

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

Guilherme Braga da Costa

**SISTEMA MULTIAGENTE PARA ESTIMAÇÃO DA
SEÇÃO EM FALTA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO
NO CONTEXTO DE SMART GRIDS**

**Santa Maria, RS
2023**

Guilherme Braga da Costa

**SISTEMA MULTIAGENTE PARA ESTIMAÇÃO DA SEÇÃO EM FALTA
EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO NO CONTEXTO DE SMART GRIDS**

Tese apresentada ao Curso de Doutorado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção de grau em **Doutor em Engenharia Elétrica**. Defesa com participação por videoconferência.

Orientador: Prof. Dr. Ghendy Cardoso Junior.

Coorientador: Prof. Dr. Arturo Suman Bretas.

**Santa Maria, RS
2023**

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001

This study was financed in part by the Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Finance Code 001

Declaro, GUILHERME BRAGA DA COSTA, para os devidos fins e sob as penas da lei, que a pesquisa constante neste trabalho de conclusão de curso (Tese) foi por mim elaborada e que as informações necessárias objeto de consulta em literatura e outras fontes estão devidamente referenciadas. Declaro, ainda, que este trabalho ou parte dele não foi apresentado anteriormente para obtenção de qualquer outro grau acadêmico, estando ciente de que a inveracidade da presente declaração poderá resultar na anulação da titulação pela Universidade, entre outras consequências legais.

Guilherme Braga da Costa

**SISTEMA MULTIAGENTE PARA ESTIMAÇÃO DA SEÇÃO EM FALTA
EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO NO CONTEXTO DE SMART GRIDS**

Tese apresentada ao Curso de Doutorado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção de grau em **Doutor em Engenharia Elétrica**. Defesa com participação por videoconferência.

Aprovado em 7 de julho de 2023:

Ghendy Cardoso Junior, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)

Arturo Suman Bretas, PhD. (University of Florida)
(Coorientador)

Adriano Peres de Moraes, Dr. (CTISM)

Fernando Guilherme Kaheler Guarda, Dr. (UFSM)

Miguel Moreto, Dr. (UFSC) - Videoconferência

João Paulo Abreu Vieira, Dr. (UFPA) - Videoconferência

Santa Maria, RS
2023

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Deus por tudo que conquistei e ainda conquistarei.

Agradeço principalmente a meus pais, Roselle e João (*in memoriam*), ao meu irmão Gabriel, e à minha família pelo suporte incondicional.

À minha namorada Marina, por sempre me apoiar e incentivar, por seu amor e dedicação em todos momentos da minha vida.

A todos os amigos que me ajudaram e torceram pelo meu sucesso.

Ao professor Dr. Ghendy Cardoso Junior, pela confiança em mim depositada, pela orientação, apoio, atenção, disponibilidade, amizade, sugestões e colaborações desde a graduação.

Ao professor Dr. Arturo Bretas, pela coorientação, sugestões e colaborações durante o desenvolvimento deste trabalho.

Aos colegas do Laboratório de Análise e Proteção de Sistemas Elétricos (LAPES-CEESP), pelas contribuições e ajuda que foram fundamentais para a conclusão desse trabalho.

Aos colegas Aécio Oliveira, Aldair Wontroba, Aquiles Borin, Augusto Bertoletti, Eduardo Giuliani, Fernando Guarda, Jean Rossini, Juliano Damiani, Júlio Ribeiro, Marion Gallas, e Miguel Martins pela amizade e incentivo.

Aos professores e funcionários do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) pelo auxílio no desenvolvimento desse trabalho.

À Universidade Federal de Santa Maria, que me proporcionou ensino gratuito e de qualidade desde a graduação.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (Capes) pela concessão da bolsa de Doutorado.

Por fim, a todos aqueles não citados nominalmente, mas que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste trabalho.

RESUMO

SISTEMA MULTIAGENTE PARA ESTIMAÇÃO DA SEÇÃO EM FALTA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO NO CONTEXTO DE SMART GRIDS

AUTOR: Guilherme Braga da Costa
ORIENTADOR: Ghendy Cardoso Junior
COORIENTADOR: Arturo Suman Bretas

Os Sistemas Multiagentes (SMA) são vistos pelo setor elétrico como um dos principais aliados para a solução dos problemas enfrentados pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica. Numerosos estudos publicados sobre SMA discutem seu uso na reconfiguração da rede de distribuição, mas poucos abordam a etapa anterior que é a estimativa da seção em falta. As concessionárias são avaliadas em alguns aspectos como a qualidade do serviço e a qualidade do produto oferecidos aos consumidores. A qualidade dos serviços prestados envolve a avaliação das interrupções no fornecimento de energia elétrica através de indicadores avaliados pelos órgãos reguladores. Esta tese tem como objetivo mostrar como os medidores inteligentes em conjunto com o SMA pode auxiliar as concessionárias a melhorar seus índices de continuidade de fornecimento por meio da detecção e localização da seção em falta sem a ação do consumidor. Para alcançar esse objetivo, o autor considera o emprego de SMA, no contexto de uma Rede Elétrica Inteligente (REI), utilizando os medidores inteligentes (MIs), denominados de agentes neste trabalho. A finalidade do uso dos MIs é empregar dispositivos já presentes em uma REI. A metodologia proposta foi implementada na linguagem *Java Agent Development Framework* (JADE), que é uma plataforma adequada para o desenvolvimento e execução de agentes. Para validar o método proposto, sob a perspectiva da continuidade de fornecimento de energia, o sistema teste IEEE 34 nós foi implementado no HYPERSIM, um *software* da OPAL-RT Technologies. Os resultados obtidos revelam que o emprego dos medidores inteligentes em conjunto com o SMA para redes de distribuição fornece velocidade, eficiência e automação para o processo de detecção e localização da seção em falta, eliminando a necessidade de qualquer tipo de ação por parte do consumidor. A próxima etapa para consolidação da metodologia proposta consiste em implementar os agentes em sistemas maiores, utilizando simulador de tempo real e, posteriormente, realizar a implantação física em sistemas reais. O autor entende que outras funções poderão ser implementadas nos MIs, visando melhorar os indicadores de qualidade e, conseqüentemente, a satisfação do consumidor.

Palavras-Chave: Sistema Multiagente. Medidor Inteligente. Estimção da Seção em Falta. Rede Elétrica Inteligente.

ABSTRACT

MULTI-AGENT SYSTEM FOR FAULT SECTION ESTIMATION IN DISTRIBUTION NETWORKS IN THE CONTEXT OF SMART GRIDS

AUTHOR: Guilherme Braga da Costa

ADVISOR: Ghendy Cardoso Junior

CO-ADVISOR: Arturo Suman Bretas

Multi-Agent Systems (MAS) are seen by the electricity sector as one of the main allies to solve the problems faced by distribution utilities. Several published studies on MAS discuss their use on the reconfiguration of the distribution network, but few address the preceding step, which is estimating the faulted section. Utilities are evaluated in some aspects, such as the quality of service and the quality of product offered to consumers. The quality of services provided involves assessing interruptions in the supply of electricity through indices evaluated by regulatory agencies. This thesis proposal aims to show how smart meters in conjunction with MAS can improve the utilities' reliability and supply indices by detecting and locating the faulty section without any consumer intervention. To achieve this goal, the author considers the use of MAS, in the context of Smart Grid (SG), using smart meters (SM), called agents in this work. The purpose of using SM is to employ devices that are already present in a SG. The proposed methodology was implemented in the Java Agent Development Framework (JADE) language, which is a suitable platform for agent development and execution. To validate the proposed method in terms of power supply continuity, the IEEE 34-Node Test feeder was developed using HYPERSIM, a software developed by OPAL-RT Technologies. The results obtained show that the use of smart meter in conjunction with MAS for distribution networks provides agility, efficiency, and automation for the process of detection and location of the faulted section, eliminating the need for any type of action by the consumer. The next step for consolidating the proposed methodology would be the agent's implementation in large systems using a real-time simulator and later the physical implementation in real systems. The author believes that other functions can be implemented in SMs in order to improve quality indices and consequently consumer satisfaction.

Keywords: *Multi-Agent System. Smart Meter. Fault Section Estimation. Smart Grid.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Modelo de integração dos blocos de pesquisa	30
Figura 2 – Problema de múltiplas estimativas usando a metodologia da impedância aparente	35
Figura 3 – Representação do sinal transitório gerado pelo curto-circuito	36
Figura 4 – Representação simplificada de uma rede neural artificial	38
Figura 5 – Agente e seu ambiente	43
Figura 6 – Ciclo de execução de um agente na plataforma JADE	44
Figura 7 – Agente reativo	46
Figura 8 – Fluxograma de uma arquitetura BDI	47
Figura 9 – Arquitetura em camadas: (a) horizontal, (b) vertical de uma passada de controle e (c) vertical de duas passada de controle	49
Figura 10 – Modelo de referência de gerenciamento de agente	51
Figura 11 – Arquitetura JADE	53
Figura 12 – Fluxograma da metodologia proposta	70
Figura 13 – Arquitetura centralizada	72
Figura 14 – Arquitetura descentralizada	75
Figura 15 – Fluxograma do Agente Medidor	76
Figura 16 – Fluxograma do Agente Transformador	77
Figura 17 – Fluxograma do Agente Chave	78
Figura 18 – Exemplo de área de comunicação	81
Figura 19 – Topologia do <i>Framework</i> utilizado	83
Figura 20 – Diagrama unifilar do sistema teste IEEE 34 nós modificado	84
Figura 21 – Sistema teste implementado no <i>software</i> HYPERSIM	85
Figura 22 – Diagrama unifilar do sistema teste com o local das faltas simuladas	89
Figura 23 – Diagrama de comunicação da arquitetura centralizada para o cenário 1	91
Figura 24 – Diagrama de comunicação da arquitetura centralizada para o cenário 2	92
Figura 25 – Diagrama de comunicação da arquitetura centralizada para o cenário 3	94
Figura 26 – Diagrama de comunicação da arquitetura centralizada para o cenário 4	95
Figura 27 – Diagrama de comunicação da arquitetura descentralizada para o cenário 1	96
Figura 28 – Diagrama de comunicação da arquitetura descentralizada para o cenário 2	97
Figura 29 – Diagrama de comunicação da arquitetura descentralizada para o cenário 3	98
Figura 30 – Diagrama de comunicação da arquitetura descentralizada para o cenário 4	100
Figura 31 – Diagrama unifilar com a localização da falta para o cenário 1 por meio do método de impedância aparente	102
Figura 32 – Diagrama unifilar com a localização da falta para o cenário 2 por meio do método de impedância aparente	103

Figura 33 – Diagrama unifilar com a localização da falta para o cenário 3 por meio do método de impedância aparente.....	103
Figura 34 – Diagrama unifilar com a localização da falta para o cenário 4 por meio do método de impedância aparente.....	104
Figura 35 – Diagrama de comunicação da arquitetura descentralizada para o caso 1 com falha de comunicação no Agente Medidor 10	107
Figura 36 – Diagrama de comunicação da arquitetura descentralizada para o caso 2 com falha de comunicação no Agente Transformador 27	108
Figura 37 – Diagrama de comunicação da arquitetura descentralizada para o caso 3 com falha de comunicação no Agente Chave 3	109
Figura 38 – Diagrama unifilar do sistema teste de 16 barras	111
Figura 39 – Reconfiguração do sistema teste de 16 barras após uma perturbação: (a) Alimentador 1 fora de operação (b) Carga do alimentador 1 remanejada para o alimentador 2.....	112
Figura 40 – Diagrama de comunicação para o sistema teste de 16 barras	113

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparação entre a rede convencional e a REI	27
Tabela 2 – Benefícios da REI.....	29
Tabela 3 – Referências de estudos para localização da falta em redes de distribuição	67
Tabela 4 – Tipos de mensagens enviadas pelos agentes	80
Tabela 5 – Dados dos medidores inteligentes	86
Tabela 6 – Continuidade do fornecimento: dados das faltas simuladas	90
Tabela 7 – Distâncias estimadas para os cenários simulados conforme metodologia proposta por Gong; Guzman (2013).....	101
Tabela 8 – Distâncias estimadas para os cenários simulados conforme metodologia proposta por Dashtdar; Dashtdar (2020)	105
Tabela 9 – Resultados obtidos pelas arquiteturas para os cenários simulados	114

LISTA DE SIGLAS

ACC	<i>Agent Communication Channel</i>
ACL	<i>Agent Communication Language</i>
AD	Automação da Distribuição
AID	<i>Agent Identifier</i>
AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure</i>
AMS	<i>Agent Management System</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATP	<i>Alternative Transients Program</i>
BDI	<i>Belief-Desire-Intention</i>
BT	Baixa Tensão
CMAS	<i>Centralized Multi-agent system</i>
COD	Centro de Operação da Distribuição
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DF	<i>Directory Facilitator</i>
DFIG	<i>Double Fed Induction Generator</i>
DMAS	<i>Decentralized Multi-agent System</i>
DMS	<i>Distribution System Management</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>
FAI	Falta de Alta Impedância
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FFNN	<i>Feedforward Neural Network</i>
FIPA	<i>Foundation for Intelligent Physical Agents</i>
FLU	<i>Fault Location Unit</i>
GD	Geração Distribuída
GIS	<i>Geographic Information System</i>
GSD	Gerenciamento do Sistema de Distribuição
GSM	Global System for Mobile
GUI	<i>Graphical User Interface</i>
HMAS	<i>Hierarchical Multi-agent-Systems</i>
IA	Inteligência Artificial
IAD	Inteligência Artificial Distribuída
IED	<i>Intelligent Electronic Devices</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
IEI	<i>Institute For Electric Innovation</i>

JADE	<i>Java Agent Development Framework</i>
MI	Medidor Inteligente
MT	Média Tensão
MTS	<i>Message Transport System</i>
OMS	<i>Order Management System</i>
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
RDP	Resolução Distribuída de Problemas
REI	Rede Elétrica Inteligente
RMA	<i>Remote Management Agent</i>
RNA	Rede Neural Artificial
SCADA	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SG	<i>Smart Grid</i>
SM	<i>Smart Meter</i>
SMA	Sistema Multiagente
TW	<i>Traveling Wave</i>
UCM	<i>User Code Model</i>
UE	União Europeia

SUMÁRIO

RESUMO	8
ABSTRACT	9
LISTA DE FIGURAS	10
LISTA DE TABELAS	12
LISTA DE SIGLAS	13
SUMÁRIO	15
1 INTRODUÇÃO	15
1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS	15
1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO	20
1.3 MOTIVAÇÃO	20
1.4 METODOLOGIA E SUAS CONTRIBUIÇÕES	21
1.5 ORGANIZAÇÃO DA TESE	22
2 REDES INTELIGENTES	24
2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS	24
2.2 REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES	24
2.2.1 Automação da distribuição	24
2.2.2 Redes Elétricas Inteligentes	26
2.2.3 Medidor Inteligente	31
2.3 FALTAS ELÉTRICAS	32
2.3.1 Falta de baixa impedância	32
2.3.2 Falta de alta impedância	33
2.3.3 Localização de falta em redes de distribuição	34
2.3.4 Falta no transformador de potência	38
2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS	39
3 SISTEMAS MULTIAGENTES	40
3.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS	40
3.2 SISTEMAS MULTIAGENTES EM SISTEMAS ELÉTRICOS	40
3.3 SISTEMAS MULTIAGENTE	41
3.3.1 Inteligência Artificial Distribuída	41
3.3.2 Agente	42
3.3.3 Comportamento do agente	43
3.3.4 Arquitetura	45
3.3.5 Comunicação	49
3.3.6 Desenvolvimento de um SMA	50
3.3.7 Plataforma JADE	52
3.4 CARACTERÍSTICAS DO SMA	53

3.5 ESTADO DA ARTE.....	54
3.5.1 Localização de falta.....	55
3.5.2 Aplicações para localização da falta em redes de distribuição.....	66
3.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	67
4 METODOLOGIA PROPOSTA.....	69
4.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	69
4.2 DETECÇÃO DA FALTA DE ENERGIA.....	70
4.3 ARQUITETURA CENTRALIZADA.....	71
4.3.1 Agente Medidor.....	71
4.3.2 Agente Transformador.....	72
4.3.3 Agente Chave.....	73
4.3.4 Agente Subestação.....	73
4.4 ARQUITETURA DESCENTRALIZADA.....	74
4.4.1 Agente Medidor.....	74
4.4.2 Agente Transformador.....	76
4.4.3 Agente Chave.....	78
4.4.4 Agente Subestação.....	79
4.5 ONTOLOGIA.....	79
4.6 COMUNICAÇÃO.....	79
4.7 AGENTES AUXILIARES.....	82
4.8 IMPLEMENTAÇÃO.....	82
4.8.1 Sistema Teste.....	83
4.8.2 Etapas da simulação.....	86
4.9 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	86
5 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	88
5.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	88
5.2 ARQUITETURA CENTRALIZADA.....	90
5.2.1 Cenário 1 – Falta no ramal de ligação do medidor 10.....	90
5.2.2 Cenário 2 – Falta na rede de baixa tensão do transformador 27.....	91
5.2.3 Cenário 3 – Defeito no transformador 30.....	93
5.2.4 Cenário 4 – Falta na rede de média tensão do Transformador 16.....	93
5.3 ARQUITETURA DESCENTRALIZADA.....	95
5.3.1 Cenário 1 – Falta no ramal de ligação do medidor 10.....	95
5.3.2 Cenário 2 – Falta na rede de baixa tensão do transformador 27.....	97
5.3.3 Cenário 3 – Defeito no transformador 30.....	98
5.3.4 Cenário 4 – Falta na rede de média tensão do Transformador 16.....	99
5.4 OUTROS MÉTODOS.....	100
5.4.1 Impedância aparente.....	100
5.4.2 Rede neural artificial.....	104
5.4.3 Análise dos resultados para os métodos de impedância aparente e rede neural artificial.....	105

5.5 FALHA DE COMUNICAÇÃO.....	106
5.5.1 Caso 1 – Falta no ramal de ligação do medidor 10 com falha de comunicação no Agente Medidor 10.....	106
5.5.2 Caso 2 – Falta na rede de baixa tensão do transformador 27 com falha de comunicação no Agente Transformador 27	107
5.5.3 Caso 3 – Falta na rede de média tensão do transformador 16 com falha de comunicação no Agente Chave 3.....	109
5.5.4 Análise dos resultados para os casos de falha de comunicação	110
5.6 LOCALIZAÇÃO DA SEÇÃO EM FALTA CONSIDERANDO A RECONFIGURAÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	110
5.7 ANÁLISE DOS RESULTADOS	114
5.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	116
6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	117
6.1 PRODUÇÃO CIENTÍFICA RESULTANTE DO DOUTORADO.....	119
6.2 PRODUÇÃO CIENTÍFICA RESULTANTE DE TRABALHOS PARALELOS	119
6.3 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	119
REFERÊNCIAS	121
APÊNDICE A – MODELAGEM DO SISTEMA TESTE 34 BARRAS	131
APÊNDICE B – MODELAGEM DO SISTEMA TESTE 16 BARRAS	135

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

O setor elétrico passou por muitas mudanças recentes que não apenas reanimaram o interesse na pesquisa e no desenvolvimento desse campo, mas também trouxeram benefícios socioeconômicos significativos, além de outros benefícios intangíveis para a comunidade em geral. Nessa esfera, o aumento da consciência ambiental, especialmente no que se refere à produção de energia elétrica, tem impulsionado a adoção e o crescimento das energias renováveis e alternativas (EL-HAWARY, 2014).

