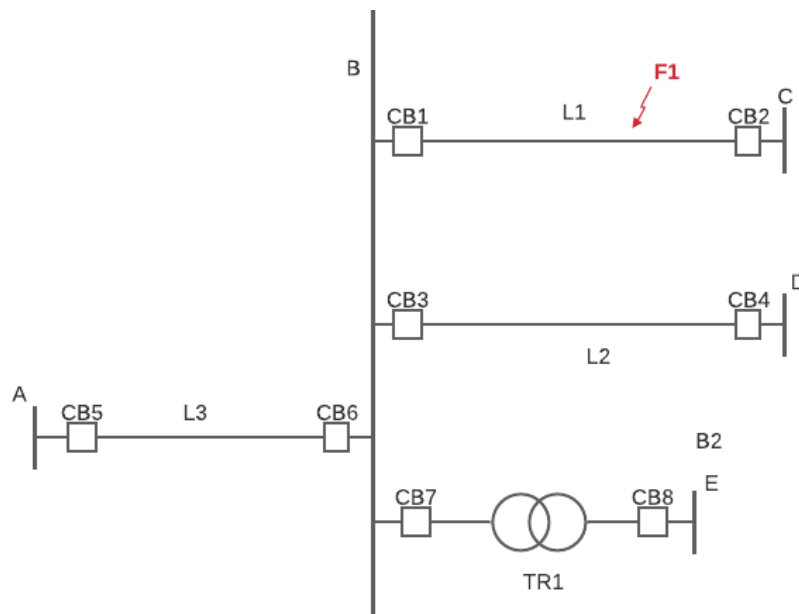
A retaguarda remota depende da proteção remota de circuitos adjacentes para alcançar as primeiras zonas de proteção. O tempo de abertura é atrasado para permitir que a proteção principal opere. Em alguns casos, se os relés de retaguarda remota não podem cobrir completamente a zona protegida sob condições normais, eles devem pelo menos estar aptos a operar sequencialmente. Obviamente, isso conduz a atrasos na eliminação de faltas. Outro sério inconveniente da proteção de retaguarda remota é a completa perda das cargas instaladas para as subestações afetadas, por causa de todas as linhas que devem ser abertas para remotamente eliminar a falta (IEEE Std C37.113, 1999).

Na Figura 11 temos a representação simples de linhas e transformadores próximos de uma barra. Em caso de falta na linha L1 (B-C), os relés da linha enviariam o comando de *trip* para os disjuntores CB1 e CB2. Na operação de sistemas reais, não é incomum ocorrer a falha de desligamento de um disjuntor. Considerando então que o disjuntor CB1 falhou para eliminar a falta. Esta falha pode ser causada pela falha dos relés principais, pela falha do transformador de corrente (TC) ou transformador de potencial (TP), pela falha da bateria da estação ou pela



falha do circuito disjuntor. Neste caso, será necessário a função de retaguarda remota provida pelos relés das barras A, D e E atuarem para a eliminação da falta F1. Porém, o uso da proteção de retaguarda remota pode acarretar insatisfação em algumas situações. Isso se deve ao fato de que ela deve ser lenta o suficiente para coordenar com todos os relés principais associados. Então, a função de retaguarda remota deve coordenar com os relés da zona 2 das linhas A-B, B-D e o transformador B-E. Além disso, a potência suprida para as cargas instaladas nas linhas A-B e B-D é desnecessariamente perdida devido à operação da proteção de retaguarda remota (Horowitz, et al., 2008).

Figura 11 - Representação simples de linhas e transformadores próximos de uma barra



Fonte: Adaptado de Horowitz, et al.(2008)

Um método preferido de proteção contra a falha dos relés principais nas subestações é prover um segundo conjunto (proteção de retaguarda local) de relés. Estes relés operam mais lentamente que os relés da proteção principal, mas disparam os mesmos disjuntores (Horowitz, et al., 2008). Outra forma básica de proteção de retaguarda local é a inclusão de redundância no esquema de proteção. Esta redundância pode estender-se desde o uso de zonas adicionais de relés de impedância à duplicação completa de esquemas de proteção, incluindo TCs, TPs, baterias e circuitos de disparo (*trip*).

Num geral, quanto mais alto o nível de tensão, maior a redundância (IEEE Std C37.113, 1999). Pode-se usar relés de um fabricante diferente, ou relés baseados em um princípio diferente de operação para evitar falhas de modo-comum. O tempo de operação e a lógica de disparo para a proteção principal e o sistema duplicado são os mesmos (Grigsby, 2000). O uso de retaguarda local reduz os atrasos longos e a perda de seletividade que ocorre com a operação da proteção de retaguarda remota (IEEE Std C37.113, 1999).

A proteção de retaguarda local cobre a falha dos relés principais e seus TCs e TPs associados e do circuito de distribuição DC dos relés principais. Porém, os relés da proteção de retaguarda não cobrem a falha dos disjuntores. Para se defender contra esta possibilidade, relés contra falha de disjuntor são providos (Horowitz, et al., 2008). A proteção contra falha de disjuntor opera quando os relés locais chamam por uma abertura, mas um disjuntor falha para interromper a corrente de falta. Um esquema de falha de disjuntor simples consiste de um detector de falta, uma indicação de status do disjuntor, e um temporizador que parte quando o relé de linha requisita uma abertura. Após um atraso (tipicamente entre 10 e 20 ciclos), o esquema contra falha de disjuntor promoverá a abertura de todos os disjuntores necessários para eliminar a falta. Se estiver em operação constante, o detector poderia melhor ser ajustado acima da corrente de carga e abaixo da corrente mínima de falta para linha. Se o detector de falta é chaveado somente com a ativação do esquema contra falha de disjuntor, o *pickup* pode ser ajustado abaixo da corrente de carga (IEEE Std C37.113, 1999).

#### **4.3.3 Implementação do gerador automático de padrões de alarmes**

O objetivo principal deste trabalho de conclusão de curso é a implementação de um gerador automático de padrões de alarmes. Este gerador foi implementado com base na representação de topologia de rede proposta na seção 4.2.2 deste trabalho, que faz esta representação da rede elétrica por meio de grafos onde cada vértice corresponde a uma seção protegida por um esquema de proteção adequado a cada tipo de equipamento. Ao longo do trabalho foram descritos o funcionamento e esquemas de proteção de diversos componentes do sistema e foram construídas regras de funcionamento com base em suas filosofias de proteção.

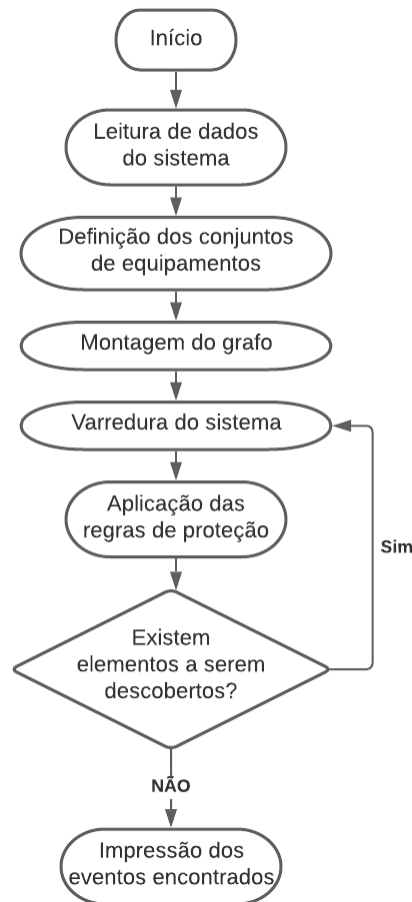
No nível local, cada equipamento possui um conjunto de regras de proteção que ilustram o funcionamento esperado do esquema de proteção. Em nível de sistema, é empregado um conjunto de padrões que relaciona eventos com possíveis locais de falta. A divisão dos conjuntos de padrões possui as seguintes vantagens (Oliveira, 2016):

- Redução no número de padrões a serem modelados. Isso se deve à redução de lógicas de alarmes em ambos os níveis de análise;
- É possível analisar o desempenho de esquemas de proteção de forma isolada devido ao número menor de alarmes associados ao evento;
- As regras de proteção podem ser utilizadas em outros equipamentos com esquemas de proteção semelhantes (com as mesmas funções de proteção ativas);
- A base de conhecimento local permite o escalonamento do conjunto de padrões em nível de sistema de acordo com as mudanças topológicas.

O algoritmo implementado neste trabalho foi desenvolvido para gerar padrões de funcionamento do sistema de proteção ao ocorrer uma falta. Na ocorrência de uma falta, um conjunto de alarmes são esperados, esses alarmes são baseados na filosofia de proteção dos equipamentos e podem variar caso haja falha de funcionamento de algum dos componentes.

O fluxograma do gerador de alarmes implementado pode ser observado na Figura 12. Seu funcionamento se inicia analisando a topologia da rede do sistema de potência, desta maneira, ele ainda é válido caso haja mudanças de topologia.

Figura 12 - Gerador de padrões de alarmes implementado



Fonte: o autor (2021)

Para criação do grafo é necessário cadastrar informações do sistema. Para a criação da matriz de incidência é necessário cadastrar o par de vértices no qual as arestas estão ligadas. Para o sistema implementado, os vértices podem ser os seguintes equipamentos: geradores, transformadores, barras e disjuntores.

Com base nos dados cadastrados se obtém a topologia do sistema e seus dados de impedância. Ao realizar o cadastro, os seguintes conjuntos são criados:

- $E$  é o conjunto de arestas do sistema;
- $V$  é o conjunto de vértices do sistema.

Onde temos que  $E_i = (V_a, V_b)$  onde  $(V_a, V_b) \in V$ . Neste caso,  $V_a$  e  $V_b$  são equipamentos que estão conectados no sistema. Além do cadastro dos vértices, é necessário cadastrar a impedância e comprimento das linhas de transmissão. Como

no cadastro não são nomeadas as linhas de transmissão, o sistema irá fazer seu reconhecimento ao identificar uma aresta composta por 2 disjuntores, esta definição foi feita com base na modelagem de uma linha de transmissão descrita na seção 2.3.1 deste trabalho e na Regra 1 apresentada na seção 4.3.1. Para conectar os demais equipamentos aos disjuntores foi determinada uma distância padrão apenas para fim de construção do grafo.

