UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
COMPUTAÇÃO

Evandro Agostinho Reche

Metodologia Baseada em Mineração de Dados para
Redução de Múltipla Estimação na Localização de
Faltas em Alimentadores de Distribuição Radiais

São Carlos

2018

Evandro Agostinho Reche

**Metodologia Baseada em Mineração de Dados para
Redução de Múltipla Estimação na Localização de
Faltas em Alimentadores de Distribuição Radiais**

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia
de São Carlos da Universidade de São Paulo,
para obtenção do título de Mestre em Ciências
- Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Po-
tência

Orientador: Prof. Tit. Denis Vinicius Coury

**Trata-se da versão corrigida da dissertação. A versão original se
encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de
Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.**

São Carlos

2018

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

R296m Reche, Evandro Agostinho
Metodologia Baseada em Mineração de Dados para
Redução de Múltipla Estimção na Localização de Falhas
em Alimentadores de Distribuição Radiais / Evandro
Agostinho Reche; orientador Denis Vinicius Coury. São
Carlos, 2018.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em
Sistemas Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia
de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2018.

1. DAMICORE. 2. Localização de Falhas. 3. Smart
Grids. 4. Mineração de Dados. 5. Múltipla Estimção. I.
Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **EVANDRO AGOSTINHO RECHE**.

Título da dissertação: "Metodologia baseada em mineração de dados para redução de múltipla estimação na localização de faltas em alimentadores de distribuição radiais".

Data da defesa: 27/06/2018.

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Titular **Denis Vinicius Coury**
(Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Prof. Dr. **Walmir de Freitas Filho**
(Universidade Estadual de Campinas/UNICAMP)

APROVADO

Prof. Dr. **Felipe Vigolvino Lopes**
(Universidade de Brasília/UnB)

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Associado **Luís Fernando Costa Alberto**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Associado **Luís Fernando Costa Alberto**

Agradecimentos

Agradeço aos meus pais, Cleir e Jurandir, e minhas irmãs, Fernanda e Cristiane que, mesmo distantes, sempre estiveram presentes em minha vida com incondicional apoio e amor.

À amada Luana, pelo companheirismo e carinho.

Ao Prof. Tit. Denis Coury, pela oportunidade e pela orientação.

Ao Prof. Dr. Ricardo Fernandes, pelo auxílio e tempo dedicado.

Aos Colegas do Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE), pelo ambiente de cooperação e descontração na hora do café. Em especial agradeço aos amigos, Jeovane, André e Eduardo, que tiveram participação direta neste trabalho.

Agradeço a Deus pela oportunidade de convivência com todas estas pessoas e aprendizado neste período.

RESUMO

RECHE, E. A. **Metodologia Baseada em Mineração de Dados para Redução de Múltipla Estimação na Localização de Faltas em Alimentadores de Distribuição Radiais**. 2018. 113p. Dissertação (Mestrado) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2018.

A complexidade dos sistemas de distribuição é uma característica intrínseca dos mesmos, isso dificulta a aplicação de ferramentas convencionais para localização de faltas, cuja eficiência é determinante para melhoria dos índices de qualidade de energia e serviços prestados por concessionárias de energia. Este trabalho tem o objetivo de apresentar uma abordagem alternativa para a localização de faltas em alimentadores de distribuição aéreos com topologia radial. A proposta consiste no desenvolvimento de um algoritmo de auxílio à decisão para técnicas convencionais de localização de faltas, capaz de reduzir o problema da múltipla estimação. Esta proposta se dá num contexto onde é vislumbrado uma infraestrutura de *Smart Grids* consolidada. A ferramenta consiste em um pré-processamento de sinais analógicos e extração de parâmetros para posterior uso da técnica DAMICORE (do inglês *Data Mining of Code Repositories*) a fim de encontrar relações entre os eventos, agrupando aqueles que forem similares, de modo a auxiliar na localização de faltas. O sistema utilizado para a simulação de curtos-circuitos foi o alimentador-teste IEEE 34 barras em que os testes preliminares do algoritmo para este sistema resultaram em uma redução considerável para a múltipla estimação.

Palavras-chave: DAMICORE, Localização de Faltas, *Smart Grids* Mineração de Dados, Múltipla estimação.

ABSTRACT

RECHE, E. A. **Data Mining-Based Method to Reduce Multiple Estimation for Fault Location in Radial Distribution Feeders**. 2018. 113p. Master's Dissertation - São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, São Carlos, 2018.

The complexity of distribution systems is an intrinsic characteristic from them, making it difficult to apply conventional fault locating methods, whose efficiency is decisive for the improvement of power quality and service indexes provided by the utilities. This work aims to present an alternative approach for fault location in aerial distribution feeders with radial topology. The tool consists of the development of a decision aid algorithm for conventional fault location techniques capable of reducing the multiple estimation problem. This proposal takes place in a context where a Smart Grids-based infrastructure is envisaged. This tool consists of a pre-processing of analog signals and feature extraction for later use of the DAMICORE (Data Mining of Code Repositories) technique to find connections between events, forming groups of similar events, and helping the Fault Location. The system used to simulate short circuits was the IEEE 34 Node Test Feeder and, for this system, the algorithm responded with a significant reduction of multiple estimations.

Keywords: Fault Location, Data Mining, DAMICORE, Smart Grids, Multiple Estimation.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Composição do Sistema Elétrico de Potência	28
Figura 2 – Métodos de aterramento: (a) Solidamente aterrado, (b) Com impedância de aterramento e (c) Isolado	30
Figura 3 – Localização de ocorrência de faltas que provocaram afundamento de tensão em consumidor industrial	33
Figura 4 – Organização das técnicas de localização de faltas	34
Figura 5 – <i>Smart meter</i> Landis+Gyr E650	42
Figura 6 – Execução do DAMICORE	56
Figura 7 – Ilustração da execução do algoritmo <i>Neighbor-Joining (NJ)</i>	60
Figura 8 – Visão geral da metodologia proposta	64
Figura 9 – Diagrama unifilar com representação de curto-circuito em um modelo de fluxo unidirecional	66
Figura 10 – Ilustração do efeito da múltipla estimação	69
Figura 11 – Fluxograma sequencial da metodologia	70
Figura 12 – Fluxograma da extração de parâmetros pelos <i>smart meters</i>	71
Figura 13 – Alimentador teste IEEE 34 barras	78
Figura 14 – Alimentador-teste IEEE 34 barras em escala	80
Figura 15 – Ilustração do efeito da múltipla estimação no sistema IEEE 34 Barras	81
Figura 16 – Exemplo de nomeação dos pontos de faltas simulados	82
Figura 17 – Alocação de <i>smart meters</i> para o Cenário II (a) e Cenário III (b)	83
Figura 18 – Ilustração do efeito da múltipla estimação para faltas A-G no sistema IEEE 34 Barras. Múltipla estimação intrínseca (a), Cenário I (b), Cenário II (c) e Cenário III (d)	88

Figura 19 – Ilustração do efeito da múltipla estimação para faltas B-G no sistema IEEE 34 Barras. Múltipla estimação intrínseca (a), Cenário I (b), Cenário II (c) e Cenário III (d)	89
Figura 20 – Ilustração do efeito da múltipla estimação para faltas C-G no sistema IEEE 34 Barras. Múltipla estimação intrínseca (a), Cenário I (b), Cenário II (c) e Cenário III (d)	90
Figura 21 – Gráfico do desempenho do localizador de faltas baseado no cálculo da impedância para os tipos A-G (a), B-G (b) e C-G (c)	93
Figura 22 – Ilustração da análise e composição das áreas identificadas pelo DAMICORE, sendo (a) a Árvore Filogenética e (b) o sistema IEEE 34 Barras em escala e com regiões divididas	95
Figura 23 – Ilustração do local estimado e o local real da falta para o exemplo I	96
Figura 24 – Ilustração do caminho a ser percorrido até encontrar o defeito para o Exemplo I	97
Figura 25 – Região onde estão localizadas as faltas agrupadas no <i>Cluster</i> 21, para o exemplo I	97
Figura 26 – Arvore filogenética gerada no Exemplo I	98
Figura 27 – Ilustração referente ao Exemplo I, do caminho a ser percorrido após a utilização da ferramenta proposta	99
Figura 28 – Ilustração do local estimado e o local real da falta para o Exemplo II	99
Figura 29 – Ilustração do caminho a ser percorrido até encontrar o defeito para o Exemplo II	100
Figura 30 – Região onde estão localizadas as faltas agrupadas no <i>Cluster</i> 21, para o Exemplo II	100
Figura 31 – Árvore filogenética gerada no Exemplo II	101
Figura 32 – Ilustração referente ao Exemplo II, do caminho a ser percorrido após a utilização da ferramenta proposta	102

Lista de tabelas

Tabela 1 – Níveis de tensão no Sistema de Potência	28
Tabela 2 – Tecnologias de comunicação aplicáveis a <i>Smart Grids</i>	49
Tabela 3 – Algumas normas relativas a <i>Smart Grids</i>	52
Tabela 4 – Variáveis a serem utilizadas para compensação nas equações do método de impedância	67
Tabela 5 – Extensões sujeitas à múltipla estimação no alimentador do sistema teste IEEE 34 barras	80
Tabela 6 – Tabela de resultados para o Cenário I	85
Tabela 7 – Tabela de resultados para o Cenário II	86
Tabela 8 – Tabela de resultados para o Cenário III	87
Tabela 9 – Tabela comparativa entre os cenários estudados	87
Tabela 10 – Tabela de desempenho do localizador de faltas baseado em impedância	91

Lista de abreviaturas e siglas

AMI	Do inglês <i>Advanced Metering Infrastructure</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATP	Do inglês <i>Alternative Transient Program</i>
DAMICORE	Do inglês <i>DAta MIning of COde REpositories</i>
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
FN	Do inglês <i>Fast Newman</i>
IED	Do inglês <i>Intelligent Electronic Device</i>
IEC	Do inglês <i>International Electrotechnical Commission</i>
NCD	Do inglês <i>Normalized Compression Distance</i>
NJ	Do inglês <i>Neighbor-Joining</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
QEE	Qualidade da Energia Elétrica

QoS	Do inglês <i>Quality of Service</i>
RDP	Registrador de Perturbações
RMS	Do inglês <i>Root Mean Square</i>
SCADA	Do inglês <i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SDs	Sistemas de Distribuição
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
STs	Sistemas de Transmissão
TC	Transformador de Corrente
DFT	Transformada Discreta de Fourier
TP	Transformador de Potencial
UC	Unidade Consumidora

Sumário

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	Motivação	22
1.1.1	Pesquisas Recentes em técnicas para Localização de Faltas	22
1.1.2	Contexto de <i>Smart Grids</i>	23
1.2	Objetivos e Contribuições	24
1.3	Organização do Trabalho	24
2	LOCALIZAÇÃO DE FALTAS	27
2.1	Contextualização	27
2.1.1	Características de um Sistema de Distribuição Primária	28
2.1.1.1	Alimentadores Radiais	29
2.1.2	Qualidade da Energia Elétrica	31
2.1.2.1	Interrupções Momentâneas e Sustentadas	32
2.2	Técnicas de Localização de Faltas em SDs	32
2.3	Revisão da Literatura	33
2.3.1	Técnicas Baseadas em Análise da Componente Fundamental de Corrente e Tensão	34
2.3.2	Técnicas Baseadas em Ondas Viajantes e Componentes de Alta Frequência	36
2.3.3	Técnicas Baseadas em Sistemas Inteligentes	36
2.3.4	Técnicas Híbridas	38
2.3.5	Técnicas associadas ao uso de <i>Smart Meters</i>	39
2.3.5.1	Tecnologia Comercialmente Disponível	41
2.4	Considerações finais sobre este Capítulo	41
3	SMART GRIDS	43
3.1	Definições	43

3.2	Benefícios	45
3.3	Desafios	46
3.4	Tendências	47
3.4.1	<i>Smart Meter</i>	48
3.4.2	Comunicação	49
3.4.3	Computação em Nuvem	50
3.4.4	Normas e Padrões	51
3.5	Considerações finais sobre este Capítulo	53
4	A TÉCNICA DAMICORE	55
4.1	Introdução	55
4.2	Integração de Algoritmos	56
4.2.1	<i>Normalized Compression Distance (NCD)</i>	56
4.2.2	<i>Neighbor-Joining (NJ)</i>	57
4.2.3	<i>Fast Newman (FN)</i>	59
4.3	Considerações finais sobre este Capítulo	61
5	INTEGRAÇÃO DAS TÉCNICAS E METODOLOGIA PROPOSTA	63
5.1	Contexto	63
5.2	Localização de Faltas Baseada em Impedância	66
5.2.1	O Problema da Múltipla Estimação	68
5.3	Proposta de Ferramenta de Auxílio à Decisão	69
5.3.1	Extração de Parâmetros	70
5.3.2	Envio ao Servidor e Processamento	73
5.3.3	Aplicação do DAMICORE	73
5.3.4	Organização e Análise da Resposta	74
5.4	Considerações finais sobre este Capítulo	76
6	MINERAÇÃO DE DADOS PARA ELIMINAÇÃO DO PROBLEMA DA MÚLTIPLA ESTIMAÇÃO - RESULTADOS E DISCUSSÕES	77
6.1	O Sistema Utilizado	77
6.1.1	Múltipla Estimação no Alimentador teste IEEE 34 barras	79
6.1.2	Simulação de Curtos-circuitos	80
6.1.3	Características dos <i>Smart Meters</i>	82

6.2	Resultados	84
6.2.1	Análise Completa dos Resultados	84
6.2.1.1	Cenário I	84
6.2.1.2	Cenário II	85
6.2.1.3	Cenário III	86
6.2.1.4	Análise comparativa dos três cenários	86
6.2.2	Redução Observada da Múltipla Estimação	87
6.3	Exemplos de Aplicação	91
6.3.1	Resultados apresentados pelo método de localização de faltas baseado em Impedância	91
6.3.1.1	Interpretação dos <i>Clusters</i>	94
6.3.2	Exemplo I	96
6.3.3	Exemplo II	99
6.4	Considerações finais sobre este capítulo	102
7	CONCLUSÃO	103
7.1	Publicações Relativas a esta Pesquisa	104
7.2	Possibilidades Futuras	105
REFERÊNCIAS		107

Introdução

Diversos fatores têm contribuído para o desenvolvimento de técnicas de localização de faltas em Sistemas de Distribuição (SDs). Dentre estes, os índices de Qualidade da Energia Elétrica (QEE) têm sido um dos focos de atenção, tanto de concessionárias de energia como de consumidores, desde os anos 1980. A principal razão para a importância dada ao tema é o impacto econômico provocado por distúrbios de QEE (DUGAN; SANTOSO; MCGRANAGHAN, 2012). Este foco é observado tanto por parte dos agentes de transmissão e distribuição - devido a penalizações impostas por agências reguladoras - como por parte das unidades consumidoras (UCs) - devido a parada de produção ou avarias em equipamentos elétricos.

Atualmente as principais penalidades relativas à QEE, efetivamente aplicadas por agências reguladoras para concessionárias de distribuição, são relativas a índices de qualidade de serviço prestado (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2016). Estes índices são afetados principalmente pela quantidade de interrupções que incidem sob o sistema, e pelo tempo que leva para a recomposição do mesmo a cada ocorrência. Constata-se ainda que, estes fatores têm elevado impacto na confiabilidade do sistema elétrico como um todo, pois mais de 80% das interrupções do fornecimento de energia para unidades consumidoras acontecem especificamente em redes de distribuição (TENG; HUANG; LUAN, 2014). Ainda é estimado que, em redes aéreas de distribuição, 90% das interrupções no fornecimento de energia são causadas devido à atuação do sistema de proteção, isto é, em caso de curto-circuito ao longo do alimentador (BROWN, 2002). Fica evidente que, das estratégias adotadas pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica, a localização de faltas ao longo de alimentadores tem grande impacto nos índices de QEE.

Tradicionalmente, a localização de faltas em SDs tem forte dependência do consumidor, ou seja, espera-se que o mesmo entre em contato com o serviço de atendimento ao cliente da

concessionária para informar sobre o não fornecimento de energia. Dessa forma, os possíveis locais de ocorrência da falta são estimados pela experiência e conhecimento do corpo técnico. Só assim, a equipe de manutenção pode ser acionada para encontrar o local da falta e realizar a devida manutenção (SAHA; IZYKOWSKI; ROSOLOWSKI, 2010), (SENGER et al., 2005), (TRINDADE; FREITAS; VIEIRA, 2014) e (MIRZAEI et al., 2009).

A observação de que a metodologia supracitada é sujeita a uma série de fatores que podem afetar sua eficiência, aliada ao fato de que cada vez mais as agências reguladoras enrijecem os índices de qualidade do serviço, além da possibilidade de otimização dos recursos técnico-financeiros das concessionárias, favorece a criação de um ambiente que impulsiona o desenvolvimento de novas abordagens que tenham como objetivo principal a localização de faltas em alimentadores de distribuição de energia elétrica (SAHA; IZYKOWSKI; ROSOLOWSKI, 2010) (LEÓN; VITTAL; MANIMARAN, 2007) (BAHMANYAR; JAMALI; ESTEBSARI, 2016).

1.1 Motivação

Este trabalho é motivado principalmente pelo contexto contemporâneo que favorece o surgimento de novas tecnologias e alternativas para localização de faltas em SDs. Aliado a este fator, o advento das *Smart Grids* fornece um campo fértil para proposição de novas abordagens ao tema aplicado a este conceito. Neste sentido, os principais pontos são:

1.1.1 Pesquisas Recentes em técnicas para Localização de Faltas

As proposições de técnicas e metodologias para localização de faltas em SDs tem sido um tema bem explorado no meio acadêmico, principalmente devido à influência que sua eficiência tem sobre os índices de QEE e de serviços prestados (KEZUNOVIC, 2011), e que cada vez mais tendem a impactar no faturamento das concessionárias de distribuição. Métodos tradicionais de estimação de distância do ponto de falta em sistemas de transmissão poderiam ser aplicados à SDs, mas a limitação mais evidente destes emerge do efeito das múltiplas estimativas. Este problema decorre de um perfil topológico comum em alimentadores de distribuição, onde podem existir múltiplos pontos de falta possíveis, distantes entre si, mas de mesma distância elétrica até a subestação (MORALES-ESPANA; MORA-FLOREZ; VARGAS-TORRES, 2009).

Entre os trabalhos recentes que abordam o tema de forma alternativa pode-se citar o de Trindade, Freitas e Vieira (2014), que faz uso de uma matriz de impedância do sistema e do

cruzamento das leituras de afundamento de tensão em medidores alocados em diferentes nós do alimentador. Com isso, o perfil de afundamento de tensão associado à matriz de impedância retorna o local estimado do curto-circuito. Seguindo na mesma linha Majidi, Etezadi-Amoli e Fadali (2015) introduzem uma metodologia de agrupamento difuso, representação esparsa e aprendizagem de máquinas. Além disso, alguns autores fazem uso de técnicas inteligentes para tal fim, por exemplo, em Mora-Florez, Barrera-Nunez e Carrillo-Caicedo (2007), onde os autores propõem o uso de um algoritmo de aprendizagem para análise de dados com múltiplas variáveis (*LAMDA - learning algorithm for multivariable data analysis*) para classificação e agrupamento destes eventos.

1.1.2 Contexto de *Smart Grids*

Seguindo os avanços em Tecnologia da Informação e Comunicação, com vistas a aumentar a eficiência e confiabilidade dos sistemas elétricos, a possibilidade das UCs serem dotadas de medidores inteligentes (*smart meters*) é uma realidade cada vez mais presente (BAHMANYAR; JAMALI; ESTEBSARI, 2016). A abordagem do tema sob a ótica da modernização também considera que esta é, não apenas uma evolução nos sistemas de medição eletromecânica para sistemas inteligentes de medição, mas também de toda uma infraestrutura para sistemas de controle e operação inteligentes, principalmente em SDs (COLAK et al., 2016). Esta concepção introduz o conceito de *Smart Grids*.

Diante deste cenário, vislumbra-se para um futuro próximo uma infraestrutura de *Smart Grids*, onde pelo menos parte dos grandes consumidores disponham de *smart meters* somados a um sistema de comunicação bidirecional, processamento e armazenamento eficientes e seguros. Esta infraestrutura de comunicação permite que conceitos de *Cloud Computing* sejam uma alternativa interessante para armazenamento e processamento mais seguro neste contexto (BERA; MISRA; RODRIGUES, 2015).