Arelado às mudanças, tem-se o crescimento da demanda por energia elétrica e o aumento dos requisitos de qualidade do fornecimento, os quais impulsionaram o aumento da eficiência operacional e da confiabilidade, que, por sua vez, passaram a ser uma meta essencial para as concessionárias de energia elétrica.

No livro de Carvallo; Cooper (2015), os autores consideram que entre as infraestruturas existentes das quais a nossa economia e sociedade moderna depende a rede elétrica é a mais importante de todas. Recentemente, o setor elétrico em todo o mundo tem enfrentado pressão para ser desregulamentado ou reestruturado para aumentar sua eficiência e reduzir custos operacionais. Com relação a esse aspecto, cada vez mais pesquisas que têm como foco o uso da tecnologia nos sistemas elétricos são necessárias (NAGATA, et al., 2002).

De acordo com Northcote-Green; Wilson (2007), a automação da rede de distribuição consiste em um conjunto de tecnologias que permitem que uma concessionária de distribuição elétrica monitore, coordene e opere remotamente componentes, como medidores, disjuntores, religadores, seccionadores, dentre outros, em tempo real e de modo remoto. Atualmente, essas características são encontradas em Redes Elétricas Inteligentes (REIs), as quais são definidas, com base em Carvallo; Cooper (2015), definem a REI, em inglês *Smart Grid* (SG): “A

integração de uma rede elétrica, uma rede de comunicações, software e hardware para monitorar, controlar e gerenciar a criação, distribuição, armazenamento e consumo de energia. A rede inteligente do futuro alcançará todos os elementos elétricos. Será auto recuperada, interativa e distribuída”.

As principais características das REIs são a integração de diferentes tipos de recursos de geração e de armazenamento de energia, o uso eficiente dos ativos da rede, a restauração automática, a operação eficiente da rede elétrica e o monitoramento da qualidade da energia. Os dados operacionais coletados pelas REIs e seus subsistemas permitem que a tomada de decisão identifique e selecione rapidamente a melhor estratégia de proteção para se defender de ataques, vulnerabilidades, dentre outras possibilidades, causadas por várias contingências.

Elmitwally et al. (2015), apontam que uma característica importante da REI é a auto recuperação, caso o sistema de distribuição esteja sujeito a alguma contingência. O sistema de auto recuperação equipado com infraestruturas de medição, comunicação e controle inteligentes promover ações corretivas para reconfigurar o sistema para contemplar a melhor topologia sem violar as restrições do sistema. Infelizmente, a maioria dos sistemas de distribuição não são totalmente automatizados. Portanto, os operadores humanos frequentemente executam as ações corretivas necessárias manualmente. Certamente, essa operação leva mais tempo do que o recurso de auto recuperação de uma REI.

A restauração do serviço visa restaurar as cargas após uma falta, alterando a topologia do sistema enquanto atende às restrições operacionais. Assim, a primeira etapa é monitorar a rede elétrica e a segunda etapa é detectar e localizar a seção em falta de forma rápida e eficiente.

A detecção e localização de faltas em redes de distribuição têm sido foco de estudo por muitos anos devido à sua importância para as concessionárias de distribuição de energia elétrica. No entanto, a localização dessas faltas pode ser dificultada pela presença de ramificações laterais nos alimentadores de distribuição, rede desbalanceada, utilização de diferentes bitolas nos alimentadores, dentre outras, o que leva a várias estimativas da localização real da falta.

Consequentemente, deve-se observar que a estimação múltipla é um problema recorrente, o que pode influenciar negativamente no tempo de restabelecimento do sistema. Frente a esse cenário, as concessionárias estão procurando métodos para localizar uma falta rapidamente, evitando que seus indicadores caiam abaixo do nível permitido pelos padrões regulatórios.

Antigamente, a busca do local exato da falta de energia era feita por equipes de patrulha por meio de inspeção visual. Para um alimentador pequeno, este método é válido, mas com o tempo a demanda e o consumo de eletricidade aumentaram da mesma forma que o tamanho e

a quantidade dos alimentadores. Assim, foi necessário buscar novos métodos.

Na maioria dos sistemas de distribuição, as faltas ainda são localizadas sem o uso de qualquer medição. Em vez disso, esse processo depende normalmente de indicações físicas, como por exemplo, ligações dos consumidores para a central de atendimento e abertura do fusível. Algumas concessionárias utilizam apenas a tensão fundamental e componentes de corrente medidos na subestação para localização de faltas.

Existem várias técnicas, na literatura, para localização de faltas em sistemas de distribuição que têm sido desenvolvidas e, dentre elas, deve ser destacado o método com base em impedância (GRAJALES-ESPINAL, et al., 2016), em inteligência artificial por exemplo, redes neurais (AL-SHAHER, et al., 2003), e em ondas viajantes (BORGHETTI, et al., 2006).

O rápido desenvolvimento da tecnologia digital e de comunicação atraiu considerável atenção dos engenheiros de proteção, os quais são um dos principais grupos que usam os dados de monitoramento do sistema de energia. Eles auxiliam no diagnóstico de distúrbios de forma que a causa raiz de um distúrbio possa ser determinada ou problemas incipientes possam ser identificados. Esses dados poderiam ser coletados por Medidores Inteligentes (MIs) instalados nas residências dos consumidores.

De acordo com Liu et al. (2020), o MI é um medidor digital capaz de comunicação bidirecional entre as concessionárias de energia e os consumidores, podendo tornar o caminho pelo qual as concessionárias interagem em tempo real com os consumidores. Isso melhora a gestão do relacionamento com o consumidor, promovendo a conscientização do usuário acerca do consumo e permitindo novos serviços de casa inteligente.

Zhang et al. (2020), asseveram que as informações de consumo de energia em tempo real coletadas pelo MI propiciam que a concessionária tenha funções como faturamento, previsão, monitoramento de carga, resposta à demanda, registro de eventos e função de alarme. Simultaneamente, a concessionária também fornece *feedback* sobre informações como faturamento e previsão de preços, a fim de que os consumidores possam organizar planos de consumo de energia com antecedência e reduzir o custo da conta de energia.

Em outras palavras, as quais podem ser entendidas como vantagens, um MI não apenas comunica dados de medição de corrente ou tensão, mas também permite que o centro de controle das concessionárias gerencie remotamente as funcionalidades do medidor. Assim, o medidor poderia remotamente ser retirado de operação, ou seja, desconectando o consumidor da rede elétrica para fins de proteção (KNYRIM; TRIEB, 2011). Outra vantagem da utilização do MI diz respeito à possibilidade de informar qualquer alteração na bandeira tarifária ou oscilação

na rede elétrica. Tem-se ainda, uma terceira vantagem, a qual permite informar automaticamente sobre uma falta de energia, ou seja, sem a necessidade de o consumidor ligar ou enviar mensagem para a central de atendimento da concessionária. Por meio desse método, o processo de localização da seção em falta torna-se mais rápido e eficiente.

Convém assinalar que muitos países têm buscado a instalação em larga escala dos MIs nas redes de distribuição – o que já põe em evidência a eficácia desse sistema. Em 2014, quase 400 milhões de MIs foram instalados globalmente. Espera-se que esse número seja mais do que o dobro desse valor na próxima década (CARVALLO; COOPER, 2015).

No relatório publicado pelo *Institute For Electric Innovation* (IEI), de acordo com Adam Cooper; Mike Shuster (2019), os autores descrevem que as empresas do setor elétrico dos Estados Unidos da América (EUA) instalaram 99 milhões de MIs no final do ano de 2018, cobrindo aproximadamente 70% das residências do país. No final do ano de 2020 haviam sido instalados 107 milhões de MIs, cobrindo mais de 75% das residências do país. O relatório também estima que o número total de MIs instalados chegará a 115 milhões até o final de 2021. Além disso, os autores afirmam que o foco das empresas do setor elétrico é modernizar a rede de energia, e a projeção aponta um investimento de mais de US\$ 39 bilhões apenas no sistema de distribuição em 2019. Na Europa, a União Europeia (UE) pretende substituir pelo menos 80% dos medidores elétricos por MIs até 2020, quando for mais economicamente razoável fazê-lo. Prevê-se que perto de 200 milhões de MIs sejam instalados na UE até 2020 (CHAKRABORTY, et al., 2021).

Segundo Chakraborty et al. (2021), a maioria dos trabalhos sobre MI e REI tem como foco o controle do lado da demanda que varia ao longo do tempo pelos dados de consumo de energia, gerando padrões de consumo que mostram aos consumidores seu comportamento de uso. No entanto, nas REIs, os MIs também foram usados para vários fins no Gerenciamento do Sistema de Distribuição (GSD), em inglês *Distribution System Management* (DMS), como detectar furto de eletricidade, estimação de estado, gerenciamento de interrupção, dentre outras finalidades. Além disso, o MI foi usado para avaliar a qualidade da energia, a fim de identificar e retificar a origem dos problemas de qualidade de energia.

O emprego de MIs juntamente com os sistemas inteligentes com foco nos sistemas elétricos vem crescendo. Nesse contexto, convém sobrelevar que os Sistemas Multiagentes (SMA) são um dos campos mais fascinantes da ciência da computação e da inteligência artificial distribuída. Conforme Shirazi; Jadid (2019), o SMA surgiu como uma tecnologia responsável por aplicar estratégias de controle distribuído no Sistema Elétrico de Potência (SEP). Vários autores pesquisaram o estado da arte do SMA no SEP (MORADI, et al., 2016), (MCARTHUR, et al.,

2007a), (MCARTHUR, et al., 2007b).

Após uma revisão, pode-se notar que o SMA tem sido usado em diversas áreas relacionadas aos sistemas de potência, como auto recuperação (XIA, et al., 2014), restauração da rede (KHAMPHANCHAI, et al., 2011), detecção de faltas (NARESHKUMAR, et al., 2009), diagnóstico de distúrbios pós-falta (HOSSACK, et al., 2003), configuração e operação (RUMLEY, et al., 2008), proteção (ABEDINI, et al., 2013), proteção adaptativa (DO NASCIMENTO; ROLIM, 2013), controle de microrrede (DOU, et al., 2015), controle de tensão (WANG, 2001), despacho de energia reativa (ANSARI, et al., 2015), preços de mercado de eletricidade (VEIT, et al., 2013), monitoramento de qualidade de serviço (DOMINGUEZ, et al., 2015), gerenciamento de fontes de energia distribuídas (LAGORSE, et al., 2010), estimativa de estado (LU, et al., 2014), gerenciamento de transformadores de distribuição (KHAMPHANCHAI, et al., 2015) e programação de manutenção coordenada (DA ROSA, et al., 2009).

Portanto, os recursos dos SMA, como autonomia, visualizações locais e controle distribuído, tornaram-se uma técnica adequada para ser usada em REIs (MERABET, et al., 2014). Segundo Pesente; Rolim; Moreto (2016), os SMA têm um grande potencial para aumentar a velocidade de extinção da falta através da identificação da localização da falta e para acelerar a atuação do sistema de proteção.

Nessa esfera, o *software* HYPERSIM (OPAL-RT TECHNOLOGIES) foi empregado para desenvolvimento da metodologia proposta, haja vista que permite simulações em modo de tempo real e off-line. Com base em Kumar et al. (2019), o programa é construído em arquitetura aberta, possui processamento paralelo de alta velocidade e escalabilidade para simulações em tempo real projetados para atender as necessidades das concessionárias, tornando-o ideal para estudo de sistemas elétricos.

Conforme Paré et al. (2003), uma vantagem na utilização do HYPERSIM refere-se à capacidade de simular redes em modo off-line, mas ainda aproveitar os benefícios das unidades centrais de processamento, em inglês *central processing units* (CPUs), paralelas disponíveis para uma simulação muito mais rápida do que o desempenho de uma única CPU, mesmo para sistemas de grande porte. Convém expor que o SMA foi desenvolvido na plataforma *Java Agent Development Framework* (JADE) (TELECOM ITALIA LAB) (BELLIFEMINE, et al., 2008).

Realizada essa contextualização geral sobre o tema em questão, registra-se que a principal contribuição deste trabalho é superar algumas das desvantagens observadas nos métodos de localização da seção em falta tradicionais e auxiliar as concessionárias na melhoria dos índices de confiabilidade e de satisfação do consumidor. Para isso, investiu-se em uma abordagem que utiliza os MIs em conjunto com o SMA para estimar a seção em falta em um ambiente de

REI. Nesse viés, com foco em usar apenas dispositivos já instalados nas REIs, são atribuídas as funções de detecção e localização da seção em falta aos medidores inteligentes, que são definidos como agentes. Dessa forma, passa-se ao próximo tópico de discussão.

1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

O objetivo principal deste trabalho é propor uma nova abordagem para localização da seção em falta por meio do emprego de medidores inteligentes em conjunto com sistemas multiagentes no contexto das redes elétricas inteligentes.

Para atingir esse objetivo, investiu-se na modelagem e implementação de um método distribuído, por meio do emprego de medidores inteligentes em conjunto com sistemas multiagentes como um instrumento de avaliação, desenvolvimento, modelagem e implementação de REIs.

Já como objetivos específicos, este trabalho visa:

- Modelar o medidor eletrônico como um medidor inteligente, tornando-o assim um agente;
- Modelar equipamentos presentes na REI como agentes;
- Modelar a interação e o comportamento entre os agentes como sistema multiagente para o alcance de um objetivo global ou específico;
- Propor uma nova abordagem para localização da seção em falta através do medidor inteligente por meio da metodologia proposta;
- Realizar estudos comparativos entre diferentes métodos de localização de falta em redes de distribuição de energia elétrica, destacando as vantagens e desvantagens entre eles;
- Implementar o sistema multiagente proposto na plataforma JADE.

1.3 MOTIVAÇÃO

Atualmente, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) possui a prerrogativa de controlar e fiscalizar as concessionárias de distribuição de energia elétrica. Ademais, é responsável por aplicar multas elevadas quando ocorrer indisponibilidade de serviço por parte da distribuidora.

O gradativo aumento na demanda de energia, juntamente com a sobrecarga dos sistemas

de potência tornam imprescindível o desenvolvimento de sistemas inteligentes capazes de aumentar a confiabilidade e reduzir o número de interrupções de energia, otimizar o fornecimento de energia elétrica, mantendo assim os índices de qualidade de energia dentro dos padrões estabelecidos.

A implementação de um sistema inteligente para auxiliar as concessionárias a manter a qualidade de energia no quesito de continuidade de fornecimento é muito importante para manter bons indicadores e, conseqüentemente, a satisfação dos consumidores. Nesse contexto, o MI em conjunto com o SMA foi selecionado para detecção e localização da seção em falta devido a sua aptidão para decompor problemas complexos, típicos do SEP, em problemas menores e solucioná-los de forma mais simples por meio da modelagem e distribuição dos agentes, conforme a distribuição do problema.