Com bases nos dados iniciais cadastrados, são formados os seguintes subconjuntos:

- $B$  é o conjunto de barras do sistema;
- $T$  é o conjunto de transformadores do sistema;
- $L$  é o conjunto de linhas do sistema;
- $CB$  é conjunto de disjuntores que estão no sistema;
- $C_m$  é o conjunto dos disjuntores ligados ao elemento  $m$ , onde  $m$  pode ser uma linha, barra, transformador ou gerador

O grafo é criado conforme premissas abordadas na seção 4.2 deste trabalho. A partir da criação do grafo, é utilizado um algoritmo de varredura que irá percorrer todos os vértices do grafo. Ao passar por cada vértice, o sistema irá identificar qual equipamento se trata e aplicar as regras de proteção associadas a tal. Para cada equipamento, serão considerados 3 casos de atuação das proteções para geração de alarmes. São eles:

- **Operação correta da proteção principal:** neste caso será considerado que a proteção principal atuou conforme especificado pela filosofia de proteção do equipamento e conforme regras descritas na seção 4.3 deste trabalho. Uma operação correta da proteção principal resulta na menor área possível a ser desligada.

- **Operação da retaguarda local:** neste trabalho a proteção de retaguarda local é realizada pela função de proteção de falha de disjuntor (86BF). Para uma maior fidelidade dos resultados com a realidade, serão simuladas situações nas quais há falha na atuação de um disjuntor, sendo necessário a atuação da proteção de retaguarda local.

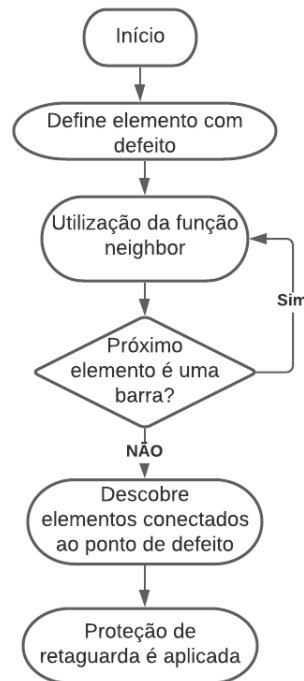
- **Operação retaguarda remota:** além das simulações previstas acima, ainda teremos um cenário no qual será previsto a atuação da retaguarda remota. Neste caso, foram previstas falhas nos disjuntores e também falha na atuação da proteção de retaguarda remota local. A atuação da proteção de retaguarda remota será dada pela atuação da proteção dos equipamentos adjacentes ao local de defeito.

As operações 2 e 3 consideram uma situação na qual a proteção principal irá atuar e um dos  $k$  disjuntores que deveriam ser desligados irá falhar, resultando na necessidade de atuação da proteção de retaguarda remota. O padrão de alarmes que consideram o funcionamento da proteção de retaguarda remota para uma falta na seção  $i$  deve conter os alarmes e classificações oriundos da operação tanto da proteção principal quanto da retaguarda remota. Assim como nos casos em que são considerados a atuação da retaguarda local.

Nesse caso, após a falha de um disjuntor  $k$ , o algoritmo irá fazer uma busca para verificar quais são os elementos que permaneceram conectados à seção  $i$  após a atuação principal. A partir dos resultados desta busca é determinado quais proteções de retaguarda deverão atuar.

A função *neighbors*, que faz parte da *toolbox* de grafos do MATLAB, é utilizada para verificar quais equipamentos estão conectados ao disjuntor  $k$  defeituoso. Na Figura 13, temos um fluxograma com a lógica aplicada para descobrir quais proteções de retaguarda devem atuar.

Figura 13 - Lógica para definição das proteções de retaguarda



Fonte: o autor (2021).

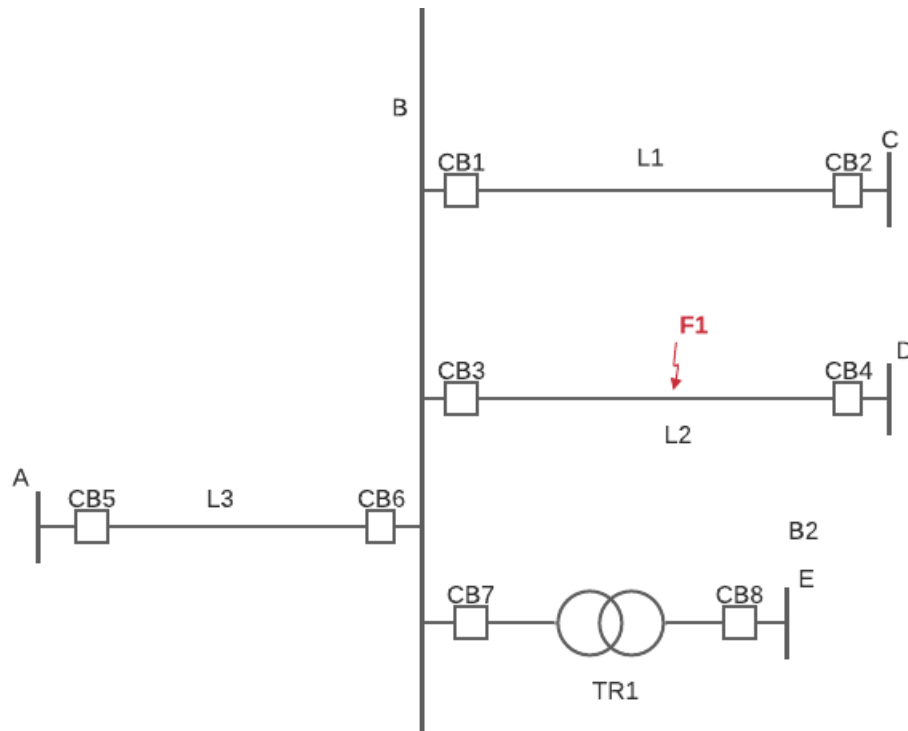
Com a utilização da função *neighbor* é formado um conjunto  $N$ :

$$N = \{n_a, n_b, \dots, n_n\}$$

Onde os elementos  $n_a, n_b, \dots, n_n$  representam os  $n$  disjuntores conectados a barra ligada a CBk. Neste conjunto será mostrado inclusive o disjuntor CBk o qual deu origem nesta busca e deve ser desconsiderado. As informações contidas no conjunto  $N$  são cruzadas com as informações contidas no conjunto  $C_m$ , desta maneira é possível descobrir os  $m$  elementos que estão conectados aos pontos de defeito e quais proteções de retaguarda irão atuar.

Para exemplificar, considere o sistema da Figura 14, onde ocorreu uma falta F1 na linha L2 com falha na atuação de CB3. Na primeira iteração, os vizinhos de CB3 serão a barra B e o disjuntor CB2, aberto pela proteção principal, que deve ser desconsiderado desta análise pois sua proteção atuou corretamente. Na segunda iteração teremos o seguinte conjunto de vizinhos CB1, CB3, CB6 e CB7. Como CB3 é o disjuntor que falhou, ele é excluído do conjunto, restando apenas CB1, CB6 e CB7. Esses disjuntores estão ligados nas linhas L1 e L3 e ao transformador TR1, que serão as proteções de retaguarda que irão atuar neste caso.

Figura 14 - Representação simples de linhas e transformadores próximos à barra



Fonte: o autor (2021).

Após percorrer todos os pontos da rede e simulações diferentes tipos de eventos, um relatório contendo todos os eventos e alarmes é impresso na tela. Neste arquivo estão contidos os alarmes e eventos gerados através do sistema. O presente trabalho se mostrou uma ferramenta importante para diagnósticos de faltas em sistemas elétricos, pois possibilita a geração de diversos padrões alarmes a partir de um sistema teste. Desta maneira não é necessário que o proponente fique gerando casos manualmente. O sistema proposto atua de maneira modular, desta maneira ele se torna muito flexível, sendo possível adicionar e retirar casos para a estudo.

Outra análise importante é que devido à utilização de grafos, modificações na topologia do sistema se tornam fáceis de serem executadas. É possível adicionar ou retirar ramos e nós com pouco esforço computacional. O sistema possui também uma visualização gráfica, onde é possível plotar o sistema que está sendo estudado.



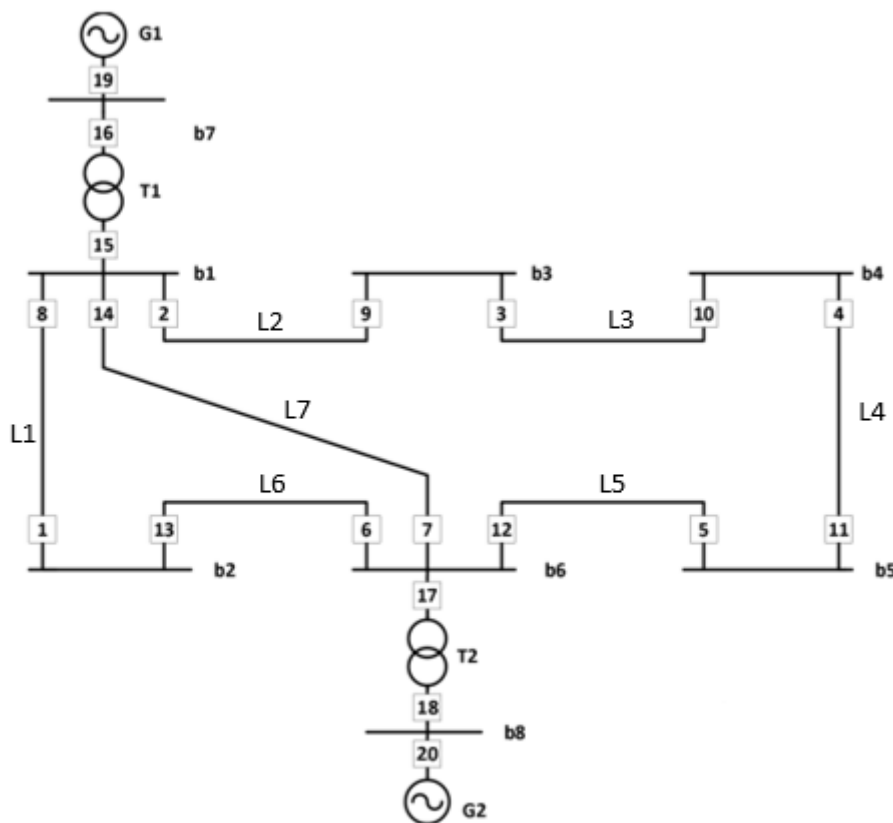
## 5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 5.1 Sistema teste utilizado

Para validação da metodologia implementada, foi utilizado o sistema teste 8 barras, conforme Figura 15, adaptado do trabalho de Rajput et al (2016).

O sistema é composto por 19 equipamentos: dois geradores de energia (G1-G2), dois transformadores (T1-T2), oito barras (B1-B8) e sete linhas de transmissão (L1-L7). O sistema de proteção é composto por 20 disjuntores (CB1-CB20) e seus esquemas de proteção foram apresentados na seção 2.3 deste trabalho. Os dados completos do sistema apresentado encontram-se no Anexo A.