As *Smart Grids* podem ser consideradas sistemas próximos da realidade inclusive para países com a economia em desenvolvimento, como o Brasil. Pauli (2012) observa que o Brasil possui cerca de 67 milhões de medidores eletromecânicos que, ao fim de sua vida útil, seriam substituídos gradativamente por medidores modernos. Em 2012 A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) já previa iniciar esta substituição até 2022, com um investimento da ordem de R\$13,4 bilhões (PAULI, 2012).

Todo este cenário de modernização abre um leque de possibilidades para proposições

de soluções de qualquer natureza inseridas neste contexto. Tais proposições podem ser desde tarifação em tempo real, monitoramento de QEE ou mesmo alternativas para detecção de perdas não técnicas. Espera-se que, numa perspectiva futura, quando esta infraestrutura de medição estiver consolidada nos SDs, os dados fornecidos pelos *smart meters* sejam essenciais para a viabilização e aprimoramento das técnicas de localização de faltas.

1.2 Objetivos e Contribuições

Este trabalho tem como escopo a apresentação de uma metodologia que servirá de ferramenta de apoio à decisão para a localização de faltas em alimentadores radiais de sistemas de distribuição de energia elétrica. Inserido no contexto de *Smart Grids*, o trabalho utiliza da integração de diferentes ferramentas e tecnologias, com foco em reduzir o problema da múltipla estimação, inerentes a ferramentas de estimação de distância de falta aplicadas a SDs.

Para atingir o objetivo, é feita a integração entre um método de localização de faltas convencional e uma ferramenta de mineração de dados denominada DAMICORE (do inglês *Data Mining of Code Repositories*). Desta forma, os *smart meters* são responsáveis por disponibilizar um vetor de características de tensão e/ou corrente que serão processadas e analisadas pelo DAMICORE a fim de inferir sobre a possível região de localização da falta. Essa associação de ferramentas se apresenta como uma proposição inédita para lidar com a variabilidade dados gerados pelos *smart meters*, permitindo uma melhora significativa no processo de localização de faltas em SDs.

1.3 Organização do Trabalho

No capítulo 2 são apresentados conceitos essenciais relativos aos SDs, aspectos regulatórios e associados aos indicadores de QEE, além de considerações pertinentes sobre o cenário nacional e internacional. Neste capítulo também é apresentada uma revisão bibliográfica sobre localização das faltas em SDs. Tal revisão é contextualizada frente às tendências contemporâneas das *Smart Grids*.

No capítulo 3 o conceito de *Smart Grids* é abordado de forma ampla, destacando os benefícios e desafios para sua implementação em um sistema real. De forma pertinente são apresentados também os conceitos básicos das tecnologias que estão inseridas neste contexto.

No capítulo 4 é apresentado e descrito o funcionamento da técnica de mineração de

dados utilizado neste trabalho, o DAMICORE.

O capítulo 5 consiste da metodologia propriamente dita do trabalho, abordando o modo como foram integrados os conceitos de mineração de dados e sua aplicação para auxiliar métodos tradicionais de localização de faltas. É apresentada também a metodologia do pré-processamento dos sinais dos dados aquisitados.

No capítulo 6 são discutidos os resultados obtidos com a ferramenta proposta em três cenários distintos, juntamente com dois exemplos de aplicação. Detalhes sobre o circuito utilizado, a alocação dos *smart meters*, e as faltas simuladas também são apresentados.

No capítulo 7, na conclusão, é apresentada uma visão crítica dos resultados encontrados, as publicações relacionadas a este trabalho, bem como possibilidades futuras de continuidade do mesmo.

Localização de Faltas

2.1 Contextualização

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) tem por objetivo a geração e fornecimento energia elétrica para as unidades consumidoras, devendo ser projetado para fazê-lo de forma confiável e econômica (RUSH, 2011), além de respeitar os níveis de qualidade exigidos pelas agências reguladoras. O SEP pode ser dividido em três subsistemas segundo Kagan, Oliveira e Robba (2005), sendo:

- **Geração:** Faz a conversão de outras formas de energia para a forma elétrica;
- **Transmissão:** Responsável por fazer o transporte de grandes blocos de energia elétrica entre os centros de geração e os centros de consumo e;
- **Distribuição:** Distribui a energia elétrica entre as unidades consumidoras.

Estes subsistemas também podem ser categorizados de acordo com o nível de tensão empregado, conforme apresentado na Tabela 1 e ilustrado na Figura 1. Os SDs, contexto deste trabalho, possuem o escopo básico de realizar a conexão entre os Sistemas de Transmissão (STs) de energia elétrica e os consumidores (na sua maior parte em baixa tensão) (SAHA; IZYKOWSKI; ROSOLOWSKI, 2010) (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005), sendo composto por todos os equipamentos e instalações elétricas existentes dentro dos níveis de tensão em que operam.

As subestações (SEs) de distribuição são alimentadas pelo ST ou Subtransmissão em alta tensão e têm como função principal rebaixar o nível de tensão para valores compatíveis com a distribuição primária e distribuir entre os alimentadores. Os níveis de tensão padronizados

Tabela 1: Níveis de tensão no Sistema de Potência

Tensão (kV)		Campo de Aplicação	Área do Sistema de Potência
Padronizada	Não Padronizada		
0,220/0,127	0,110	Distribuição Secundária (BT)	Distribuição
0,380/0,220	0,230/0,115		
13,8	11,9	Distribuição Primária (MT)	
34,5	22,5		
34,5	88,0	Subtransmissão	
69			
138			
138	440,0/750,0	Transmissão	Transmissão
230			
345			
500			

Fonte: Adaptado de (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005) e (ONS - Operador Nacional do Sistema, 2004)

Figura 1: Composição do Sistema Elétrico de Potência

Fonte: Elaborado pelo Autor

variam de acordo com as agências reguladoras de cada país, sendo alguns dos principais valores adotados 34,5kV, 23,9kV, 13,8kV, 13,2kV e, em alguns casos, 4,16kV (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005) e (KERSTING, 2002).

2.1.1 Características de um Sistema de Distribuição Primária

O sistema de distribuição primária, o foco deste trabalho, é tipicamente composto de uma SE principal rebaixadora, alimentada pelo ST ou Subtransmissão, que contém um ou mais circuitos alimentadores em média tensão com topologia predominantemente radial (KERSTING, 2002). Os troncos alimentadores têm, em geral, potencia máxima de 12 MVA, atendem direta-

mente unidades consumidoras industriais de médio porte e grandes consumidores comerciais. Porém, também está conectado nos troncos alimentadores, por meio de transformadores de distribuição, o sistema de distribuição secundária em baixa tensão para os demais consumidores residenciais e comerciais (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

2.1.1.1 Alimentadores Radiais

A principal característica dos alimentadores com topologia radial é a direção única do fluxo de potência, da fonte (SE) para as cargas (UCs) (KERSTING, 2002). Devido a suas características intrínsecas, a análise (tanto de curto-circuito, como de fluxo de potência) de redes de distribuição primárias representa um desafio para engenheiros, tanto no meio acadêmico quanto em concessionárias de distribuição. Em geral, de acordo com Saha, Izykowski e Rosolowski (2010), The Institute of Electrical and Electronics Engineers (2015), Kersting (2002) e Kagan, Oliveira e Robba (2005) dentre estas características, pode-se citar:

- Topologia Radial;
- Carregamento desbalanceado;
- Distribuição não uniforme das cargas ao longo da linha;
- Presença de ramais laterais (monofásicos, bifásicos ou trifásicos);
- Não homogeneidade dos condutores ao longo do alimentador;
- Possibilidades de redes tanto aéreas como subterrâneas;
- Possibilidade de presença de bancos de capacitores;
- Possibilidade de presença de reguladores de tensão;
- Aquisição de grandezas analógicas apenas no *bay* de saída da SE alimentadora.

Para além das características supracitadas, existem ainda três possibilidades de aterramento do neutro para sistemas de Distribuição apresentados na Figura 2, citados por Saha, Izykowski e Rosolowski (2010), que são:

- Sistemas solidamente aterrados;
- Sistemas com impedância de aterramento; e

Figura 2: Métodos de aterramento: (a) Solidamente aterrado, (b) Com impedância de aterramento e (c) Isolado

Fonte: Adaptado de (KERSTING, 2002)

- Sistemas isolados.

(a) Sistemas solidamente aterrados

Os sistemas aterrados são os mais comuns em países que adotam o modelo norte americano (The Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2015). Neste sistema, a única impedância presente entre o neutro e a terra é a própria impedância de aterramento e, se for o caso, a impedância do cabo de neutro, sendo verificado também um menor custo de implementação.

Este modelo é usado para evitar que, em situação de curto-circuitos monofásicos envolvendo a terra, não ocorra sobretensão nas fases sôbrias do sistema. Outra característica importante de sistemas solidamente aterrados é o aumento proporcionado na sensibilidade do sistema de proteção para faltas à terra, dado que nestas circunstâncias o fluxo de corrente de falta é bem maior devido à baixa resistência de aterramento (SAHA; IZYKOWSKI; ROSOŁOWSKI, 2010).

(b) Sistemas com impedância de aterramento

O uso de neutro solidamente aterrado pode provocar um valor de corrente demasiadamente elevado em situações de faltas à terra no circuito, podendo danificar o transformador, por exemplo. Para estes casos, adota-se uma resistência no aterramento a fim de limitar o valor

de corrente de neutro durante um curto-circuito à terra. Isto provoca, no entanto, a perda de precisão do sistema de proteção (SAHA; IZYKOWSKI; ROSOLOWSKI, 2010).

(c) Sistemas Isolados

Um sistema isolado consiste basicamente na inexistência de qualquer conexão intencional entre o neutro e a terra. Nestes casos, a corrente de falta é baixa e depende diretamente da capacitância da linha (SAHA; IZYKOWSKI; ROSOLOWSKI, 2010). Por outro lado, na ocorrência de curto-circuito franco monofásico à terra, o nível de tensão verificado nas fases sôbrias sofre uma severa elevação da ordem de 1.73 durante a falta (IEEE Std 1159, 2009). Nestes casos é recomendável que transformadores de aterramento sejam instalados (The Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2015).

2.1.2 Qualidade da Energia Elétrica

Tanto empresas do setor elétrico como consumidores finais de energia elétrica têm ficado cada vez mais preocupados com a qualidade da energia elétrica (DUGAN; SANTOSO; MCGRANAGHAN, 2012). O IEEE lançou em 1995 o Std 1159 com recomendações relativas à QEE. Este documento define valores nominais de grandezas analógicas para operação do sistema e são especificados os limites máximos e mínimos dos fenômenos de QEE. Atualmente o documento se encontra em sua segunda revisão, do ano de 2009 (IEEE Std 1159, 2009).

Os documentos da ANEEL e as recomendações do IEEE classificam as perturbações de forma similar as dividindo nas seguintes categorias: transitório, variação de tensão de curta duração, variação de tensão de longa duração, desbalanço de tensão, distorção harmônica, flutuação de tensão e variação de frequência do sistema. Para este trabalho, que tem como foco a localização de faltas, a categoria mais afetada por este tipo de evento é a interrupção no fornecimento de energia elétrica.

Em redes aéreas, uma gama de fatores externos podem influenciar no fornecimento de energia, podendo estar relacionados a erros humanos, descargas atmosféricas, ou qualquer outra situação que promova a isolação entre fases e/ou entre fase terra (SAHA; IZYKOWSKI; ROSOLOWSKI, 2010). Sendo todos estes fundamentalmente baseados em faltas, o desenvolvimento de técnicas capazes de identificar a fonte causadora destes distúrbios tem sido tema de diversos trabalhos, tais como em Xu, Chow e Taylor (2006), Xu, Chow e Taylor (2007), Chow, Yee e Taylor (1993) e Chow e Taylor (1995). Neste sentido, fica clara a importância do correto tratamento das faltas elétricas no contexto de QEE.

2.1.2.1 Interrupções Momentâneas e Sustentadas

Tecnicamente a interrupção no fornecimento é caracterizada quando a tensão lida nos pontos de consumo do sistema for menor que 0,1 p.u. Geralmente estes eventos são divididos de acordo com seu tempo de duração, sendo as interrupções de curta duração (divididas nas subcategorias de interrupções instantâneas, momentâneas e temporárias) e interrupções de longa duração (interrupções sustentadas) (BOLLEN, 2000).

No Brasil, em documento chamado Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) as questões relacionadas à QEE são tratadas em um módulo específico (módulo 8) (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2016). Nele, as interrupções de curta duração são classificadas em dois tipos: interrupções com duração menor que três segundos (momentânea) e interrupções com duração menor que 3 minutos e maior que três segundos (temporária). Interrupções com duração superior a três minutos são consideradas interrupções sustentadas.

No tocante aos distúrbios em sistemas elétricos, foi feito um levantamento a respeito dos afundamentos de tensão provocados por curtos-circuitos e sentidos em uma indústria, cujos resultados são apresentados na Figura 3. Este levantamento é relativo ao local onde o curto-circuito ocorreu, sendo possível observar que 69% dos afundamentos sentidos foram provocados por faltas no SD (seja no próprio circuito ou em circuito adjacente) e apenas 31%, oriundos de linhas de transmissão. Dessa forma, fica evidente que a precisa localização das faltas contribui substancialmente ao processo de restauração do serviço. Haja vista que uma resposta rápida na recomposição dos sistemas é relevante para ambos os lados (distribuidora e consumidores) e consequentemente determinante para a QEE, o tema de localização de faltas ganha notoriedade na operação dos SDs.

2.2 Técnicas de Localização de Faltas em SDs

A localização de faltas pode ser definida como o processo que tem como objeto a estimação do ponto de falta com a maior precisão possível (SAHA; IZYKOWSKI; ROSOLOWSKI, 2010), que em geral consiste num dispositivo (ou ferramenta) que trabalha *Off-line* e de forma complementar ao sistema de proteção do circuito. As técnicas de localização de falta em redes aéreas de distribuição mais primitivas baseavam-se na inspeção visual (STRINGFIELD; MARIHART; STEVENS, 1957). Porém, com o grande aumento da demanda por eletricidade visto na segunda

Figura 3: Localização de ocorrência de faltas que provocaram afundamento de tensão em consumidor industrial

Fonte: Adaptado de (DUGAN; SANTOSO; MCGRANAGHAN, 2012)

metade do século XX, foi verificado também proporcional aumento dos STs e SDs (SAHA; IZYKOWSKI; ROSOLOWSKI, 2010). O resultado foi a rápida digitalização desses processos, principalmente dos STs. Por outro lado, os SDs possuem diversas características particulares que inviabilizam a implementação das técnicas para localização de faltas já consolidadas em STs aos alimentadores de distribuição (MORA-FLÒREZ; MELÉNDEZ; CARRILLO-CAICEDO, 2008) e (LI et al., 2011).

A dificuldade em aplicar diretamente os métodos dos STs em SDs foi determinante para o desenvolvimento de técnicas de localização de faltas em alimentadores de distribuição capazes de superar as dificuldades impostas por essas características intrínsecas como: o desbalanço e a distribuição não homogênea de cargas ao longo do circuito, a não homogeneidade dos condutores, entre outros já citados anteriormente.

2.3 Revisão da Literatura

O tema de localização de faltas na literatura é abordado sob diferentes óticas, sendo possível encontrar alguns *reviews*, que apresentam estas abordagens de modo amplo e organizado, como Mirzaei et al. (2009), Tang et al. (2000). No livro de Saha, Izykowski e Rosolowski (2010) é possível encontrar um vasto material de revisão relativo ao tema. O IEEE também tem publicado um guia para a Localização de faltas em SDs e STs (The Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2015). Na Figura 4 é apresentada uma divisão mais geral das técnicas de localização e classificação de faltas encontradas na literatura científica, com base nas referências supracitadas.

Figura 4: Organização das técnicas de localização de faltas

Fonte: Elaborado pelo Autor

Técnicas de localização de faltas que se fundamentam em estimação de distância a partir do ponto de medição, como o método de impedância, ou aqueles baseados em ondas viajantes, são, geralmente, bem aplicados para STs. Em contrapartida, em SDs, devido à presença de ramais laterais, podem existir pontos em locais diferentes ao longo do alimentador, porém com a mesma distância até o ponto de medição. Este efeito, chamado de múltipla estimação, dificulta o processo de localização de faltas (KRISHNATHEVAR; NGU, 2012), (MORA-FLÒREZ; MELÉNDEZ; CARRILLO-CAICEDO, 2008) e (LOTFIFARD; KEZUNOVIC; MOUSAVI, 2011).

A particularidade da múltipla estimação, associada a outras características inerentes aos SDs, citadas anteriormente, tem instigado a proposição de diversas metodologias que utilizam sistemas inteligentes e/ou consideram a leitura de dados fornecidos por medidores distribuídos ao longo do circuito. Na seção subsequente são citados alguns trabalhos que utilizam de variadas ferramentas para localização de faltas em SDs.

2.3.1 Técnicas Baseadas em Análise da Componente Fundamental de Corrente e Tensão

Um dos primeiros métodos para localização de faltas, o qual ainda figura como um dos mais visados, é apresentado em Takagi et al. (1982), aplicado a um sistema real de transmissão japonês. A ferramenta estima a distância da falta pelo método da reatância calculada com dados de tensão e corrente fornecidos por apenas um terminal. Erros inerentes ao sistema como, resistência

de falta e disposição assimétrica da linha de transmissão, são corrigidos automaticamente pelo algoritmo, tendo sido verificados resultados satisfatórios nos meses em que foram realizados testes. O trabalho foi inovador na época, por implementar um sistema microprocessado e testar seus resultados em campo.

Em Lehtonen, Pettissalo e Etula (1991), os autores usam do cálculo da componente aparente da impedância de falta para estimar a distância da mesma. O método usa as grandezas de tensão e corrente RMS lidas durante a falta para a realização do cálculo. Apesar da simplicidade da metodologia implementada, o artigo faz uma interessante discussão acerca da precisão do método aplicado a ramais radiais de distribuição, acentuando a possibilidade de haver problemas com o efeito da múltipla estimação.

Em Girgis, Lubkeman e Fallon (1993), os autores propuseram uma metodologia também baseada em impedância para localização de faltas. Foi implementado um sistema rural por ter características bastante particulares quanto à topologia. O método também utiliza as grandezas de corrente e tensão, lidas durante a falta em um único ponto do sistema. A ferramenta usa estimação recursiva para calcular os fasores de frequência fundamental das tensões e das correntes e considerar as características intrínsecas do sistema. É interessante como os problemas da múltipla estimação, distribuição de cargas e a assimetria do sistema são tratadas de forma analítica e dependente da confiabilidade dos dados do sistema.

Em Zhu, Lubkeman e Girgis (1997), é proposto um algoritmo de localização de faltas com base na análise do sinal de falta em regime permanente, e foi sendo adaptado para estimar as regiões de falta baseado num modelo probabilístico, de modo a contrabalancear os problemas quanto à confiabilidade dos dados do sistema. Foi utilizado um sistema radial e testado com dados de campo, mostrando a potencialidade do método.

Os métodos baseados na frequência fundamental são os de mais simples implementação para processamento de sinais (baixa taxa de amostragem). Por outro lado, as técnicas baseadas em impedância não oferecem muita precisão na estimação da distância do ponto em falta até o ponto de medição em SDs. Isto ocorre devido a uma série de características intrínsecas dos SDs citadas no capítulo anterior.

Alguns trabalhos que utilizam a componente fundamental encontram bons resultados quando associados a modelos probabilísticos. Outros usam estes dados em conjunto com medidores distribuídos ao longo do circuito, porém o fazem utilizando metodologia baseada em

análise de circuitos, e serão apresentados mais à frente.

2.3.2 Técnicas Baseadas em Ondas Viajantes e Componentes de Alta Frequência

Em Bo, Weller e Redfern (1999), os autores desenvolveram uma técnica para localização de faltas, tanto em redes aéreas quanto subterrâneas. A técnica consiste basicamente na extração do transitório do sinal de tensão em componentes de alta frequência para estimar a distância do ponto de curto-circuito. Para frequências de 20 MHz, as simulações mostraram precisão de até 1m.

Em Thomas, Carvalho e Pereira (2003), foi desenvolvida uma técnica baseada na teoria de ondas viajantes que opera com o transitório de corrente viajante do ponto de falta até o ponto de medição. Na SE, a tensão é estimada com o modelo de linha, e a distância é estimada por meio de uma relação cruzada entre corrente e tensão calculada. A simulação foi realizada em um sistema real de 23,8 kV pertencente à CELESC (Centrais Elétricas de Santa Catarina, Brasil) e a taxa amostral para a medição foi de 1,25 MHz.