Desta forma, a motivação deste trabalho advém do anseio em contribuir com soluções para a melhoria dos indicadores de qualidade de energia em redes de distribuição, no contexto de REI, por meio da detecção e localização da seção em falta sem a necessidade de qualquer tipo de ação por parte do consumidor. Cabe registrar que outros dois fatores contribuíram para a escolha do SMA. O primeiro deles diz respeito à capacidade de sobrepor a limitação que os métodos tradicionais apresentam até o momento, da múltipla estimação da seção em falta, já o segundo se refere ao automatismo do processo de informação de falta de energia elétrica por parte do consumidor.

1.4 METODOLOGIA E SUAS CONTRIBUIÇÕES

A metodologia proposta foi inspirada na percepção do autor desta tese durante o período, entre os anos de 2007 a 2010, que trabalhou na concessionária de distribuição de energia da sua cidade natal, Santa Maria – RS. O autor fazia a seguinte indagação: se o consumidor não tiver a ação de avisar a concessionária que está sem energia elétrica, como a concessionária poderá saber? Com o crescente aumento da utilização da tecnologia nas redes de distribuição convencionais, surgiu uma possível resposta para esta pergunta.

Nesse direcionamento, a principal contribuição científica desta tese é o emprego dos MIs, que neste trabalho são denominados agentes, em conjunto com o SMA para a detecção e estimação da seção em falta das redes de distribuição, no contexto das REIs. O MI permitirá que o fluxo de informação seja bidirecional, favorecendo assim a implementação do SMA proposto.

No que se refere às contribuições deste trabalho, em especial, decorrentes da metodologia adotada, salienta-se a busca em auxiliar concessionárias de energia a melhorar seu indicador de fornecimento através da detecção e localização da seção em falta de forma rápida e eficiente, utilizando dispositivos já presentes em uma REI. Desse modo, é possível realizar a localização de faltas em quatro níveis distintos: no ramal de ligação do consumidor, na rede de baixa tensão, na rede de média tensão e no transformador.

As grandes vantagens do método proposto em relação aos métodos tradicionais são a não utilização de dados pré-falta, a eliminação do problema da múltipla estimação da seção em falta e a localização de qualquer tipo de curto-circuito.

Assim, outra contribuição deste trabalho consiste na demonstração de que, por meio da característica distribuída, a utilização de SMA permite que a metodologia proposta seja imune às alterações na topologia da rede de distribuição.

Desta forma, por meio dos resultados positivos obtidos, mostrou-se que a aplicação de SMA em redes de distribuição, no contexto das REIs, é viável e pode ser considerada como um ponto de referência para os futuros trabalhos.

Para tal, o sistema teste foi implementado no *software* HYPERSIM, e os agentes foram desenvolvidos na plataforma JADE, pois é uma ferramenta de *software* livre, compatível com a *Foundation for Intelligent Physical Agents* (FIPA). Além do mais, apresenta uma interface que fornece todos os serviços essenciais para o gerenciamento e a comunicação entre os agentes.

1.5 ORGANIZAÇÃO DA TESE

Para alcançar os objetivos propostos, o presente trabalho se divide em seis capítulos, incluindo este introdutório, o qual constitui Capítulo 1.

O Capítulo 2 aborda a conceituação das redes inteligentes, do medidor inteligente e da automação da distribuição. Além de tecer discussões acerca do que é qualidade de energia com ênfase na continuidade de fornecimento.

O Capítulo 3 compreende uma contextualização sobre os Sistemas Multiagentes, no qual são discutidos assuntos como sua utilização em SEP, conceitos básicos, tipos de agentes, arquitetura e a plataforma JADE.

O Capítulo 4 descreve a metodologia proposta compreendida pela arquitetura, pelos tipos de agentes e suas funções, pela ontologia e comunicação entre os agentes.

O Capítulo 5 contempla os resultados e discussões desta pesquisa. Pontua-se que os resultados são subdivididos em cenários e que os resultados obtidos são avaliados perante simulações computacionais que integram HYPERSIM, *software* selecionado para implementação da rede teste, e a plataforma de desenvolvimento de agentes JADE.

Por fim, no Capítulo 6, são registradas as conclusões do presente estudo e as sugestões para trabalhos futuros.

2 REDES INTELIGENTES

2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Devido ao avanço da tecnologia e ao crescimento da demanda por energia elétrica, as concessionárias de distribuição foram pressionadas a investir na automação de suas redes elétricas, visando manter os índices de qualidade de energia em níveis aceitáveis pelas agências reguladoras.

Além disso, as Redes Elétricas Inteligentes (REI), em inglês *Smart Grids* (SG), requerem uma estrutura básica de comunicação e monitoramento para serem implantadas. Convém destacar que, hoje em dia, os sistemas de automação estão bem desenvolvidos, permitindo assim a implementação das REIs.

Nesse contexto, o foco deste capítulo é apresentar uma revisão de literatura sobre as REIs, sobre o medidor inteligente (MI), em inglês *Smart Meter* (SM), dispositivo que terá papel essencial na metodologia, aqui proposta.

2.2 REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

2.2.1 Automação da distribuição

De acordo com Creder (2016), as redes de distribuição de energia elétrica são formadas por circuitos em duas categorias: a média tensão (MT) e a baixa tensão (BT). Aquela possui configuração radial e em anel e esta é caracterizada pela configuração radial simples. A configuração radial possui uma parte em que existe um tronco principal (troncal) e ramificações (ramais). Essa configuração é mais simples e econômica, mas possui como desvantagem a grande taxa de descontinuidade de fornecimento de energia.

Atualmente, as redes de distribuição de energia elétrica possuem limitações no sistema operacional, nos equipamentos de controle e, na proteção e sinalização, funcionando de forma que os seus estados não são monitorados e controlados em tempo real pelo Centro de Operação da Distribuição (COD). Logo, a concessionária toma conhecimento de uma situação de falta de energia elétrica a partir da informação relatada pelo consumidor via ligação telefônica ou mensagem de texto enviada para a central de atendimento.

A reclamação é registrada e transmitida para os operadores do COD que irão mobilizar uma ou mais equipes de manutenção para identificar o problema e recompor o abastecimento de energia elétrica. O processo de reportar a falta de energia torna-se moroso quando vários consumidores estão tentando informar o problema ao mesmo tempo, por exemplo em uma região atingida por um temporal. Visando contornar tal problema, as concessionárias têm investido, ao longo do tempo, na automação de suas redes.

A Automação da Distribuição (AD) proporciona opções como comunicação voltada para a computação em tempo real e o controle de redes de distribuição. O conceito de AD surgiu em 1970 (IEEE POWER & ENERGY SOCIETY, 2010) e sua evolução foi pautada pelo nível de sofisticação de monitoramento existente, pelo desempenho e pelos fatores econômicos relativos ao equipamento disponível no período.

Os sistemas de geração e transmissão são monitorados por sistemas de controle de supervisão e aquisição, em inglês *Supervisory Control And Data Acquisition* (SCADA). Esses sistemas auxiliaram na evolução da AD, a qual é um dos principais pontos que suporta as REIs, tendo como base infraestruturas de telecomunicações e de medição, além de considerar o uso de recursos como sistemas de supervisão, equipamentos microprocessados e telecomandados, no intuito de melhorar a qualidade de serviço prestado pela concessionária e alcançar a eficiência operacional.

De acordo com o IEEE Power & Energy Society (2010), as principais categorias das funções de automação de distribuição dividem-se em duas: funções no nível do cliente e funções no nível do sistema. Aquela é caracterizada pela instalação de um dispositivo com capacidade de comunicação na residência do consumidor, já esta pelas operações do sistema.

Os autores Kagan et al. (2013) mencionam que, para a implantação de uma REI, é preciso que a rede possua determinadas funções e relações entre os componentes necessários para a execução de cada funcionalidade. Dessa forma, eles identificaram três tipos de componentes:

- 1) Equipamentos: caracterizam-se pela operação, normalmente, sob a tensão nominal do sistema e são estruturas de potência. São exemplos: transformadores; linhas; disjuntores; chaves; religadores; banco de capacitores; e banco de reguladores;

- 2) Dispositivos: componentes com função de monitoramento e comando dos equipamentos. São exemplos: dispositivos de proteção; dispositivos eletrônicos inteligentes; dispositivos de medição; transdutores; transmissores e receptores de dados; e unidades de aquisição de dados;
- 3) Sistema de tecnologia da informação: são os *softwares* que auxiliam no monitoramento, comando e controle dos equipamentos. São exemplos: sistema de informações geográficas, em inglês *Geographic Information System (GIS)*; sistema de gerenciamento de energia, em inglês *Energy Management System (EMS)*; e sistema de gerenciamento de ocorrências, em inglês *Order Management System (OMS)*.

2.2.2 Redes Elétricas Inteligentes

Vários segmentos como empresas e grupos de pesquisa trabalham no estudo de um projeto para a nova geração de Sistemas Elétricos de Potência (SEP), o qual compreenda os avanços tecnológicos em áreas como computação, telecomunicações, sistemas distribuídos e inteligência artificial (IA) às etapas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Inicialmente o termo foi utilizado por Massoud Amin e Wollenberg (2005), porém existem várias definições para tal conceito de REI. A definição mais usual se refere à utilização de equipamentos inteligentes na rede elétrica. Segundo Amin; Schewe (2007), o conceito de REIs apresenta uma transformação no paradigma do setor elétrico, tendo em vista a necessidade de tornar o sistema de entrega de energia mais interativo por razões que diferem em cada região ou país.

A implementação de uma REI tem como objetivo otimizar a rede elétrica de forma a proporcionar benefícios aos consumidores, às concessionárias e aos demais agentes do setor de energia elétrica, implantando melhorias significativas em automação, monitoramento, gestão e qualidade da energia fornecida.

Para Ma et al. (2013), a REI é um sistema de fornecimento de energia inteligente que usa uma plataforma de comunicação de troca de informações aprimorando a eficiência, a confiabilidade e a sustentabilidade dos serviços de energia elétrica. Para tanto, é essencial uma infraestrutura de comunicação bilateral de troca de informações em tempo real entre as distribuidoras e o consumidor.

Segundo Espinoza et al. (2013), na década passada, as redes elétricas não podiam ser consideradas inteligentes, pois não eram capazes de desempenhar totalmente os novos requisitos de uma REI, como comunicação bidirecional (medidores inteligentes), novos modelos de

distribuição de energia (microrredes) ou gestão eficiente de dados em tempo real. Agora, os setores de geração e transmissão já possuem elevado nível de automatização disponível, portanto, as mudanças mais impactantes devem ocorrer no setor de distribuição. Um exemplo disso, é a substituição dos medidores eletromecânicos por eletrônicos que vem ocorrendo em diversos países.

Um dos pontos chave para a implementação das REIs são as infraestruturas de medição avançadas, em inglês *Advanced Metering Infrastructure* (AMI). Essa capacidade de medição avançada é capaz de conciliar mais funcionalidades à medição do que os sistemas de leitura automáticos atuais. Os sistemas AMI compreendem medidores digitais com capacidade de processamento, armazenamento e comunicação bidirecional entre os medidores e a concessionária.

Conforme Yan et al. (2013), essas capacidades possibilitam novas funções tais como corte e religamento remoto, reconfiguração de parâmetros, leitura remota de demanda e integração com sistemas de automação da rede. Nesse viés, assume destaque a nota técnica publicada por Bandeira (2012), a qual dispõe que a implementação da REI pode ser concebida em três etapas, sendo que elas são complementares e independentes. Na primeira etapa, as intervenções são realizadas com o objetivo de inserir inteligência ao sistema de energia, podendo ser a geração, a transmissão ou a distribuição, proporcionando assim segurança, robustez e agilidade à rede.

Tabela 1 – Comparação entre a rede convencional e a REI

Rede Convencional	Rede Elétrica Inteligente
Medidor eletromecânico e eletrônico	Medidor digital
Comunicação direcional	Comunicação bidirecional
Hierarquia de transmissão	Sem Hierarquia
Geração de energia centralizada	Geração convencional e distribuída
Restauração do sistema de forma manual	Restauração do sistema de forma automática
Falhas e blackouts	Adaptativo
Sem monitoramento	Monitoramento em tempo real

Fonte: Adaptado de Mandelman (2011).

A segunda etapa tem como foco as vantagens da substituição dos medidores eletromecânicos por eletrônicos inteligentes, que proporcionam diversas funcionalidades. Por fim, tem-

se a etapa do uso da inteligência nas unidades consumidoras através dos eletrodomésticos inteligentes interconectados ao medidor inteligente, permitindo assim o melhor gerenciamento do consumo energético. A Tabela 1 mostra um comparativo entre a rede convencional de distribuição de energia elétrica e as REIs.

A infraestrutura de telecomunicações, presente nas REIs comunica os dispositivos eletrônicos inteligentes, em inglês *Intelligent Electronic Devices* (IEDs), com os medidores inteligentes, compartilhando informações e ações de controle entre os diversos segmentos da rede elétrica. Essa conjuntura permite o surgimento de diversos serviços como gerenciamento de energia para múltiplas unidades consumidoras, gerenciamento de fatura, gerenciamento da proteção, e instalação e manutenção de equipamentos de geração e comunicação. Nesse viés, de acordo com Brown (2008), as REIs devem apresentar algumas características como:

- Auto recuperação;
- Alta confiabilidade;
- Qualidade de energia fornecida;
- Resistência à ataques cibernéticos
- Opções de utilização em larga escala de geração distribuída;
- Otimização da utilização de energia;
- Minimização dos custos de operação e manutenção.

Segundo Rohbogner et al. (2012), o processo de modernização das redes elétricas proporciona várias vantagens ao consumidor e ao sistema elétrico. Dentre elas, destaca-se a automação da rede de distribuição, a qual tem como resultado o monitoramento dos estados dos equipamentos presentes na rede e a melhora nas suas funcionalidades.

Para Brown (2008), as vantagens da utilização de REIs impactarão profundamente os sistemas de distribuição. O controle distribuído possibilitará que a rede deixe de ser radial para se tornar malhada, proporcionando, assim, uma maior flexibilidade para a reconfiguração da rede. Toledo (2012) cita outros benefícios como a detecção e correção inteligente de falhas na rede em tempo real, gestão em tempo real da oferta *versus* demanda de energia e a medição inteligente.

Lamin (2013) cita que os três principais motivadores para a implementação das REIs são: a) a redução das perdas não técnicas; b) melhoria da continuidade de fornecimento; e c) eficiência energética. A Tabela 2 apresenta os benefícios da utilização das REIs e os respectivos beneficiados.

Tabela 2 – Benefícios da REI

Categoria Econômica		
Subcategoria	Vantagem	Beneficiado(s)
Melhora da utilização dos ativos	Operação otimizada dos geradores	Distribuidora
	Redução nos custos do serviço auxiliar	Distribuidora
	Custo de congestionamento reduzido	Distribuidora
Economia de capital	Redução de falhas em equipamentos	Distribuidora
	Redução dos custos de manutenção dos equipamentos	Distribuidora
Operação de manutenção	Redução do custo da leitura da fatura	Distribuidora
Redução da perda não técnica	Redução no roubo de eletricidade (vulgo gato)	Distribuidora
Eficiência Energética	Redução das perdas energéticas	Distribuidora
Categoria Confiabilidade		
Subcategoria	Vantagem	Beneficiado(s)
Continuidade de fornecimento	Redução das interrupções de fornecimento	Distribuidora Consumidor Sociedade
	Melhora no perfil de tensão	Distribuidora Consumidor Sociedade
Qualidade	Menor custo para restauração do sistema	Distribuidora
Categoria Meio Ambiente		
Subcategoria	Vantagem	Beneficiado(s)
Poluição	Redução na emissão de CO2	Sociedade
Categoria Segurança		
Subcategoria	Vantagem	Beneficiado(s)
Segurança energética	Redução no uso de óleos	Distribuidora Consumidor Sociedade
	Redução de blackouts	Distribuidora Consumidor Sociedade

Fonte: Adaptado de Lamin (2013).

A simulação do comportamento e das condições técnicas operativas das REIs demanda um método computacional que compreenda os sistemas distribuídos e que possua flexibilidade

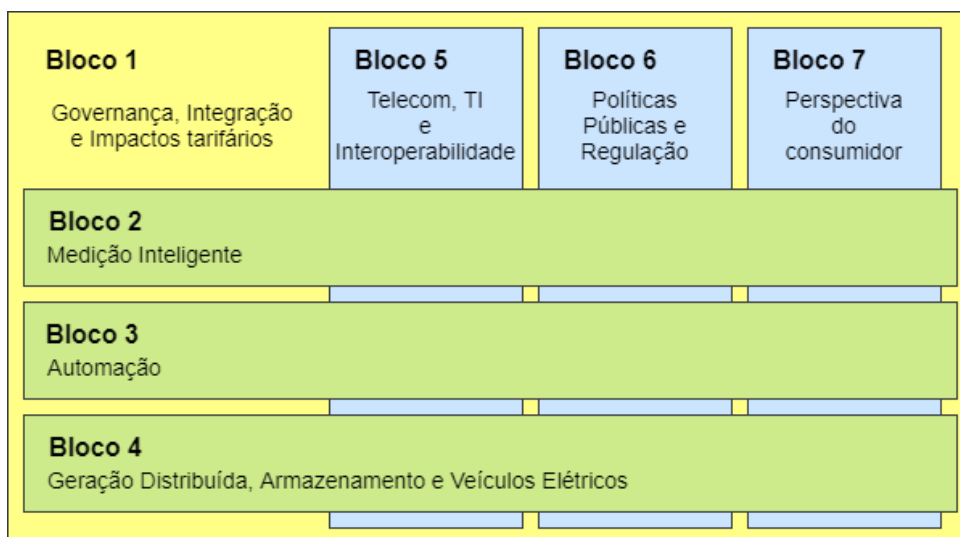
para implementação de técnicas de IA. Desta forma, os agentes poderiam simular os equipamentos existentes na rede de distribuição de energia elétrica e, por meio da infraestrutura de comunicação, realizar interações visando a tomada de decisão (WOOLDRIDGE, 2009).