Figura 15 - Sistema Teste 8 Barras



Fonte: Adaptado de Rajput et al (2016).

A partir do cadastro da topologia do sistema, foram definidos os seguintes conjuntos:

- $B = \{B1, B2, B3, B4, B5, B6, B7, B8\}$ , correspondente as barras do sistema;
- $T = \{T1, T2\}$ , correspondente aos transformadores do sistema;
- $L = \{L1, L2, L3, L4, L5, L6, L7\}$ , correspondente as barras do sistema;
- $G = \{G1, G2\}$ , correspondente aos geradores do sistema;
- $CB = \left\{ \begin{array}{l} CB1, CB2, CB3, CB4, CB5, CB6, CB7, CB8, CB9, CB10, CB11, CB12, \\ CB13, CB14, CB15, CB16, CB17, CB18, CB19, CB20 \end{array} \right\}$ ,  
correspondente aos disjuntores do sistema.

O primeiro passo para a criação dos padrões de alarmes a partir do sistema é a formação dos conjuntos  $C_m$  que definirá os disjuntores instalados para proteção em cada equipamento do sistema. Para uma melhor visualização os conjuntos serão mostrados na forma da Tabela 2.

Tabela 2 - Definição de conjuntos  $C_m$

<b>Equipamento</b>	<b>Disjuntores</b>
B1	CB2, CB8, CB14, CB15
B2	CB1, CB13
B3	CB3, CB9
B4	CB4, CB10
B5	CB5, CB11
B6	CB6, CB7, CB12, CB17
B7	CB16, CB19
B8	CB18, CB20
T1	CB15, CB16
T2	CB18, CB17
L1	CB1, CB8
L2	CB2, CB9
L3	CB3, CB10
L4	CB4, CB11
L5	CB5, CB12
L6	CB6, CB13
L7	CB7, CB14
G1	CB19
G2	CB20

Fonte: o autor (2021)

## 5.2 Validação de eventos

Para cada equipamento do sistema, o algoritmo implementado irá aplicar três tipos de cenários:

- Atuação da proteção principal (PP)
- Atuação da proteção principal (PP) + proteção de retaguarda local (PR)
- Atuação da proteção principal (PP) + proteção de retaguarda remota (PR)

Nos dois últimos cenários, serão previstos padrões considerando a falha dos  $n$  disjuntores ligados ao equipamento e que deveriam atuar junto a proteção principal. No Capítulo 4 deste trabalho foi abordada a metodologia utilizada para criação dos eventos a partir destes cenários. No Anexo B encontram-se o total de alarmes encontrados pelo gerador automático de padrões de alarmes.

### 5.2.1 Falta em uma barra

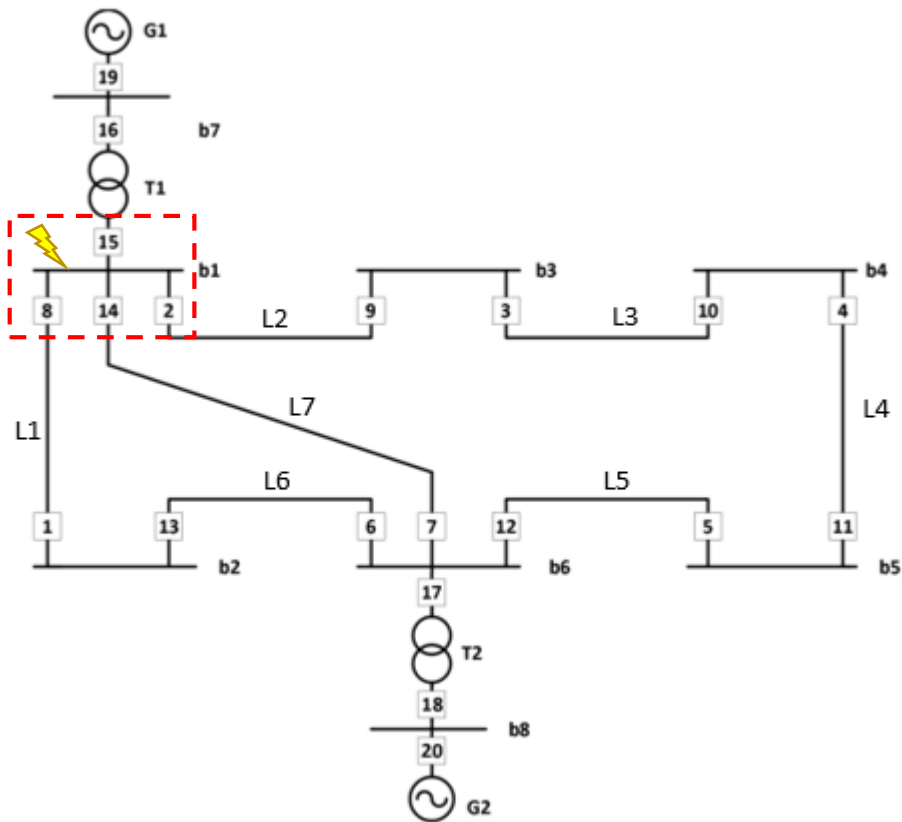
Utilizando como base o sistema teste, vamos supor a ocorrência de uma falta na Barra 1, conforme Figura 16. De acordo com especificado na Regra 2 da seção 4.3.1, ao ocorrer uma falta em uma barra, o relé responsável pela proteção principal irá enviar sinal de *trip* para a abertura de todos os disjuntores ligados a barra, portanto o conjunto de alarmes esperado é:

Tabela 3 - Eventos gerados pela atuação da PP da B1

Evento	Local de falta	Alarmes
1	B1	PP B1, CB2, CB8, CB14, CB15
2	B1	PP B1, CB2, CB8, CB14, CB15, PR L1→B1, PR L2→B1, PR L7→B1

Fonte: o autor (2021)

Figura 16 - Sistema teste com falta na barra 1



Fonte: Adaptado de Rajput et al (2016).

Em todos os cenários serão criados 2 eventos semelhantes, um deles contando apenas com os alarmes gerados a partir da atuação das proteções e abertura de disjuntores e outro que irá considerar as sinalizações de falta externa vista pela proteção de retaguarda das linhas. Então neste caso os eventos dados por

$$PR L_s \rightarrow B_z$$

Significam que, ocorreu uma falta externa vista pela  $L_s$  em direção a barra  $Z$ .

As barras não possuem esquema de proteção de retaguarda local, então neste caso, serão gerados eventos apenas considerando a retaguarda remota.

Para geração de eventos com a atuação da retaguarda remota será considerado a atuação da proteção principal com a falha de abertura de um disjuntor. Desta maneira, foram criados eventos simulando a falha dos disjuntores CB2, CB8, CB14, CB16.

Tabela 4 - Eventos gerador pela PR da B1

Evento	Local de falta	Alarmes
3	B1 c/ falha CB2	PP B1, CB8, CB14, CB15, PR L2 →B1, CB9
4	B1 c/ falha CB2	PP B1, CB8, CB14, CB15, PR L2 →B1, CB9, PR L1 →B1, PR L7 →B1
5	B1 c/ falha CB8	PP B1, CB2, CB14, CB15, PR L1 →B1, CB1
6	B1 c/ falha CB8	PP B1, CB2, CB14, CB15, PR L1 →B1, CB1, PR L2 →B1, PR L7 →B1
7	B1 c/ falha CB14	PP B1, CB2, CB8, CB15, PR L7 →B1, CB7
8	B1 c/ falha CB14	PP B1, CB2, CB8, CB15, PR L7 →B1, CB7, PR L1 →B1, PR L2 →B1
9	B1 c/ falha CB15	PP B1, CB2, CB8, CB14, PR TR1 →B1, CB16
10	B1 c/ falha CB15	PP B1, CB2, CB8, CB14, PR TR1 →B1, CB16, PR L1 →B1, PR L2 →B1, PR L7 →B1

Fonte: o autor (2021)

Nos eventos 3 a 8, a proteção de retaguarda remota das linhas identificou a falta e enviaram o sinal para abertura do disjuntor do lado oposto devido a falha de atuação dos disjuntores ligados a barra em falta. Já nos eventos 9 e 10, a proteção de retaguarda do transformador foi responsável por isola-lo durante a falta.

### 5.2.2 Falta em um transformador

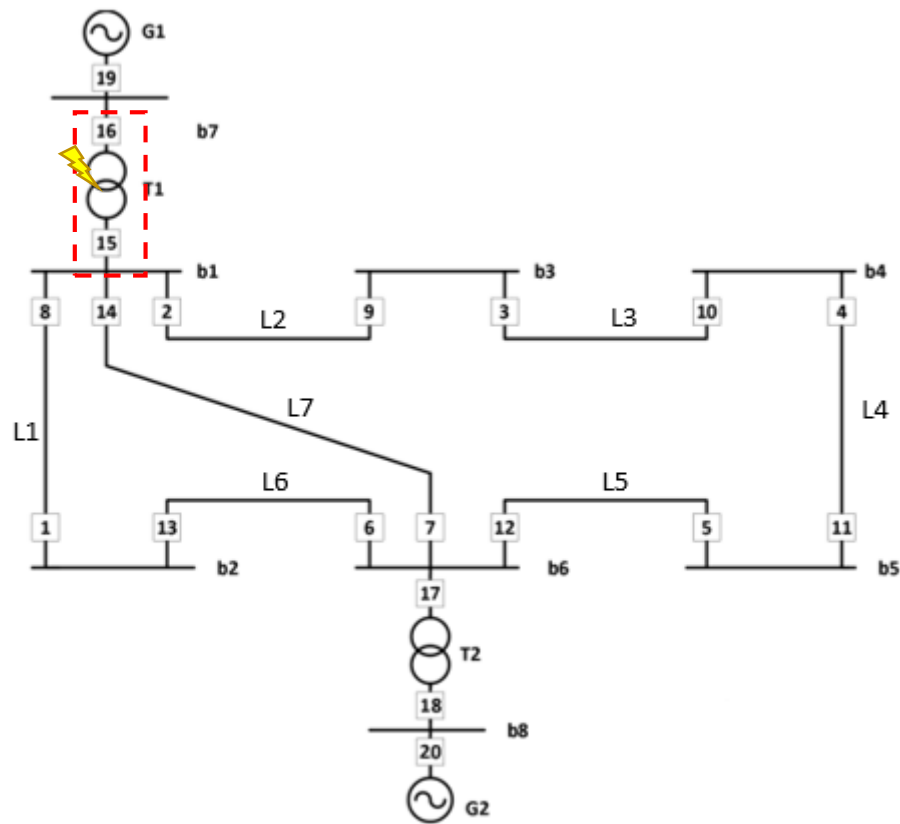
Utilizando como base o sistema teste, vamos supor a ocorrência de uma falta no Transformador 1, conforme Figura 17. De acordo com especificado na Regra 3 da seção 4.3.1, ao ocorrer uma falta em um transformador, o relé responsável pela proteção principal irá enviar sinal de *trip* para a abertura dos disjuntores de ambos os lados do transformador, por tanto o conjunto de alarmes esperado é:

Tabela 5 - Eventos gerados pela atuação da PP de T1

Evento	Local de falta	Alarmes
1	T1	PP T1, CB15, CB15
2	T1	PP T1, CB15, CB15, PR L1→B1, PR L2→B1, PR L7→B1

Fonte: o autor (2021)

Figura 17 - Sistema teste com falha no transformador 1



Fonte: Adaptado de Rajput et al (2016).