As técnicas baseadas em ondas viajantes tem inegável desempenho em termos de precisão na estimação da distância do ponto de falta até o ponto de medição, sendo inclusive já implementada em linhas de transmissão com equipamentos comercialmente disponíveis como o Registrador Digital de Perturbações (RDP) RPV 311 (REASON, 2014). Por outro lado, a limitação mais evidente desse tipo de ferramenta, principalmente quando submetidos às condições dos SDs, é a necessidade de elevada taxa de amostragem para obter bons resultados, elevando o custo de implementação de *hardware*. Além do mais, quando instalado apenas na SE, não resolve o problema de múltipla estimação inerente aos alimentadores de distribuição com ramais laterais.

2.3.3 Técnicas Baseadas em Sistemas Inteligentes

Alguns trabalhos que utilizam sistemas inteligentes para localização de faltas em SDs apresentaram aplicações em sistemas reais. Um destes trabalhos trata-se de um estudo realizado na *Pacific Gas and Electrical Company*, uma empresa de distribuição do estado da Califórnia, nos Estados Unidos (LIU; ZHONG, 1996). Esse trabalho usa sensoramento nos alimentadores dos SDs e os associa a dados fornecidos pelo sistema de supervisão *SCADA* (do inglês *Supervisory Control and Data Acquisition*). São dados considerados também, o conhecimento da equipe de manutenção da distribuidora e a simulação dos resultados da análise de curto-circuito. A integração de todas estas informações é realizada com um sistema inteligente baseado em lógica

Fuzzy. Os resultados em termos de precisão foram melhores do que os convencionais fornecidos pelo sistema de proteção, quando da detecção da falta. Este trabalho não foi o primeiro a utilizar lógica *Fuzzy* fundamentada no conhecimento da equipe técnica e nos dados da rede. Em Jarventausta, Verho e Partanen (1994), também é feito este tipo de aplicação.

Em Yann-Chang Huang, Hong-Tzer Yang e Ching-Lien Huang (1997), é feita uma abordagem que busca diagnosticar o evento de curto-circuito. Os autores utilizam uma rede neural *perceptron* multicamadas para este fim. O objetivo da ferramenta é identificar o tipo de falta e a seção da mesma no circuito em questão. O método foi implementado em um sistema real, uma linha de subtransmissão de Taiwan. Para o objetivo proposto, a ferramenta apresentou bons resultados, sendo ainda adaptável sob determinadas situações de reconfiguração e ampliação da rede.

Em Wen-Hui Chen, Chih-Wen Liu e Men-Shen Tsai (2000), é proposta uma nova abordagem para estimativas de seções e tipos de faltas *On-line* em alimentadores de SDs. Os autores utilizam uma rede de causa e efeito em processamento paralelo onde são simuladas as funções de proteção e os disjuntores. Um conjunto de regras *Fuzzy* foi utilizado no processo. A metodologia foi testada em uma empresa do setor elétrico de Taiwan, apresentando significativos resultados.

Em Martins et al. (2003), os autores apresentam uma abordagem que classifica e localiza faltas em alimentadores de SDs por meio do treinamento de uma rede neural artificial. Esta rede mapeia as relações não-lineares existentes entre a localização real da falta e autovalores de dados de corrente pré-processadas. Os resultados foram positivos para classificação e localização de faltas, com a vantagem de usar somente a corrente como grandeza analógica.

Em Kezunovic (2011), os autores discutem em um contexto mais atual, o de *Smart Grids*, em um cenário onde se tem um sistema inteligente dispondo de grande volume de dados provenientes de IEDs (do inglês *Intelligent Electronic Devices*) distribuídos ao longo dos circuitos. Neste sentido é apresentada uma discussão quanto ao impacto positivo deste cenário nos processos e ferramentas de diagnóstico e localização de faltas, tanto em SDs como em STs. Duas abordagens são discutidas em detalhes, com diferentes IEDs usados para melhorar a eficiência da localização das faltas em STs e SDs.

Em Zapata-tapasco e Mora-flórez (2014), é apresentada uma metodologia de localização de falta em alimentadores de SDs com topologia radial. O histórico de faltas no alimentador é

armazenado em um banco de dados e associado a regiões de atuação no circuito. Tais informações são usadas como dados de entrada para uma técnica de classificação baseada em árvores de decisão. O sistema utilizado para realização dos testes foi o IEEE 34 barras. A ferramenta foi exposta a variações do perfil de carga, resistência de falta, entre outros.

O uso de técnicas inteligentes é bem explorado no meio científico na resolução de localização de faltas em SDs, tendo, em geral, bons resultados em publicações. As ressalvas que ficam é que sistemas *Fuzzy* necessitam de profundo conhecimento do perfil de faltas para elaboração do sistema especialista, enquanto redes neurais requerem que os dados de simulação tenham grande representatividade do sistema real (dados que nem sempre são confiáveis).

2.3.4 Técnicas Híbridas

As técnicas híbridas utilizam de diferentes técnicas em conjunto e, em geral, de sistemas inteligentes associados a outras técnicas. Os resultados obtidos em simulações são bons, porém a grande parte dos trabalhos pesquisados carregam as mesmas restrições daqueles que utilizam apenas sistemas inteligentes.

Em Mora, Carrillo e Perez (2006), os autores apresentam uma metodologia que se resume em um sistema ANFIS (do inglês *Adaptive Network based Fuzzy Inference Systems*) treinado com o banco de dados das atuações dos relés de proteção da distribuidora. Os dados de entrada do ANFIS é a transformada de *Wavelet* dos sinais de corrente vistos na subestação alimentadora do ramal no momento da falta. A metodologia tem o objetivo de localizar possíveis zonas de falta. Os resultados foram interessantes e apresentaram erro de até 1% na determinação de zonas em um sistema real canadense de 25kV.

Em Salim et al. (2008), é apresentado um sistema *online* de detecção, classificação e localização de faltas em alimentadores de SDs. A Transformada *Wavelet* é utilizada nas etapas de detecção e classificação de faltas. A distância do ponto faltoso até a subestação é determinada por um método de impedância, e a seção do circuito onde a falta ocorreu é determinada por uma rede neural que utiliza o algoritmo de *Levenberg Marquardt*.

Silva et al. (2013) apresenta um método de localização de faltas de alta impedância em SDs utilizando rede neural artificial e Transformada *Wavelet*. A energia dos Coeficientes *Wavelet* da corrente de cada fase aquisitadas na subestação no momento da ocorrência do evento são os dados de entrada da rede neural artificial. A rede neural foi treinada utilizando dados simulados e dados reais de uma concessionária brasileira (Energisa). Foi alcançada uma taxa de acerto de

93% na determinação da zona de atuação.

2.3.5 Técnicas associadas ao uso de *Smart Meters*

O uso de dados fornecidos por medidores inteligentes distribuídos ao longo do circuito é frequentemente considerado em linhas de pesquisa de localização de faltas que abordam este tema no contexto de *Smart Grid*. Este contexto vislumbra um contexto onde o sistema seja integrado, onde diversos equipamentos de medição interoperam, permitindo um auxílio mútuo de diferentes ferramentas, para diferentes fins, conforme será detalhadamente abordado no próximo capítulo.

Serão apresentados abaixo diferentes artigos que, em maior ou menor grau, partem da premissa de que *smart meters* serão utilizados em cenários futuros para fins de localização de faltas em SDs. Tais artigos utilizam as mais variadas técnicas para este fim, desde ondas viajantes, sistemas inteligentes, análise de circuitos, ou mesmo técnicas híbridas.

Entre os primeiros trabalhos a considerar os dados ao longo do alimentador para auxiliar na localização de faltas, cabe destacar o trabalho de Parsons et al. (2000). Neste artigo, o local da falta é determinado através do fluxo de energia observado pelo medidor. De forma bastante simples, a direção do fluxo indica a posição relativa da falta com relação ao medidor. O autor abre uma discussão sobre as possibilidades de avanço do monitoramento sobre distúrbios em geral na medida em que se disponibilizem mais medidores ao longo do circuito.

Nouri, Chun Wang e Davies (2001) já consideravam a possibilidade de *smart meters* serem alocados ao longo do circuito, e, neste contexto, apresenta uma técnica para SDs que utiliza ondas viajantes. Neste trabalho, detectores de transitórios são instalados na SE e nas cargas que estão conectadas ao longo do ramal. Os equipamentos são sincronizados por GPS, e portanto, capazes de identificar o “tempo de viagem” do transitório até a SE e com isso o algoritmo localiza o ponto curto-circuitado com elevada precisão. Na medida em que se dispõe de mais medidores sincronizados, menor é o número de extensões sujeitas à múltipla estimação.

Não são raros os trabalhos que utilizam cálculo de curtos-circuitos associado a algumas medições obtidas ao longo do circuito, como é o caso de Galijasevic e Abur (2002). Estes autores partem da premissa que os dados do alimentador são conhecidos com precisão, então monta-se uma matriz de impedâncias do sistema (barra por barra) em componentes de fase. Com as medições provenientes dos medidores distribuídos ao longo do circuito, são calculados os desvios de tensão (subtração da tensão de pré-falta pela tensão durante a falta) observados

por cada medidor. Com estes dados e a matriz de impedância, é matematicamente possível estimar a corrente em cada barra do sistema e assim obter o ponto faltoso do circuito. Uma das principais preocupações quanto ao uso deste tipo de metodologia está na estimação da corrente de curto-circuito, valor diretamente relacionado com a impedância de falta. Por isso os autores do referido artigo propõem o uso de lógica *Fuzzy* para definir o valor referente à resistência de falta.

Lotfifard, Kezunovic e Mousavi (2011) também vislumbram um cenário onde é possível utilizar dados de medidores distribuídos ao longo do circuito. Neste artigo, a localização de faltas é baseada nos valores de afundamento da tensão observados por medidores instalados em alguns nós da rede. A metodologia utiliza a teoria de cálculo de curto-circuito. Uma técnica para estimação da resistência de falta e outra para estimação do carregamento da rede também são empregadas. O método foi aplicado numa simulação do IEEE 123 barras, apresentando bons resultados nas simulações.

Em Pereira et al. (2009), os autores apresentam uma técnica de localização de faltas em SDs que baseia-se no perfil de afundamento de tensão ao longo do circuito. A ferramenta utiliza um método analítico que considera a propagação do afundamento ao longo dos diferentes nós no sistema alimentador. É considerado também o perfil de cargas no momento da falta bem como a topologia do alimentador, como dados de entrada para o algoritmo. Os testes foram implementados em um sistema teste real de 13,8kV e 134 barras.

Trindade, Freitas e Vieira (2014) apresentam uma ferramenta analítica alternativa para a localização de faltas em alimentadores de SDs, que se fundamenta na utilização da tensão lida pelos *smart meters* instalados ao longo do circuito. A técnica proposta requer dados confiáveis do alimentador em questão. De posse dos dados, é montada uma matriz de impedância do sistema. Com os pontos de medição ao longo do circuito, é possível obter o valor de tensão em cada ponto de medição durante a falta. Com essas medições e com a matriz de impedância, é calculada a corrente de falta em cada barra. O método foi submetido aos dados de um sistema real, apresentando bons resultados em diferentes cenários.

Em Trindade e Freitas (2017), os autores propõem uma ferramenta que associa a estimação de distância fornecida por um localizador de faltas baseado em impedância aos dados providentes de *smart meters* alocados ao longo do alimentador. O método monitora as tensões lidas pelos *smart meters* durante a falta e encontra regiões com maior afundamento de tensão.

Esta região permite resolver, de forma analítica, grande parte do problema do efeito da múltipla estimação inerente aos estimadores de distância de falta quando aplicados a SDs. O método foi validado por meio da simulação de diversos casos em um alimentador de distribuição real.

2.3.5.1 Tecnologia Comercialmente Disponível

No sentido das abordagens dos trabalhos acadêmicos citados, e considerando o avanço de tecnologias relativas à comunicação, processamento conversão analógico-digital de sinais, é possível afirmar que o uso de *smart meters* em unidades consumidoras conectadas a SDs já é uma realidade iminente (ALAHAKOON; YU, 2016). O interesse de consumidores pelo gerenciamento do consumo/fornecimento de energia elétrica, bem como o monitoramento de QEE deve aumentar a busca por *smart meters* e a expectativa é que este tipo de equipamento também seja utilizado como ferramenta de localização de faltas.

Equipamentos de medição microprocessados, como o apresentado na Figura 5, já estão comercialmente disponíveis. Tais equipamentos têm capacidade suficiente, em termos de *Hardware*, para os fins apresentados na metodologia desta pesquisa, dispondo de interface de comunicação em protocolo TCPIP (Landis+Gyr, 2017). Alterações no sentido de utilizá-lo para fins de localização de faltas são possíveis simplesmente com alteração de *Firmware* por parte dos fabricantes.

2.4 Considerações finais sobre este Capítulo

O objetivo deste capítulo foi apresentar a relevância do tema de curto-circuito nos SDs e realizar uma revisão bibliográfica das técnicas presentes na literatura para localização de faltas. Foi dada ênfase, em um primeiro momento, ao sistema de distribuição primária, sua definição e características mais relevantes, como sistemas de aterramento, aspectos regulatórios e de QEE. A abordagem relativa a curtos-circuitos e aos métodos de localização dos mesmos também foi discutida, sendo apresentada uma revisão das técnicas encontradas na literatura científica aplicadas a diversos contextos.

É observado que atualmente, em muitas concessionárias de distribuição, o método utilizado para a localização de faltas ainda é primitivo e, que na literatura científica, este é um tema pertinente e ainda não resolvido plenamente. Sob essa ótica, é previsível que investimentos em técnicas mais avançadas de localização de faltas venham a ser realizados por parte das concessionárias de SDs. Isto se dá, entre outras coisas, devido à relevância que os efeitos dos

Figura 5: *Smart meter* Landis+Gyr E650

Fonte: Landis+Gyr (2017)

curtos-circuitos têm nos índices de qualidade de serviço.

As técnicas desenvolvidas por pesquisadores utilizam-se de diferentes ferramentas para localização de faltas. Tais técnicas propõem diferentes soluções, desde cálculos analíticos até o emprego de técnicas inteligentes. É comum a muitos pesquisadores (que empregam quaisquer ferramentas), o uso de dados de falta fornecidos por medidores instalados em unidades consumidoras. Estes medidores, quando inseridos no contexto das *Smart Grids*, são chamados de *smart meters*.

O uso de *smart meters* abre um leque de possibilidades e questionamentos em sistemas de distribuição. As possibilidades vão desde tarifação em tempo real até monitoramento de QEE, mas também se espera que possam ser utilizados como ferramentas auxiliares de localização de faltas. Os questionamentos são em grande parte relativos à implementação de infraestrutura de comunicação e ambiente de processamento dos dados provenientes destes *smart meters*. Tais variáveis dão abertura para a discussão principal do contexto de *Smart Grids*, que é o tema do próximo capítulo.

Smart Grids

A crescente preocupação com questões ambientais (objetivando reduzir as emissões de carbono), e o consequente aumento do incentivo às fontes alternativas de energia, associados à desregulamentação do setor e acesso ao mercado livre de energia, deram um direcionamento à evolução tecnológica no sistema elétrico. O contexto de *Smart Grids* surge especificamente da necessidade de atender aos interesses dos agentes envolvidos neste novo processo. Entre os autores que partem desta premissa, pode-se citar El-hawary (2014), Fang et al. (2012), Moslehi e Kumar (2010), Gungor et al. (2013), Lasseter (2011) e Liserre, Sauter e Hung (2010).

3.1 Definições

O conceito de *Smart Grids* encontra as mais diferentes definições na literatura científica. A exemplo disso, duas definições extraídas de artigos são apresentados a seguir:

“*Smart Grid* pode ser considerado como um sistema elétrico que utiliza informações, tecnologias de comunicação bidirecional com segurança e inteligência computacional de forma integrada, nos setores de geração, transmissão, subestação, distribuição e consumo de eletricidade, resultando em um sistema limpo, seguro, confiável, resiliente, eficiente e sustentável.” (FANG et al., 2012).

“*Smart Grid* pode ser considerada como uma moderna infra-estrutura no sistema de elétrico para maior eficiência e confiabilidade, por meio de um sistema de controle automatizado, conversores de alta potência, infra-estrutura de comunicação moderna, tecnologias de detecção e medição, técnicas modernas de gerenciamento de energia baseadas na otimização da demanda e disponibilidade de rede, e assim por diante.” (GUNGOR et al., 2011)

Ambos os autores supracitados tomam como base para a definição de *Smart Grids* a premissa de que o termo se refere ao próprio sistema elétrico que, neste contexto futuro, contempla uma série de ferramentas e infraestrutura de elevado nível de digitalização. Neste cenário existiria uma série de benefícios em termos de eficiência, qualidade do produto e serviço prestado proporcionados por este contexto.

Devido à sua relevância, o tema também atrai a atenção de agentes voltados à aplicação, como agências reguladoras, de modo que a Associação Canadense de Eletricidade traz também uma definição alternativa ao tema em um artigo publicado em seu site:

“*Smart Grid* é definido como um conjunto de aplicações baseadas em informações, isto se dá devido à maior automação do sistema elétrico; este conjunto de tecnologias integra o comportamento e as ações de todas as fontes de energia e unidades consumidoras. Estes agentes são conectados por meio de recursos de comunicação, provendo fontes de energia sustentáveis, econômicas e seguras.” (Canadian Electricity Association, 2014).

A definição é apresentada acima de modo mais genérico justificando a viabilização de aplicações devido ao aumento do nível de automação do sistema. Este conjunto permitiria o fornecimento de eletricidade de modo mais sustentável econômico e seguro. O IEC (do inglês *International Electrotechnical Commission*) também apresenta em seu site uma definição geral para o termo *Smart Grids*:

“A compreensão geral é que *Smart Grid* é o conceito de modernização do sistema elétrico. O *Smart Grid* compreende tudo relacionado ao sistema elétrico entre qualquer ponto de geração e qualquer ponto de consumo. Através da adição de tecnologias *Smart Grid* o sistema torna-se mais flexível e interativo além de ser capaz de fornecer *feedback* em tempo real.” (International Electrotechnical Commission, 2017).

Esta definição aborda o conceito, não como um *status* a ser alcançado pelo sistema, mas sim como um processo de modernização permanente. Aqui o termo abrange tudo que existe entre qualquer unidade de geração e qualquer unidade consumidora. Neste caso inclui-se a adição de ferramentas e equipamentos inteligentes que contribuam para um sistema mais flexível, interativo e capaz de realizar autodiagnóstico.

Esta última abordagem se assemelha mais ao modo como este trabalho trata o tema, considerando *Smart Grids* como processo de digitalização, evolução da infraestrutura de comunicação,

e processamento, vislumbrando que as novas tecnologias de equipamentos e ferramentas surjam de forma gradual e integrada a sistemas já consolidados. Tal evolução deve ser permanente e na medida em que se tornem viáveis sob a ótica do custo-benefício, sendo esta característica evolutiva um dos conceitos principais das *Smart Grids*. El-hawary (2014) apresentou um apanhado das principais características das *Smart Grids*, segundo os autores que a defendem, entre elas estão:

- Capaz de atender à crescente demanda dos consumidores sem adicionar alterações na infraestrutura;
- Capaz de receber energia de fontes de diferentes perfis, seja intermitentes ou não, e capaz de integrá-las;
- Capaz de estabelecer comunicação em tempo real entre o consumidor e a concessionária, para que os consumidores possam adaptar o seu consumo de energia com base nas preferências individuais;
- Capaz de criar novos nichos e mercado através da capitalização;
- Capaz de fornecer eletricidade dentro dos padrões de QEE;
- Constante aumento da resistência a ataques e desastres naturais, à medida que se torna mais descentralizada e reforçada com protocolos de segurança de redes inteligentes;
- Sustentável.

A abordagem do tema sob a ótica de uma evolução gradual e permanente já é observada nos STs, onde, por exemplo, o protocolo IEC 61850 trouxe uma padronização que viabiliza a interoperabilidade entre diferentes gerações e tecnologias de equipamentos de controle/proteção/supervisão. Este tipo de padronização é essencial para a digitalização das SEs, pois permite a livre concorrência entre diferentes fabricantes de equipamentos, sem prejuízo aos sistemas de comunicação internos da SE (seja uma construção nova ou ampliação de uma subestação já existente), além de ser um grande passo na evolução para um sistema inteligente.