Em conformidade com Yan et al. (2013), as tecnologias de comunicação para a REI podem ser organizadas em cinco áreas: componentes e equipamentos avançados, sensoriamento e medição, suporte à tomada de decisões, normas e grupos, e comunicações integradas.

Em 15 de abril de 2010, foi criado no Brasil um grupo de trabalho, através da Portaria Nº 440, com o objetivo de analisar e identificar ações necessárias para subsidiar o estabelecimento de políticas públicas para a implementação do Programa Brasileiro de Redes Elétricas Inteligentes, cujo alvo concentra-se na melhoria da qualidade, interatividade, operação eficiente e segura, novas oportunidades de negócios e sustentabilidade.

Com tal programa, estabeleceu-se um projeto estratégico para um programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) regulado pela ANEEL, visando atender demandas de grande importância do setor. Desse modo, sete blocos de pesquisa foram criados para satisfazer a essas demandas. A Figura 1 ilustra a convergência das metodologias desenvolvidas em cada bloco de pesquisa e o modelo de integração dos blocos.

Figura 1 – Modelo de integração dos blocos de pesquisa



Fonte: Adaptado de (“Projeto Estratégico de Pesquisa & Desenvolvimento - Programa Brasileiro de Redes Inteligentes”, 2021).

Como exemplo de ações referentes a tal projeto, pode-se mencionar o projeto piloto

apresentado pela Eletrobrás Amazonas Energia, em 2011, para implantação de uma REI no sistema elétrico isolado do município de Parintins, no estado do Amazonas. O projeto trata-se de um plano inovador que possibilitará o monitoramento dos dados fornecidos pelos medidores inteligentes como consumo por horário e custo do kWh em diferentes horários do dia. A REI será implantada em dois anos e o investimento é da ordem de R\$ 21 milhões de reais. O projeto também prevê a instalação de sensores para identificar as falhas que podem acontecer nas redes de distribuição e nos transformadores, permitindo assim a correção do defeito em um curto espaço de tempo (CASTRO et al., 2013).

2.2.3 Medidor Inteligente

Um dos documentos técnicos publicado pelo Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE) (2012), salienta que o setor de distribuição pode ser favorecido pelas tecnologias de REI, principalmente pelo emprego de medidores inteligentes, pois permitirá o monitoramento em tempo real do estado de toda a rede, previsão de interrupção do fornecimento, detectando e isolando de forma automática as faltas e controle de tensão fornecida.

Desde a década de 1980, a modernização das redes de distribuição tem se verificado em vários países, em especial pela substituição de medidores convencionais (eletromecânicos) por medidores eletrônicos.

A política para o MI, na União Europeia, começou por meio de medidas legislativas como a Diretiva 96/92/CE do Parlamento Europeu, que estabeleceu regras comuns para o mercado de energia elétrica na Comunidade Europeia.

Nos Estados Unidos, o marco inicial aconteceu no ano de 1997, através da lei “*Energy Independence and Security Act of 2007*”, a qual teve como objetivo modernizar a infraestrutura da rede de distribuição, tornando-a mais eficiente e segura.

Em 2012, no Brasil, foi publicada a Resolução Normativa nº 502 pela ANEEL que regulamentava o uso de MI para os consumidores residenciais, pertencentes ao Grupo Tarifário B.

Convém assinalar que o termo medição avançada define um sistema que envolve MIs com capacidade de comunicação bidirecional entre consumidores e concessionária, processamento, armazenamento, aquisição de dados de forma automática e configurável em intervalos de tempo, possibilitando recursos como gerenciamento de ativos, segurança e análise de dados.

Muitas vezes, a medição inteligente é confundida com a REI, porém esta última é apenas

uma parte do processo que envolve o uso de MI para atingir o conceito completo de rede inteligente. Além do já mencionado, o MI deve possibilitar a integração com os dispositivos domésticos inteligentes, chamados em inglês de *smart appliances*.

Nesse viés, a comunicação bidirecional proporciona a leitura remota da demanda do consumidor e permite o monitoramento da qualidade de energia. Outras vantagens são: a conexão e desconexão de consumidores de forma remota; obtenção ágil da informação referente ao preço da tarifária em vigor; detecção de faltas; e despacho de equipes de manutenção de maneira mais rápida e eficiente (CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS, 2012).

Atualmente, várias concessionárias de distribuição como ENEL, CEMIG, Amazonas Energia e COPEL desenvolvem projetos para instalação de medidores inteligentes, visando a automação da rede e a modernização do atendimento ao consumidor. Finalizando este tópico, pontua-se que esta tese considerou uma REI com a presença de MIs, os quais são considerados agentes, que possuem as funções principais de detectar e localizar a seção em falta de forma rápida e eficiente

2.3 FALTAS ELÉTRICAS

Uma falta elétrica em um SEP pode ser definida como um distúrbio que altera o fluxo normal de corrente, conseqüentemente altera o regime permanente de operação do sistema. As faltas são as maiores causadoras de interrupções, afundamentos e elevações de tensão. Frente ao exposto, o estudo de faltas elétricas é crucial, pois uma rápida detecção, classificação e localização da seção em falta interfere diretamente no tempo de restauração da rede, conseqüentemente tem influência direta com os indicadores de qualidade como a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC). As faltas podem ser classificadas em duas categorias: de baixa impedância e de alta impedância, as quais são discutidas na sequência, respectivamente.

2.3.1 Falta de baixa impedância

Geralmente, a falta é causada por descargas atmosféricas, falha do material isolante, desligamentos forçados, falha humana ou até mesmo pela vegetação próxima à rede. A corrente de falta é caracterizada como uma corrente de altíssima intensidade que impede o funcionamento normal de um equipamento ou sistema elétrico, podendo ser temporária ou permanente

(CIPOLI, 1993).

A falta temporária é caracterizada como aquela que é eliminada com o religamento do sistema, realizado após a operação de um equipamento de proteção. A falta permanente se caracteriza pela intervenção das equipes de manutenção para correção do motivo causador da interrupção antes de se religar o equipamento que operou devido à falta.

Ainda, existem três tipos de faltas elétricas: trifásica, bifásica e monofásica, podendo elas serem com ou sem contato com a terra. As redes de distribuição possuem equipamentos de proteção – sendo os de maior destaque, relé, disjuntor, religador, e chave fusível - instalados na subestação e ao longo do alimentador, os quais têm como objetivo detectar uma corrente acima dos limites operacionais estipulados e realizar a desconexão do equipamento ou parte da rede onde está instalado.

Existem, também, chaves seccionadoras, ou chaves de manobra, que têm a função de conectar ou desconectar determinado trecho da rede.

2.3.2 Falta de alta impedância

Segundo Hou (2007), a falta de alta impedância (FAI) é definida como a corrente de falta que está abaixo do limiar de disparo do relé de sobrecorrente, ou seja, uma corrente de falta de baixa amplitude. Geralmente, esse tipo de falta ocorre quando um condutor energizado, da rede de média tensão (MT) ou baixa tensão (BT), entra em contato, direto ou indireto, com superfícies de alta resistividade como: asfalto, areia ou pedras. Um exemplo de contato direto é o rompimento de um condutor que cai sobre o solo, e o exemplo de contato indireto é a presença de correntes de fuga nos isoladores, gerando assim um caminho entre o condutor e o solo através da estrutura do poste (FANUCCHI, 2014). As fugas são decorrentes de acúmulo de poeira nos isoladores ou por erros na fabricação que deixam pequenos orifícios no isolador.

Em Russell (1989) é apresentado um estudo de caso com FAI a partir de um condutor rompido induzido ao contato com diferentes superfícies de alta impedância na qual nota-se que a amplitude da corrente é maior quando a superfície de contato está molhada invés de seca, ou seja, existe uma relação direta entre a amplitude da corrente e a umidade na superfície. Devido ao baixo valor da corrente, na ocorrência de uma FAI, é possível confundir a corrente com transitórios presentes na rede de distribuição, por exemplo, energização de banco de capacitores.

Theron; Pal; Varghese (2018) mencionam que o tipo de FAI mais comum é a monofásica, podendo ocorrer segundo quatro configurações diferentes: falta em derivação, falta em

derivação-série com contato de alta impedância no lado da fonte, falta em derivação-série com contato de alta impedância do lado da carga e falta em derivação-série com contato de alta impedância do lado da fonte e da carga (NAKAGOMI, 2006).

2.3.3 Localização de falta em redes de distribuição

A localização de faltas em sistemas de distribuição tem sido foco de estudo há muitos anos devido à sua importância perante as empresas de distribuição de energia elétrica, as quais buscam métodos para localizar rapidamente um defeito ou um curto-circuito, por exemplo, evitando assim que seus indicadores fiquem abaixo do permitido pelos órgãos reguladores.

Inicialmente, a procura pelo exato ponto da falta era realizada por equipes através da inspeção visual. Para um alimentador pequeno esse método é válido, porém com o passar do tempo a demanda e o consumo de energia elétrica aumentaram da mesma forma que o tamanho e a quantidade de alimentadores. Diante disso, fez-se necessária a busca por novos métodos. Nesse direcionamento, pondera-se que, na literatura existem diversas técnicas para localização de faltas em sistemas de distribuição como por exemplo nos trabalhos publicados por Gururajapathy; Mokhlis; Illias (2017), Labrador Rivas; Abrão (2020) e Stefanidou-Voziki et al. (2022). Assim, nesta seção serão apresentadas as principais técnicas utilizadas como os métodos baseados na frequência fundamental, ondas viajantes e sistemas inteligentes.

2.3.3.1 Método com base na frequência fundamental

A metodologia com base em impedância foi uma das primeiras estratégias a ser aplicada na localização de faltas. De acordo com Morales-España; Mora-Flórez; Vargas-Torres (2009), os métodos de localização de faltas com base na frequência fundamental são simples e aplicam as leis de Kirchhoff por meio de algoritmos que utilizam as componentes fundamentais da corrente e/ou tensão captados por relés instalados nas subestações ou religadores instalados ao longo do alimentador. Considerando a subestação como ponto de referência, a distância da falta até ela pode ser calculada através da impedância, indutância ou reatância aparente da rede. A grandeza mais utilizada pelos trabalhos publicados é a da impedância aparente.

A distância é calculada mediante o uso das componentes fundamentais da corrente e tensão durante o curto-circuito conforme apresentado na Equação (1). Com as informações desses componentes, pode-se estimar a impedância aparente da rede, uma vez que ela está associada à distância em que ocorreu a falta.

$$f_d = \frac{V_f}{I_f \times Z_l} \tag{1}$$

Onde

f_d : distância da falta em relação ao terminal de medição

V_f : tensão durante a falta

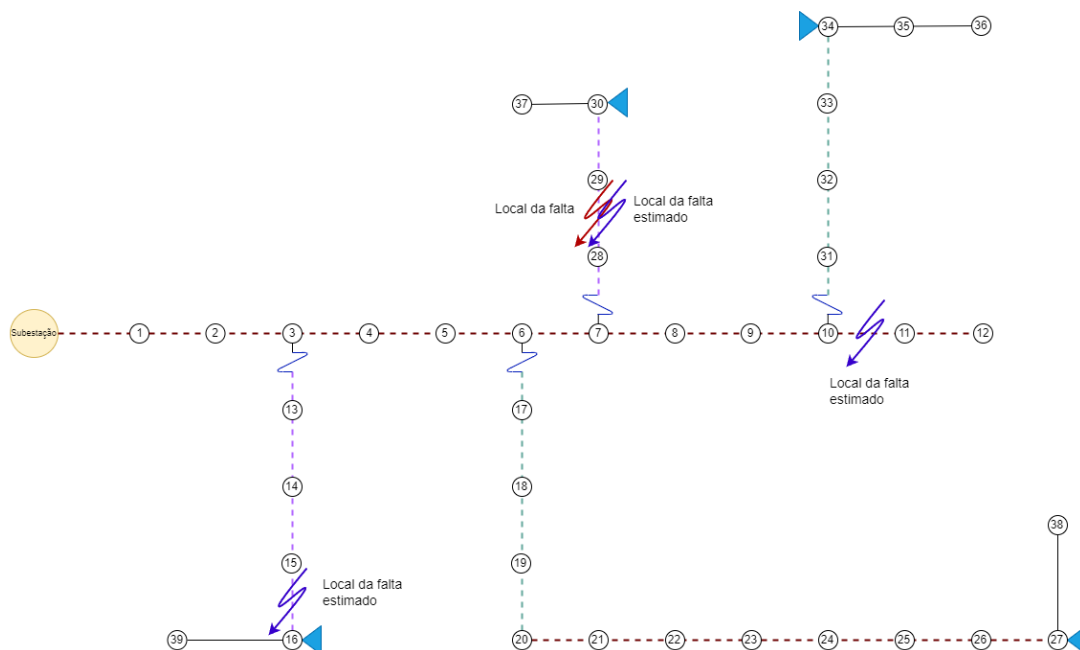
I_f : corrente durante a falta

Z_l : impedância da linha por unidade de comprimento

A Figura 2, a seguir, mostra um exemplo de múltiplas estimativas. O local real da falta foi entre os nós 28 e 29, entretanto foram estimadas 3 possíveis seções: entre o 28 e 29 (local correto), entre o nó 10 e 11 (local incorreto) e entre o nó 15 e 16 (local incorreto).

Finalizando este tópico, assinala-se a principal desvantagem da utilização do método de impedância aparente é a múltipla estimativa da distância elétrica da subestação até o ponto da falta, caso exista mais de um ponto retornando o mesmo valor calculado. Esse fato é decorrente da característica ramificada da rede de distribuição. Desse modo, a múltipla estimativa é um problema presente no método que utiliza apenas as medições da subestação, que influencia no tempo de localização da falta e, conseqüentemente, no tempo de restauração do sistema.

Figura 2 – Problema de múltiplas estimativas usando a metodologia da impedância aparente

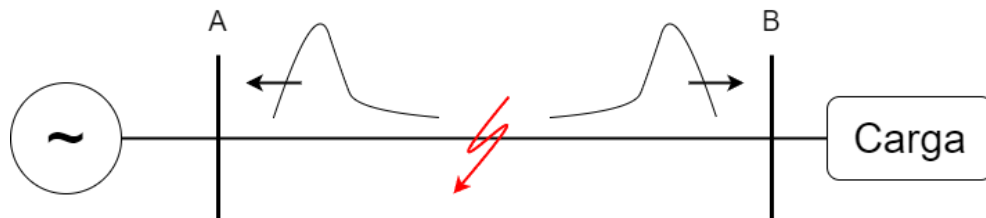


Fonte: Autoria própria.

2.3.3.2 Método com base em ondas viajantes

Conforme Saha; Izykowski; Rosolowski (2010), quando ocorre uma falta, são gerados sinais transitórios de corrente e tensão que se propagam na direção da carga e da fonte, a partir do ponto de falta, sendo sua velocidade praticamente a velocidade da luz. Na Figura 3 são apresentados os sinais transitórios gerados. A metodologia que utiliza esses sinais para localização da falta é chamada de ondas viajantes. Essa metodologia é utilizada com sucesso em linhas de transmissão, porém para redes de distribuição sua precisão e eficiência são afetados devido ao fato dos ramais laterais e o desbalanceamento da rede.

Figura 3 – Representação do sinal transitório gerado pelo curto-circuito



Fonte: Autoria própria.

A identificação do local se dá devido ao fato de as ondas carregarem consigo informações sobre a localização do ponto da falta, as quais podem ser referentes ao tempo de chegada das ondas transitórias aos locais onde estão os equipamentos de monitoramento, como o relé da subestação ou religador instalado ao longo da rede, e à frequência dos sinais transitórios originados na falta conforme apresentado na Equação (2).

$$f_d = \frac{v * (t_2 - t_1)}{2} \quad (2)$$

Onde

f_d : distância da falta

v : velocidade de propagação da onda

t_1 : tempo da onda incidente do nó de medição até o local da falta

t_2 : tempo da onda refletida do local da falta até o nó de medição

Existem dois métodos diferentes de localização de faltas por ondas viajantes, são eles:

método de terminação simples e método de dupla terminação. Aquele realiza a medição dos sinais transitórios em apenas um terminal da rede, ao passo que este utiliza equipamentos de monitoração em dois terminais da rede.

A vantagem da terminação dupla é não necessitar de múltiplas reflexões dos sinais, porém a terminação única é mais viável economicamente devido ao fato de não precisar de um canal de comunicação, pois utiliza apenas um ponto de monitoramento.