Os transformadores possuem esquemas de proteção de retaguarda local, que é feita pela proteção de falha de disjuntor (86BF). Para geração de eventos com a atuação da retaguarda remota e retaguarda local será considerado a atuação da proteção principal com a falha de abertura de um disjuntor. Desta maneira, foram criados eventos simulando a falha dos disjuntores CB15 e CB15. Os eventos 3, 5 e 6 representam a atuação da retaguarda local, enquanto os eventos 4 e 7 a retaguarda remota.

Tabela 6 - Eventos gerados pela atuação da PP de T1

<b>Evento</b>	<b>Local de falta</b>	<b>Alarmes</b>
3	T1 c/ falha CB15	PP TR1, CB15, B7 86BF, CB19
4	T1 c/ falha CB15	PP TR1, CB15, PR G1, CB19
5	T1 c/ falha CB15	PP TR1, CB15, B1 86BF, CB2, CB8, CB14
6	T1 c/ falha CB15	PP TR1, CB15, B1 86BF, CB2, CB8, CB14, PR L1 →B1, PR L2 →B1, PR L7 →B1
7	T1 c/ falha CB15	PP TR1, CB15, PR L1 →B1, CB1, PR L2 →B1, CB9, PR L7 →B1, CB7

Fonte: o autor (2021)

### 5.3 Alarmes gerados manualmente

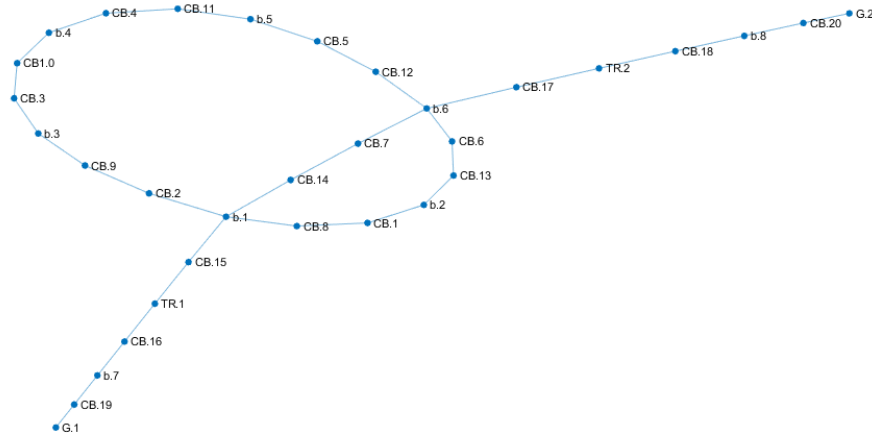
Para validar as soluções geradas pela metodologia implementada se faz necessário a criação de alarmes manualmente. Alarmes manuais são gerados a partir da escolha de quais seções no sistema estão sob falta e a partir desta consideração quais alarmes provavelmente estariam atuados (considerando falhas da proteção) baseado na filosofia de proteção adotada.

As soluções produzidas pela metodologia a partir dos alarmes gerados então podem ser checadas com as soluções criadas manualmente e validadas para cada caso de falta. Além disso, é possível prever aproximadamente quantas soluções serão produzidas a partir de cada caso de falta criado (o que nem sempre é possível para alarmes gerados de forma aleatória), e se o número de soluções é pequeno, é possível analisar e detalhar todas elas. A seguir são apresentados os alarmes gerados manualmente considerando dois casos de falta em diferentes equipamentos da rede. Os alarmes gerados manualmente se encontram no Anexo C deste documento.

### 5.4 Validação do algoritmo

O grafo gerado a partir do algoritmo implementado encontra-se na Figura 18.

Figura 18 - Grafo implementado



O *software* MATLAB traz a representação do grafo de acordo com as informações cadastradas. No algoritmo implementado são cadastrados vértices e comprimentos de arestas correspondentes. Visualmente o grafo da Figura 18 não se assemelha a representação da rede da Figura 15, mas se for observado, a ordem dos vértices é igual.

Os padrões de alarmes gerados com o algoritmo implementado são os mesmos encontrados com o sistema teste, desta maneira, pode-se afirmar que a implementação foi satisfatória.

A maior dificuldade encontrada foi fazer com que o algoritmo não duplicasse os padrões de alarmes gerados a partir das linhas de transmissão. Para um melhor entendimento, será utilizado como exemplo a linha L3, que está localizada entre os disjuntores CB3 e CB10.

Quando o algoritmo de varredura percorre o sistema, após passar pela Barra B3, o disjuntor CB3 será estudado. Ao utilizar a função *neighbor* o algoritmo irá descobrir quem são os vizinhos de CB3. Caso seja identificado que o disjuntor está conectado a outro disjuntor, então o sistema reconhecerá que se trata de uma linha de transmissão e irá aplicar as regras de proteção estabelecidas para tal. Entretanto, ao passar pelo disjuntor CB10 o algoritmo identificaria que se trata de outra linha de transmissão, pois o disjuntor CB10 também está ligado a outro disjuntor. Em ambos os casos, os alarmes dos disjuntores seriam os mesmos, conforme Tabela 7.

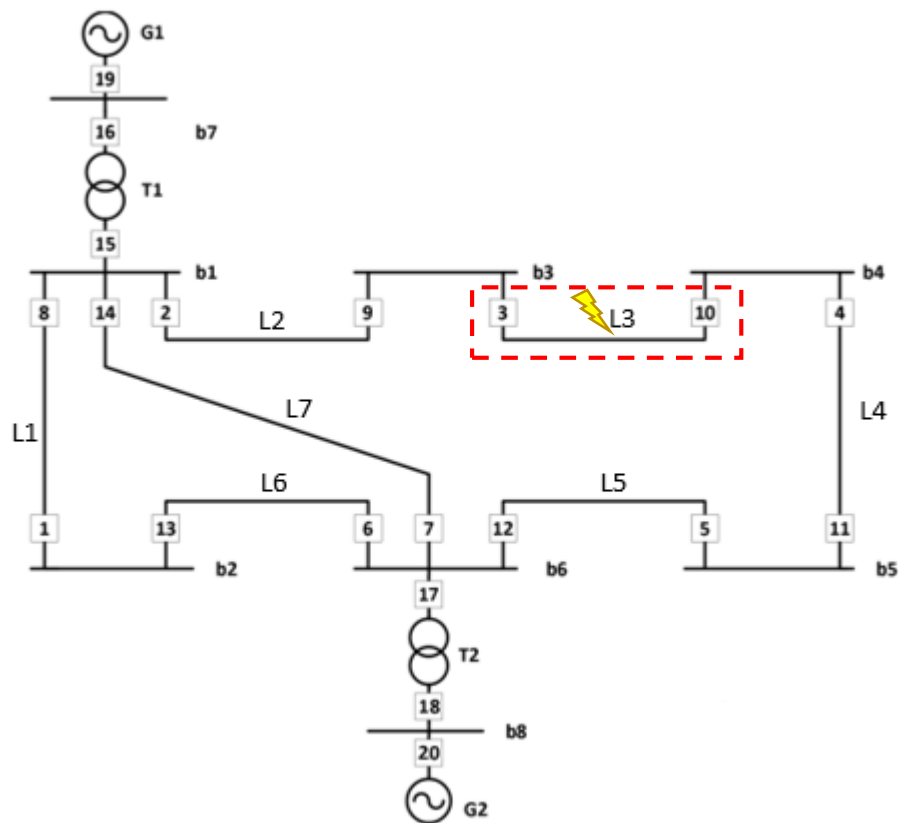


Tabela 7- Eventos duplicados

Evento	Local de falta	Alarmes
1	L3	PP L3, CB3, CB10
2	L10	PP L10, CB10, CB3

Para solucionar este problema foi implementada uma função que reconhece as linhas de transmissão através dos conjuntos  $C_m$ , conforme mostrado na Tabela 2, e desconsidera os padrões de alarmes duplicados.

Figura 19 - Sistema teste com falta na L3



## 6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES

### 6.1 Conclusões

Neste trabalho de conclusão de curso foi implementada uma metodologia para a criação de um gerador automático de alarmes para sistemas de potência. Num primeiro momento, foi realizada uma revisão da literatura a fim de identificar o estado-da-arte do assunto. A revisão permitiu constatar como o gerador automático se faz necessário devido à complexidade e o tempo necessário para conseguir gerar os alarmes manualmente.

No Capítulo 2 deste trabalho foi realizada uma revisão bibliográfica a qual permitiu um conhecimento sobre as filosofias de proteção dos equipamentos instalados no sistema de potência. Com base neste embasamento teórico foram estabelecidas regras para a atuação dos equipamentos.

Com o auxílio da teoria dos grafos, foi implementado na plataforma MATLAB um algoritmo capaz de gerar padrões de eventos a partir de um sistema teste. Esses padrões consideram a atuação da proteção principal, retaguarda local e retaguarda remota, simulando como o sistema deve se comportar caso a abertura de um disjuntor falhar. Esta é uma consideração importante, pois aproxima o modelo criado para a realidade dos sistemas de potência.

Com base no conjunto de regras e na topologia do sistema, o gerador automático de padrões de alarmes foi capaz de gerar todos os alarmes de um sistema teste de maneira satisfatória, onde os padrões gerados manualmente e pelo algoritmo foram os mesmos. A implementação do algoritmo foi feita de maneira modular, por tanto é possível adicionar regras de proteção ou mesmo desconsiderar alguma para estudo específico. Outra vantagem do algoritmo implementado é que ele continua sendo válido mesmo que a topologia da rede seja modificada.