3.2 Benefícios

A expectativa que se tem em um possível *Smart Grid* inclui o aumento da confiabilidade e da QEE, a redução dos picos de consumo, a redução dos custos com sobrecarga do STs, o

aumento da eficiência energética e na resposta a ataques maliciosos ou distúrbios de origem natural (EL-HAWARY, 2014). Entre os benefícios e esperados por Moslehi e Kumar (2010) para um sistema neste contexto, estão:

- Melhores condições de monitoramento do sistema pela concessionária e a consequente melhora na assistência às adversidades;
- Melhora na recomposição automática do sistema em caso de atuação da proteção, e consequente melhora nos índices de QEE e qualidade do serviço prestado;
- Eficiência contra ataques maliciosos através de uma melhor segurança física e segurança cibernética de ponta para manter a integridade, a confidencialidade e a autenticidade dos dados;
- Integração de recursos renováveis, incluindo energia solar e eólica, a níveis que vão desde instalações de consumo a instalações centralizadas;
- Integração de todos os tipos de armazenamento de energia e outros recursos, como veículos elétricos;
- Comunicação bidirecional entre o consumidor e a concessionária para que os consumidores finais possam participar ativamente;
- Melhoria da eficiência do mercado de energia elétrica.

3.3 Desafios

O que se imagina e se propõe, em princípio, seria um *Smart Grid* em larga escala e em todos os subsistemas do SEP (geração, transmissão e distribuição). Por outro lado, existem limitações em termos de experiência em controle distribuído em larga escala que contemplem todas as interações dos componentes do sistema de energia e a interoperabilidade com novas tecnologias, como: baterias, armazenamentos térmicos, geração distribuída e veículos elétricos, (LIGHTNER; WIDERGREN, 2010), sendo este um dos grandes desafios técnicos.

Outros autores, no entanto, abordam os desafios para a implementação de *Smart Grids* de uma forma mais genérica. Para El-hawary (2014), assim como qualquer inovação tecnológica, a implementação de *Smart Grids* está sujeita a uma série de impedimentos apontados pelo autor:

- **Conseguir apoio dos agentes interessados:** as primeiras implementações podem se deparar com percepções negativas por parte de agentes mais conservadores. É necessário identificar claramente os benefícios de cada componente da rede inteligente para os clientes que são a chave potencial para o sucesso do serviço;
- **Segurança:** A presença da tecnologia da informação pode introduzir novas vulnerabilidades de segurança cibernética ao sistema. A mitigação de riscos de segurança está entre as atividades mais importantes de pesquisa e desenvolvimento de *Smart Grids*;
- **Elevados custos:** Os altos custos observados em programas-piloto podem contribuir como dissuasão para a aceitação de *Smart Grids*;
- **Obsolescência:** A adoção de novas ferramentas pode abrir a porta para custos adicionais de atualização. O desenvolvimento de normas de interoperabilidade e da compatibilidade com versões anteriores das tecnologias reduziria este problema;
- **Privacidade:** Refere-se à preocupação que se tem em manter a privacidade do consumidor potencial, em um contexto de elevada integração.

3.4 Tendências

Dada a perspectiva de evolução permanente vista no contexto de *Smart Grids*, para Bera, Misra e Rodrigues (2015), a aplicação de tecnologias recentes ocorre na medida em que o sistema começa a ser capaz de recebê-las, como infraestrutura para enlaces de comunicação bidirecional e processamento de informações em tempo real. Seria necessário integrar uma plataforma comum com o sistema *Smart Grids* que atenda aos seguintes pontos:

- Suporte a diversos equipamentos e ferramentas de diferentes funções e tecnologias em uma única plataforma comum;
- Capacidade de gerenciamento de grande volume de informações;
- Arquitetura de comunicação em diferentes camadas;
- Heterogeneidade na arquitetura;
- Segurança Cibernética.

3.4.1 *Smart Meter*

O *smart meter* é o equipamento que realiza a medição de grandezas analógicas e demais *status* da unidade monitorada. Nos últimos anos tem havido um aumento significativo nas instalações de *smart meters* em UCs de diversas regiões do mundo. Em paralelo a isso, técnicas de processamento e tratamento de dados vêm sendo desenvolvidas para diferentes aplicações (ALAHAKOON; YU, 2013). Estes avanços representam um grande passo para o desenvolvimento de uma estrutura de *Smart Metering*. Para Alahakoon e Yu (2016), de um *smart meter* são esperadas as seguintes características:

- Captura de grandezas em tempo real;
- Possibilidade de acesso às leituras tanto remotamente quanto localmente;
- Possibilidade de comando tanto local quanto remoto (manobra de disjuntor, por exemplo);
- Possibilidade de interação com outras fontes de abastecimento da UC (gás, água, etc.);
- Capacidade de detectar e capturar eventos automaticamente, além de gravar registros oscilográficos mediante trigger externo;
- Interoperabilidade no ambiente *Smart Grid*.

Para Hart (2008), o *Smart Metering* é uma das tecnologias mais emergentes a serem empregadas no contexto de *Smart Grids* para obter informações sobre o consumo de energia em tempo real dos clientes sob a ótica das infraestruturas avançadas de medição (AMI do inglês *Advanced Metering Infrastructure*). A AMI é uma infraestrutura de comunicação bidirecional que interliga os medidores de unidades consumidoras para monitoramentos remoto *online*. Esta infraestrutura traz benefícios a todos os agentes do sistema (BERA; MISRA; RODRIGUES, 2015) e (ALAHAKOON; YU, 2016).

Para Fang et al. (2012), sob a ótica do consumidor, entre os principais benefícios oferecidos pelo *Smart Metering* está a possibilidade de estimar as contas e assim gerenciar seus consumos de energia elétrica. E ainda, sob a ótica de concessionárias de energia, os medidores podem ser utilizados para apreçamento em tempo real, reduzindo suas demandas em períodos de pico e otimizando o uso do SEP.

3.4.2 Comunicação

Todo o contexto de AMI e *Smart Grids* é intrinsecamente dependente do bom funcionamento dos enlaces de comunicação. Este subsistema é responsável pela conectividade de comunicação e pela transmissão de informação entre sistemas, dispositivos e aplicações (FANG et al., 2012). Embora seja de senso comum a importância do sistema de comunicação a ser adotado, para Souryal et al. (2010) ainda existe um debate sobre qual a melhor tecnologia, e como implementá-la no contexto de *Smart Grids*. Para Fang et al. (2012), o sistema deve atender aos seguintes requisitos:

- Deve ser projetada para ter suporte a QoS (do inglês *Quality of Service*), devido a necessidade de dados serem trocados com o mínimo de atraso;
- Deve ser altamente confiável;
- Deve haver uma grande cobertura e disponibilidade;
- Deve garantir a segurança e a privacidade.

Basicamente existem duas tecnologias principais para transmissão de dados que podem ser implementadas para *Smart Grids*, sendo elas, com meio físico (a cabo) ou sem meio físico (*wireless*) (GUNGOR et al., 2011). Cada infraestrutura tem diferentes características, benefícios e limitações. Na Tabela 2 é apresentada uma visão geral sobre as tecnologias disponíveis.

Tabela 2: Tecnologias de comunicação aplicáveis a *Smart Grids*

Tecnologia	Espectro de Frequência	Fluxo de Transferência	Cobertura	Limitações
GSM	900MHz a 1800MHz	Mais de 14,4 Kbps	1 - 10km	Baixo fluxo de transferência
GPRS	900MHz a 1800MHz	Mais de 170 Kbps	1 - 10km	Baixo fluxo de transferência
3G	1,92 a 1,98 GHz e 2,11 a 2,17 GHz	384Kbps a 2Mbps	1 - 10km	Custo de utilização do espectro de frequência
WiMAX	2,5GHz, 3,5GHz e 5,8GHz	Mais de 75 Mbps	10 - 50km (LOS) 1 - 5km (NLOS)	Pouco difundido
PLC	1MHz a 30MHz	2Mbps a 3Mbps	1 - 3km	Canal com ruído

Fonte: Adaptado de (GUNGOR et al., 2011)

Em geral, a infraestrutura de baixo custo e facilidade de conexão com áreas difíceis ou inacessíveis fazem com que as comunicações via *wireless* tenham algumas vantagens sobre as tecnologias com fio. No entanto, algumas características físicas ambientais do meio podem fazer com que o sinal atenua. Neste sentido, as instalações com fio não têm problemas de interferência (GUNGOR et al., 2011).

3.4.3 Computação em Nuvem

No contexto das *Smart Grids*, é importante que se considere o meio onde os recursos e os dados computacionais são alocados e disponibilizados em termos de infraestrutura (GUNGOR et al., 2011). As concessionárias precisarão de um sistema de gerenciamento de dados distribuído, a fim de gerenciar milhões de medidores inteligentes de forma segura e confiável, dando abertura a uma discussão acerca de computação em nuvem como ferramenta que atende a estes requisitos (BERA; MISRA; RODRIGUES, 2015), (FROMM; KELBERT; PRETSCHNER, 2013) e (ZHOU; FU; YANG, 2015).

Computação em nuvem pode ser definida como um novo paradigma de computação, em que os recursos computacionais são agrupados em grandes repositórios virtuais, de fácil acesso e utilização. O contexto em que se imagina, é que os provedores de nuvem forneçam a computação como um serviço, através do qual os recursos compartilhados, *softwares* e informações são fornecidos a computadores e outros dispositivos (FANG et al., 2012). O ambiente de computação em nuvem apresenta certas vantagens em relação à computação tradicional (CHEE; JR., 2010) como por exemplo (VAQUERO et al., 2009):

- Redução de custos relativos à aquisição, manutenção e operação de *hardware/software*;
- Aumento da flexibilidade, permitindo a contratação de serviços sob demanda;
- Escalabilidade, permitindo que mais (ou menos) recursos sejam utilizados de acordo com a necessidade;
- Elevada capacidade de alocar recursos;
- Possibilidade de acesso remoto;
- Maior segurança operacional, uma vez que os recursos e dados utilizados estão replicados em diferentes servidores, operando de forma redundante e reduzindo a possibilidade de perda de dados em caso de falhas.

Graças a essas características, a computação em nuvem tem sido considerada uma tecnologia promissora capaz de integrar de maneira eficaz os diversos domínios envolvidos nas *Smart Grids*, suprimindo as necessidades de comunicação, processamento e armazenamento requeridas (FANG et al., 2012) e (ALAHAKOON; YU, 2016). A abordagem utilizada, em geral, para inserir os conceitos de computação em nuvem no contexto das *Smart Grids* tende a ter o foco na redução de custos operacionais e simplificação da informatização do sistema (FANG et al., 2012).

3.4.4 Normas e Padrões

O principal desafio que se tem atualmente é que as implementações de *Smart Grids* ao redor do mundo não dispõem de padrões totalmente discutidos e aceitos por todos. Isto limita a integração de aplicações avançadas, como os *smart meters*, dispositivos inteligentes e fontes de energia renováveis devido à não interoperabilidade entre eles (FANG et al., 2012). Algumas das principais normas que tem relação aos sistemas *Smart Grids* são apresentados na Tabela 3.

Conforme já mencionado, para viabilização da transformação do sistema elétrico de potência tal como é atualmente em um sistema *Smart Grids* é necessário que um conjunto de padrões bem estabelecidos e interoperáveis seja desenvolvido com a colaboração de diferentes grupos de organizações industriais e governamentais (GUNGOR et al., 2013). A interoperabilidade é de extrema importância, pois viabiliza uma série de fatores que reduzem custos, e facilitam a ampliação e o permanente avanço das tecnologias envolvidas.

A exemplo de sucesso em implementação que se conhece, cita-se a norma IEC 61850, que já é largamente implementada por fabricantes em seus produtos, como IEDs de automação, proteção e registradores de perturbações (DIETRICH et al., 2010). A IEC 61850 é uma norma aberta que define padrões para comunicação entre dispositivos em sistemas de automação de SEs de energia.

Tabela 3: Algumas normas relativas a *Smart Grids*

Campo de Aplicação	Norma	Detalhes
Sistemas de Gerenciamento de Energia	IEC 61970 e IEC 61969	O padrão IEC61970 se aplica a transmissão e o IEC 91969 se aplica a Distribuição
Automação de Subestação	IEC 61850	Comunicação entre IEDs na automação de subestações de transmissão e distribuição
Controle Remoto e Centros de Comunicação	IEC 60870 TASE.2	Troca de dados entre centros de operação, concessionárias, centros de geração, etc.
Segurança da Informação	IEC 62351 (1 a 8)	Define Cyber Segurança para protocolos de comunicação
Aplicações para Consumidores	IEEE P2030	Interoperabilidade para IEDs de usuários finais de energia
Aplicações em Smart Grids	IEEE P1901	Comunicações de alta velocidade utilizando a própria linha como portadora
AMI	ITU-T G.9955 e G.9956	Especificações da camada física e da camada de enlace de dados
	ANSI C12.22	Rede de comunicação de dados
	ANSI C12.18	Transporte de estruturas de dados por canal optico infravermelho
	ANSI C12.19	Modelo de medição flexível para estruturas de dados comuns e “vocabulário” industrial para comunicação de dados de medição
	M-Bus	Padronização europeia para requisitos de qualquer leitura remota de dados provenientes de concessionária
	PRIME	Padronização para interoperabilidade para multi fornecedores
	G3-PLC	comunicações pela rede de energia elétrica de banda estreita utilizando a rede elétrica de baixa tensão, interoperabilidade e cyber segurança
Controle de Carga	OpenADR	Resposta em Demanda e Fatura Dinâmica
HAN	HomePlug Green PHY	Aplicações para rede local doméstica
	U-SNAP	Protocolos de comunicação para conectar a rede local doméstica em <i>smart meters</i>

Fonte: Adaptado de (GUNGOR et al., 2011)

3.5 Considerações finais sobre este Capítulo

Neste capítulo foram apresentados os conceitos de *Smart Grid* sob a ótica de diferentes autores e realizado um resumo dos principais benefícios e desafios na transformação do SD como é conhecido atualmente, para um sistema *Smart Grid*. Como principais tópicos que inspiram o tema, se apresentou os *smart meters*, que viabilizariam o uso de uma série de ferramentas que adicionam flexibilidade e confiabilidade ao sistema. Além dos *smart meters*, foram abordados os subsistemas de comunicação vistos atualmente, cuja eficiência é fundamental para o bom funcionamento destes equipamentos.

Para além dos *smart meters*, foram apresentados também os protocolos de padronização emitidos por diferentes agências. Tais documentos são de suma importância para o contexto de *Smart Grids*, pois viabilizam a interoperabilidade de diferentes equipamentos, tecnologias e gerações e fabricantes. Foi apresentado também o uso de computação em nuvem no contexto de *Smart Grids*. Esta ferramenta surge como uma solução interessante, pois agrega confiabilidade e processamento suficiente para o grande volume de dados que precisam ser processados e armazenados.

O grande volume de dados citado é um tema de preocupação no meio científico. Estima-se que com o aumento de equipamentos de monitoramento e viabilização do enlace de comunicação, um excessivo volume de dados seja disponibilizado, e para maximizar o número de informações extraídas destes dados as técnicas de mineração de dados são uma ferramenta iminente. Uma das técnicas que vem apresentando excelentes resultados será apresentada no próximo capítulo.

A Técnica DAMICORE

4.1 Introdução

O *Data Mining of COde REpositories* (DAMICORE) é um método de mineração de dados consistindo basicamente na combinação de três diferentes técnicas que correlacionam dados de arquivos a fim de buscar semelhanças entre os mesmos (MANSOUR et al., 2015). A organização da similaridade encontrada é apresentada sob a forma de árvore filogenética, que consiste em uma representação gráfica na forma de árvore que mostra a relação entre várias espécies com um possível ancestral em comum, correlacionando os arquivos de acordo com a hierarquia de semelhança entre eles (GOMES et al., 2016). O DAMICORE executa três algoritmos em sequência, sendo eles:

- ***Normalized Compression Distance (NCD)*** – métrica utilizada para checar similaridades entre arquivos com base no tamanho dos arquivos antes e depois de compactados. A partir da compressão dos arquivos é formada uma matriz quadrada cujo comprimento é igual ao número de arquivos submetidos e cada elemento da matriz corresponde à métrica obtida entre o par de arquivos envolvidos. Desse modo, será retornada a NCD entre todos os arquivos de entrada;
- ***Neighbor-Joining (NJ)*** – técnica utilizada na construção de árvores filogenéticas. Neste caso, a entrada desta técnica corresponde à matriz de distâncias NCD;
- ***Fast Newman (FN)*** – técnica utilizada para detectar grupos em redes complexas. A partir da árvore filogenética obtida anteriormente, esta técnica reconhece e divide os grupos de arquivos.

4.2 Integração de Algoritmos

A sequência de execução referente às três etapas do DAMICORE está representada na Figura 6. Nas subseções a seguir são apresentados maiores detalhes sobre cada algoritmo envolvido na técnica DAMICORE.

Figura 6: Execução do DAMICORE

Fonte: Elaborado pelo autor

4.2.1 Normalized Compression Distance (NCD)

A técnica NCD foi apresentada por Cilibrasi e Vitányi (2005) onde foi definida como uma métrica que verifica a similaridade entre dois arquivos de acordo com a compressão dos mesmos. O autor destaca que a técnica não lança mão de extração de parâmetros específicos dos arquivos, tampouco necessita de conhecimento prévio. A métrica é universal e livre de parâmetros, e é estimada a partir do tamanho do arquivo resultante da compressão entre os dois arquivos.

Em outras palavras, quanto mais similares dois arquivos são, menor será o tamanho do

arquivo resultado da compressão de ambos e, portanto, menor a “distância” entre eles. Esta melhor eficiência na compressão se dá pelo fato de que a similaridade entre eles traz redundância de informações no arquivo fonte. Neste sentido, a recíproca é verdadeira, ou seja, quanto mais distintos dois arquivos são, maior será o tamanho do arquivo resultado da compressão de ambos e, portanto, maior a “distância” entre eles.

O equacionamento da métrica é dado pela Equação 4.1

$$NCD(x_1; x_2) = \frac{C(x_1x_2) - \min\{C(x_1); C(x_2)\}}{\max\{C(x_1); C(x_2)\}} \quad (4.1)$$

em que:

$C()$ = Tamanho resultante do arquivo comprimido;

x_n = Arquivo a ser comprimido;

x_1x_2 = Concatenação do arquivo x_1 e do arquivo x_2 .

Em um repositório são armazenados todos os arquivos a serem minerados, então é realizada a compressão de todos eles, dois a dois. A técnica NCD aplicada ao DAMICORE é utilizada para montar uma matriz de distâncias de dimensão $M \times M$, em que M é o número de arquivos a serem minerados. Cada elemento da matriz recebe um valor entre zero e um, correspondente a similaridade entre dois arquivos. Esta matriz resultante contém o grau de similaridade entre todos os arquivos a serem minerados e é utilizada como dado de entrada para o algoritmo *Neighbor-Joining* descrito abaixo.

4.2.2 *Neighbor-Joining (NJ)*

O NJ é um algoritmo capaz de gerar árvores filogenéticas utilizando uma matriz de distâncias. A árvore filogenética calculada é uma representação gráfica útil para analisar as relações de hereditariedade entre espécies (SAITOU; NEI, 1987). No caso do DAMICORE, essa matriz de distâncias é obtida na etapa NCD, sendo a árvore filogenética obtida uma representação gráfica que mostra a relação entre os dados apresentados ao DAMICORE.

Esta técnica tem elevada eficiência computacional, sendo inclusive superior a outras técnicas similares de reconstrução de árvores filogenéticas (GOMES, 2016). O NJ, neste caso é genérico servindo para mineração de qualquer tipo de arquivo, dado que a etapa de NCD generalizou o problema sob a forma de uma matriz de distâncias.

Baseado nos trabalhos de Sumoyama (2016) e (GOMES, 2016), onde são apresentadas as etapas de formação da árvore filogenética, as etapas básicas se resumem em:

- **Construção da Árvore-Estrela** – O processo é iniciado com uma árvore genérica em formato de estrela com ramos equidistantes, ou seja, uma árvore sem “raiz”. A partir daí são executadas as etapas de ramificação da árvore, e inicia-se com a matriz obtida pelo algoritmo NCD;
- **Etapas de junção** – Neste ponto é escolhido o local que sofrerá a primeira junção da árvore, ou seja, a formação do primeiro “ramo”. A primeira etapa se dá para encontrar a divergência R entre dois nós i e j , para todos os nós através da Equação 4.2 e pela Equação 4.3.

$$R_i = \sum_{j, j \neq i} D_{ij} \quad (4.2)$$

$$R_j = \sum_{i, i \neq j} D_{ij} \quad (4.3)$$

em que:

R = Divergência da rede em relação aos nós i e j , sendo o somatório em todas as distâncias referentes às variáveis j e i .