O ponto positivo da metodologia é a eficiência na localização da falta. Os pontos negativos se devem ao fato do método trabalhar utilizando altas taxas de amostragem e da rede de distribuição possuir ramais laterais que causam múltiplas reflexões, reduzindo assim a amplitude da onda viajante durante sua propagação ao longo da rede.

2.3.3.3 Método com base em redes neurais artificiais

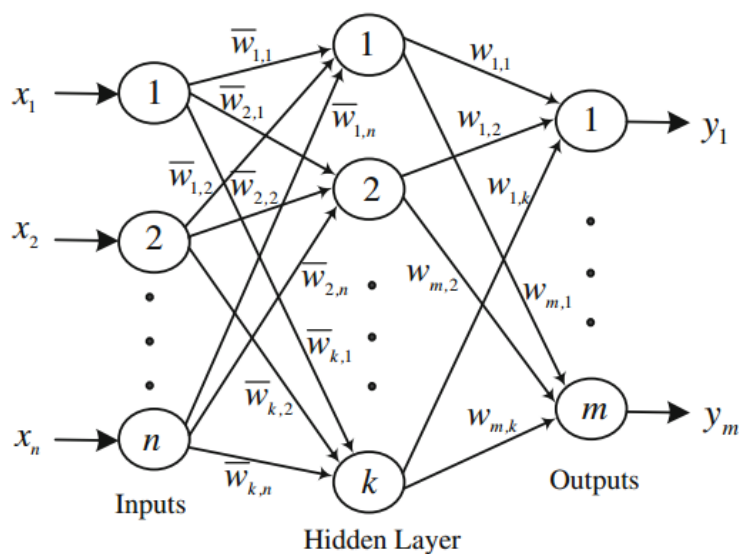
Por fim, temos o método que utiliza Redes Neurais Artificiais (RNA). Elas são utilizadas em várias aplicações como processamento de sinais, otimização de sistemas e em sistemas elétricos de potência. Segundo Aslan (2011), as redes de distribuição possuem um comportamento que pode ser aprendido por um sistema de reconhecimento de padrões. Dessa forma, as RNAs foram utilizadas para localização de falta em redes de distribuição.

As RNAs são modelos computacionais que apresentam um padrão matemático com base no conhecimento adquirido através da experiência. Uma característica importante é seu poder de auto-organização, onde através de um processo de aprendizagem é possível alterar os padrões de interconexão entre seus elementos, conforme pode ser visto na Figura 4.

Como as redes de distribuição possuem um comportamento que pode ser aprendido por um sistema de reconhecimento de padrões, as RNAs estão sendo utilizadas em casos de detecção e localização de curto-circuito.

Segundo Aslan (2011), a principal vantagem da metodologia é a não existência de comunicação com equipamento remoto no final da rede e a não necessidade do conhecimento exato da carga antes do curto-circuito. Outra importante vantagem é apresentar eficiência para: qualquer tipo de curto-circuito, qualquer valor da resistência de curto-circuito, qualquer ângulo de incidência do curto-circuito e apenas um ciclo disponível de dados após o curto-circuito. A grande desvantagem fica por conta da etapa de treinamento da rede neural, pois ela demanda um grande volume de dados e para cada alteração na topologia da rede elétrica é necessário realizar novamente a etapa de treinamento.

Figura 4 – Representação simplificada de uma rede neural artificial



Fonte: Aslan (2011).

2.3.4 Falta no transformador de potência

Os transformadores de potência estão sujeitos a vários tipos de distúrbios quando estão conectados aos SEP. Alguns desses distúrbios podem causar grandes danos quando não são detectados pelo relé de proteção, sendo as faltas internas um exemplo significativo desses cenários críticos.

As condições de faltas internas que podem ocorrer nos transformadores de potência representam um dos desafios para o sistema de proteção, uma vez que a correta identificação e o tempo de resposta do método de proteção são essenciais para garantir a confiabilidade do SEP.

Segundo Kulkarni; Khaparde (2004), condições de curto-circuito que os transformadores de potência podem enfrentar durante a sua operação, e que são responsáveis por 70% a 80% das falhas em transformadores, são as chamadas de faltas entre espiras do mesmo enrolamento.

Conforme Shah; Bhalja (2013), esse tipo de falha ocorre devido à degradação da isolação do enrolamento devido a efeitos térmicos, elétricos e desgaste mecânico. Caso essa falha não seja identificada prontamente, podem ocorrer danos mais significativos ao transformador de potência, uma vez que um arco elétrico pode se formar dentro do tanque do transformador. O esquema de proteção tradicional é capaz de identificar esses tipos de faltas, porém, a detecção é lenta e pode agravar a condição de falta entre as espiras.

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, foram discutidas a fundamentação teórica de redes elétricas de distribuição, a automação das redes de distribuição e, os conceitos e características da REI. Abordou-se, também, os tipos de falta elétrica e as principais técnicas de localização de falta em redes de distribuição.

Através do exposto, observa-se que existem vantagens em utilizar automação nas redes de distribuição. Essas vantagens agregadas a uma rede de distribuição contribuem para que a rede se torna cada vez mais autônoma e inteligente, convergindo assim com os conceitos das REIs abordadas no presente capítulo, no qual serão apresentados os principais conceitos sobre os Sistemas Multiagente.

3 SISTEMAS MULTIAGENTES

3.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Aqui, dedica-se atenção aos conceitos dos SMA, sua utilização em SEP, sua fundamentação teórica e as vantagens do seu uso. Além disso, a plataforma utilizada para desenvolvimento desta tese, JADE, é apresentada. Acentua-se que todas as características presentes em uma rede de distribuição mostram que a rede se torna mais automatizada e independente da intervenção humana por parte do consumidor.

3.2 SISTEMAS MULTIAGENTES EM SISTEMAS ELÉTRICOS

Atualmente, os sistemas elétricos modernos são regidos por rigorosos indicadores de qualidade de energia que demandam criteriosos estudos de planejamento, operação e proteção. Devido a isso, os mais recentes estudos publicados sobre este tema buscam usar ferramentas inteligentes para contornar eventuais distúrbios.

Na maioria desses estudos, modelos matemáticos são utilizados para avaliar um determinado cenário ou resposta a uma contingência. A desvantagem no uso desses modelos acontece quando incertezas estão presentes no problema de interesse, as quais desencadeiam a geração de respostas errôneas, além de o esforço computacional ser muito elevado.

O desenvolvimento de REIs implica em uma grande quantidade de dados coletados de forma distribuída que são comunicados entre dispositivos para auxiliar na tomada de decisão, visto que o processo de aquisição e processamento de uma grande quantidade de dados é uma tarefa desafiadora.

Para superá-la, são utilizadas técnicas de inteligência computacional e, nesse cenário,

os SMA são vistos pelo presente autor como uma das tendências mais importantes para o SEP, ainda que há poucos os pesquisadores dedicados a essa técnica.

3.3 SISTEMAS MULTIAGENTE

A demanda por um método mais assertivo e eficiente para localização de falta em redes de distribuição de energia elétrica – para os diferentes tipos de faltas existentes – conduziu as pesquisas dessa área de modo a buscar recursos mais sofisticados, como, o emprego de técnicas de IA.

Os Sistemas Multiagentes são sistemas computacionais formados por diversos agentes que permitem a solução de problemas complexos que apresentam restrições relacionadas à distribuição e comunicação. De acordo com Jennings (2000), o SMA possui as vantagens tradicionais de um sistema distribuído e concorrente quanto à resolução de problemas, são aptos para agir de forma autônoma e tomar decisões para alcançar seus objetivos, são aptos para interagir entre si por meio de protocolos especiais de interação social com base nos humanos e, como já mencionado, são capazes de encontrar a solução para problemas complexos, sem que a solução necessite ser modelada previamente.

Eles são utilizados principalmente na área de ciência de computação, porém já existem na literatura publicações da sua aplicação em outras áreas como: engenharia, economia, filosofia, dentre outras (WEISS, 2017). Nesse sentido, este capítulo focaliza desdobramentos necessários para o entendimento dos Sistemas Multiagentes, concentrando-se na exploração dos conceitos básicos de inteligência artificial distribuída, de agente, de arquiteturas, de comunicação e do ambiente de desenvolvimento JADE.

3.3.1 Inteligência Artificial Distribuída

Segundo Garcia; Sichman (2003), a área de estudos que se interessa pela utilização de sistemas inteligentes em ambientes cuja característica seja distribuída, funcional ou física, e inerente, denomina-se Inteligência Artificial Distribuída (IAD), a qual estuda mecanismos e métodos, com a finalidade de resolver problemas em um ambiente composto por várias entidades, ou agentes, que colaboram mutuamente. A importância dessa área está no fato de que muitos problemas possuem essa característica distribuída. Dessa forma, há a necessidade da existência de entidades que, interagindo entre si através da troca de mensagens, encontrem a solução

global do problema.

Conforme Fernandes (2003), a IAD não se preocupa com sistemas operativos distribuídos, com a arquitetura de computadores paralelos ou com as linguagens de programação paralela. Seu principal foco é a resolução de problemas, em que vários agentes resolvem subproblemas e se comunicam em uma linguagem considerada de alto nível.

São quatro os principais temas que a IAD aborda:

- Divisão dos agentes;
- Heterogeneidade dos agentes;
- Métodos para a distribuição de controle dos agentes;
- Possibilidade de comunicação entre os agentes.

Jennings et al. (1998), menciona que a área de pesquisa de IAD pode ser dividida em dois tópicos: Resolução Distribuída de Problemas (RDP) e Sistema Multiagente (SMA). Aquela abrange um problema particular que pode ser resolvido pelo uso de séries de módulos (nós) através da cooperação e compartilhamento do conhecimento sobre o problema e suas soluções continuamente. Já esta focaliza a estruturação do agente e não na estruturação do problema. Assim, os agentes são capazes de resolver mais de um problema. Define-se um SMA como uma rede de agentes capazes de solucionar problemas através do trabalho em conjunto que estariam além das capacidades individuais e conhecimentos de cada agente (SOUZA, 2015).

Para Jennings et al. (1998), as razões que explicam a crescente utilização de SMA se referem à sua capacidade de: fornecer robustez e eficiência; permitir interoperabilidade dos sistemas existentes; e resolver problemas em que os dados e/ou controle são distribuídos. Pontua-se que a interoperabilidade consiste na capacidade de dois ou mais IEDs, de um mesmo fabricante ou de fabricantes diferentes, trocarem informações de forma correta. Finalizada a discussão sobre a IAD, passa-se ao tópico subsequente.

3.3.2 Agente

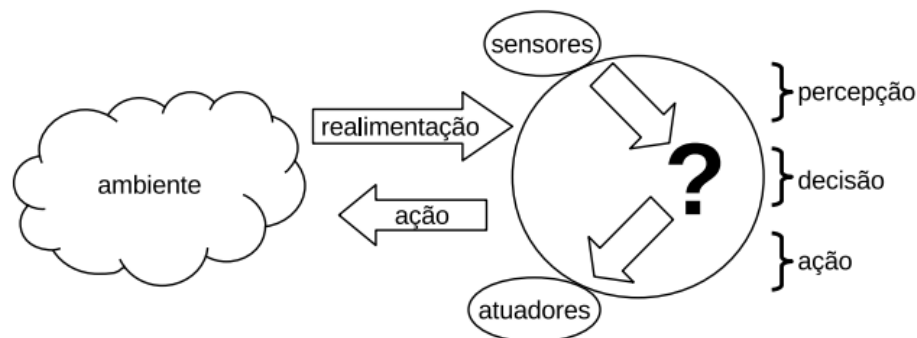
O termo agente é utilizado em várias áreas do conhecimento. Por conseguinte, não existe apenas uma definição.

Para Wooldridge (2009) e Weiss (2017), o agente é uma entidade computacional inserido em um ambiente, sendo capaz de perceber as variações do ambiente e atuar de maneira independente, ou parcialmente independente. Já para Russel; Norvig (2010), um agente é hábil para compreender o ambiente em que está inserido, através de sensores, e age sobre este por

meio de atuadores, a fim de alcançar algum objetivo. Para um meio físico, pode-se visualizar o agente como um *software* ou robô. Sendo assim, sua principal característica é agir de forma autônoma.

A Figura 5 ilustra as capacidades básicas do agente. Nota-se que através de sensores, o agente é capaz de perceber alterações no ambiente e tomar de decisões através de atuadores.

Figura 5 – Agente e seu ambiente



Fonte: Adaptado de (WEISS, 2017).

Nota-se que existem várias definições para o que é um agente. Todavia, algumas características são comuns na maioria das definições, dentre elas destacam-se a percepção, a autonomia e a ação em seu ambiente por meio de atuadores. Evidencia-se que a definição de agente utilizada nesta tese é a de uma entidade de *software* autônoma que age em um ambiente específico de forma a interagir com este para alcançar seus objetivos.

3.3.3 Comportamento do agente

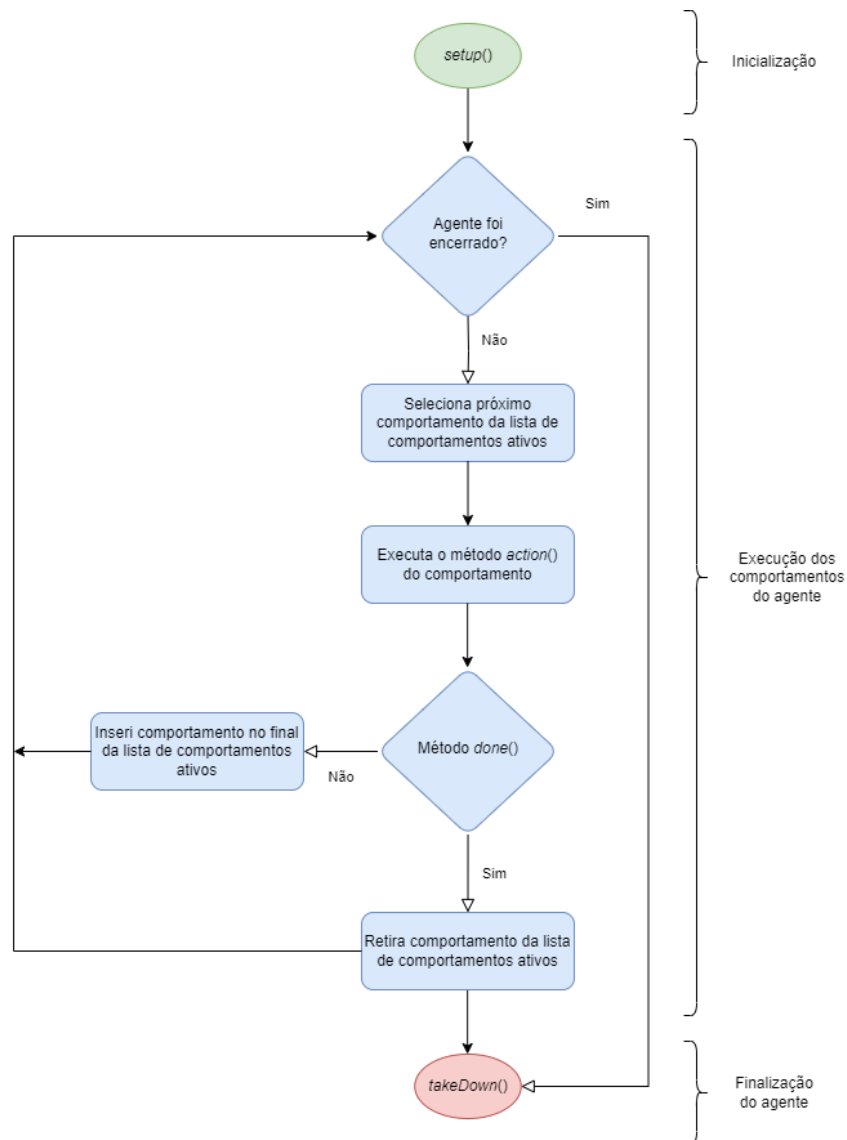
Os comportamentos, em inglês *behaviors*, são as ações realizadas pelo agente dentro de um sistema multiagente. Segundo Bellifemine; Caire; Greenwood (2007), a classe que especifica o comportamento de um agente deve possuir os seguintes métodos:

- *action()*: neste método, é implementado o código referente ao comportamento a ser executado pelo agente;
- *done()*: devolve um valor booleano, indicando se o comportamento foi finalizado ou não.

Um agente pode executar vários comportamentos concorrentemente por meio de um

escalonador. Este coordena a execução dos comportamentos de um agente gerenciando as filas de comportamentos ativos e comportamentos bloqueados. O ciclo de execução de um agente na plataforma JADE é ilustrado na Figura 6.

Figura 6 – Ciclo de execução de um agente na plataforma JADE



Fonte: Adaptado de Bellifemine; Caire; Greenwood (2007).