### 6.2 Sugestões para trabalhos futuros

Para trabalhos futuros na área, são apresentadas as seguintes sugestões:

- Implementação de uma modelagem mais aprofundada para os equipamentos do sistema de potência;
- Modelagem da zona 3 de proteção;

- Adição de regras de proteção de outros equipamentos como reguladores e banco de capacitores;
- Teste da metodologia em um sistema maior para comparação de resultados.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ACKERMAN, W. J. Fundamentals of automation systems & current trends in substations. **Substation automation tutorial sponsored by IEEE Power Engineering Society**, São Paulo, v.1, n.1, p.15, 2006.
- ACKERMAN, W. J. Substation and the EMS. **IEEE Power Engineering Society**, New York, v.1, n.1, p. 274 -279, 1999.
- ANDERSON, P. M. **Analysis of faulted power systems**. New York: IEEE: WileyInterscience, 1995. 540 p.
- \_\_\_\_\_. **Power system protection**. New York: IEEE: Wiley-Interscience, 1999. 1307
- BARROS, J.; DRAKE, J. M. 1994**. Real-time Fault Detection and Classification in Power Systems Using Microprocessors. *IEE Proc.-Gerer. Transm. Distrib.* Julho de 1994, Vols. 141, N°4, pp. 315-322
- BATISTA, Luana et al. Sistema Híbrido Inteligente para Tratamento de Alarmes e Diagnóstico de Falhas em Redes Elétricas. **XXV Congresso da Sociedade Brasileira de Computação**, São Leopoldo - RS, 22 a 29 julho 2005.
- BIONDI Neto, L. e CHIGANER, L. 1999**. Sistemas Especialistas Fuzzy no Diagnóstico de Falhas em Transformadores. *XV SNPTEE: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Outubro de 1999, pp. 1-6.
- BLACKBURN, Lewis J. 2006**. *Protective relaying: Principles and Applications*. Third Edition. Washinton : MARCEL DEKKER, INC., 2006.
- CARDOSO Jr., G., ROLIM, J. G. e ZURN, H. H. 2004**. Application of Neural-Network Modules to Electric Power System Fault Section Estimation. *IEEE Transaction on Power Delivery*. Julho de 2004, Vol. 19, pp. 1034-1041.
- . **2004**. Diagnóstico de Faltas em Sistemas de Potência: Definição do Problema e Abordagens via Inteligência Artificial. *Revista Controle & Automação*. 2004, Vol. 15 (2), pp. 215-229.

—. **2008.** Identifying the Primary Fault Section After Contingencies in Bulk Power Systems. *IEEE Transaction on Power Delivery*. Julho de 2008, Vol. 23, pp. 1335-1342.

**CARDOSO Jr., Ghendy. 2003.** *Estimação da Seção em Falta em Sistemas Elétricos de Potência via Redes Neurais e Sistemas Especialistas Realizada em Nível de Centro de Controle*. Florianópolis : s.n., 2003. Tese de Doutorado, UFSC.

**CHANG, C. S.; TIAN, L. Wen, F. S. 1999.** A new approach to fault section estimation in power systems using Ant system. *Electric Power Systems Research*. Fevereiro 1999, Vol. 49, pp. 63-70.

CHEN, W. H., TSAI, S. H. e LIN, H. I. 2011. **Fault Section Estimation for Power Networks Using Logic Cause-Effect Models.** *IEEE Transactions on Power Delivery*. Abril de 2011, Vol.26 (2), pp. 676-685.

COTOSCK, K.R. **Proteção de sistemas elétricos:** uma abordagem técnicopedagógica. Dissertação de mestrado. UFMG – Belo Horizonte, 2007.

FONSECA, Ellington Alex dos Santos. **ESTIMAÇÃO DA SEÇÃO EM FALTA E DETECÇÃO DE FALHAS NA PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS A PARTIR DA NORMALIZAÇÃO DOS REGISTROS DE ALARMES DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO.** 2012. 1 v. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pará, Belém, 2012.

FRITZEN, Paulo Cícero. **ESTIMAÇÃO DA SEÇÃO EM FALTA E PROCESSAMENTO DE ALARMES EM SISTEMAS DE POTÊNCIA UTILIZANDO UM SISTEMA HÍBRIDO FUNDAMENTADO NA HEURÍSTICA CONSTRUTIVA E NA PROGRAMAÇÃO INTEIRA.** 2012. 1 v. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2012.

GEBRAN, Amaury Pessoa. **Manutenção e Operação de Equipamentos de Subestações: Série Tekne.** Bookman Editora, 2014

**GOMES, P., MARANGON Lima, J. W. e SCHILLING, M. Th. 2002.** Estratégias para Aumento da Segurança da Malha Elétrica Nacional: Lições Extraídas dos Grandes Blecautes. *In: VIII SEPOPE, Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*. Maio de 2002.

**GRIGSBY, L. L. 2000.** *The Electric Power Engineering Handbook*. s.l. : CRC Press LLC : IEEE Press, 2000. p. 1496. ISBN 0849385784

**HOROWITZ, STANLEY H.; PHADKE, Arun G. 2008.** *Power System Relaying*. 3rd Edition. s.l. : Research Studies Press Ltd., 2008. ISBN 978-0-470-05712-4

**IEEE Std 100. 2000.** *The Authoritative dictionary of IEEE standards terms*. 2000.

**IEEE Std C37.111.1991.** IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (CONTRADE) for Power Systems. ISBN 1-55937-156-0.

**IEEE Std C37.111.1999.** IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (CONTRADE) for Power Systems. ISBN 0-7381-1667-X SS94743.

**IEEE Std C37.113. 1999.** *IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines*. 1999. ISBN 0-7381-1832-x SS94798.

**IEEE Std C37.118-2005.** *IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems*. pp. 1-57. ISBN 0-7381-4820-2.

**IEEE Std c37.119. 2005.** *IEEE Guide for breaker failure protection of power circuit breakers*. 2005.

**JODICE, J. A. 1997.** Relay Performance Testing - A Power System Relaying Committee Publication. *IEEE Transactions on Power Delivery*. Janeiro 1997, Vol. 12 (1), pp. 169-171.

**KENNEDY, L. F. e MCCONNELL, A. J. 1957.** An appraisal of remote and local backup relaying. *AIEE Trans.* 78. 1957, pp. 735-41.

**KINDERMANN, Geraldo. 2005.** *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*. 2ª Edição. Florianópolis : s.n., 2005. Vol. I. 85-900853-1-7.

— **2008.** *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*. 1ª Edição. Florianópolis : s.n., 2008. p. 279. Vol. III. 978-85-900885-37-9.

— **2006.** *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*. 1ª Edição. Florianópolis : s.n., 2006. p. 207. Vol. II. 85-900853-6-8.

LEÃO, F. B. **Metodologia para Análise e Interpretação de Alarmes em Tempo Real de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2011. 345 f. Dissertação (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira.

LENZ, Everton P.; ROLIM, Jacqueline G. Aplicação de Oscilografias e Sequência de Eventos para avaliação do desempenho de relés de proteção de geradores. **IX INDUSCON - IEEE International Conference on Industry Applications**, São Paulo, 8 a 10 novembro 2010.

MEDEIROS, Eudes B. et al. Uma nova abordagem para diagnóstico de faltas no sistema elétrico baseado em redes de Petri coloridas. **XII ERIAC - Encontro Regional Ibero-americo do CIGRÉ**, Foz do Iguaçu, 20 maio 2007.

OLIVEIRA, Aécio de Lima. **PROCESSADOR INTELIGENTE DE ALARMES E MODELOS DE PROGRAMAÇÃO MATEMÁTICA PARA DIAGNÓSTICO DE FALTAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**. 2016. 1 v. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2016.

OLIVEIRA, Aécio de Lima. **PROPOSTA DE UMA METODOLOGIA PARA O TRATAMENTO DE ALARMES E DIAGNÓSTICO DE FALTA EM CENTROS DE OPERAÇÃO E CONTROLE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA**. 2013. 1 v. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2013.

PEREIRA, Sidnei. **DIAGNÓSTICO AUTOMÁTICO DE FALTAS EM SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO SEQUÊNCIA DE EVENTOS**. 2011. 57 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná – Ufpr, Pato Branco, 2011.

SOUZA, Fabiano Alves de. **Detecção de Falhas em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Usando Dispositivos Programáveis**. 2008. 1 v. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia - Unesp – Campus de Ilha Solteira, Ilha Solteira, 2008.

VOLPE, T.M. **Coordenação e seletividade em uma rede elétrica de distribuição**. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização) – Instituto Nacional de Telecomunicações, Minas Gerais, 2015

**YAN, Wang; LANQIN, Geng. 2006.** Bayesian Network Based Fault Section Estimation in Power Systems. *TENCON 2006. 2006 IEEE Region 10 Conference*. Novembro de 2006, pp. 1-4.

**YANG, H. T., CHANG, W. Y.; HUANG, C. L. 1995.** On-Line Fault Diagnosis of Power Substation Using Connectionist Expert System. Fevereiro de 1995, Vol. 10 (1), pp. 323-331.

**YANG, T. H., CHANG, Y. W. e HUANG, L. C. 1994.** A New Neural Networks Approach to Online Fault Section Estimation Using Information of Protective Relays and Circuit Breakers. *IEEE Transaction on Power Delivery*. Janeiro de 1994, Vol. 9, pp. 220-230.



## ANEXO A

As Tabelas 8, 9, 10 e 11 trazem os dados completos das linhas, geradores, transformadores e cargas respectivamente, do sistema teste implementado.