D_{ij} = Distância entre os nós i e j ;

De posse dos dados de divergência entre todos os nós, a Equação 4.4 é usada para a escolha do par mínimo para a matriz M ;

$$M_{ij} = D_{ij} - \frac{R_i + R_j}{n - 2} \quad (4.4)$$

em que:

n = Número de amostras.

- **Comprimento dos Ramos** – define o comprimento S de cada novo ramo dado pela Equação 4.5 e pela Equação 4.6.

$$S_{iu} = \frac{D_{uj}}{2} + \frac{R_i + R_j}{2(n - 2)} \quad (4.5)$$

$$S_{ju} = \frac{D_{iu}}{2} + \frac{R_j + R_i}{2(n-2)} \quad (4.6)$$

em que:

S = Distância entre os nós i ou j e o novo nó u .

- **Nova matriz de Distância** – A cada nova iteração é calculada uma nova matriz com uma coluna e uma linha a menos, uma vez que o novo nó substitui os dois outros agrupados até aqui (GOMES, 2016). É dado pela Equação 4.7.

$$D'_{ku} = \frac{D_{ik} + D_{ij}}{2} - \frac{D_{ij}}{2}, \text{ para todo } k \neq i \text{ e } j \quad (4.7)$$

em que:

D'_{ku} = Nova matriz NCD.

Na Figura 7 é apresentada uma ilustração da execução sequencial do algoritmo *Neighbor-Joining*. Transformar uma matriz de distâncias em uma árvore filogenética evolutiva permite, não apenas uma melhor visualização da correlação entre os elementos e similaridades entre eles, mas também a análise muito mais ampla do aspecto evolucionário dos elementos. Este tipo de abordagem permite um reconhecimento de comunidades muito mais efetivo, pois considera também os aspectos evolutivos e não exclusivamente a simples similaridades entre eles.

4.2.3 Fast Newman (FN)

Para Cesar (2016) diversos algoritmos têm sido desenvolvidos para decifrar estruturas em comunidade (grafos, redes, etc.), isto em virtude principalmente do grande potencial de informações que este tipo de representação simples pode carregar. Outro motivo seria pelo desejo de caracterizar e compreender o grande volume de redes do mundo real e seus sistemas subjacentes. Em Newman (2004) é proposto um algoritmo chamado *Fast Newman (FN)* a fim de decifrar este tipo de estrutura em comunidades.

O escopo principal deste algoritmo é detectar comunidades de elementos similares na árvore filogenética (grafo). Aqui, uma comunidade é definida com base na comparação da densidade de arestas de um subgrafo com a densidade que se espera se estas mesmas arestas se conectassem de forma independente da estrutura da comunidade (CESAR, 2016). Esta definição

Figura 7: Ilustração da execução do algoritmo *Neighbor-Joining* (NJ)

Fonte: Elaborado pelo autor

é baseada na medida de modularidade. Gomes (2016) apresenta a modularidade Q conforme Equação 4.8:

$$Q = \sum_i (e_{ii} - (\sum_j e_{ij})^2) \quad (4.8)$$

em que:

e_{ii} = Metade do número de arestas que conectam as comunidades i e j em relação ao número total de arestas;

e_{ij} = Número de arestas dentro da comunidade i em relação ao número total de arestas.

O FN é baseado na modularidade, porém distingui-se pelo fato de que ao iniciar atribui a cada vértice uma comunidade e a cada iteração as comunidades são agrupadas duas a duas e sendo calculado o ganho de modularidade por essa união conforme na Equação 4.9

$$\Delta Q = 2(e_{ij} - (\sum_j e_{ij})^2 (\sum_i e_{ij})^2) \quad (4.9)$$

ΔQ = Ganho de modularidade ao unir duas comunidades;

e_{ij} = Número de arestas dentro da comunidade i em relação ao número total de arestas.

4.3 Considerações finais sobre este Capítulo

Neste capítulo foram abordados os conceitos da técnica de mineração de dados DAMICORE. Esta ferramenta é fruto da integração de três algoritmos diferentes, sendo eles: *Normalized Compression Distance*; *Neighbor Joining* e *Fast Newman*. A utilização desta técnica para o propósito da Localização de Falhas, integrado a conceitos de *smart meters* e *Smart Grid* é apresentada no próximo capítulo.

Integração das Técnicas e Metodologia Proposta

5.1 Contexto

Conforme evidenciado no texto até o momento, o desenvolvimento e implementação das *Smart Grids* requer a integração dos diferentes sistemas de sensoriamento, atuação e controle, permitindo a interoperabilidade entre eles. Aliado a isso, um sistema que dispõe de *smart meters* em unidades consumidoras, conectados por um enlace de comunicação eficiente, é capaz de agregar grande volume de dados para análise e melhoramento do sistema como um todo. A existência de grande volume de dados a serem analisados abre margem para o uso de ferramentas inteligentes, em especial a mineração de dados.

Com base nisso, a abordagem do tema neste trabalho visa a implementação de uma técnica de auxílio à decisão a ferramentas convencionais de localização de faltas em um contexto de *Smart Grids*. A técnica tem por escopo reduzir o problema da múltipla estimação observado atualmente em estimadores de distância de falta convencionais, quando aplicados a sistemas de distribuição radiais com presença de ramais laterais. Os métodos de simulação, obtenção dos sinais, processamento e interpretação dos resultados dependem diretamente da abordagem adotada para a localização de faltas em um alimentador de distribuição. Uma visão geral de toda a metodologia é apresentada por meio da Figura 8.

Figura 8: Visão geral da metodologia proposta

Fonte: Elaborado pelo autor

Para este trabalho foram feitas as seguintes considerações:

- **Grandezas Analisadas** – O medidor localizado na saída da subestação realiza leitura e registro de tensão e corrente do alimentador monitorado. Os *smart meters* localizados nas UCs fazem apenas a leitura e registro da tensão;
- **Smart Meters** – Considera-se que a tecnologia de *smart meters* já esteja disponível para, pelo menos, as maiores UCs do ramal. Estes equipamentos devem dispor de um *trigger*¹ externo para fazer o registro do evento. Também espera-se que tenham capacidade de processamento para extração do valor RMS e o ângulo de fase das tensões e envio de dados via rede;
- **Servidor da Subestação** – A Subestação deve dispor de um servidor para o processamento da ferramenta proposta e armazenamento de dados. Importante observar que, em um contexto futuro, a computação em nuvem surge como uma tecnologia promissora capaz de integrar os dados (ALAHAKOON; YU, 2016). Neste caso, a computação em nuvem viria em substituição ao servidor físico da subestação;
- **Enlace de Comunicação** – Os *smart meters* devem dispor de uma infraestrutura de comunicação conectada com o servidor. Os atrasos para troca de pacote de dados não podem ser superiores ao tempo máximo de oscilografia armazenada no *buffer*² dos *smart meters*;
- **Leitura na Subestação** – O terminal da subestação dispõe de um localizador de faltas convencional (por exemplo, técnica de estimação da distância baseada no cálculo da reatância de curto-circuito);
- **Sistema de Distribuição** – Sistema Radial com presença de ramais laterais (monofásicos e trifásicos) e solidamente aterrado;

Portanto, essa metodologia de integração entre *Smart Grids* e mineração de dados fará uso de medições disponibilizadas pelos *smart meters* (tanto do terminal da SE como das UCs de grande porte). Dado isso, tal metodologia objetiva identificar a região da ocorrência do evento, reduzindo assim a área de múltipla estimação e auxiliando na recomposição de sistemas cujos localizadores de faltas sejam fundamentados em estimação da distância. Para esta pesquisa, foi simulado um localizador fundamentado em impedância, descrito a seguir.

¹ Recurso que pode ser definido como um “Gatilho” a ser acionado na ocorrência de determinado evento.

² Parte de memória física exclusiva para o armazenamento de dados temporários.

5.2 Localização de Faltas Baseada em Impedância

O tipo de falta, bem como o as fases envolvidas são calculadas com base na variação da magnitude percebida nos fasores de corrente lida, sendo a fase com maior variação utilizada como referência. A fase é determinada como faltosa quando ultrapassa determinado limiar em p.u., em geral de 0.75 (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2007). Esta técnica de identificação é amplamente aceita e de simples implementação. Girgis, Lubkeman e Fallon (1993) também fizeram uso desta premissa.

A primeira etapa do método proposto por Girgis, Lubkeman e Fallon (1993) é utilizada como referência para a implementação da ferramenta de localização de faltas com base em impedância. Essa metodologia se resume em estimar a distância física no trecho entre o ponto de curto-circuito e o ponto de medição por meio da estimação da distância elétrica no mesmo trecho. A distância elétrica é calculada a partir da leitura de corrente e tensão durante a falta, fornecidas pelo medidor. Considerando que, no sistema exemplo apresentado na Figura 9, a tensão da fonte V_S e a corrente I_f são conhecidos, a impedância Z é referente à impedância do trecho de linha até a falta, e pode ser decomposto em Z_0 , Z_1 e Z_2 de modo a representar as componentes simétricas e V_f é a tensão no ponto de falta.

Figura 9: Diagrama unifilar com representação de curto-circuito em um modelo de fluxo unidirecional

Fonte: Adaptado de Girgis, Lubkeman e Fallon (1993)

Com a informação do tipo de falta e as fases envolvidas, o equacionamento utilizado por Girgis, Lubkeman e Fallon (1993) é apresentado de forma genérica. A metodologia utiliza algumas variáveis apresentadas na Tabela 4, que devem ser utilizadas no equacionamento. O fator de compensação para faltas monofásicas envolvendo terra é definido pela Equação 5.1.

$$k = \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} \quad (5.1)$$

A variável $\hat{V}_S$ é o valor complexo da tensão lida na subestação. As variáveis $\hat{I}_s$ e $\hat{I}_{comp}$

Tabela 4: Variáveis a serem utilizadas para compensação nas equações do método de impedância

Tipo de Falta	V_s	I_s	I_{comp}
A-G	V_a	$I_a - kI_0$	$3kI_0$
B-G	V_b	$I_b - kI_0$	$3kI_0$
C-G	V_c	$I_c - kI_0$	$3kI_0$
AB / AB-G	$V_a - V_b$	$I_a - I_b$	$\Delta I_a - \Delta I_b$
BC / BC-G	$V_b - V_c$	$I_b - I_c$	$\Delta I_b - \Delta I_c$
CA / CA-G	$V_c - V_a$	$I_c - I_a$	$\Delta I_c - \Delta I_a$
ABC		N/A	

Fonte: Adaptado de Girgis, Lubkeman e Fallon (1993)

são valores complexos de corrente medida e de compensação, respectivamente. Como valores complexos, suas componentes, real e imaginária, bem como amplitude são definidas nas Equações 5.2, 5.3 e 5.4, respectivamente.

$$\hat{I}_s = I_{sr} + jI_{si} \quad (5.2)$$

$$I_s^2 = I_{sr}^2 + I_{si}^2 \quad (5.3)$$

$$\hat{I}_{comp} = I_{cr} + jI_{ci} \quad (5.4)$$

A impedância da total da falta é definida pela Equação 5.5.

$$Z_{falta} = \frac{\hat{V}_s}{\hat{I}_s} = R_{falta} + jX_{falta} \quad (5.5)$$

A distância (em km) da subestação até o ponto de falta é definida pela Equação 5.6.

$$Dist = \frac{R_{falta}M - X_{falta}L}{R_{total}M - X_{total}L} \quad (5.6)$$

em que:

$$L = \frac{I_{cr}I_{sr} + I_{ci}I_{si}}{I_s^2} \quad (5.7)$$

$$M = \frac{-I_{cr}I_{si} + I_{ci}I_{sr}}{I_s^2} \quad (5.8)$$

E R_{total} e X_{total} são, respectivamente, a resistência e a reatância total característica da linha (entre a subestação e o ponto mais distante do circuito).

O fato, já citado, de os SDs serem compostos de diferentes tipos de cabo ao longo do circuito, reduzem drasticamente a precisão do método implementado. Esta característica impeditiva à utilização desta metodologia exigiu que fosse elaborado um algoritmo que considerasse a variação dos cabos ao longo do circuito. Deste modo, foi implementado um método analítico recursivo que atualiza os valores utilizados na Equação 5.5 e, conseqüentemente, da Equação 5.6 de acordo com a distância encontrada e refaz o cálculos utilizando os dados dos sistema atualizados, na medida em que estes dados variam ao longo do circuito.

5.2.1 O Problema da Múltipla Estimação

O escopo deste trabalho tem foco principalmente na extensão susceptível ao efeito da múltipla estimação em sistemas radiais com presença de ramais laterais, que é um problema recorrente em localizadores de falta baseados em reatância instalados na SE alimentadora do circuito. Em um exemplo genérico, admitindo o trecho entre a SE alimentadora e a primeira ramificação, para qualquer falta que ali ocorra, este trecho não estaria sujeito à múltipla estimação. Isto ocorre, pois existe apenas um ponto no circuito com a distância estimada.

Por outro lado, quando ocorrer uma falta em um ramal lateral, a distância do ponto de falta estimada pelo localizador não especifica se o ponto se encontra em um ramal lateral ou no ramal principal, o que caracteriza múltipla estimação. Este problema resulta em maior demanda de tempo para a equipe de manutenção localizar a falta e, conseqüentemente, maior tempo para a recomposição do sistema. O objetivo principal da técnica proposta consiste em estimar esta extensão susceptível à múltipla estimação e reduzi-la significativamente.

Um exemplo genérico de um curto-circuito que induz à múltipla estimação para alimentadores radiais é ilustrado na Figura 10. Na Figura 10(a) é destacado em vermelho o local real de um curto-circuito que teria ocorrido em um sistema genérico. Com o uso de um localizador de faltas localizado na SE e baseado em estimação de distância do ponto de falta, na Figura 10(b) são destacados em azul os possíveis locais estimados pelo localizador. É possível observar que, para esta distância estimada, existem três pontos possíveis de falta. A extensão total passível da ocorrência deste efeito neste sistema genérico é apresentada na Figura 10(c). Para tentar mitigar o problema foi elaborada uma técnica de auxílio a decisão descrita a seguir.

Figura 10: Ilustração do efeito da múltipla estimação

Fonte: Elaborado pelo autor

5.3 Proposta de Ferramenta de Auxílio à Decisão

A proposição deste trabalho não descarta o uso da técnica convencional de localização de faltas, e propõe uma ferramenta de auxílio à decisão capaz dar suporte à técnica convencional, reduzindo, assim, a área sujeita a múltipla estimação (vide Figura 10(c)). Conforme as considerações mencionadas na seção 5.1, esta proposta se dá no contexto de *Smart Grids*, sendo organizada conforme apresentado na Figura 11.

Figura 11: Fluxograma sequencial da metodologia

Fonte: Elaborado pelo autor

A etapa realizada pelo *smart meter* consiste no registro de oscilografia do evento e da extração de alguns parâmetros. Para diminuir o volume de dados transitados na rede, foi decidido que esta extração de parâmetros seja feita no *smart meter* ao invés de enviar a oscilografia completa para o servidor e só então tratá-la para extração de parâmetros.

No servidor é realizado o agrupamento destes sinais e a preparação dos mesmos para a mineração de dados, que é realizada posteriormente com a ferramenta DAMICORE. Cada uma destas etapas é explicada com maiores detalhes nas subseções a seguir.

5.3.1 Extração de Parâmetros

A etapa de extração de características dos sinais compreende o registro de tensão e corrente de pré-falta e de pós-falta, organização dos dados e extração das características mais relevantes de cada evento. Essa extração de características é realizada tanto nos *smart meters*

como no registrador de distúrbios na SE, tem o objetivo de reduzir a dimensionalidade dos dados e aumentar sua consistência, reduzindo o tamanho do pacote de dados a ser enviado para o servidor. Um diagrama de blocos com a sequência destas etapas e as características selecionadas é apresentado na Figura 12.

Figura 12: Fluxograma da extração de parâmetros pelos *smart meters*

Fonte: Elaborado pelo autor

Essas características foram selecionadas de modo a exigir dos *smart meters* um esforço computacional compatível a outros equipamentos de medição contemporâneos. Assim, os

procedimentos realizados pelos *smart meters* são:

- **Registro de oscilografia** – O registro deve ser inicializado por um *trigger* externo, proveniente da subestação e preferencialmente acionado simultaneamente à proteção do alimentador. O equipamento deve ter um *buffer* circular de memória capaz de armazenar um tempo de oscilografia superior ao atraso no envio de pacotes pelo sistema de comunicação. No momento em que se faz o registro, o equipamento deve armazenar a oscilografia e associá-la a uma estampa de tempo relativa ao instante do registro;
- **Filtro passa-baixas** – Foi implementado para que a possível presença de harmônicos nos sinais não influencie na análise da tensão RMS (que neste caso se refere apenas à frequência nominal de 60 Hz). Trata-se de um *Butterworth Filter* com frequência de corte de 120 Hz e terceira ordem;
- **Registro de pré e pós-falta** – O ciclo de pré-falta é tratado como as 128 primeiras amostras da oscilografia registrada. O ciclo de pós-falta se refere ao segundo ciclo após o *trigger* do evento;
- **Ângulo de fase** – O sinal decomposto pela Transformada Discreta de Fourier (DFT, do inglês *Discrete Fourier Transform*) em cada fase de cada sinal é obtido. São usados os dados referentes à frequência nominal e calculada a defasagem de cada fase (A, B ou C) com relação a uma fase de referência. Este procedimento é feito tanto para o ciclo de pós-falta como para o ciclo de pré-falta;
- **$\Delta\theta$ de corrente e tensão** – De posse dos ângulos de fase de cada sinal, é calculada a diferença do ângulo de fase entre pré e pós-falta para cada fase de cada grandeza (tensão e, quando possível, corrente);
- **Superposição de sinais** – a superposição consiste basicamente em calcular a diferença entre o sinal de pós-falta e pré-falta por fase. Este cálculo é feito amostra a amostra para tensão e, quando possível, para a corrente. O resultado que se tem é a redução de dois eventos em um, sem perdas significativas quanto ao perfil da falta;
- **RMS do sinal** – Cálculo do valor RMS de cada fase das componentes superpostas;
- **Matriz de dados** – Conjunto de informações que caracterizam um evento visto pelo medidor que a gerou. Esta matriz tem como padrão três linhas (uma por fase) e duas

colunas (uma para a diferença de ângulos e outra referente ao RMS da componente superposta), sendo então enviada ao servidor com sua respectiva estampa de tempo.

5.3.2 Envio ao Servidor e Processamento

No servidor, após receber o pacote de dados de cada medidor, é realizado um agrupamento dos dados referentes aos ângulos de cada medidor e uma posterior normalização. O mesmo é feito para os valores RMS das componentes superpostas, onde cada agrupamento é normalizado individualmente e por fase. Após as grandezas analógicas lidas por cada medidor terem sido adquiridas, pré-processadas, normalizadas e agrupadas, este dado (arquivo) é armazenado em um banco de dados NoSQL ³ orientado a documentos.

Diferentemente de um banco de dados relacional, que armazena a informação em várias tabelas com esquemas rígidos, em um banco de dados orientado a documentos, toda a informação referente a determinado evento está armazenada em uma única instância (ou arquivo) no banco de dados, e cada arquivo pode ser diferente um do outro, reduzindo a complexidade de implementação em comparação a um banco de dados relacional convencional.

5.3.3 Aplicação do DAMICORE

Após esse novo dado ser armazenado, é iniciado o processo de mineração de dados entre o arquivo atual e todos os outros previamente adquiridos. Por meio da NCD, retornará tão menor distância entre dois arquivos quanto maior similaridade entre seus dados internos (pois é quando ocorre a melhor taxa de compressão entre ambos). Sendo tais dados os parâmetros característicos extraídos de cada evento, é possível que na etapa de construção da árvore filogenética os eventos sejam organizados em distintos “ramos” de acordo com sua similaridade para posterior organização em grupos.

A árvore montada com o algoritmo NJ traz a forma como a mineração organiza hierarquicamente os eventos. As siglas representadas ao final de cada ramo da árvore são os nomes dos arquivos que foram minerados (previamente pré-processados e organizados). A última etapa é a formação de *clusters* que são os grupos onde estão listados os arquivos mais similares entre si.