De acordo com Bellifemine; Caire; Greenwood (2007), o ciclo de execução de um agente na plataforma JADE é composto por três etapas:

- Inicialização: consiste na execução do método *setup()*;
- Execução da tarefa: nesta etapa são executados os comportamentos do agente. Antes de realizar qualquer comportamento é verificado se o agente foi encerrado, caso o agente

esteja em execução, o escalonador seleciona o primeiro comportamento da fila e executa seu método *action()*. Após a execução do método *action()*, verifica-se a finalização do comportamento por meio do método *done()*; o método retorna um valor booleano que informa se o comportamento foi finalizado. Caso este comportamento não esteja finalizado, o escalonador coloca o comportamento no final da lista de comportamentos ativos. Desta forma, o comportamento é bloqueado até a sua vez de execução, em seguida o escalonador seleciona o primeiro comportamento da lista de comportamentos ativos para ser executado. Quando um comportamento é finalizado, ele é retirado da lista de comportamentos ativos;

- Finalização: consiste na execução de métodos específicos para a finalização de agente, por exemplo, o método *takeDown()*.

3.3.4 Arquitetura

Existem várias arquiteturas de agentes, como: base lógica, reativa ou não-deliberativa, deliberativos, crença-desejo-intenção e camadas.

Na arquitetura base lógica, o melhor comportamento do agente é obtido através de regras de dedução, banco de dados e sensores, ou seja, o desempenho do agente está relacionado diretamente a esses itens. A vantagem desta arquitetura está atrelada ao fato de o conhecimento humano ser simbólico, sendo programada de maneira fácil, em que a conclusão pode ser vista como dedução, o que é naturalmente entendido por humanos. A desvantagem diz respeito ao grande esforço computacional exigido para caracterizar o mundo real de forma simbólica.

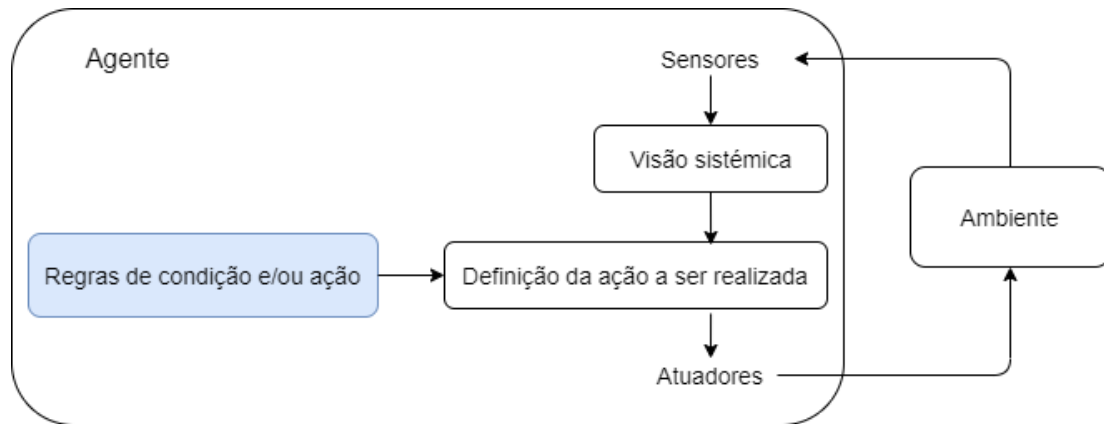
Na arquitetura reativa, os agentes funcionam na forma de estímulo-resposta, conforme pode ser visto na Figura 7. A tomada de decisão ocorre em tempo real, em resposta a estímulos do ambiente, os quais são capturados pelos sensores ou por meio de mensagens enviadas por outro agente. Porém, eles são incapazes de prever o que vai acontecer, ou seja, não conseguem planejar medidas a serem tomadas no futuro (LEITÃO, 2009).

Dentre as vantagens desse tipo de arquitetura, pode-se mencionar: melhor atuação em ambientes dinâmicos; maior simplicidade em relação à base lógica; e robustez contra falhas. As desvantagens são: não possuir modelagem do ambiente onde está inserido e, por consequência, a tomada de decisão é baseada somente em seu banco de dados, ademais não possui aprendizado por experiência.

O modelo de arquitetura conhecida como Crença-Desejo-Intenção, em inglês *Belief-*

Desire-Intention (BDI), originou-se na teoria de raciocínio prático humano, que foi desenvolvida pelo filósofo Michael E. Bratman, em seu livro Bratman (1987). São dois princípios que fundamentam o raciocínio prático: no primeiro, são definidos os objetivos a serem alcançados; e, no segundo, estabelece-se como alcançar os objetivos.

Figura 7 – Agente reativo



Fonte: Adaptado de Hübner (2003).

De maneira resumida, BDI são arquiteturas de raciocínio prático nas quais o processo de escolha do que fazer coincide com o tipo de raciocínio prático que usamos em nossas vidas cotidianas. Os componentes básicos de uma arquitetura BDI são estruturas de dados que representam as crenças, desejos e intenções do agente, além das funções que representam sua deliberação, ou seja, escolher o que fazer e, por fim, o raciocínio meios-fins, ou seja, decidir como fazer.

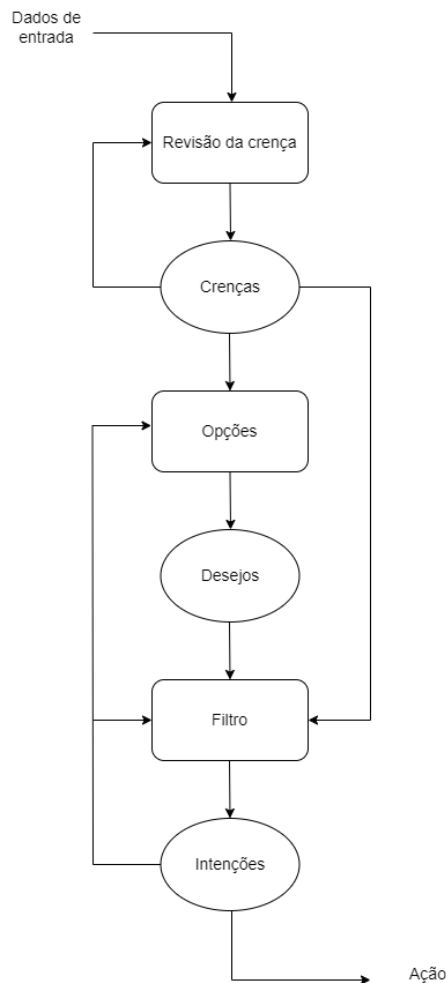
As intenções têm um papel crucial no modelo BDI, pois fornecem estabilidade para a tomada de decisão e atuam para focar no raciocínio prático do agente. Uma questão importante nas arquiteturas BDI refere-se ao problema de encontrar um equilíbrio entre estar comprometido e supercomprometido com as próprias intenções: o processo de deliberação deve ser ajustado ao ambiente do agente, garantindo que em domínios mais dinâmicos e altamente imprevisíveis, ele reconsidere suas intenções com relativa frequência e em ambientes mais estáticos não é necessária uma reconsideração frequentemente.

O processo de raciocínio prático em um agente BDI está resumido na Figura 8 na qual é possível visualizar que há sete componentes principais:

- Uma função de revisão de crenças, que recebe uma entrada perceptiva e as crenças atuais do agente e, com base nelas, seleciona um novo conjunto de crenças;

- Um conjunto de crenças atuais, representando informações que o agente possui sobre seu ambiente atual;
- Uma função de geração de opções, que determina as opções disponíveis para o agente (seus desejos), com base em suas crenças atuais sobre seu ambiente e suas intenções atuais;
- Um conjunto de opções atuais, representando ações disponíveis para o agente;
- Uma função de filtro, que representa o processo de deliberação do agente e que determina as intenções do agente com base em suas crenças, desejos e intenções atuais;
- Um conjunto de intenções atuais, representando o foco atual do agente;
- Uma função de seleção de ação, que determina uma ação a ser executada com base nas intenções atuais.

Figura 8 – Fluxograma de uma arquitetura BDI



Fonte: Adaptado de Wooldridge (2009).

Segundo Wooldridge (2009), a tomada de decisão necessita da manipulação de crenças, desejos e intenções dos agentes.

São quatro as propriedades fundamentais dos agentes:

- Autonomia – agentes operam sem intervenção humana;
- Sociabilidade – agentes interagem entre si;
- Reatividade – agentes percebem e reagem ao meio do qual estão inseridos;
- Proatividade – agentes apresentam comportamento orientado a objetivos e intenções.

Por fim, a arquitetura em camadas pode ser dividida em três: horizontal, vertical de uma passada de controle e vertical de duas passadas de controle. Na horizontal, os sensores estão diretamente conectados às camadas e aos atuadores. Sua desvantagem está na necessidade de um mediador ou interprete com vistas a evitar que uma camada desfaça ou torne inútil os trabalhos de outra camada. Já as estruturas verticais facilitam a implementação de um mediador, pois as possibilidades de interação são reduzidas. A

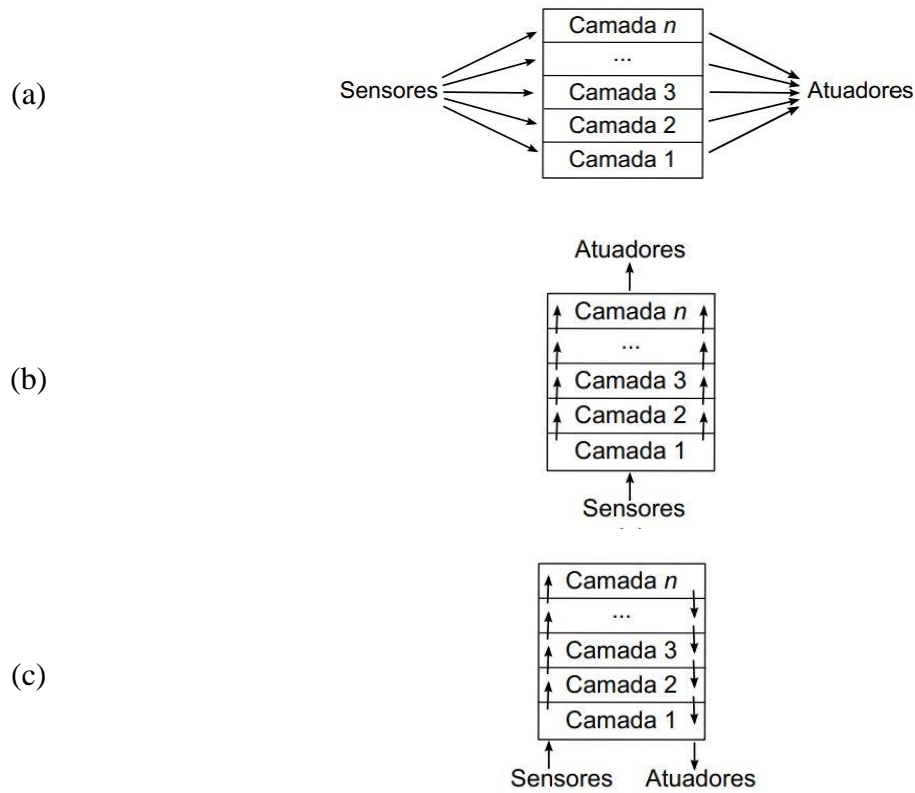
Figura 9 ilustra estas arquiteturas.

De acordo com Sharma; Srinivasan; Kumar (2016), as arquiteturas de controle podem ser classificadas em centralizadas, hierárquicas (ou híbridas) e descentralizadas (ou distribuídas). O SMA centralizado, em inglês *Centralized Multi-agent System* (CMAS), envolve uma única entidade como agente central que determina o status da rede com base nas informações disponíveis de outros agentes. A arquitetura centralizada apresenta desvantagens distintas em termos de congestionamentos de dados e comunicação e computação intensivas, e são propensos a falhas de ponto único que, por sua vez, podem causar um apagão em grande escala (JAYASINGHE; HEMAPALA, 2015).

Os sistemas hierárquicos multiagentes, em inglês *Hierarchical Multi-agent-Systems* (HMAS), incluindo estruturas de duas camadas, multicamadas e outras estruturas híbridas. Em contraste com o CMAS, as abordagens HMAS têm menor complexidade em computação e comunicação (SUJIL; VERMA; KUMAR, 2018). No entanto, com o aumento do consumo de tempo na comunicação hierárquica e na computação, o seu desempenho em tempo real nas operações será deteriorado gradualmente.

Conforme Li et al. (2020), no SMA descentralizado ou totalmente descentralizado, em inglês *Decentralized Multi-agent System* (DMAS), todos os agentes estão no mesmo nível estrutural e o agente de tomada de decisão não é fixo, mas varia de acordo com o ponto de falha.

Figura 9 – Arquitetura em camadas: (a) horizontal, (b) vertical de uma passada de controle e (c) vertical de duas passadas de controle



Fonte: Adaptado de Wooldridge (2009).

3.3.5 Comunicação

A Fundação de Agentes Físicos Inteligentes, em inglês *Foundation for Intelligent Physical Agents* (FIPA), é um consórcio que desenvolve normas para o desenvolvimento de SMA. A FIPA é ligada ao Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos, em inglês *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE), que fomenta a tecnologia com base em agentes e a interoperabilidade das suas normas com outras tecnologias.

O padrão FIPA disponibiliza suporte às formas comuns de comunicação entre os agentes, através da especificação de protocolos de interação. Salienta-se que a comunicação é indispensável para um SMA, pois ela propicia que os agentes compartilhem informações e recursos do sistema com a finalidade de realizarem tarefas de cooperação, colaboração e negociação.

Atualmente, a linguagem de comunicação padrão FIPA mais utilizada entre os agentes

é a *Agent Communication Language* (ACL). Segundo Bellifemine et al. (2007), as principais características do FIPA-ACL englobam a possibilidade de utilizar linguagens diferentes de conteúdo e gestão de conversas mediante o emprego de protocolos de interação pré-estabelecidos. A seguir, é apresentado um exemplo da estrutura básica de uma mensagem FIPA-ACL.

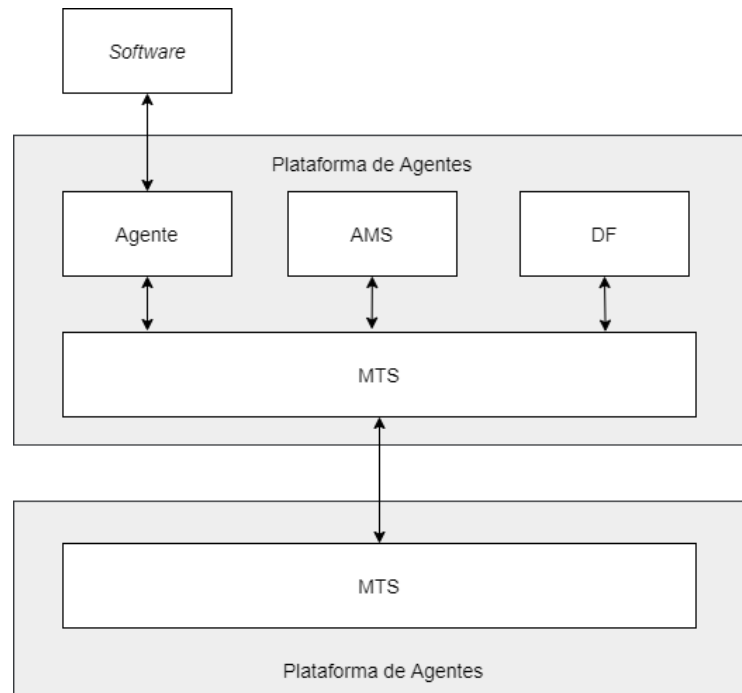
```
(request
  :sender (agent-identifier :name meter1)
  :receiver (agent-identifier :name transformer1)
  :ontology curto-circuito
  :language FIPA-SL
  :protocol fipa-request
  :content
    ""((action
      (agent-identifier :name transformer1)
      (solicitar manutenção)
    ))""
)
```

Nesse direcionamento, Hossack et al. (2003) apontam que cada linguagem concerne à separação do tipo de mensagem do conteúdo da mensagem. Os tipos de mensagens foram padronizados e especificam a intenção da mensagem, por exemplo, *INFORM* (informar) e *REQUEST* (solicitar). No contexto SMA, informar e solicitar podem estar relacionados à troca de dados entre os agentes, enquanto o conteúdo da mensagem fornece as informações. A ontologia usada para o conteúdo da mensagem é selecionada pelo desenvolvedor do SMA, que irá especificar uma linguagem que representa todos os termos do domínio principal, por exemplo, proteção, curto-circuito, qualidade de energia e registro de faltas. Mais detalhes sobre as mensagens de gerenciamento do agente podem ser encontrados no endereço eletrônico da FIPA.

3.3.6 Desenvolvimento de um SMA

Além da comunicação, outro aspecto essencial são as especificações de gerenciamento do agente, as quais estabelecem o modelo de referência lógica para a criação, registro, localização, comunicação, migração e reforma dos agentes. A Figura 10 mostra os componentes que compõem o modelo de referência de gerenciamento.

Figura 10 – Modelo de referência de gerenciamento de agente



Fonte: Adaptado de FIPA (2014).

A plataforma do agente é composta por um agente, um *Agent Management System* (AMS), um *Directory Facilitator* (DF) e um *Message Transport System* (MTS) (The Foundation for Intelligent Physical Agents Standards). O AMS é o agente que realiza o controle da supervisão sobre o acesso e uso da Plataforma do Agente. Sempre haverá apenas um AMS em uma única plataforma. O AMS fornece o serviço de página em branco e do ciclo de vida, mantendo um diretório de identificadores de agente, em inglês *Agent Identifier* (AID), e o estado do agente. Para o agente obter um AID válido, é necessário registrar-se em um AMS.