Tabela 8 - Dados de linha

Barra De	Barra Para	R( $\Omega$ /km)	X( $\Omega$ /km)	Y(S/km)	Comprimento(km)
1	2	0,004	0,05	0	100
1	3	0,0057	0,0714	0	70
3	4	0,005	0,0563	0	80
4	5	0,005	0,045	0	100
5	6	0,0045	0,0409	0	110
2	6	0,0044	0,05	0	90
1	6	0,005	0,05	0	100

Tabela 9 - Dados dos geradores

Barra	Sn(MVA)	V <sub>P</sub> (kV)	x(%)
7	150	10	15
8	150	10	15

Tabela 10 - Dados dos transformadores

Barra De	Barra Para	S <sub>n</sub> (MVA)	V <sub>P</sub> (kV)	V <sub>s</sub> (kV)	x(%)
7	1	150	10	150	4
8	6	150	10	150	4

Tabela 11 - Dados das cargas

Barra	P(MW)	Q(MVAr)
2	40	20
3	60	40
4	70	40
5	70	50

## ANEXO B – ALARMES OBTIDOS NO GERADOR AUTOMÁTICO

Evento	Local de falta	Alarmes
1	B1	PP B1, CB.2, CB.8, CB.14 CB.15
2	B1	PP B1, CB.2, CB.8, CB.14, CB.15, PR L2-B1, PR L1-B1, PR L7-B1
3	B1 falta: CB2	PP B1, CB.8, CB.14 CB.15, PR L2-B1, CB.9
4	B1 falta: CB2	PP B1, CB.8, CB.14 CB.15, PR L2-B1, CB.9, PR L1-B1, PR L7-B1
5	B1 falta: CB8	PP B1, CB.2, CB.14 CB.15, PR L1-B1, CB.1
6	B1 falta: CB8	PP B1, CB.2, CB.14 CB.15, PR L1-B1, CB.1, PR L2-B1, PR L7-B1
7	B1 falta: CB14	PP B1, CB.2, CB.8 CB.15, PR L7-B1, CB.7
8	B1 falta: CB14	PP B1, CB.2, CB.8 CB.15, PR L7-B1, CB.7, PR L2-B1, PR L1-B1
9	B1 falta: CB15	PP B1, CB.2, CB.8 CB.14, PR TR.1-B1, CB.16
10	B1 falta: CB15	PP B1, CB.2, CB.8 CB.15, PR TR.1-B1, CB.16, PR L2-B1, PR L1-B1, PR L7-B1
11	B2	PP B2, CB.13, CB.1
12	B2	PP B2, CB.13, CB.1, PR L6-B2, PR L1-B2
13	B2 falta: CB1	PP B2, CB.13, PR L1-B2, CB.8
14	B2 falta: CB1	PP B2, CB.13, PR L1-B2, CB.8, PR L6-B2
15	B2 falta: CB13	PP B2, CB.1, PR L6-B2, CB.6
16	B2 falta: CB13	PP B2, CB.1, PR L6-B2, CB.6, PR L1-B2
17	B3	PP B3, CB.9, CB.3
18	B3	PP B3, CB.9, CB.3, PR L2-B3, PR L3-B3
19	B3 falta: CB3	PP B3, CB.9, PR L3-B3, CB.10
20	B3 falta: CB3	PP B3, CB.9, PR L3-B3, CB.10, PR L2-B3
21	B3 falta: CB9	PP B3, CB.3, PR L2-B3, CB.2
22	B3 falta: CB9	PP B3, CB.3, PR L2-B3, CB.2, PR L3-B3
23	B4	PP B4, CB.10, CB.4
24	B4	PP B4, CB.10, CB.4, PR L3-B4, PR L4-B4
25	B4 falta: CB4	PP B4, CB.10, PR L4-B4, CB.11
26	B4 falta: CB4	PP B4, CB.10, PR L4-B4, CB.11, PR L3-B4

<b>Evento</b>	<b>Local de falta</b>	<b>Alarmes</b>
27	B4 falta: CB10	PP B4, CB.4, PR L3-B4, CB.3
28	B4 falta: CB10	PP B4, CB.4, PR L3-B4, CB.3,PR L4-B4
29	B5	PP B5, CB.11, CB.5
30	B5	PP B5, CB.11, CB.5, PR L4-B5, PR L5-B5
31	B5 falta: CB5	PP B5, CB.11, PR L5-B5, CB.12
32	B5 falta: CB5	PP B5, CB.11, PR L5-B5, CB.12,PR L4-B5
33	B5 falta: CB11	PP B5, CB.5, PR L4-B5, CB.4
34	B5 falta: CB11	PP B5, CB.5, PR L4-B5, CB.4,PR L5-B5
35	B6	PP B6, CB.12, CB.7, CB.6 CB.17
36	B6	PP B6, CB.12, CB.7, CB.6, CB.17, PR L5-B6, PR L7-B6, PR L6-B6
37	B6 falta: CB6	PP B6, CB.12, CB.7 CB.17, PR L6-B6, CB.13
38	B6 falta: CB6	PP B6, CB.12, CB.7 CB.17, PR L6-B6, CB.13, PR L5-B6, PR L7-B6
39	B6 falta: CB7	PP B6, CB.12, CB.6 CB.17, PR L7-B6, CB.14
40	B6 falta: CB7	PP B6, CB.12, CB.6 CB.17, PR L7-B6, CB.14, PR L5-B6, PR L6-B6
41	B6 falta: CB12	PP B6, CB.7, CB.6 CB.17, PR L5-B6, CB.5
42	B6 falta: CB12	PP B6, CB.7, CB.6 CB.17, PR L5-B6, CB.5, PR L7-B6, PR L6-B6
43	B6 falta: CB17	PP B6, CB.12, CB.7 CB.6, PR TR.2-B6, CB.18
44	B6 falta: CB17	PP B6, CB.12, CB.7 CB.17, PR TR.2-B6, CB.18, PR L5-B6, PR L7-B6, PR L6-B6
45	B7	PP B7, CB.16, CB.19
46	B7 falta: CB15	PP B7, CB.19, PR TR.1-B7, CB.15
47	B8	PP B8, CB.18, CB.20
48	B8 falta: CB15	PP B8, CB.20, PR TR.2-B8, CB.17
49	TR1	PP TR1, CB.15, CB.16
50	TR1	PP TR1, CB.15, CB.16, PR L7-B1, PR L2-B1, PR L1-B1
51	TR1 falta: CB15	PP TR1, CB.16, B1 86BF, CB.14, CB.2, CB.8
52	TR1 falta: CB15	PP TR1, CB.16, B1 86BF, CB.14, CB.2, CB.8, PR L7-B1, PR L2-B1, PR L1-B1
53	TR1 falta: CB15	PP TR1, CB.16,PR L7-B1 , CB.7, PR L2-B1 , CB.9, PR L1-B1 , CB.1
54	TR1 falta: CB16	PP TR1, CB.15, B7 86BF, CB.19

<b>Evento</b>	<b>Local de falta</b>	<b>Alarmes</b>
55	TR1 falta: CB16	PP TR1, CB.15, B7 86BF, CB.19, PR L7-B1, PR L2-B1, PR L1-B1
56	TR1 falta: CB16	PP TR1, CB.15, PR G1, CB.19
57	TR1 falta: CB16	PP TR1, CB.15, PR G1, CB.19, PR L7-B1, PR L2-B1, PR L1-B1
58	TR2	PP TR2, CB.17, CB.18
59	TR2	PP TR2, CB.17, CB.18, PR L5-B6, PR L6-B6, PR L7-B6
60	TR2 falta: CB18	PP TR2, CB.17, B8 86BF, CB.20
61	TR2 falta: CB18	PP TR2, CB.17, PR G2, CB.20, PR L5-B6, PR L6-B6, PR L7-B6
62	TR2 falta: CB18	PP TR2, CB.17, B8 86BF, CB.20, PR L5-B6, PR L6-B6, PR L7-B6
63	TR2 falta: CB18	PP TR2, CB.17, PR G2, CB.20
64	TR2 falta: CB17	PP TR2, CB.18, B6 86BF, CB.12, CB.6, CB.7
65	TR2 falta: CB17	PP TR2, CB.18, B6 86BF, CB.12, CB.6, CB.7, PR L5-B6, PR L6-B6, PR L7-B6
66	TR2 falta: CB17	PP TR2, CB.18, PR L5-B6 , CB.5, PR L6-B6 , CB.13, PR L7-B6 , CB.14
67	L1	PP L1, CB.1, CB.8
68	L1	PP L1, CB.1, CB.8, PR L6-B2, PR L7-B1, PR L2-B1
69	L1 falta: CB1	PP L1, CB.8, B2 86BF, CB.13,
70	L1 falta: CB1	PP L1, CB.8, B2 86BF, CB.13, , PR L6-B2, PR L7-B1, PR L2-B1
71	L1 falta: CB1	PP L1, CB.8, PR L6-B2, CB.6
72	L1 falta: CB1	PP L1, CB.8, PR L6-B2, CB.6, PR L7-B1, PR L2-B1
73	L1 falta: CB8	PP L1, CB.1, B1 86BF, CB.14, CB.15, CB.2
74	L1 falta: CB8	PP L1, CB.1, B2 86BF, CB.14, CB.15, CB.2, PR L7-B1, PR L2-B1, PR L6-B2
75	L1 falta: CB8	PP L1, CB.1, PR L7-B1, CB.7, PR L2-B1, CB.9, PR TR1-B1, CB.15, CB.16
76	L1 falta: CB8	PP L1, CB.1, PR L7-B1, CB.7, PR L2-B1, CB.9, PR TR1-B1, CB.15, CB.16, PR L6-B2
77	L2	PP L2, CB.2, CB.9
78	L2	PP L2, CB.2, CB.9, PR L7-B1, PR L1-B1, PR L3-B3
79	L2 falta: CB2	PP L2, CB.9, B1 86BF, CB.14, CB.15, CB.8
80	L2 falta: CB2	PP L2, CB.9, B1 86BF, CB.14, CB.15, CB.8, PR L7-B1, PR L1-B1, PR L3-B3
81	L2 falta: CB2	PP L2, CB.9, PR L7-B1, CB.7, PR L1-B1, CB.1, PR TR1-B1, CB.15, CB.16

<b>Evento</b>	<b>Local de falta</b>	<b>Alarmes</b>
82	L2 falta: CB2	PP L2, CB.9, PR L7-B1, CB.7, PR L1-B1, CB.1, PR TR1-B1, CB.15, CB.16, PR L3-B3
83	L2 falta: CB9	PP L2, CB.2, B3 86BF, CB.3,
84	L2 falta: CB9	PP L2, CB.2, B3 86BF, CB.3, PR L3-B3, PR L7-B1, PR L1-B1
85	L2 falta: CB9	PP L2, CB.2, PR L3-B3, CB.10
86	L2 falta: CB9	PP L2, CB.2, PR L3-B3, CB.10, PR L7-B1, PR L1-B1
87	L3	PP L3, CB.3, CB.10
88	L3	PP L3, CB.3, CB.10, PR L2-B3, PR L4-B4
89	L3 falta: CB3	PP L3, CB.10, B3 86BF, CB.9,
90	L3 falta: CB3	PP L3, CB.10, B3 86BF, CB.9, , PR L2-B3, PR L4-B4
91	L3 falta: CB3	PP L3, CB.10, PR L2-B3, CB.2
92	L3 falta: CB3	PP L3, CB.10, PR L2-B3, CB.2, PR L4-B4
93	L3 falta: CB10	PP L3, CB.3, B4 86BF, CB.4,
94	L3 falta: CB10	PP L3, CB.3, PR L4-B4, CB.11, PR L2-B3
95	L3 falta: CB10	PP L3, CB.3, PR L4-B4, CB.11
96	L3 falta: CB10	PP L3, CB.3, B4 86BF, CB.4, PR L4-B4, PR L2-B3
97	L4	PP L4, CB.4, CB.11
98	L4	PP L4, CB.4, CB.11, PR L3-B4, PR L5-B5
99	L4 falta: CB4	PP L4, CB.11, B4 86BF, CB.10,
100	L4 falta: CB4	PP L4, CB.11, B4 86BF, CB.10, , PR L3-B4, PR L5-B5
101	L4 falta: CB4	PP L4, CB.11, PR L3-B4, CB.3
102	L4 falta: CB4	PP L4, CB.4, PR L5-B5, CB.12, PR L3-B4
103	L4 falta: CB11	PP L4, CB.4, B5 86BF, CB.5,
104	L4 falta: CB11	PP L4, CB.4, B5 86BF, CB.5, PR L5-B5, PR L3-B4
105	L4 falta: CB11	PP L4, CB.4, PR L5-B5, CB.12
106	L4 falta: CB11	PP L4, CB.11, PR L3-B4, CB.3, PR L5-B5
107	L5	PP L5, CB.5, CB.12
108	L5	PP L5, CB.5, CB.12, PR L4-B5, PR L6-B6, PR L7-B6