Neste trabalho, os dados de falta de todos medidores disponíveis são pré-processados gerando um arquivo contendo as características do evento. A mineração destes arquivos retorna os *clusters* com as faltas mais similares agrupadas. É importante observar que quanto maior o

³ Classe de banco de dados Não-Relacionais.

tamanho dos arquivos a serem minerados, maior será o esforço computacional para a execução do mesmo. Neste sentido, houve um esforço para reduzir o número de parâmetros extraídos de cada evento, de modo a reduzir a dimensionalidade da entrada e, conseqüentemente o tamanho do arquivo.

5.3.4 Organização e Análise da Resposta

O processo citado anteriormente agrupa o arquivo em um determinado grupo de eventos similares. Dessa forma, conhecendo a região típica onde ocorreram os eventos ali agrupados, determina-se a região de ocorrência para um novo evento de falta. Isso auxilia a equipe técnica que, neste contexto, além do estimador de distância convencional localizado na SE, também tem o acesso ao resultado da mineração de dados, que vai definir uma região provável da ocorrência da falta. O cruzamento destas duas informações reduz os locais possíveis de múltipla estimação.

A análise dos resultados se resume em realizar a soma de todas as distâncias sujeitas à múltipla estimação para as faltas simuladas, e relacionar este valor com a distância reduzida de múltipla estimação após a mineração de dados. Para cada caso de falta F_i simulada, uma distância sujeita a múltipla estimação associada a ela é armazenada denotada por Dme_i . A soma total das extensões de múltipla estimação entre as faltas simuladas é definida pela Equação 5.9.

$$Dtme = \sum_{i=1}^{N_f} Dme_i \quad (5.9)$$

onde:

N_f é o número total de faltas simuladas.

Destaca-se que, em termos práticos, o valor de Dme_i pode ser entendido como a distância que a equipe de manutenção deveria percorrer a mais para encontrar esta falta devido ao problema da múltipla estimação. Caso seja uma falta alocada em uma região que não é afetada pelo efeito da múltipla estimação, então $Dme_i = 0$.

Após a mineração dos dados, cada *cluster* é analisado individualmente. Para aqueles que agrupam casos de falta de um ramo bem definido, ou seja, contribuem para a múltipla estimação, este é definido como *cluster* “bom”. Cada falta F_i agrupada no *cluster* “bom” e pertencente ao ramo bem definido, vale a equivalência da Equação 5.10.

$$Dme_i = Drme_i \quad (5.10)$$

A soma total de todas as faltas pertencentes a ramais agrupados em *clusters* “bons” refletem a soma da redução de todas as distâncias sujeitas à múltipla estimação para as faltas simuladas, sendo definida pela Equação 5.11.

$$Dtr = \sum_{i=1}^{N_f} Drme_i \quad (5.11)$$

Deste modo encontra-se o percentual de múltipla estimação reduzida P_{rme} , conforme a Equação 5.12:

$$P_{rme} = \frac{Dtr}{Dtme} * 100\% \quad (5.12)$$

Para analisar as respostas neste trabalho foram estudados o sistema convencional e criados três cenários:

1. **Cenário de Referência** – Este se refere à não utilização de qualquer tipo de tratamento, apenas a localização em termos de distância da falta em termos ideais. Este cenário aponta as regiões sujeitas à múltipla estimação intrínsecas ao alimentador estudado e não considera os erros inerentes ao localizador fundamentado em impedância. Este é o cenário de referência, pois não utiliza nenhum tipo de ferramenta que tenta mitigar o efeito da múltipla estimação;
2. **Cenário I** – Neste contexto, se faz o uso do DAMICORE, mas sem a utilização de *smart meters*, sendo minerados os dados apenas do registro de oscilografia adquiridos pelo sistema de medição presente no *bay* de entrada da SE de distribuição. A região definida em *clusters* entra como auxílio à decisão do método convencional de modo a reduzir múltiplas estimações;
3. **Cenário II** – Neste cenário, além dos dados utilizados no cenário I, também se utiliza os dados provenientes de três *smart meters* alocados nas maiores UCs do sistema. Os dados são integrados, tratados e minerados no servidor da subestação, conforme ilustrado na Figura 8.
4. **Cenário III** – Idêntico ao Cenário anterior, porém utiliza os dados de cinco *smart meters*, alocados nas maiores UCs.

5. **Exemplos de aplicação** – Serão realizados quatro testes aleatórios simulando atuação real para cada um dos três cenários. Os testes utilizam o localizador fundamentado em impedância para estimar a distância e a ferramenta proposta para definição do ramal.

O objetivo de analisar os resultados em diferentes cenários é verificar o comportamento da metodologia inserida em diferentes contextos. Tais contextos representam diferentes perfis de investimento de concessionárias e UCs. Tenta-se simular, desde casos em que não se dispõe de nenhum *smart meter*, ou não se dispõe de infraestrutura de comunicação, até os casos onde exista uma infraestrutura completa associada a diversas UCs que dispõem de *smart meters*.

5.4 Considerações finais sobre este Capítulo

Neste capítulo foi apresentada a metodologia proposta de auxílio à decisão na localização de faltas no contexto das *Smart Grids*, incluindo uma nova abordagem que faz uso do DAMICORE, bem como a integração com ferramentas convencionais de estimação de distância do ponto de falta. Num primeiro momento, foram discutidos os requisitos de um alimentador de distribuição para uma possível implementação desta metodologia, tais como, infraestrutura de comunicação, equipamentos de medição, capacidade de processamento, entre outros.

A metodologia se fundamenta na integração de diferentes ferramentas para o fim de localização de faltas. Neste sentido, foram apresentados os conceitos matemáticos para a implementação do método de localização de faltas convencional baseado em impedância e o efeito da múltipla estimação, ao qual esta técnica está sujeita, também é discutido detalhadamente.

É apresentada uma ferramenta inédita de auxílio à decisão na localização de faltas. Esta ferramenta consiste de um pré-processamento de sinais analógicos de cada falta no sistema para extração de parâmetros. Posteriormente, estes dados de cada falta são submetidos a uma mineração. São discutidas todas as etapas do processo, dos parâmetros extraídos de cada falta, agrupamento, normalização para posterior mineração de dados.

Por fim, são propostos três cenários diferentes de implementação, em contextos com diferentes níveis de investimento por parte da concessionária e complexidade de implementação. A metodologia de análise de resultados e redução de múltipla estimação é apresentada levando em conta o desempenho dos cenários propostos comparativamente à múltipla estimação intrínseca do sistema.

Mineração de Dados para Eliminação do Problema da Múltipla Estimação - Resultados e Discussões

A análise dos resultados concentra-se no efeito da múltipla estimação na localização de faltas, provocado pela presença de ramos laterais no alimentador do sistema teste IEEE 34 barras (IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee, 2010), no qual se propõe um algoritmo genérico para solução do problema. Portanto, não há uma análise abrangente da precisão da estimativa da distância do ponto de localização da falta até a subestação, mas sim a redução do efeito da estimação múltipla para cada tipo de falta. As próximas seções apresentam a metodologia de simulação e os resultados obtidos, na sequência.

6.1 O Sistema Utilizado

O sistema de distribuição adotado é apresentado na Figura 13, o qual fora modelado e simulado via o *software* ATP. Cabe mencionar que tal *software* é capaz de simular redes de transmissão e/ou distribuição de energia elétrica, além de possibilitar que essas simulações sejam analisadas em regime transitório ou permanente (ATPDRAW, 2012). Portanto, esta ferramenta é adequada para realização de análises de curto-circuito, foco desse trabalho.

O alimentador teste IEEE 34 Barras foi escolhido para gerar os estudos de caso por se tratar de um circuito primário com as seguintes características:

- Tensão nominal do alimentador de 24.9 kV;
- Muito longo e com carregamento leve;
- Dois reguladores de tensão em série;

- Um transformador para reduzir a tensão para 4.16 kV. Este circuito foi desconsiderado nos testes por estar fora da zona de proteção primária dos IEDs da Subestação;
- Carregamento desbalanceado com cargas nodais e distribuídas;
- Existência de ramos monofásicos (somente fase A ou fase B);
- Existência de bancos de capacitores.

Tais características expressam certo grau de complexidade a este sistema e, portanto, torna o sistema mais realista em termos de alimentadores radiais e de variedade de equipamentos presentes nos mesmos.

Figura 13: Alimentador teste IEEE 34 barras

Fonte: Adaptado de IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee (2010)

Para viabilizar os testes, algumas adaptações ao sistema teste IEEE 34 Barras foram necessárias para simulação, tais como:

- Diversas cargas são definidas pelo IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee (2010) como cargas que são distribuídas ao longo do trecho. Como não foram fornecidos maiores detalhes sobre a localização exata destas cargas. Nestes casos, tais cargas foram concentradas e conectadas exatamente ao meio do referido trecho;

- O sistema dispõe de um ramal lateral em nível de tensão distinto, destacado em azul na Figura 13. Este ramal foi simulado, porém não foram feitas simulações de faltas no mesmo;

6.1.1 Múltipla Estimação no Alimentador teste IEEE 34 barras

O sistema simulado neste trabalho, conforme mencionado, dispõe de ramais laterais monofásicos e trifásicos. Os ramos laterais monofásicos são referentes à fase A e fase B do ramo principal. A representação gráfica fornecida pelo IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee (2010) não representa bem as dimensões reais do circuito e, com base nos dados fornecidos, foi elaborada uma ilustração apresentada na Figura 14, que representa o sistema em dimensões geográficas mais realistas. Nesta figura, se desconsidera o ramo lateral com tensão em 4.16 kV. Numa rápida análise visual, é possível constatar que:

- Majoritariamente os ramos laterais são monofásicos;
- Existem duas ramificações correspondentes à fase A, sendo uma delas, destacadamente a maior ramificação do sistema;
- Existem quatro ramificações correspondentes à fase B distribuídas ao longo do ramo principal. Seus comprimentos são significativamente menores que a maior ramificação de fase A;
- A única ramificação trifásica está no final do circuito, distante da subestação alimentadora, sendo significativamente menor que as ramificações monofásicas;
- Cada tipo de fase tem diferentes extensões de ramais laterais. Isso implica que, para cada tipo de falta, existirão diferentes extensões sujeitas à múltipla estimação.

De posse dos dados e topologia do sistema, é possível obter informações acerca da extensão sujeita à múltipla estimação para cada tipo de falta. Tais dados estão organizados por fase e apresentados na Tabela 5. Com base nesta tabela, foi elaborada uma ilustração das regiões sujeitas ao efeito de múltipla estimação, apresentado na Figura 15.

É importante destacar também que a maior parte das grandes UCs está concentrada no final do circuito, onde também está instalado um banco de capacitores. Estes fatores, aliados à distância desta região até a subestação e aos reguladores de tensão alocados ao longo do circuito impõem grande complexidade para localização de faltas nesta região.

Figura 14: Alimentador-teste IEEE 34 barras em escala

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 5: Extensões sujeitas à múltipla estimação no alimentador do sistema teste IEEE 34 barras

Tipo de Falta	Extensão (km)
A-G	43,318
B-G	23,667
C-G	3,560
AB / AB-G	3,560
BC / BC-G	3,560
CA / CA-G	3,560
ABC	3,560

Fonte: Baseado em dados do IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee (2010)

6.1.2 Simulação de Curtos-circuitos

Para a simulação dos curtos-circuitos foram adotados os seguintes critérios:

- 10 pontos de falta igualmente espaçados para cada trecho sem cargas distribuídas;
- 20 pontos de falta igualmente espaçados para cada trecho com cargas distribuídas;
- Distância mínima entre pontos de falta de 100 metros;
- Em cada ponto de falta de ramo trifásico foram simulados 11 tipos de faltas (A-G, B-G, C-G, AB, BC, CA, AB-G, BC-G, CA-G, ABC e ABC-G), onde G se refere à terra. Nos ramos monofásicos foram geradas faltas envolvendo a fase do ramo e terra;
- Resistências de falta variando aleatoriamente entre 1 e 50 Ω ;
- Para faltas entre fases, foi associada uma resistência fixa de 0,5 Ω no ponto de curto-circuito;

Figura 15: Ilustração do efeito da múltipla estimação no sistema IEEE 34 Barras

Fonte: Elaborado pelo autor

- Ângulos de incidência de falta variando aleatoriamente entre 0 e 180 graus.

Seguindo estes critérios, foram simuladas 2.657 faltas. Cada um desses pontos de falta simulados no ramal é associado a um nome padrão, descrito na Figura 16, sendo:

- **Trecho onde a falta foi simulada:** Refere-se ao trecho delimitado pelo nó inicial e nó final no sistema. No caso do exemplo o trecho refere-se aos nós 808 até o 812;
- **Posição relativa da falta no trecho:** no caso do exemplo, refere-se a 37,11% do trecho;
- **Resistência de Falta:** No caso exemplificado refere-se a 46Ω ;

Figura 16: Exemplo de nomeação dos pontos de faltas simulados

Fonte: Elaborado pelo autor

6.1.3 Características dos *Smart Meters*

O critério para alocação dos medidores foi, para uma abordagem mais prática, adotado levando-se em consideração questões econômicas. Admite-se que os maiores consumidores tem mais interesse, bem como maior poder aquisitivo, para dispor de um *smart meter* e de toda a infraestrutura de comunicação necessária. Neste sentido, adotou-se como padrão que apenas as maiores unidades consumidoras trifásicas e conectadas em 24.9 kV dispõem de *smart meters*. Entre os três cenários-teste, o primeiro não dispõe de nenhum *smart meter*, o cenário II e III dispõem de três e cinco *smart meters*, respectivamente. Respeitando a lógica prevista na metodologia, a alocação dos medidores no sistema para os dois cenários é ilustrada na Figura 17. As principais características dos *smart meters* para este trabalho são:

- Um *smart meter* para a entrada de linha do ramal do SD simulado;
- Taxa de amostragem de 128 amostras/ciclo ¹;
- Capacidade de memória para armazenar 500 ms de oscilografia;
- Os *smart meters* referentes às UCs fornecerão apenas dados de tensão para o algoritmo;
- Enlace de comunicação com o servidor na subestação;
- Todos os *smart meters* estão previamente sincronizados na mesma estampa de tempo ².

Assume-se que quaisquer dos *smart meters* tenham capacidade de receber um *trigger* externo (proveniente da proteção) e, com ele fazer o registro da oscilografia associada a uma

¹ Em um sistema real não necessitaria de uma taxa amostral tão elevada, pois utiliza-se apenas o valor RMS à frequência fundamental. A taxa amostral relativamente alta é uma necessidade apenas para fins de simulação.

² Apenas para fins de *trigger* externo, sem necessidade de sincronismo de fasores entre *smart meters*.

estampa de tempo. O equipamento deve realizar o simples pré-processamento apresentado na Figura 12 do capítulo anterior e enviá-los ao servidor. Os algoritmos de análise dos sinais foram todos desenvolvidos via o *software* MATLAB R2013a (MATHWORKS, 2013).

Figura 17: Alocação de *smart meters* para o Cenário II (a) e Cenário III (b)

Fonte: Elaborado pelo autor

6.2 Resultados

6.2.1 Análise Completa dos Resultados

Depois de aplicada a metodologia proposta no alimentador teste IEEE 34 barras, os resultados foram separados em cenários. Para cada cenário testado, foram analisadas as respostas separadamente por tipo de falta. A estimativa das distâncias sujeitas à múltipla estimação foi realizada levando-se em conta a distância real da falta até a subestação e não utilizando dos dados fornecidos por um estimador de distância de falta.

A implementação de um método de estimação de distância e utilização de seus resultados implica na inserção de erros que alteram a extensão da múltipla estimação no sistema. Estes tipos de erros são indesejados, pois, o objetivo deste trabalho não é melhorar a localização de faltas para um método específico, mas sim para quaisquer métodos de estimação de distância. Portanto, tem-se o foco em analisar o problema de múltipla estimação sem a influência de erros provenientes da imprecisão na estimação de distância do ponto de falta.

As tabelas de resultados resumem a resposta do algoritmo em termos da análise apresentada na subseção 5.3.4. A primeira coluna se refere ao tipo da falta. A segunda coluna se refere a N_f , ou seja, o número total de simulações para cada tipo de falta. Na terceira coluna, os valores se referem ao $Dtme$, ou seja, a soma das extensões de múltipla estimação para cada tipo de falta (em quilômetros). Na quarta e quinta coluna são apresentados os valores referentes aos cenários propriamente ditos. Na quarta coluna, são apresentados os valores de Dtr ³, ou seja, a soma de todas as extensões reduzidas de múltipla estimação para cada falta simulada. Na quinta coluna, estes valores de redução do efeito são apresentados em dados percentuais. A seguir, cada cenário é apresentado e discutido.

6.2.1.1 Cenário I

As colunas quatro e cinco da Tabela 6 apresentam resultados do Cenário I. Conforme é possível observar, para os casos de faltas envolvendo a fase A à terra, a extensão sujeita à múltipla estimação, para os casos testados, é muito maior que a extensão sujeita à múltipla estimação para os outros tipos de falta. Também pode ser observado que a maior redução de múltipla estimação em termos absolutos foi para faltas envolvendo Fase A à terra (2 615,38km,

³ Este valor, em termos práticos, pode ser interpretado como a extensão total que deixou de ser percorrida para encontrar o ponto de falta, com a utilização da ferramenta proposta para as faltas simuladas. Por isso este valor é chamado de extensão reduzida da múltipla estimação

ou 81%), e também significativamente grande para faltas envolvendo Fase B à terra (320,82km, ou 62%). Para os demais tipos de falta é observada uma grande variação no desempenho, a depender das relações de similaridade encontradas pelo DAMICORE. Esta variação vai de 17 a 52% para faltas bifásicas sem envolvimento de terra, e de 8 a 47% para faltas bifásicas com envolvimento de terra. Para faltas trifásicas, as reduções foram de 34% e 3%, sem envolvimento de terra, e com envolvimento de terra, respectivamente.

É importante lembrar que, neste cenário, não são fornecidos para a ferramenta nenhum tipo de dado além daqueles aquisitados na subestação, ou seja, não existem *smart meters* fornecendo informações. Esta limitação, associada ao fato de que só existem ramificações trifásicas no final do circuito, formam um contexto extremamente crítico e certamente afetam a estabilidade dos resultados.

Tabela 6: Tabela de resultados para o Cenário I

Tipo de Falta	N_f	$Dtme$ (km)	Cenário I	
			Dtr (km)	Redução (%)
A-G	315	3 237,07	2 615,38	81%
B-G	308	515,76	320,82	62%
C-G	226	54,52	16,12	30%
AB	226	54,52	9,38	17%
BC	226	54,52	28,59	52%
CA	226	54,52	18,28	34%
AB-G	226	54,52	4,59	8%
BC-G	226	54,52	25,68	47%
CA-G	226	54,52	16,47	30%
ABC	226	54,52	18,56	34%
ABC-G	226	54,52	1,45	3%

Fonte: Elaborado pelo Autor

6.2.1.2 Cenário II

Para este caso, é importante lembrar que são alocados três *smart meters* em unidades consumidoras no final do circuito. Como é possível observar na Tabela 7, cujas colunas quatro e cinco apresentam seus resultados, o desempenho se mostrou significativamente melhor (comparativamente ao Cenário I) para faltas envolvendo mais de uma fase. Os valores de Dtr para faltas fase A à terra foi de 2 669,27km (82%). Para faltas fase B à terra, a soma das reduções foram de 362,56km (70%). Para faltas do tipo C-G, houve uma redução observada de 28,3km, ou 52%. Para faltas bifásicas sem o envolvimento de terra, os valores de redução Dtr ficaram entre 46km e 52,04km, em termos percentuais, 84% a 95%. Para faltas bifásicas com envolvimento de terra,

foi observada uma maior variação, ficando entre 55% e 94%. Para faltas trifásicas, as reduções foram de 35% e 55%, sem envolvimento de terra, e com envolvimento de terra, respectivamente.