O DF implementa o serviço de páginas amarelas, fornecendo uma lista dos serviços que cada agente pode oferecer, por exemplo, interpretação de registro de falta ou topologia de rede. Dessa forma, um agente pode cadastrar um serviço ou realizar uma busca por determinado serviço.

A presença de agentes utilitários melhora a integração dos sistemas, permitindo que os agentes entrem e/ou saiam do SMA e se registrem e/ou cancelem o registro de suas localizações e serviços. O MTS, também denominado *Agent Communication Channel* (ACC), é o componente de *software* que comanda a comunicação padrão entre agentes numa mesma plataforma e também em diferentes plataformas.

Com base no modelo em pauta, fica claro que o SMA oferece vantagens significativas sobre os sistemas convencionais integrados e distribuídos, sendo a principal delas a natureza flexível e aberta de uma arquitetura SMA em comparação com a natureza rígida e fechada da maioria dos sistemas convencionais integrados e distribuídos.

Ainda, vale mencionar que Bordini et al. (2006) expõem um levantamento sobre as várias linguagens de programação dos agentes, as bibliotecas existentes e as plataformas que permitem a interação entre os agentes.

3.3.7 Plataforma JADE

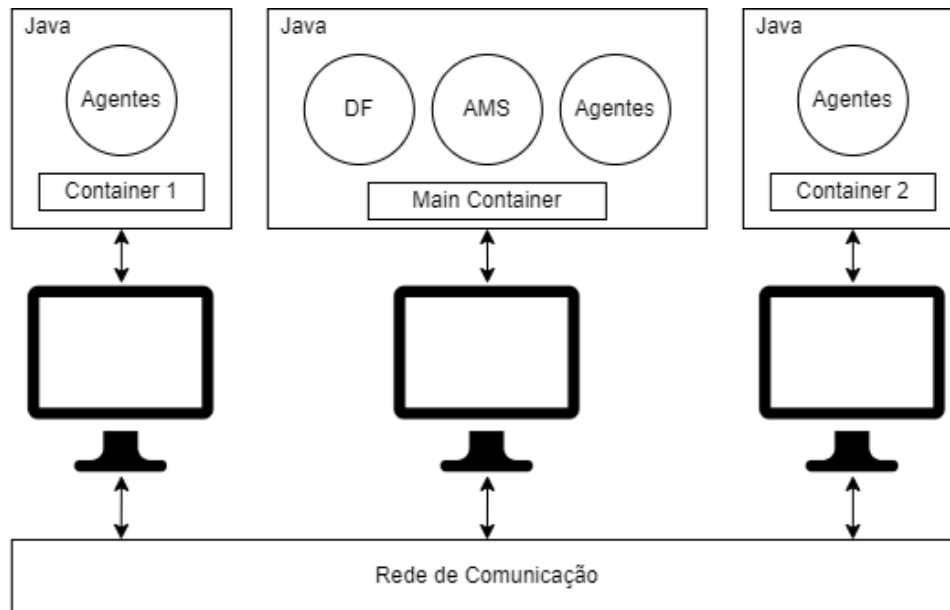
A plataforma *Java Agent Development Framework* (JADE) é uma plataforma de *software* implementada em linguagem JAVA, que é orientada a objeto, fornecendo uma interface de programação simples e acessível (BELLIFEMINE, et al., 2007). Destaca-se que essa plataforma já fornece as bibliotecas que proporcionam funcionalidades para a utilização do usuário no desenvolvimento dos agentes, de acordo com as diretrizes da FIPA, simplificando assim os procedimentos na implementação de SMA. Outra vantagem na utilização de JADE são as suas interfaces gráficas que ajudam a encontrar e analisar erros ocorridos durante a execução dos agentes, além de facilitar a visualização das trocas de mensagens entre eles.

Inicialmente, o JADE foi desenvolvida pelo grupo de pesquisa e desenvolvimento da Telecom Itália em parceria com a Universidade de Parma. Porém, com o aumento de sua utilização, ela se tornou um projeto de código aberto¹, em inglês *open source*. Acentua-se que o objetivo da plataforma JADE é facilitar o desenvolvimento de SMA, assegurando um padrão de interoperabilidade através de um amplo conjunto de serviços e agentes do sistema em concordância com as especificações da FIPA.

A plataforma de desenvolvimento de agentes possui arquitetura conforme ilustrada na Figura 11, a qual apresenta *containers*. O *container* principal, chamado de *main*, é obrigatório em qualquer SMA, pois é nele que se encontram os agentes DF e AMS. Os demais *containers* recebem nome e número de forma automática e sequencial, por exemplo *container 1* e *container 2*.

¹ Código aberto é um modelo de desenvolvimento que promove o licenciamento livre para o design de um produto, e a redistribuição universal, com a possibilidade de livre consulta, modificação do produto sem a necessidade de pagar uma licença comercial, promovendo um modelo colaborativo de produção intelectual.

Figura 11 – Arquitetura JADE



Fonte: Adaptado de (FIPA, 2014).

A seleção da plataforma JADE para se empregada nesta pesquisa se baseou no fato de ser uma ferramenta de *software* livre, uma plataforma compatível com a FIPA, por apresentar uma interface que fornece todos os serviços essenciais para o gerenciamento e a comunicação entre os agentes, pela vasta documentação correspondente e ampla lista de fóruns de discussão, no conhecimento prévio por parte do pesquisador acerca da linguagem JAVA e o paradigma de programação orientado a objetos, o que permite uma facilidade de alteração do código-fonte caso seja necessário.

Além disso, segundo McArthur et al. (2007b), JADE tem reconhecimento na área de SEP como uma plataforma robusta e confiável, com utilização em vários casos de sucesso para diferentes aplicações e estudos.

3.4 CARACTERÍSTICAS DO SMA

Nesta seção, serão apresentadas as características do SMA que o tornam ideal para ser empregado em REIs.

- ✓ Autonomia: cada agente, instalado em diferentes pontos do sistema de distribuição, pode

monitorar de forma autônoma sua seção sem intervenção centralizada, ou seja, os agentes interagem de forma distribuída;

- ✓ Interatividade: se um agente detecta uma falta, ele pode interagir com os agentes vizinhos, a montante e a jusante de sua posição, para confirmar se eles também detectaram algum tipo de anomalia. Por meio dessa interação, o problema de múltiplas estimativas é eliminado e o local exato da falta é identificado;
- ✓ Distribuição: os agentes são distribuídos ao longo da rede de distribuição e podem possuir objetivos específicos diferentes, por exemplo, cada agente monitora a região no qual foi instalado. Isso permite uma rápida detecção e resposta a falhas sem depender de um ponto central de monitoramento;
- ✓ Heterogeneidade: diferentes partes da rede podem requerer agentes com capacidades específicas, por exemplo, um agente próximo a uma subestação pode ter recursos extras que um agente instalado na residência do consumidor não terá;
- ✓ Concorrência: vários agentes podem trabalhar simultaneamente para localizar falhas, tornando assim o processo de localização mais rápido e eficiente;
- ✓ Proatividade: os agentes podem não apenas reagir às faltas, mas também conseguem prever possíveis falhas com base em padrões detectados, alertando assim a equipe de manutenção antes que a falha ocorra;
- ✓ Robustez e Resiliência: se um agente falhar ou for comprometido, outros agentes na rede podem continuar a operação de localização de faltas, garantindo que o sistema como um todo permaneça operacional;
- ✓ Organização social: em um sistema maior, determinados agentes podem ser classificados como “líderes”, tendo a função de coordenar os demais agentes para responder a falhas de forma mais rápida e eficiente.

3.5 ESTADO DA ARTE

A característica distribuída dos sistemas de potência torna o emprego do SMA muito interessante para a resolução de diversos problemas em diferentes áreas como planejamento, operação, auto recuperação (XIA, et al., 2014), reconfiguração (NARESHKUMAR, et al., 2009), proteção (ABEDINI, et al., 2013), qualidade de energia (DOMINGUEZ, et al., 2015), restauração do sistema (NAGATA; FUKUNAGA, 2011), dentre outras áreas. A seguir, apresenta-se uma breve revisão de trabalhos relevantes que abordam a aplicação de SMA para a

localização de faltas, que é o ponto central desta tese, além de mencionar os métodos mais tradicionais conforme a literatura.

3.5.1 Localização de falta

Após a revisão dos trabalhos, os métodos de localização de falta em redes de distribuição foram divididos em três categorias: métodos com base na impedância, métodos que empregam a teoria das ondas viajantes e por fim os métodos que utilizam sistemas inteligentes.

3.5.1.1 Métodos com base na impedância

O método proposto por Alwash; Ramachandaramurthy; Mithulananthan (2015) propõe localizar a falta por meio uma equação para todos os tipos de faltas shunt e considerando a presença de geração distribuída (GD) na rede. A localização exata da falta é identificada combinando a tensão medida na barra da subestação e em cada barra da unidade com GD. As laterais balanceadas e desbalanceadas; e o efeito capacitivo da linha são levados em consideração na equação. O sistema teste utilizado foi o IEEE 34 nós modificado.

O método proposto é dividido em duas etapas. Na primeira, um novo método baseado em impedância aparente é utilizado para identificar todas as possíveis localizações de faltas usando uma nova equação que é aplicável para todos os tipos de faltas. Na segunda, o exato local da falta entre os múltiplos locais candidatos é determinado com base na correspondência da tensão calculada com a tensão medida no barramento da subestação e em cada barramento da unidade com GD. O método proposto assume que as tensões e correntes pré e durante a falta medidas no barramento da subestação e no terminal de cada unidade GD estão disponíveis como fasores sincronizados que foram salvos por gravadores digitais de falta. Os resultados obtidos apresentaram uma precisão de 95% em relação à localização correta da falta.

Em Dashti et al. (2017), é proposto um método para localização de falta em redes de distribuição utilizando os princípios da teoria de circuitos elétricos. O método proposto considera a utilização do quarto fio (neutro) de forma separada por meio do modelo de linha pi. A vantagem do método é considerar as principais características da rede de distribuição: ramos, resistência de falta, ângulo de incidência da falta e os diferentes tipos de falta existentes. O método proposto possui duas equações para localização da falta, uma para as faltas que envolvem a terra e outra para as que não envolvem.

Os autores destacam que as equações de localização de faltas propostas são polinômios

de segunda ordem em função de X , na qual o resultado é a distância da falta. Portanto, em cada iteração do algoritmo, são obtidas duas novas distâncias de falta, sendo que apenas uma das soluções é a localização real da falta. A outra solução é uma resposta matemática e não tem significado físico. A resposta correta, ou seja, a localização da falta é definida com base em duas condições: o valor obtido deve ser um número real e positivo, e ele deve ser menor que o comprimento do trecho avaliado.

Para auxiliar o algoritmo, são utilizadas as medições de corrente e tensão na subestação para estimar o valor da tensão e corrente em cada seção do sistema. Para validação do método proposto, foi implementado no *Simulink*, *toolbox* presente no *software* MATLAB, um sistema teste com 11 barras considerando o modelo pi para cada seção de linha. De acordo com os autores, os resultados obtidos são promissores, sendo que o erro máximo encontrado foi de 5,23%.

O artigo publicado por Majidi; Etezadi-Amoli (2018) propõe uma nova técnica baseada em impedância para localizar todos os tipos de faltas em redes de distribuição com e sem a presença de geração distribuída. O método proposto requer apenas medições da tensão em algumas barras e a impedância série dos ramos. De acordo com os autores, é introduzido um novo procedimento para formar uma matriz de impedâncias usando apenas impedâncias em série das linhas de distribuição. A matriz de impedância juntamente com os fasores de tensão pré-falta e durante a falta em algumas barras é usada para estimar a injeção da corrente de falta através da técnica de mínimos quadrados.

A eficácia do método proposto é validada em uma rede de distribuição real de 13,8 kV com 134 barras sob diversos cenários de falta e medições ruidosas. As quedas de tensão nas barras das unidades com GD devem ser medidas de forma síncrona, enquanto a sincronização entre as medições das quedas de tensão ao longo da rede não é necessária. Segundo os autores, as vantagens do método consistem em necessitar apenas das tensões pré e durante falta em algumas barras e identificar todos os tipos de falta e não precisar das medições das cargas.

Em Jia et al. (2018), é mencionado que a presença da GD em redes de distribuição causa distorção na corrente de falta e conseqüentemente erros na localização da falta. Os autores propõem a utilização do modelo de impedância de alta frequência, sendo assim as faltas podem ser localizadas com precisão medindo a reatância da linha de alta frequência. A impedância é estimada através das medições obtidas na subestação e nas unidades de GD através da incorporação da metodologia proposta na função de proteção anti-ilhamento dos inversores. Os autores denominam Unidade de Localização de Falta, em inglês *Fault Location Unit* (FLU), a unidade de GD que tem incorporado o método proposto para a estimativa da impedância.

De acordo com os autores, a principal contribuição do trabalho é o desenvolvimento de um modelo de impedância de alta frequência para redes de distribuição com a presença de GD. A desvantagem fica por conta do método proposto não considerar as faltas de alta impedância e a impedância estimada sofrer com a mudança da topologia da rede. Dentre os vários tipos de GD, os autores consideraram apenas o modelo conectado diretamente a rede como o Gerador de Indução de Alimentação Dupla, em inglês *Double Fed Induction Generator* (DFIG). O método proposto foi validado no sistema teste IEEE 33 barras modificado considerando a presença das unidades de GD. As FLUs são instaladas no barramento da subestação e em cada uma das onze unidades de GD. O método proposto compara as distâncias estimadas de todas as FLUs para localizar as possíveis seções de falta e então usa o menor resultado de localização de falta para decidir a real localização da falta.

Em Buzo; Barradas; Leão (2021), é utilizada a matriz impedância em conjunto com o afundamento de tensão pré e durante a falta de algumas barras do sistema. De acordo com os autores, o método proposto não necessita saber os dados de carga do alimentador, é aplicável para todos os tipos de falta, considera a presença de GD na rede e necessita de dois μ PMUs e alguns medidores inteligentes. O μ PMU é um gravador de perturbações de alta precisão para realizar medições de ângulo de fase da tensão ou sincrofasores, sendo capaz de armazenar, analisar e comunicar dados em tempo real.

Após obter as medições das tensões dos μ PMU e MI, o sistema é dividido em subsistemas e a matriz impedância de cada um é construída. As barras com menor valor do erro de cada subsistema são as candidatas para o local da falta. O subsistema que apresentar o menor valor do erro é o selecionado para compor um vetor W . De acordo com as equações abordadas no artigo, a barra do vetor W que apresentar maior valor é a mais próxima do local da falta.

O método proposto é validado nos sistemas teste IEEE 33, 69 e 134 barras com e sem GD, sendo implementando no *software* DIgSILENT. Para esse sistema, são utilizados dois μ PMUs e três MI. Foram realizadas simulações com variação da resistência de falta (1, 50 e 100 Ω). No total, foram realizadas 64 faltas, sendo que o método identificou corretamente o local da falta em 63, ou seja, 98,44% de acerto. Os pontos negativos do método são a necessidade de utilizar a tensão pré e durante a falta e a utilização de μ PMU.

O trabalho publicado por Mirshekali et al. (2021) apresenta um método preciso com base na impedância para determinar a localização da falta para uma REI com a presença de GD. Dois tipos de redes são considerados. Supõe-se que o primeiro tipo de rede seja totalmente observável com μ PMU e no segundo tipo existem apenas algumas μ PMUs com registradores de dados nos demais nós.

As impedâncias de carga de todos os nós são estimadas usando informações registradas pré-falta pelos μ PMUs e registradores de dados. O algoritmo proposto pode sugerir vários pontos como possíveis localizações de falta. Desta forma, para descobrir a localização real da falta, o mesmo tipo de falta é simulado para todos os pontos sugeridos. Um valor correspondente definido pelo método dos mínimos quadrados é calculado usando a tensão registrada e a simulada. O índice do valor correspondente mais baixo é definido como o local exato da falta. Para demonstrar a viabilidade do método, o sistema teste IEEE 34 nós foi implementado no *software* MATLAB.

Para avaliar a metodologia proposta, foram realizados diferentes tipos de falta com diferentes valores para a resistência de falta (0, 10, 50 e 100 Ω). Na rede totalmente observável o valor mínimo e máximo do erro foram de 0,06 e 0,22%, respectivamente. Para a rede parcialmente observável o menor e maior valor do erro obtidos foram 0,20% e 1,52% respectivamente. A desvantagem do método proposto é realizar a simulação da falta para todos os prováveis ramos sugeridos pelas equações.

O artigo publicado por Tresso; Fernandes; Coury (2021) aborda o problema de estimação múltipla, considerando a resposta de um localizador de faltas baseado em impedância. Para validar a abordagem analítica proposta, foi utilizado o alimentador de teste IEEE de 34 nós. Além disso, a abordagem foi analisada em termos de: redução percentual das múltiplas regiões de estimação (R%); o número de medidores alocados no alimentador; e dos erros de distância estimados pelo localizador de faltas. O objetivo dos autores é contribuir para: investigar uma nova formulação para reduzir a estimação múltipla para localizações de faltas em sistemas de distribuição; calcular R% para avaliar efetivamente a formulação; analisar a quantidade de medidores a serem alocados no sistema, ou seja, o custo de investimento das concessionárias comparado ao R%; e analisar a influência dos erros de estimativa de distância gerados pelo localizador de faltas baseado em impedância na solução de estimação múltipla proposta.