<b>Evento</b>	<b>Local de falta</b>	<b>Alarmes</b>
109	L5 falta: CB5	PP L5, CB.12, B5 86BF, CB.11,
110	L5 falta: CB5	PP L5, CB.12, B5 86BF, CB.11, , PR L4-B5, PR L6-B6, PR L7-B6
111	L5 falta: CB5	PP L5, CB.12, PR L4-B5, CB.4
112	L5 falta: CB5	PP L5, CB.12, PR L4-B5, CB.4, PR L6-B6, PR L7-B6
113	L5 falta: CB12	PP L5, CB.5, B6 86BF, CB.17, CB.6, CB.7
114	L5 falta: CB12	PP L5, CB.5, B5 86BF, CB.17, CB.6, CB.7, PR L6-B6, PR L7-B6, PR L4-B5
115	L5 falta: CB12	PP L5, CB.5, PR L6-B6, CB.13, PR L7-B6, CB.14, PR TR2-B6, CB.17, CB.18
116	L5 falta: CB12	PP L5, CB.5, PR L6-B6, CB.13, PR L7-B6, CB.14, PR TR2-B6, CB.17, CB.18, PR L4-B5
117	L6	PP L6, CB.6, CB.13
118	L6	PP L6, CB.6, CB.13, PR L5-B6, PR L7-B6, PR L1-B2
119	L6 falta: CB6	PP L6, CB.13, B6 86BF, CB.12, CB.17, CB.7
120	L6 falta: CB6	PP L6, CB.13, B6 86BF, CB.12, CB.17, CB.7, PR L5-B6, PR L7-B6, PR L1-B2
121	L6 falta: CB6	PP L6, CB.13, PR L5-B6, CB.5, PR L7-B6, CB.14, PR TR2-B6, CB.17, CB.18
122	L6 falta: CB6	PP L6, CB.13, PR L5-B6, CB.5, PR L7-B6, CB.14, PR TR2-B6, CB.17, CB.18, PR L1-B2
123	L6 falta: CB13	PP L6, CB.6, B2 86BF, CB.1,
124	L6 falta: CB13	PP L6, CB.6, B2 86BF, CB.1, PR L1-B2, PR L5-B6, PR L7-B6
125	L6 falta: CB13	PP L6, CB.6, PR L1-B2, CB.8
126	L6 falta: CB13	PP L6, CB.6, PR L1-B2, CB.8, PR L5-B6, PR L7-B6
127	L7	PP L7, CB.7, CB.14
128	L7	PP L7, CB.7, CB.14, PR L5-B6, PR L6-B6, PR L2-B1, PR L1-B1
129	L7 falta: CB7	PP L7, CB.14, B6 86BF, CB.12, CB.17, CB.6
130	L7 falta: CB7	PP L7, CB.14, B6 86BF, CB.12, CB.17, CB.6, PR L5-B6, PR L6-B6, PR L2- B1, PR L1-B1
131	L7 falta: CB7	PP L7, CB.14, PR L5-B6, CB.5, PR L6-B6, CB.13, PR TR2-B6, CB.17, CB.18
132	L7 falta: CB7	PP L7, CB.14, PR L5-B6, CB.5, PR L6-B6, CB.13, PR TR2-B6, CB.17, CB.18, PR L2-B1, PR L1-B1
133	L7 falta: CB14	PP L7, CB.7, B1 86BF, CB.15, CB.2, CB.8
134	L7 falta: CB14	PP L7, CB.7, B6 86BF, CB.15, CB.2, CB.8, PR L2-B1, PR L1-B1, PR L5-B6, PR L6-B6

<b>Evento</b>	<b>Local de falta</b>	<b>Alarmes</b>
135	L7 falta: CB14	PP L7, CB.7, PR L2-B1, CB.9, PR L1-B1, CB.1, PR TR1-B1, CB.15, CB.16
136	L7 falta: CB14	PP L7, CB.7, PR L2-B1, CB.9, PR L1-B1, CB.1, PR TR1-B1, CB.15, CB.16, PR L5-B6, PR L6-B6
137	G1	PP G1, CB.19
138	G1 falta: CB19	PP G1, 7 86BF, CB.16
139	G1 falta: CB19	PP G1, PR TR1-B7, CB.15, CB.16
140	G2	PP G2, CB.20
141	G2 falta: CB20	PP G2, 8 86BF, CB.18
142	G2 falta: CB20	PP G2, PR TR2-B8, CB.17, CB.18



### ANEXO C – ALARMES OBTIDOS MANUALMENTE

Evento	Local de falta	Alarmes
1	B1	PP B1, CB2, CB8, CB14, CB15
2	B1	PP B1, CB2, CB8, CB14, CB15, PR L1→B1, PR L2→B1, PR L7→B1
3	B1 c/ falta CB2	PP B1, CB8, CB14, CB15, PR L2→B1, CB9
4	B1 c/ falta CB2	PP B1, CB8, CB14, CB15, PR L2→B1, CB9, PR L1→B1, PR L7→B1
5	B1 c/ falta CB8	PP B1, CB7, CB14, CB15, PR L1→B1, CB1
6	B1 c/ falta CB8	PP B1, CB7, CB14, CB15, PR L1→B1, CB1, PR L2→B1, PR L7→B1
7	B1 c/ falta CB14	PP B1, CB7, CB8, CB15, PR L7→B1, CB7
8	B1 c/ falta CB14	PP B1, CB7, CB8, CB15, PR L7→B1, CB7, PR L1→B1, PR L2→B1
9	B1 c/ falta CB15	PP B1, CB7, CB8, CB14, PR TR1 →B1, CB16
10	B1 c/ falta CB15	PP B1, CB7, CB8, CB14, PR TR1 →B1, CB16, PR L1→B1, PR L2→B1, PR L7→B1
11	B2	PP B2, CB1, CB13
12	B2	PP B2, CB1, CB13, PR L1 →B2, PR L6 →B2
13	B2 c/ falta CB1	PP B2, CB13, PR L1 →B2, CB8
14	B2 c/ falta CB1	PP B2, CB13, PR L1 →B2, CB8, PR L6 →B2
15	B2 c/ falta CB13	PP B2, CB1, PR L6 →B2, CB6
16	B2 c/ falta CB13	PP B2, CB1, PR L6 →B2, CB6, PR L1 →B2
17	B3	PP B3, CB3, CB9
18	B3	PP B3, CB3, CB9, PR L2 →B3, PR L3 →B3
19	B3 c/ falta CB3	PP B3, CB9, PR L3 →B3, CB10
20	B3 c/ falta CB3	PP B3, CB9, PR L3 →B3, CB10, PR L2 →B3
21	B3 c/ falta CB9	PP B3, CB3, PR L2 →B3, CB2
22	B3 c/ falta CB9	PP B3, CB3, PR L2 →B3, CB9, PR L3 →B3
23	B4	PP B4, CB4, CB10
24	B4	PP B4, CB4, CB10, PR L3 →B4, PR L4 →B4
25	B4 c/ falta CB4	PP B4, CB10, PR L4 →B4, CB11
26	B4 c/ falta CB4	PP B4, CB10, PR L4 →B4, CB11, PR L3 →B4
27	B4 c/ falta CB10	PP B4, CB4, PR L3 →B4, CB3
28	B4 c/ falta CB10	PP B4, CB4, PR L3 →B4, CB3, PR L4 →B4

<b>Evento</b>	<b>Local de falta</b>	<b>Alarmes</b>
29	B5	PP B5, CB5, CB11
30	B5	PP B5, CB5, CB11, PR L4→B5, PR L5 →B5
31	B5 c/ falta CB5	PP B5, CB11, PR L5 →B5, CB12
32	B5 c/ falta CB5	PP B5, CB11, PR L5 →B5, CB12, PR L4→B5
33	B5 c/ falta CB11	PP B5, CB5, PR L4→B5, CB4
34	B5 c/ falta CB11	PP B5, CB5, PR L4→B5, CB4 PR L5 →B5
35	B6	PP B6, CB6, CB7, CB12, CB17
36	B6	PP B6, CB6, CB7, CB12, CB17, PR L5 →B6, PR L6 →B6, PR L7 →B6
37	B6 c/ falta CB6	PP B6, CB7, CB12, CB17, PR L6 →B6, CB13
38	B6 c/ falta CB6	PP B6, CB7, CB12, CB17, PR L6 →B6, CB13, PR L5 →B6, PR L7 →B6
39	B6 c/ falta CB7	PP B6, CB6, CB12, CB17, PR L7 →B6, CB14
40	B6 c/ falta CB7	PP B6, CB6, CB12, CB17, PR L7 →B6, CB14, PR L6 →B6, PR L5 →B6
41	B6 c/ falta CB12	PP B6, CB6, CB7, CB17, PR L5 →B6, CB5
42	B6 c/ falta CB12	PP B6, CB6, CB7, CB17, PR L5 →B6, CB5, PR L6 →B6, PR L7 →B6
43	B6 c/ falta CB17	PP B6, CB7, CB7, CB12, PR TR2 →B6 CB18
44	B6 c/ falta CB17	PP B6, CB7, CB7, CB12, PR TR2 →B6 CB18, PR L6 →B6, PR L5 →B6, PR L7 →B6
45	B7	PP B7, CB15, CB19
46	B7 c/ falta CB15	PP B7, CB19, PR TR1 →B7, CB16
47	B8	PP B8, CB18, CB20
48	B8 c/ falta CB15	PP B8, CB20, PR TR2 →B8, CB17
49	TR1	PP TR1, CB15, CB16
50	TR1	PP TR1, CB15, CB16, PR L1 →B1, PR L2 →B1, PR L7 →B1
51	TR1 c/ falta CB15	PP TR1, CB16, B1 86BF, CB2, CB8, CB14
52	TR1 c/ falta CB15	PP TR1, CB16, B1 86BF, CB2, CB8, CB14, PR L1 →B1, PR L2 →B1, PR L7 →B1
53	TR1 c/ falta CB15	PP TR1, CB16, PR L1 →B1, CB1, PR L2 →B1, CB9, PR L7 →B1, CB7
54	TR1 c/ falta CB16	PP TR1, CB15, , B7 86BF, CB19
55	TR1 c/ falta CB16	PP TR1, CB15, , B7 86BF, CB19, PR L1 →B1, PR L2 →B1, PR L7 →B1
56	TR1 c/ falta CB16	PP TR1, CB15, PR G1, CB19