Tabela 7: Tabela de resultados para o Cenário II

Tipo de Falta	N_f	$Dtme$ (km)	Cenário II	
			Dtr (km)	Redução (%)
A-G	315	3 237,07	2 669,27	82%
B-G	308	515,76	362,56	70%
C-G	226	54,52	28,30	52%
AB	226	54,52	52,04	95%
BC	226	54,52	46,02	84%
CA	226	54,52	45,96	84%
AB-G	226	54,52	37,53	69%
BC-G	226	54,52	29,92	55%
CA-G	226	54,52	51,13	94%
ABC	226	54,52	19,31	35%
ABC-G	226	54,52	25,99	48%

Fonte: Elaborado pelo Autor

6.2.1.3 Cenário III

Na Tabela 8 é apresentado o desempenho da ferramenta proposta para o Cenário III. Para faltas do tipo fase A à terra, o valor de Dtr foi de 2 865,42km, o que representa, em termos percentuais, 89% de solução do problema. Para faltas do tipo fase B à terra, o Dtr foi de 433,04km, este percentual foi de 84%. Para faltas do tipo fase C à terra, o valor de Dtr alcançou 36,88km, ou 68%. Para os demais tipos de falta, os valores de Dtr ficaram entre 49,03 e 52,92km, o que representa uma redução percentual entre 90% e 97%.

6.2.1.4 Análise comparativa dos três cenários

Na Tabela 9, os resultados de redução do problema, em termos percentuais, para os três cenários são apresentados. Este valor percentual indica a proporção do problema de múltipla estimação que foi resolvida pela ferramenta proposta nos casos de falta testados. É possível observar que no cenário I existe uma grande variação do desempenho da ferramenta para os diferentes tipos de faltas. Esta variação é expressiva, tendo como extremos de bom desempenho, as faltas tipo fase A à terra com 81%, e baixo desempenho, para faltas do tipo ABC à terra. Na medida em que se aumenta o número de *smart meters*, o desempenho da ferramenta começa a se estabilizar, conforme pode ser observada na coluna referente ao Cenário II e III.

Tabela 8: Tabela de resultados para o Cenário III

Tipo de Falta	N_f	$Dtme$ (km)	Cenário III	
			Dtr (km)	Redução (%)
A-G	315	3 237,07	2 865,42	89%
B-G	308	515,76	433,04	84%
C-G	226	54,52	36,88	68%
AB	226	54,52	52,04	95%
BC	226	54,52	50,93	93%
CA	226	54,52	52,92	97%
AB-G	226	54,52	52,90	97%
BC-G	226	54,52	49,03	90%
CA-G	226	54,52	50,40	92%
ABC	226	54,52	52,62	97%
ABC-G	226	54,52	52,22	96%

Fonte: Elaborado pelo Autor

Tabela 9: Tabela comparativa entre os cenários estudados

Tipo de Falta	Cenário I	Cenário II	Cenário III
	Redução (%)	Redução (%)	Redução (%)
A-G	81%	82%	89%
B-G	62%	70%	84%
C-G	30%	52%	68%
AB	17%	95%	95%
BC	52%	84%	93%
CA	34%	84%	97%
AB-G	8%	69%	97%
BC-G	47%	55%	90%
CA-G	30%	94%	92%
ABC	34%	35%	97%
ABC-G	3%	48%	96%

Fonte: Elaborado pelo Autor

6.2.2 Redução Observada da Múltipla Estimação

Para uma representação didática dos resultados obtidos com a ferramenta, foi elaborada a Figura 18, onde é ilustrado o sistema IEEE 34 Barras em escala, onde os ramais laterais monofásicos são representados em cores diferentes (vermelho para fase A e verde para fase B). Esta figura aborda situações de falta envolvendo fase A à terra (A-G). Na ilustração é destacada a extensão submetida à múltipla estimação intrínseca do sistema (Figura 18(a)), aos contextos do **Cenário I** (Figura 18(b)), **Cenário II** (Figura 18(c)) e **Cenário III** (Figura 18(d)). A Figura 19 e a Figura 20 possuem abordagem similar à Figura 18, sendo, no entanto, referentes a faltas B-G e C-G, respectivamente. Os demais tipos de falta têm comportamento similares às faltas C-G

(diferenças pouco perceptíveis nas ilustrações), portanto, não foram ilustrados.

Figura 18: Ilustração do efeito da múltipla estimação para faltas A-G no sistema IEEE 34 Barras. Múltipla estimação intrínseca (a), Cenário I (b), Cenário II (c) e Cenário III (d)

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 19: Ilustração do efeito da múltipla estimação para faltas B-G no sistema IEEE 34 Barras. Múltipla estimação intrínseca (a), Cenário I (b), Cenário II (c) e Cenário III (d)

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 20: Ilustração do efeito da múltipla estimação para faltas C-G no sistema IEEE 34 Barras. Múltipla estimação intrínseca (a), Cenário I (b), Cenário II (c) e Cenário III (d)

Fonte: Elaborado pelo autor

6.3 Exemplos de Aplicação

Esta subseção apresenta alguns exemplos de aplicação, onde são cruzadas as informações de um localizador de faltas baseado em impedância e a metodologia proposta. Em geral, após a detecção de uma falta, atuação do sistema de proteção e possível fracasso na tentativa de religamento em todos seus ciclos, é iniciado o processo de localização da falta para mobilização da equipe de manutenção. Este processo pode ser iniciado com a informação proveniente de um localizador de faltas, que estima a distância do ponto de curto-circuito até a subestação. Na próxima seção são apresentados os resultados obtidos pelo localizador de faltas baseado em impedância implementado para este trabalho.

6.3.1 Resultados apresentados pelo método de localização de faltas baseado em Impedância

A ferramenta de localização de faltas baseada em impedância, que também foi implementada para este trabalho, foi testada utilizando as mesmas simulações de curto-circuito previstas na subseção 6.2.1. O desempenho da ferramenta é apresentado na Tabela 10, onde são considerados apenas acertos na estimação da distância do ponto de falta. Não foram analisados os erros referentes à múltipla estimação. Os erros foram estimados dividindo a extensão do erro de estimação em km pela extensão total da linha.

Tabela 10: Tabela de desempenho do localizador de faltas baseado em impedância

Tipo de Falta	Sub-estimação Máx. (%)	Sobre-estimação Máx. (%)	Erro Médio (%)
A-G	-17%	1%	-9%
B-G	-14%	1%	-8%
C-G	-12%	2%	-8%
AB	-8%	1%	-5%
BC	-5%	4%	-3%
CA	-7%	3%	-4%
AB-G	-8%	1%	-5%
BC-G	-5%	3%	-3%
CA-G	-7%	3%	-4%
ABC	-8%	1%	-5%
ABC-G	-8%	1%	-4%

Fonte: Elaborado pelo autor

A segunda coluna da Tabela 10 refere-se aos erros máximos de subestimação em cada tipo de falta. Por exemplo, o maior erro de subestimação verificado para faltas envolvendo fase A à terra estimou a localização da falta com um erro de -17%. O maior erro de subestimação

verificado para faltas envolvendo fase B à terra e fase C à terra foram -14% e -12%, respectivamente. Para os demais tipos de falta, os erros máximos de subestimação ficaram entre -5% e -8%. A terceira coluna da Tabela 10 refere-se aos erros máximos de sobre-estimação em cada tipo de falta. Estes erros variam entre 1% e 4%, a depender do tipo de falta analisado.

Os erros médios de estimação em cada tipo de falta testado são apresentados na quarta coluna da Tabela 10. Para faltas do tipo A-G, o erro médio na estimação da distância de falta é de -9%. Para faltas de ambos os tipos, B-G e C-G, o erro médio observado é de 8%. Para os demais tipos de falta, os erros médios ficaram entre -3% e -5%. Conforme é possível observar, o método clássico de localização de faltas aplicado a estes casos simulados no alimentador teste IEEE 34 barras, em geral tende a subestimar a distância da falta. Somado a isso, estes erros podem chegar a 9% em média, dependendo do tipo de falta.

Os Gráficos apresentados na Figura 21 contém os erros de localização de faltas em função da real distância do ponto de falta. São apresentados três gráficos referentes à faltas dos tipos A-G, B-G e C-G, respectivamente. É possível observar que, na medida em que se distancia da subestação alimentadora, o erro na estimação de distância também aumenta. No entanto, esta não é a regra, pois, próximo ao meio do circuito é observado um degrau que reflete uma melhora na precisão. Isso decorre da característica recursiva do método, que atualiza iterativamente o tipo de condutor utilizado ao longo do alimentador.

Figura 21: Gráfico do desempenho do localizador de faltas baseado no cálculo da impedância para os tipos A-G (a), B-G (b) e C-G (c)

Fonte: Elaborado pelo autor

6.3.1.1 Interpretação dos *Clusters*

O resultado da mineração de dados, retornado em forma de *Clusters* é analisado de forma a reduzir a múltipla estimação. A análise dos resultados ocorre da seguinte forma:

- **Levantamento das regiões encontradas pelo DAMICORE:** Após aplicar a ferramenta DAMICORE, conforme especificado na subseção 5.3.3, é realizada uma análise dos *Clusters* retornados pela mineração de dados conforme apresentado na metodologia. Este procedimento tem o objetivo de encontrar *Clusters* com faltas similares entre si. Este agrupamento de *Clusters* será chamado de região. Para os casos em redes que variam de topologia, deverá haver um banco de dados para cada configuração possível;
- **Análise da Árvore filogenética retornada:** Conforme ilustrado na Figura 22, as regiões foram definidas por cores, tanto na árvore como na ilustração do sistema, com objetivo de melhorar a visualização ⁴;
- **Reconhecimento das regiões sujeitas à múltipla estimação:** É verificado se as regiões agrupadas pelo DAMICORE são capazes de evitar a múltipla estimação, por meio da comparação entre regiões obtidas pelo DAMICORE e as regiões sujeitas à múltipla estimação conforme Figura 10.

Para os exemplos a serem expostos nas próximas subseções, tomou-se o caso ilustrado na Figura 22, onde é apresentado um agrupamento de *Clusters* para encontrar e formar as regiões de similaridades encontradas pelo DAMICORE. Este exemplo se refere a mineração de faltas A-G (fase A à terra), correspondente ao Cenário III, conforme explicado no subseção 5.3.4 e os pontos de falta estão nomeados conforme foi definido na subseção 6.1.2.

Conforme pode ser observado na Figura 22(a), a saída do DAMICORE associou cada ponto de falta a um *Cluster*. Com base nestas informações e em uma inspeção visual, foi possível montar cinco regiões distintas para o sistema IEEE 34 Barras. Na Figura 22(b), este sistema é apresentado em escala e com as regiões divididas, separadas por cores. A constatação visual de que majoritariamente as faltas que ocorram no ramal lateral destacado em *verde* foram agrupadas juntas, e de que a mesma lógica pode ser aplicada para faltas que ocorrem no trecho destacado em *azul*, implicam que grande parte do efeito da múltipla estimação nestes casos foi eliminada.

⁴ Esta análise da árvore filogenética não deve necessariamente ser feita para todos os testes, ou mesmo em uma aplicação real. Neste trabalho, é apresentada com objetivo didático

De forma similar, este raciocínio pode ser utilizado para as regiões destacadas em *vermelho* e *azul celeste*.

Figura 22: Ilustração da análise e composição das áreas identificadas pelo DAMICORE, sendo (a) a Árvore Filogenética e (b) o sistema IEEE 34 Barras em escala e com regiões divididas

Fonte: Elaborado pelo autor

É possível observar na Figura 22 que algumas faltas foram agrupadas em regiões distintas daquelas em que deveriam estar agrupadas. Isto mostra que o método está sujeito a algumas variações, porém, conforme será apresentado na próxima seção, o número de faltas com erro no agrupamento é significativamente inferior ao de faltas corretamente agrupadas.

Nas próximas seções serão apresentados dois exemplos de aplicação, utilizando o localizador de faltas baseado em impedância para estimar a distância do ponto de curto-circuito e a ferramenta proposta para determinar a região de ocorrência, dirimindo possíveis problemas de múltipla estimação.

6.3.2 Exemplo I

Para este exemplo de aplicação utilizou-se do contexto do Cenário III. Foram utilizados dados de uma falta simulada, sendo a mesma, monofásica envolvendo a fase A à terra, cujo código é 1820_0308_49, ou seja, no trecho entre os nós 818 e 820 do alimentador teste IEEE 34 barras, a uma posição relativa de 3,08% do trecho com uma resistência de falta de 49Ω . Este ponto pertence a um ramo lateral monofásico de fase A, porém, no momento da suposta operação em um sistema real, estas informações não são conhecidas.

Os sinais analógicos da falta simulada neste exemplo foram aplicados no localizador baseado em impedância, que estimou sua distância em 29km a partir da subestação. A Figura 23 ilustra uma comparação entre o local real da falta, e o local estimado pelo método de impedância. Nesta figura, é possível observar que o local estimado ocorre antes da ramificação lateral, o que induz a concluir que a falta ocorreu no ramal principal e não sofre o efeito de múltipla estimação. A equipe de manutenção, ao chegar no local estimado e não encontrar o defeito, deverá fazer as buscas ao longo do circuito até encontrar o ponto de falta. Um possível caminho para estas buscas é apresentado na Figura 24.

Figura 23: Ilustração do local estimado e o local real da falta para o exemplo I

Fonte: Elaborado pelo autor

É importante observar que, na Figura 24, a extensão percorrida “a mais” para as buscas do ponto de falta, são maiores que o próprio erro de precisão do localizador fundamentado em impedância. Para evitar isso, este trabalho propõe o pré-processamento e a mineração deste sinal juntamente com os demais eventos presentes no banco de dados. Espera-se que este procedimento, a ser realizado antes de iniciar as buscas, diminua a extensão a ser percorrida.

Figura 24: Ilustração do caminho a ser percorrido até encontrar o defeito para o Exemplo I

Fonte: Elaborado pelo autor

A falta simulada neste exemplo foi aplicada na mineração de dados, que agrupou este evento num determinado *Cluster* de número 21. Os demais eventos anteriores agrupados neste *Cluster* são eventos que ocorreram no trecho localizado entre os nós 818 e 820. Esta região corresponde à parte inicial/intermediária da primeira ramificação em fase A do sistema. Uma ilustração da região onde estão localizados estes eventos é apresentada na Figura 25, a árvore filogenética referente a esta mineração é ilustrada na Figura 26 e a referida falta é destacada com o nome “NOVO EVENTO-21”, sendo o número 21, uma referência ao *Cluster* a que ela foi associada.

Figura 25: Região onde estão localizadas as faltas agrupadas no *Cluster* 21, para o exemplo I

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 26: Arvore filogenética gerada no Exemplo I

Fonte: Elaborado pelo autor

De posse das informações fornecidas pela mineração de dados, a equipe iniciará as buscas dando preferência em seguir o caminho do ramal lateral destacado na Figura 25, conforme ilustrado na Figura 27. Este caso exemplifica uma situação em que a subestimação do local de falta fornecida pelo localizador fundamentado em impedância, associado ao próprio problema de múltipla estimação, contribuem para a extensão do caminho de buscas para a localização do defeito. A ferramenta não contribuiu de forma direta na precisão do método baseado em impedância, mas por outro lado, reduziu o caminho a ser percorrido.

Figura 27: Ilustração referente ao Exemplo I, do caminho a ser percorrido após a utilização da ferramenta proposta

Fonte: Elaborado pelo autor

6.3.3 Exemplo II

Seguindo na mesma linha do Exemplo I, este caso também se dá no contexto do Cenário II. A falta simulada também é monofásica, do tipo A-G, e seu código é 5452_9385_44, ou seja, no trecho entre os nós 854 e 852 do alimentador teste IEEE 34 barras, a uma posição relativa de 93,85% do trecho e com uma resistência de falta de 44Ω . Este ponto pertence ao ramo principal do alimentador, a uma distância de 52km da origem, dados desconhecidos no momento da atuação.

A oscilografia deste evento foi utilizada pelo localizador baseado em impedância e sua distância foi estimada em 46,5km a partir da subestação. A Figura 28 ilustra o local real da falta e o local estimado pelo método de impedância. Nesta figura, é possível observar que existem dois possíveis locais estimados. Isso ocorre, pois o método baseado em impedância é apenas capaz de estimar a distância e, entretanto, existem dois pontos no circuito com a mesma distância até a subestação, sendo este um simples exemplo de múltipla estimação.

Figura 28: Ilustração do local estimado e o local real da falta para o Exemplo II

Fonte: Elaborado pelo autor

Para este exemplo, o caminho a ser percorrido para as buscas deverá contemplar o ramo principal, bem como o ramo lateral monofásico, até encontrar o local de defeito. Diversos fatores podem contribuir para a decisão sobre o caminho a ser percorrido, que pode ser realizado de diferentes formas e uma das alternativas de busca é ilustrada na Figura 29.

Figura 29: Ilustração do caminho a ser percorrido até encontrar o defeito para o Exemplo II

Fonte: Elaborado pelo autor.

O resultado da mineração de dados para o caso simulado no Exemplo II, o agrupou no *Cluster* de número 11. Este *Cluster* contém 14 eventos, todos referentes às faltas que ocorreram no ramal principal, a uma distância entre 40 e 53km da subestação, contemplando faltas entre os nós 828 e 864. Na Figura 30, a região onde se encontram as faltas agrupadas neste *Cluster* é ilustrada. A Árvore filogenética retornada pelo DAMICORE é apresentada na Figura 31, onde a falta referente a este exemplo é destacada com o nome “NOVO EVENTO-11”, em referência ao *Cluster* 11, ao qual o evento foi agrupado.

Figura 30: Região onde estão localizadas as faltas agrupadas no *Cluster* 21, para o Exemplo II

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 31: Árvore filogenética gerada no Exemplo II

Fonte: Elaborado pelo autor

Do mesmo modo verificado no Exemplo I, as informações fornecidas pela ferramenta proposta neste trabalho devem contribuir para a decisão de qual caminho percorrer para as buscas. O resultado da ferramenta indica que este evento está agrupado no *Cluster* 11 e, portanto, similar aos outros eventos ali agrupados. Como estes eventos são anteriores e conhecidos, conforme apresentado na Figura 30, é possível concluir que este evento também tenha ocorrido na região destacada em *azul*. Um possível novo caminho, bem mais curto, para encontrar o ponto de falta é apresentado na Figura 32

Figura 32: Ilustração referente ao Exemplo II, do caminho a ser percorrido após a utilização da ferramenta proposta

Fonte: Elaborado pelo autor

6.4 Considerações finais sobre este capítulo

Neste capítulo, foram apresentados os resultados obtidos com a metodologia proposta. O alimentador teste do sistema IEEE 34 barras foi escolhido para testar os resultados. Foram discutidas as características do sistema, a alocação dos medidores, bem como a metodologia para simulação das faltas no sistema.

Os resultados contemplaram três cenários distintos, com diferentes níveis de tecnologia aplicada. O Cenário I refere-se a um contexto em que a metodologia dispõe apenas de medições provenientes da subestação. No Cenário II a metodologia dispõe de dados fornecidos por três *smart meters* alocados ao final do circuito, além das medições provenientes da SE. No Cenário III são adicionais dois *smart meters* fornecendo informações, totalizando cinco *smart meters* além dos dados provenientes da subestação alimentadora. Todos estes cenários foram simulados com os mesmos eventos de falta, e não consideram erros provenientes dos estimadores de distância localizados na subestação.

Além dos testes realizados em diferentes cenários, neste capítulo também foram apresentados dois exemplos de aplicação de localização de faltas, os quais tiveram o objetivo didático de permitir a melhor compreensão do problema e da importância dos resultados obtidos. Para estes exemplos, a técnica de localização auxiliada pela metodologia proposta foi a estimação da distância do ponto de falta baseada na impedância aparente calculada. Para este método também foram abordados os resultados, em termos de precisão na estimação da distância do ponto de falta.

Conclusão

A ocorrência de faltas é um dos principais fatores que influenciam na confiabilidade de sistemas de distribuição de energia, cuja topologia (com presença de ramais laterais e distribuição de cargas) dificulta a localização destas faltas com uso de técnicas convencionais, principalmente devido ao efeito da múltipla estimação. Neste sentido, e agregado a outros fatores, uma evolução para sistemas *Smart Grids* é esperado para um futuro próximo, e é neste contexto que se aplica este trabalho.

O trabalho apresentou uma metodologia para auxílio à decisão para ferramentas de localização de faltas baseadas na estimação da distância do ponto de medição ao ponto de curto-circuito. A metodologia proposta pode ou não receber dados provenientes de *smart meters* alocados em cargas ao longo do circuito. Esta flexibilidade e capacidade de integração com outras ferramentas é um dos fundamentos do próprio conceito de *Smart Grids* em seu contexto mais amplo.

Para alcançar seus objetivos, esta proposta lança mão de um pré-processamento de sinais simples associado à técnica mineração de dados DAMICORE. Foram apresentados três cenários com estimação de distância auxiliada pelos métodos propostos, além da apresentação passo-a-passo de dois exemplos de aplicação. Cada cenário proposto tem o objetivo de possibilitar diferentes níveis de investimento e tecnologia e mostrar o potencial de ferramenta proposta em cada contexto.

O primeiro cenário conta com apenas o pré-processamento das oscilografias do registrador de distúrbio da subestação e mineração destes dados. O segundo e o terceiro cenário encontram-se em um contexto de *Smart Grids*, onde contam com medidores inteligentes distribuídos ao longo do circuito, bem como infraestrutura de comunicação entre os equipamentos de

medição.

Os resultados obtidos no Cenário I evidenciam o potencial que o DAMICORE tem para minerar dados complexos e reconhecer padrões, além de mostrar a potencialidade do algoritmo proposto, principalmente na capacidade de detectar faltas ocorridas em ramais laterais monofásicos, dado que os melhores resultados ocorreram em simulações de faltas monofásicas à terra (situação em que ocorre a maior múltipla estimação no sistema utilizado). Neste Cenário, a redução da múltipla estimação chega a 81% para faltas A-G.

Já no Cenário II, os resultados mostram que a inclusão de dados de *smart meters* das unidades consumidoras é capaz de melhorar os resultados do primeiro cenário, reduzindo a múltipla estimação em ramais laterais trifásicos, onde o primeiro cenário não apresentou resultados estáveis. No Cenário III os resultados se mostraram mais convincentes que no Cenário II, apresentando bons resultados tanto para faltas localizadas em ramais monofásicos, como para aquelas localizadas em ramais trifásicos.

Parte do trabalho também se dedicou a apresentar os resultados de um localizador de faltas baseado em impedância e suas limitações quando aplicado a sistemas de distribuição. Estes resultados foram utilizados nos exemplos de aplicação, que evidenciaram o significativo auxílio fornecido pela ferramenta proposta.

Em resumo, esta pesquisa apresenta soluções que tratam a evolução para um sistema de distribuição com infraestrutura de *Smart Grids* de forma gradual e permanente, onde ferramentas convencionais não são completamente descartadas e novas tecnologias sejam pensadas de modo a interoperar com ferramentas já consolidadas, permitindo que a transição ocorra de forma integrada e gradual. Este tipo de abordagem dá liberdade à concessionária de energia para escolher a melhor ferramenta para cada alimentador de suas subestações, mediante análises próprias de custo-benefício e perfil de investimento.

7.1 Publicações Relativas a esta Pesquisa

RECHE, E.A.; SOUSA, J. V.; COURY, D. V.; FERNANDES, R. A. S. Data Mining-Based Method to Reduce Multiple Estimation for Fault Location in Radial Distribution Systems. In: **IEEE PES Transactions on Smart Grids**, 2018. (no prelo)

RECHE, E.A.; SOUSA, J. V.; COURY, D. V.; FERNANDES, R. A. S. Auxílio à Decisão para a Localização de Faltas em Sistemas de Distribuição no Contexto das *Smart Grids*. In: **XII**

Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (XII CBQEE), 2017.

RECHE, E.A.; GOMES, E. A. P.; COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; FERNANDES, R. A. S. Classificação de Fontes Causadoras de Distúrbios de Tensão Utilizando Mineração de Dados. In: **XII Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (XII CBQEE)**, 2017.

7.2 Possibilidades Futuras

A proposição deste trabalho contempla a etapa inicial de uma abordagem que utiliza de diferentes ferramentas, em diferentes estágios tecnológicos, para o propósito de localização de faltas em SDs. O método proposto vislumbra a integração de ferramentas distintas, temporal e matematicamente, como localização de faltas baseada em impedância e a mineração de dados. Este perfil inovador exige que, para a consolidação desta abordagem, diversos testes ainda sejam feitos, tais como: 1) Análise de estabilidade, para verificar o comportamento com o aumento e diminuição de faltas como dados de entrada e; 2) Implementação em um sistema mais parecido com sistemas reais brasileiros.

Cabe citar que existe um leque de possibilidades para a evolução e refinamento da metodologia proposta, tais como:

- Especialização da metodologia no sistema, definindo regiões específicas para mineração de dados;
- Implementação desta metodologia em um contexto de Computação em Nuvem, para armazenamento e processamento dos dados.
- Extração de mais parâmetros da oscilografia de falta, não somente o valor RMS e ângulo das componentes superpostas;
- Simulação em um sistema com Geração Distribuída;
- Adição de incertezas nos parâmetros de simulação;
- Adaptação do método para localização de faltas de alta impedância.

Referências

ALAHAKOON, D.; YU, X. Advanced analytics for harnessing the power of smart meter big data. In: **2013 IEEE International Workshop on Intelligent Energy Systems (IWIES)**. [S.l.: s.n.], 2013. p. 40–45.

_____. Smart Electricity Meter Data Intelligence for Future Energy Systems: A Survey. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 12, n. 1, p. 425–436, feb 2016. ISSN 1551-3203. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7063262/>>.

ANEEL - Agencia Nacional de Energia Elétrica. **PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. 2016.

ATPDRAW. **User Manual ATPDRAW version 5.6**. 2012. Disponível em: <<http://www.atpdraw.net/downloads.php>>.

BAHMANYAR, A.; JAMALI, S.; ESTEBSARI, A. Emerging smart meters in electrical distribution systems: Opportunities and challenges. In: **2016 24th Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE)**. Shiraz: [s.n.], 2016. p. 1082–1087.

BERA, S.; MISRA, S.; RODRIGUES, J. J. P. C. Cloud computing applications for smart grid: A survey. **IEEE Transactions on Parallel and Distributed Systems**, v. 26, n. 5, p. 1477–1494, May 2015. ISSN 1045-9219.

BO, Z.; WELLER, G.; REDFERN, M. Accurate fault location technique for distribution system using fault-generated high-frequency transient voltage signals. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 146, n. 1, p. 73, 1999. ISSN 13502360.

BOLLEN, M. H. J. **Understanding Power Quality Problems : Voltage Sags and Interruptions**. [S.l.]: Wiley, 2000. ISBN 0780347137.

BROWN, R. E. **Electric Power Distribution Reliability**. New York: CRC Press, 2002.

Canadian Electricity Association. **The Smart Grid: A Pragmatic Approach**. 2014. Disponível em: <<http://www.electricity.ca/media/SmartGrid/SmartGridpaperEN.pdf>>.

CESAR, B. K. M. **Estudo e extensão da metodologia DAMICORE para tarefas de classificação**. 2016. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, São Carlos, 2016.

CHEE, B.; JR., C. F. **Cloud Computing Technologies and Strategies**. Boca Raton: FL: Taylor and Francis Group, 2010.

CHOW, M.; TAYLOR, L. S. Analysis And Prevention Of Animal-Caused Faults In Power Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 10, n. 2, p. 995–1001, 1995. ISSN 19374208.

CHOW, M.-y.; YEE, S.; TAYLOR, L. Recognizing animal-caused faults in power distribution systems using artificial neural networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 8, n. 3, p. 1268–1274, jul 1993. ISSN 0885-8977.

CILIBRASI, R.; VITÁNYI, P. M. B. Clustering by compression. **IEEE Transactions on Information Theory**, v. 51, n. 4, p. 1523–1545, 2005. ISSN 00189448.

COLAK, I. et al. A survey on the critical issues in smart grid technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 54, p. 396–405, 2016.

COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; GIOVANINI, R. **Proteção Digital de Sistemas Elétricos de Potência: dos Relés Eletromecânicos aos Microprocessados Inteligentes**. São Carlos: EESC-USP, 2007. ISBN 978-85-85205-78-2.

DIETRICH, D. et al. Communication and computation in buildings: A short introduction and overview. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 57, n. 11, p. 3577–3584, Nov 2010. ISSN 0278-0046.

DUGAN, R.; SANTOSO, S.; MCGRANAGHAN, M. F. **Electrical Power Systems Quality**. Third edit. [S.l.]: McGraw-Hill Professional Publishing, 2012. 580 p.

EL-HAWARY, M. E. The smart grid—state-of-the-art and future trends. **Electric Power Components and Systems**, v. 42, n. 3-4, p. 239–250, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1080/15325008.2013.868558>>.

FANG, X. et al. Managing smart grid information in the cloud: opportunities, model, and applications. **IEEE Network**, v. 26, n. 4, p. 32–38, 2012.

FROMM, A.; KELBERT, F.; PRETSCHNER, A. Data protection in a cloud-enabled smart grid. In: _____. **Smart Grid Security: First International Workshop, SmartGridSec 2012, Berlin, Germany, December 3, 2012, Revised Selected Papers**. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2013. p. 96–107. ISBN 978-3-642-38030-3. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-38030-3_7>.

GALIASEVIC, Z.; ABUR, A. Fault location using voltage measurements. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 17, n. 2, p. 441–445, apr 2002. ISSN 08858977.

GIRGIS, A. A.; LUBKEMAN, D. L.; FALLON, C. M. A fault location technique for rural distribution feeders. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 29, n. 6, p. 1170–1175, 1993. ISSN 19399367.

GOMES, E. A. P. **Deteção de Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos por Correlações da Mineração Complexa de Dados**. 2016. 108 p. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, São Carlos, 2016.

GOMES, E. A. P. et al. Detecção de Ilhamento de Geradores Síncronos Técnicas de Mineração de Dados. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)**, p. 1–6, 2016. Disponível em: <<http://2016.sbse.org.br/>>.

GUNGOR, V. C. et al. Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 7, n. 4, p. 529–539, nov 2011. ISSN 1551-3203. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6011696/>>.

_____. A survey on smart grid potential applications and communication requirements. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 9, n. 1, p. 28–42, Feb 2013. ISSN 1551-3203.

HART, D. G. Using ami to realize the smart grid. In: **2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century**. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–2. ISSN 1932-5517.

IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee. **34-Bus Test Feeder - Distribution Test Feeder Working Group**. 2010. Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>>.

IEEE Std 1159. **IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality**. 2009.

International Electrotechnical Commission. **What is a Smart Grid?** 2017. Acessado em 13 - mar - 2017. Disponível em: <<http://www.iec.ch/smartgrid/background/explained.htm>>.

JARVENTAUSTA, P.; VERHO, P.; PARTANEN, J. Using fuzzy sets to model the uncertainty in the fault location process of distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 9, n. 2, p. 954–960, apr 1994. ISSN 08858977.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. d.; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 1ª. ed. [S.l.]: Blucher, 2005. 328 p.

KERSTING, W. H. **Distribution system modeling and analysis**. Boca Raton: CRC Press, 2002. 314 p.

KEZUNOVIC, M. Smart Fault Location for Smart Grids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 2, n. 1, p. 11–22, 2011. ISSN 19493053.

KRISHNATHEVAR, R.; NGU, E. E. Generalized impedance-based fault location for distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 27, n. 1, p. 449–451, Jan 2012. ISSN 0885-8977.

Landis+Gyr. **Electricity Meter E650**. 2017.

LASSETER, R. H. Smart distribution: Coupled microgrids. **Proceedings of the IEEE**, IEEE, v. 99, n. 6, p. 1074–1082, 2011.

LEHTONEN, M.; PETTISSALO, S.; ETULA, J.-H. Calculational Fault Location for Electrical Distribution Networks. In: **1991 Third International Conference on Power System Monitoring and Control**. London: [s.n.], 1991. p. 38–43.

LEÓN, R. A.; VITTAL, V.; MANIMARAN, G. Application of sensor network for secure electric energy infrastructure. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 22, n. 2, p. 1021–1028, 2007. ISSN 08858977.

LI, Y. et al. A review of single-phase-to-ground fault location methods in distribution networks. In: **2011 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 938–943.

LIGHTNER, E. M.; WIDERGREN, S. E. An orderly transition to a transformed electricity system. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 1, n. 1, p. 3–10, 2010. ISSN 19493053.

LISERRE, M.; SAUTER, T.; HUNG, J. Future Energy Systems: Integrating Renewable Energy Sources into the Smart Power Grid Through Industrial Electronics. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, v. 4, n. 1, p. 18–37, mar 2010. ISSN 1932-4529. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/5439057/>>.

LIU, W. H. E.; ZHONG, W. A fuzzy set method for fault location identification in power distribution systems. In: **Proceedings of 35th IEEE Conference on Decision and Control**. [S.l.: s.n.], 1996. v. 2, p. 2208–2212 vol.2. ISSN 0191-2216.

LOTFIFARD, S.; KEZUNOVIC, M.; MOUSAVI, M. J. Voltage Sag Data Utilization for Distribution Fault Location. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 26, n. 2, p. 1239–1246, apr 2011. ISSN 0885-8977.

MAJIDI, M.; ETEZADI-AMOLI, M.; FADALI, M. S. A Novel Method for Single and Simultaneous Fault Location in Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 6, p. 3368–3376, 2015. ISSN 08858950.

MANSOUR, M. R. et al. Integrating hierarchical clustering and pareto-efficiency to preventive controls selection in voltage stability assessment. In: SPRINGER. **International Conference on Evolutionary Multi-Criterion Optimization**. [S.l.], 2015. p. 487–497.

MARTINS, L. S. et al. A network distribution power system fault location based on neural eigenvalue algorithm. In: **2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings**. [S.l.: s.n.], 2003. v. 2, p. 6 pp. Vol.2–.

MATHWORKS. **MATLAB Documentation**. 2013. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/help/index.html>>.

MIRZAEI, M. et al. Review of fault location methods for distribution power system. **Australian Journal of Basic and Applied Sciences**, 2009.

MORA-FLOREZ, J.; BARRERA-NUNEZ, V.; CARRILLO-CAICEDO, G. Fault Location in Power Distribution Systems Using a Learning Algorithm for Multivariable Data Analysis. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 22, n. 3, p. 1715–1721, 2007. ISSN 0885-8977. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4265703>>.

MORA-FLÒREZ, J.; MELÉNDEZ, J.; CARRILLO-CAICEDO, G. Comparison of impedance based fault location methods for power distribution systems. **Electric Power Systems Research**, v. 78, n. 4, p. 657–666, 2008. ISSN 03787796.

MORA, J.; CARRILLO, G.; PEREZ, L. Fault location in power distribution systems using anfis nets and current patterns. In: **2006 IEEE/PES Transmission Distribution Conference and Exposition: Latin America**. [S.l.: s.n.], 2006. p. 1–6.

MORALES-ESPANA, G.; MORA-FLOREZ, J.; VARGAS-TORRES, H. Elimination of multiple estimation for fault location in radial power systems by using fundamental single-end measurements. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 24, n. 3, p. 1382–1389, July 2009. ISSN 0885-8977.

MOSLEHI, K.; KUMAR, R. Smart grid - a reliability perspective. In: **2010 Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–8.

NEWMAN, M. E. Fast algorithm for detecting community structure in networks. **Physical review E**, APS, v. 69, n. 6, p. 066133, 2004.

NOURI, H.; Chun Wang, C.; DAVIES, T. An accurate fault location technique for distribution lines with tapped loads using wavelet transform. In: **2001 IEEE Porto Power Tech Proceedings (Cat. No.01EX502)**. [S.l.]: IEEE, 2001. vol.3, p. 4. ISBN 0-7803-7139-9.

ONS - Operador Nacional do Sistema. **Resolução normativa 67 de 8 de de de 2004**. 2004.

PARSONS, A. C. et al. A direction finder for power quality disturbances based upon disturbance power and energy. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 15, n. 3, p. 1081–1086, 2000. ISSN 08858977.

PAULI, A. Smart Grid: O Modelo Brasileiro. In: . [S.l.: s.n.], 2012.

PEREIRA, R. et al. Improved Fault Location on Distribution Feeders Based on Matching During-Fault Voltage Sags. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 24, n. 2, p. 852–862, 2009. ISSN 0885-8977.

REASON. **Reason RPV311 Multifunction Recorder Technical Manual**. [S.l.]: General Electric, 2014.

RUSH, P. **Proteção e Automação de Redes: Conceito e Aplicação**. 1. ed. São Paulo: Editora Edgard Blücher Ltda, 2011. 521 p p. ISBN 9788521205289.

SAHA, M. M.; IZYKOWSKI, J.; ROSOLOWSKI, E. **Fault Location on Power Networks**. 1. ed. [S.l.]: Springer-Verlag London, 2010.

SAITOU, N.; NEI, M. The neighbor-joining method: a new method for reconstructing phylogenetic trees. **Molecular biology and evolution**, SMOBE, v. 4, n. 4, p. 406–425, 1987.

SALIM, R. H. et al. Hybrid fault diagnosis scheme implementation for power distribution systems automation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 4, p. 1846–1856, 2008. ISSN 08858977.

SENGER, E. C. et al. Automated fault location system for primary distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 20, n. 2 II, p. 1332–1340, 2005. ISSN 08858977.

SILVA, J. A. da et al. High impedance fault location-case study using wavelet transform and artificial neural networks. IET, 2013.

SOURYAL, M. et al. A methodology to evaluate wireless technologies for the smart grid. In: **2010 First IEEE International Conference on Smart Grid Communications**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 356–361.

STRINGFIELD, T. W.; MARIHART, D. J.; STEVENS, R. F. Fault location methods for overhead lines. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems**, v. 76, n. 3, p. 518–529, April 1957. ISSN 0097-2460.

SUMOYAMA, A. S. **Classificador de kernels para mapeamento em plataforma de computação híbrida composta por FPGA e GPP**. 2016. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, São Carlos, 2016.

TAKAGI, T. et al. Development of a new type fault locator using the one-terminal voltage and current data. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-101, n. 8, p. 2892–2898, 1982. ISSN 00189510.

TANG, Y. et al. Fault Indicators in Transmission and Distribution Systems. n. April, p. 4–7, 2000.

TENG, J. H.; HUANG, W. H.; LUAN, S. W. Automatic and fast faulted line-section location method for distribution systems based on fault indicators. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, n. 4, p. 1653–1662, 2014. ISSN 08858950.

The Institute of Electrical and Electronics Engineers. **IEEE Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines**. 2015. 1-76 p.

THOMAS, D.; CARVALHO, R.; PEREIRA, E. Fault location in distribution systems based on traveling waves. In: **2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings**,. [S.l.]: IEEE, 2003. v. 2, p. 468–472. ISBN 0-7803-7967-5.

TRINDADE, F. C. L.; FREITAS, W. Low voltage zones to support fault location in distribution systems with smart meters. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 8, n. 6, p. 2765–2774, Nov 2017. ISSN 1949-3053.

TRINDADE, F. C. L.; FREITAS, W.; VIEIRA, J. C. M. Fault location in distribution systems based on smart feeder meters. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 29, n. 1, p. 251–260, 2014. ISSN 08858977.

VAQUERO, L. M. et al. A break in the clouds. **ACM SIGCOMM Computer Communication Review**, v. 39, n. 1, p. 50, 2009. ISSN 01464833.

Wen-Hui Chen; Chih-Wen Liu; Men-Shen Tsai. On-line fault diagnosis of distribution substations using hybrid cause-effect network and fuzzy rule-based method. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 15, n. 2, p. 710–717, apr 2000. ISSN 08858977.

XU, L.; CHOW, M. Y.; TAYLOR, L. S. Power distribution fault cause identification with imbalanced data using the data mining-based fuzzy classification e-algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 1, p. 164–171, Feb 2007. ISSN 0885-8950.

XU, L. X. L.; CHOW, M.-Y. C. M.-Y.; TAYLOR, L. Using the Data Mining Based Fuzzy Classification Algorithm for Power Distribution Fault Cause Identification with Imbalanced Data. **2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition**, v. 22, n. 1, p. 164–171, 2006. ISSN 08858950.

Yann-Chang Huang; Hong-Tzer Yang; Ching-Lien Huang. A new intelligent hierarchical fault diagnosis system [for power networks]. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 12, n. 1, p. 349–356, 1997. ISSN 08858950.

ZAPATA-TAPASCO, A.; MORA-FLÓREZ, J. Fault location in power distribution systems using a learning approach based on decision trees. p. 0–5, 2014.

ZHOU, K.; FU, C.; YANG, S. Big data driven smart energy management: From big data to big insights. **Renew. Sustain. Energy Rev.**, v. 56, p. 215–225, 2015.

ZHU, J.; LUBKEMAN, D. L.; GIRGIS, A. A. Automated fault location and diagnosis on electric power distribution feeders. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 12, n. 2, p. 801–809, Apr 1997. ISSN 0885-8977.