<b>Evento</b>	<b>Local de falta</b>	<b>Alarmes</b>
57	TR1 c/ falta CB16	PP TR1, CB15, PR G1, CB19, PR L1 →B1, PR L2 →B1, PR L7 →B1
58	TR2	PP TR2, CB18, CB17
59	TR2	PP TR2, CB18, CB17, PR L5 →B6, PR L6→B6, PR L7→B6
60	TR2 c/ falta CB18	PP TR2, CB17, B8 86BF, CB20
61	TR2 c/ falta CB18	PP TR2, CB17, B8 86BF, CB20, PR L5 →B6, PR L6→B6, PR L7→B6
62	TR2 c/ falta CB18	PP TR2, CB17, B8 86BF, CB20, , PR L5 →B6, PR L6→B6, PR L7→B6
63	TR2 c/ falta CB18	PP TR2, CB17, PR G2, CB20
64	TR2 c/ falta CB17	PP TR2, CB18, B6 86BF, CB6, CB7, CB12
65	TR2 c/ falta CB17	PP TR2, CB18, B6 86BF, CB6, CB7, CB12, PR L5 →B6, PR L6→B6, PR L7→B6
66	TR2 c/ falta CB17	PP TR2, CB18, PR L5 →B6, CB5, PR L6 →B6, CB13, PR L7 →B6, CB14
67	L1	PP L1, CB1, CB8
68	L1	PP L1, CB1, CB8, PR L2 →B1, PR L6 →B2, PR L7 →B1
69	L1 c/ falta CB1	PP L1, CB8, B2 86BF, CB13
70	L1 c/ falta CB1	PP L1, CB8, B2 86BF, CB13, PR L2 →B1, PR L6 →B2, PR L7 →B1
71	L1 c/ falta CB1	PP L1, CB8, PR L6 →B2, CB6
72	L1 c/ falta CB1	PP L1, CB8, PR L6 →B2, CB6, PR L2 →B1, PR L7 →B1
73	L1 c/ falta CB8	PP L1, CB1, B1 86BF, CB2, CB14, CB15
74	L1 c/ falta CB8	PP L1, CB1, B1 86BF, CB2, CB14, CB15, PR L2 →B1, PR L6 →B2, PR L7 →B1
75	L1 c/ falta CB8	PP L1, CB8, PR L2 →B1, CB9, PR L7 →B1, CB7, PR T1, CB15, CB16
76	L1 c/ falta CB8	PP L1, CB8, PR L2 →B1, CB9, PR L7 →B1, CB7, PR T1, CB15, CB16, PR L6 →B2
77	L2	PP L2, CB2, CB9
78	L2	PP L2, CB2, CB9, PR L1 →B1, PR L3 →B3, PR L7 →B1
79	L2 c/ falta CB2	PP L2, CB9, B1 86BF, CB8, CB14, CB15
80	L2 c/ falta CB2	PP L2, CB9, B1 86BF, CB8, CB14, PR L1 →B1, PR L3 →B3, PR L7 →B1
81	L2 c/ falta CB2	PP L2, CB9, PR L1 →B1, CB1, PR L7 →B1, CB7, PR T1, CB15, CB16
82	L2 c/ falta CB2	PP L2, CB9, PR L1 →B1, CB1, PR L7 →B1, CB7, PR T1, CB15, CB16, PR L3 →B3
83	L2 c/ falta CB9	PP L2, CB2, B3 86BF, CB3

<b>Evento</b>	<b>Local de falta</b>	<b>Alarmes</b>
84	L2 c/ falta CB9	PP L2, CB2, B3 86BF, CB3, PR L1 →B1, PR L3 →B3, PR L7 →B1
85	L2 c/ falta CB9	PP L2, CB2, PR L3 →B3, CB10
86	L2 c/ falta CB9	PP L2, CB2, PR L3 →B3, CB10, PR L1 →B1, PR L7 →B1
87	L3	PP L3, CB3, CB10
88	L3	PP L3, CB3, CB10, PR L2 →B3, PR L4 →B4
89	L3 c/ falta CB3	PP L3, CB10, B3 86BF, CB9
90	L3 c/ falta CB3	PP L3, CB10, B3 86BF, CB9, PR L2 →B3, PR L4 →B4
91	L3 c/ falta CB3	PP L3, CB10, PR L2 →B3, CB2
92	L3 c/ falta CB3	PP L3, CB10, PR L2 →B3, CB2, PR L4 →B4
93	L3 c/ falta CB10	PP L3, CB3, B4 86BF, CB4
94	L3 c/ falta CB10	PP L3, CB3, B4 86BF, CB4, PR L2 →B3, PR L2 →B3
95	L3 c/ falta CB10	PP L3, CB3, PR L4 →B4, CB11
96	L3 c/ falta CB10	PP L3, CB3, PR L4 →B4, CB11, PR L2 →B3
97	L4	PP L4, CB4, CB11
98	L4	PP L4, CB4, CB11, PR L3 →B4, PR L5 →B5
99	L4 c/ falta CB4	PP L4, CB11, B4 86BF, CB10
100	L4 c/ falta CB4	PP L4, CB11, B4 86BF, CB10, PR L3 →B4, PR L5 →B5
101	L4 c/ falta CB4	PP L4, CB11, PR L3 →B4, CB3
102	L4 c/ falta CB4	PP L4, CB11, PR L3 →B4, CB3, PR L5 →B5
103	L4 c/ falta CB11	PP L4, CB4, B5 86BF, CB5
104	L4 c/ falta CB11	PP L4, CB4, B5 86BF, CB5, PR L3 →B4, PR L5 →B5
105	L4 c/ falta CB11	PP L4, CB4, PR L5 →B5, CB12
106	L4 c/ falta CB11	PP L4, CB4, PR L5 →B5, CB12, PR L3 →B4
107	L5	PP L5, CB5, CB12
108	L5	PP L5, CB5, CB12, PR L4 →B5, PR L6 →B6, PR L7 →B6
109	L5 c/ falta CB5	PP L5, CB5, B5 86BF, CB11
110	L5 c/ falta CB5	PP L5, CB5, B5 86BF, CB11, PR L4 →B5, PR L6 →B6, PR L7 →B6

<b>Evento</b>	<b>Local de falta</b>	<b>Alarmes</b>
111	L5 c/ falta CB5	PP L5, CB5, PR L4 →B5, CB4
112	L5 c/ falta CB5	PP L5, CB5, PR L4 →B5, CB4, PR L6 →B6, PR L7 →B6
113	L5 c/ falta CB12	PP L5, CB5, B6 86BF, CB6, CB7, CB17
114	L5 c/ falta CB12	PP L5, CB5, B6 86BF, CB6, CB7, CB17, PR L4 →B5, PR L6 →B6, PR L7 →B6
115	L5 c/ falta CB12	PP L5, CB5, PR L6 →B6, CB13, PR L7 →B6, CB14, PR T2, CB17, CB18
116	L5 c/ falta CB12	PP L5, CB5, PR L6 →B6, CB13, PR L7 →B6, CB14, PR T2, CB17, CB18, PR L4 →B4
117	L6	PP L6, CB6, CB13
118	L6	PP L6, CB6, CB13, PR L1 →B2, PR L5 →B6, PR L7 →B6
119	L6 c/ falta CB6	PP L6, CB13, B6 86BF, CB7, CB12, CB17
120	L6 c/ falta CB6	PP L6, CB13, B6 86BF, CB7, CB12, CB17, PR L1 →B2, PR L5 →B6, PR L7 →B6
121	L6 c/ falta CB6	PP L6, CB13, PR L5 →B6, CB15, PR L7 →B6, CB14, PR T2, CB17, CB18
122	L6 c/ falta CB6	PP L6, CB13, PR L5 →B6, CB15, PR L7 →B6, CB14, PR T2, CB17, CB18, PR L1 →B2
123	L6 c/ falta CB13	PP L6, CB6, B2 86BF, CB1
124	L6 c/ falta CB13	PP L6, CB6, B2 86BF, CB1, PR L1 →B2, PR L5 →B6, PR L7 →B6
125	L6 c/ falta CB13	PP L6, CB6, PR L1 →B2, CB8
126	L6 c/ falta CB13	PP L6, CB6, PR L1 →B2, CB8, PR L5 →B6, PR L7 →B6
127	L7	PP L7, CB7, CB14
128	L7	PP L7, CB5, CB12, PR L1 →B1, PR L2 →B1, PR L5 →B6, PR L6 →B6
129	L7 c/ falta CB7	PP L7, CB14, B6 86BF, CB6, CB12, CB17
130	L7 c/ falta CB7	PP L7, CB14, B6 86BF, CB6, CB12, CB17, PR L1 →B1, PR L2 →B1, PR L5 →B6, PR L6 →B6
131	L7 c/ falta CB7	PP L7, CB14, PR L5 →B6, CB5, PR L6 →B6, CB13, PR T2, CB17, CB18
132	L7 c/ falta CB7	PP L7, CB14, PR L5 →B6, CB5, PR L6 →B6, CB13, PR T2, CB17, CB18, PR L1 →B1, PR L2 →B1
133	L7 c/ falta CB14	PP L7, CB7, B1 86BF, CB2, CB1, CB15
134	L7 c/ falta CB14	PP L7, CB7, B1 86BF, CB2, CB1, CB15, PR L1 →B1, PR L2 →B1, PR L5 →B6, PR L6 →B6
135	L7 c/ falta CB14	PP L7, CB7, PR L1 →B1, CB1, PR L2 →B1, CB9, PR T1, CB15, CB16
136	L7 c/ falta CB14	PP L7, CB7, PR L1 →B1, CB1, PR L2 →B1, CB9, PR T1, CB15, CB16, PR L5 →B6, PR L6 →B6
137	G1	PP G1, CB19

<b>Evento</b>	<b>Local de falta</b>	<b>Alarmes</b>
138	G1 c/ falta CB19	PP G1, B7 86BF, CB16
139	G1 c/ falta CB19	PP G1, PR T1, CB15, CB16
140	G2	PP G2, CB20
141	G2 c/ falta CB20	PP G2, B8 86BF, CB18
142	G2 c/ falta CB20	PP G2, PR T2, CB18, CB17