Para analisar e validar a formulação proposta para o problema de estimação múltipla, o alimentador de teste de IEEE 34 nós foi modelado e simulado utilizando o *software Alternative Transients Program* (ATP). As simulações também utilizaram o *software* MATLAB para implementação do algoritmo de estimação múltipla. Segundo os autores, o método reduziu adequadamente a estimação múltipla ao considerar medidores colocados nas extremidades dos ramos devido à maior queda de tensão, formando as regiões mapeadas. Portanto, considerou-se inicialmente que os medidores estavam localizados no final de cada região de estimação múltipla totalizando nove unidades instaladas.

Conforme Tresso; Fernandes; Coury (2021), a alocação de medidores pode ser analisada

em termos de custo-benefício, ou seja, relacionando o número de medidores utilizados com o R% médio calculado para todos os cenários de falta simulados. Além disso, em consonância com o que foi destacado pelos autores, é importante notar que a retirada ou falha dos medidores pode resultar na perda/redução do mapeamento da região. No entanto, ao considerar os tipos de falhas que podem ocorrer em cada região, juntamente com seus respectivos comprimentos, é possível determinar quais medidores teriam um impacto menor no R% médio.

Essa melhoria se deve à utilização de componentes de sequência positiva de tensões e correntes, bem como à utilização de um parâmetro ajustável, denominado V_{adj} . Os referidos autores mencionam que a utilização de componentes de sequência positiva eliminou a escolha empírica de uma das fases e que diferentemente das abordagens publicadas recentemente – que necessitam de uma quantidade razoável de dados históricos para ajustar seus algoritmos – a abordagem proposta é menos complexa devido à sua característica analítica.

3.5.1.2 Métodos com base na teoria das ondas viajantes

O artigo publicado por Shi et al. (2019) propõe um esquema de localização de faltas utilizando informações de topologia de rede e ondas viajantes geradas de religamento. Com base na topologia, as ondas viajantes normais geradas do fechamento do disjuntor podem ser analisadas. Quando ocorrem faltas permanentes, o religamento do disjuntor sob condições de falta gera ondas viajantes que são definidas como ondas viajantes de falta geradas de religamento do disjuntor. Essas ondas contêm informações sobre a posição da falta. A diferença entre as ondas viajantes geradas pelo fechamento do disjuntor e as geradas por religamento do disjuntor, denominada como ondas viajantes sobrepostas de religamento é calculada.

Para as ondas viajantes sobrepostas de religamento, suas ondas viajantes iniciais são detectadas pela transformada *Wavelet*. A diferença de tempo entre o instante de religamento e o instante de chegada da onda viajante refletida do ponto de falta é empregada para calcular a distância da falta. Para determinar a seção em falta, é construído um banco de dados que contém as ondas viajantes sobrepostas de religamento induzidas pelas faltas ocorridas em cada seção. A seção em falta pode ser identificada encontrando os sinais mais semelhantes no banco de dados, aproveitando um método aprimorado de sincronização temporal dinâmica.

Shi et al. (2019) dispõem que o algoritmo de estimativa da distância de falta proposto utiliza a transformada *Wavelet*, pois, segundo os autores, ela é considerada uma ferramenta poderosa na análise de fenômenos transitórios devido à sua capacidade de extrair informações

de tempo e frequência do sinal transitório. O *software* PSCAD/EMTDC é utilizado para implementar uma rede de distribuição radial de 10kV. De acordo com os autores, os resultados obtidos indicam que o método proposto pode localizar faltas em alimentadores distribuídos independentemente do tipo de sistema de aterramento, variação de carga e tipo de falta. Ademais, consideram que a grande vantagem do método proposto é a localização de falta ser aplicada a linhas mistas combinadas com linhas aéreas e cabos subterrâneos, mas deve-se notar que a velocidade da onda viajante em linhas aéreas difere daquela em cabos subterrâneos. Para resolver este problema, um cabo subterrâneo deve ser convertido em uma linha aérea dependendo da sua relação de velocidade.

Em Tashakkori et al. (2020), é proposto um método para localização de faltas em alimentadores de distribuição radial fortemente ramificados. Para esses autores, observadores de ondas viajantes, em inglês *traveling wave* (TW), da tensão podem ser facilmente integrados a dispositivos inteligentes, como por exemplo os religadores. Além disso, assinalam que ao monitorar a tensão, até mesmo falhas de alta impedância podem ser localizadas. O foco dos autores é descrever um método computacionalmente eficiente para a localização de faltas baseado em informações do registro de tempo da onda viajante da tensão para redes de distribuição radial e investigar o efeito dos componentes da rede de distribuição na precisão de tal método.

Os métodos propostos por Tashakkori et al. (2020) baseiam-se na detecção, registro de tempo e recuperação dos componentes iniciais induzidos por falhas de alta frequência. Em uma linha de transmissão, dois observadores sincronizados no tempo nas extremidades da linha são adequados para determinar a localização da falta. Para uma rede de distribuição, dois observadores são insuficientes para observar toda a rede. Para a rede ser totalmente observável, é necessário pelo menos um observador por ramo ou ramal. Do ponto de vista econômico, esta é uma solução improvável. Desta forma, o número de observadores e sua localização ideal é uma questão de pesquisa em aberto.

Para avaliar a precisão do método proposto, Tashakkori et al. (2020) utilizaram a rede IEEE 34 nós adaptada como sistema de teste com dez observadores TW. Para analisar a saída e a robustez do algoritmo proposto foram consideradas três simulações de Monte Carlo. As tensões de fase são obtidas no final de cada ramo. Ao usar o *software* MATLAB, as tensões capturadas são reduzidas para a frequência de amostragem equivalente de 2 MHz. Em concordância com os autores, os resultados mostram que uma melhoria significativa na localização de uma falta é possível usando um fator de correção para compensar a presença dos transformadores de potência ao longo da rede. No entanto, mais pesquisas precisam abordar o impacto de

outros dispositivos de energia e desenvolver algoritmos de otimização adequados para a instalação de observadores de TW.

3.5.1.3 Métodos com base em sistemas inteligentes

Em Dashtdar; Dashtdar (2020), a RNA e os perfis de corrente de falta são usados para determinar a distância da falta, o tipo de falta e detectar o curto-circuito. De acordo com os autores, o método fornece as informações necessárias para localizar a falta através da amostragem da corrente antes e depois da ocorrência da falta no sistema SCADA. O efeito das mudanças na resistência de falta e o efeito das mudanças na carga na localização da falta foram avaliados.

O algoritmo proposto para fins de localização de faltas consiste em três partes: determinação do tipo de falta, da localização da falta e detecção da linha em curto-circuito. No método proposto para determinação do tipo de falta, a corrente trifásica é registrada na subestação no momento da falta. O procedimento para determinar uma falta trifásica compreende a extração das componentes simétricas da corrente por meio da matriz de transformação de componentes simétricos; posteriormente as amplitudes das correntes trifásicas são comparadas com a corrente nominal da rede. Uma falta ocorre se uma dessas relações exceder o valor da corrente nominal.

Para avaliar o algoritmo proposto de detecção e teste de localização de faltas, foi implementada no *software DIGSILEN Power Factory* a rede IEEE 34 nós e a rede neural foi implementada no *software MATLAB*. O processo de identificação da localização da falta no algoritmo proposto é desenvolvido em três etapas. Na primeira etapa, o banco de dados é formado com base na amplitude e ângulo da corrente e na magnitude da impedância de fase de curto-circuito, depois as informações do banco de dados são utilizadas para treinar a RNA. Na segunda etapa, após a detecção do tipo de falta, a RNA é selecionada dependendo do tipo de falta. Segundo os autores, isso se deve ao aumento da velocidade de resposta e à redução do erro computacional da RNA. O tipo de RNA utilizado no algoritmo proposto é do tipo *Multilayer Perceptron* e o algoritmo de aprendizagem utilizado foi o método de *Levenberg-Marquardt*.

Na terceira etapa, a distância do local da falta obtida da RNA é comparada com a distância das linhas da rede de distribuição a partir da subestação. Como tal, as linhas candidatas para a localização da falta são identificadas. Com baseada no algoritmo adaptativo, a corrente de falta é comparada com as informações do banco de dados e o ramal em falta é determinado.

Segundo os autores, os resultados obtidos mostram que este método é mais preciso que o método de afundamento da tensão na determinação da distância da falta.

3.5.1.3 Métodos com base em medidores inteligentes

De acordo com Gandhi; Bansal (2013), o SM é um medidor de energia avançado que mede o consumo de energia elétrica e fornece informações adicionais em comparação com um medidor de energia convencional. O objetivo do estudo proposto pelos autores é melhorar a confiabilidade, qualidade e segurança do fornecimento de energia elétrica.

Os medidores inteligentes são os dispositivos de nova geração que são usados pelas concessionárias para medição eletrônica e para coletar remotamente informações e operar seus sistemas elétricos. Esses medidores podem coletar dados e enviar as informações para o centro COD repetidamente em pequenos intervalos de tempo. O COD, em sua instância, pode monitorar os medidores por que a comunicação bidirecional é usada no sistema de medição inteligente, que é comumente conhecido como AMI.

A vantagem de a comunicação ser bidirecional deve-se ao fato de permitir que os consumidores tenham as informações sobre seu consumo diário, juntamente com seu custo. Portanto, podem utilizar a energia elétrica de maneira mais sensata.

Com base no relatório recente publicado pelo Northeast Group LLC (2012), o número de medidores inteligentes mais que dobrou em 2013 em comparação com 2012. Um relatório da Pike Research (2016) estima que as instalações globais de medidores inteligentes triplicarão de 10,3 milhões em 2011 para 29,9 milhões de unidades até 2017.

Segundo Bahmanyar et al. (2016), a Itália foi um dos primeiros países a desenvolver uma infraestrutura de medição inteligente. A empresa ENEL, a principal concessionária italiana, implantou seu medidor inteligente para todos os seus clientes e, também, vendeu os medidores e sua tecnologia de comunicação para outras empresas. Os MIs italianos usam a tecnologia do portador de linha de energia para transferir dados do medidor inteligente para o concentrador de dados mais próximo, localizado na subestação que alimenta o cliente, e a tecnologia Sistema Global para Comunicações Móveis, em inglês *Global System for Mobile* (GSM), para enviar os dados do concentrador para os data centers das concessionárias.

Em Trindade; Freitas; Vieira (2014), é proposto um método de localização de faltas baseado em medidores inteligentes instalados no alimentador com capacidade de monitoramento de afundamentos de tensão. Os métodos baseados em afundamentos de tensão baseiam-se no fato de que cada falta causa afundamentos de tensão com características diferentes em

nós diferentes. Esses métodos consideram a falta em cada nó da rede, um de cada vez, e calculam os afundamentos de tensão em todos os nós que possuem medições de tensão. Então, comparando os afundamentos de tensão medidos e calculados, o nó com a máxima similaridade é identificado como o local da falta. Embora esses métodos forneçam resultados aceitáveis sob condições ideais, eles são sensíveis a imprecisões de medição e erros de dados de carga.

A ideia principal dos autores é explorar medições de tensão a partir de monitores colocados em diferentes barras de sistemas de distribuição para estimar a localização da falta. A estimativa é feita relacionando o desvio de tensão medido por cada medidor com a corrente de falta calculada com base na matriz de impedância da barra, considerando a falta em diferentes pontos. O desempenho do método proposto é demonstrado através da utilização de um sistema de distribuição real que foi implementado no *software Alternative Transients Program (ATP)*. Foram simuladas apenas faltas monofásicas à terra (Fase A) e trifásicas com resistência de falta de 0,5 e 10 Ω . Também, foram simulados 3 cenários com variação na quantidade de medidores inteligentes presentes no alimentador com 5, 10 e 13.

Segundo os autores, os resultados dos estudos de sensibilidade mostram que o método é robusto, uma vez que tem bom desempenho para diferentes valores de resistência a falhas, quantidade e localização dos medidores inteligentes. Basicamente, o método proposto começa com a construção da matriz de impedância. Após a leitura da tensão a partir dos medidores inteligentes é realizado o cálculo da estimativa da corrente de falta e do índice de erro para cada barra do sistema. Desta forma, a barra que apresentar o menor valor para o índice é a barra em falta. Para melhorar o desempenho do método no futuro, os autores comentam que uma análise mais profunda sobre a possibilidade de localização ótima dos medidores nos alimentadores se faz necessária.

O artigo publicado por Majidi; Arabali; Etezadi-Amoli (2015) propõe um novo método para localização de faltas em redes de distribuição utilizando detecção compressiva. Os afundamentos de tensão pré e durante a falta são medidas por medidores inteligentes ao longo dos alimentadores. O vetor de afundamento de tensão e a matriz de impedância produzem um vetor de corrente que é esparso suficiente com um elemento diferente de zero. Este elemento corresponde à barra onde ocorre a falta. O método proposto tem como base o algoritmo de detecção compressiva e a minimização da normal L1 para estimar o barramento em falta.

De acordo com os autores, este fato faz com que o método proposto não apresente o problema da múltipla estimativa. O sistema teste, implementado no *software DIGSILENT*, é uma rede de distribuição real de 13,8 kV com 134 barras. Foram considerados 3 cenários: no primeiro foram utilizados 22 medidores inteligentes, no segundo, 17 e no terceiro, 14. Nos três

cenários os medidores inteligentes foram utilizados em conjunto com PMUs. Todos os tipos de faltas são simulados. O método proposto, desenvolvido em MATLAB, utiliza os dados de medição do DIGSILENT para estimar a localização da falta. Um índice de erro é definido para cada barramento e tipo de falta. Valores de 0,5 e 10 Ω para a resistência de falta foram utilizados. As vantagens do método proposto, segundo os autores, consistem em: não necessitar dos dados das cargas; ser apto para qualquer tipo de falta; e ser imune a variações no valor da resistência de falta e medições com ruídos.

Em Jamali; Bahmanyar; Bompard (2017), é proposto um método baseado em estimativa de estado para localização de faltas em redes de distribuição utilizando as medições fornecidas pelos MIs. Durante a operação normal do sistema, os métodos de estimativa de estado podem lidar com os erros em medições reais ou pseudo-medições para fornecer a melhor estimativa do estado do sistema e identificar grandes erros de medição denominados dados incorretos. Esse conceito é estendido sob condições de falta na qual ela é considerada como uma carga desconhecida e temporariamente conectada que pode ser tratada como dados incorretos. O método proposto utiliza a técnica de identificação de dados ruins com matriz de ponderação variável para encontrar a localização da falta. De acordo com os autores, o método pode lidar com erros de medição e carregamento de dados de forma eficaz, explorando um número limitado de MIs. As vantagens do método é ser simples e não requerer o tipo de falta.

A precisão da localização da falta é verificada por testes de simulação em uma rede de distribuição real, implementada no *software* MATLAB, de 134 nós em 13,8 kV para diferentes cenários de falta. Foram simulados cinco cenários com diferentes quantidades de MIs instalados em cada um. O algoritmo proposto assume que as medições de tensão e corrente durante a falta estão disponíveis na subestação e em alguns pontos ao longo do alimentador. As medições precisam ser sincronizadas usando o sistema de posicionamento global, por exemplo. Os dados do sistema e as demandas de carga previstas ou medidas também são considerados disponíveis, os quais são usados como pseudo-medições para a estimativa do estado. Ainda, Jamali; Bahmanyar; Bompard (2017) apontam que devido ao número limitado de medições reais no sistema de distribuição, são necessárias pseudo-medições de carga para garantir a observabilidade e que os resultados obtidos são aceitáveis, pois a maioria das faltas foi localizada com erros de distância inferiores a 200 m. Pode-se observar também que o método fornece resultados ligeiramente melhores quando utilizado para estimar a localização de faltas trifásicas.

No artigo publicado por Zhang et al. (2018), é proposto um novo método para localização de falta, somente para faltas à terra, em redes de distribuição com base nas medições de

tensão distribuída no alimentador. Os autores dividem os ramos em lateral principal e sub-lateral. O caminho com mais nós é definido como lateral principal e um MI deve ser instalado no final desta lateral. Também, é instalado MI no nó final da sub-lateral com mais de uma seção.

O primeiro passo do método proposto é identificar a lateral principal em falta por meio da comparação da tensão calculada no final do ramo com a tensão medida pelos medidores inteligentes. O segundo passo é identificar a seção em falta combinando as informações de tensão da lateral principal ou de outras sub-laterais. Desta forma, segundo os referidos autores, é possível realizar a localização da seção em falta de forma precisa por meio de uma busca iterativa.

Para a avaliação do método proposto, foram implementados, no *software* MATLAB, dois sistemas teste: um com 34 nós e o outro com 134 nós. O algoritmo proposto começa quando o valor limite da tensão de sequência zero é 15% da tensão de fase sob operação normal. Na sequência, o fasor de tensão de sequência zero e o fasor de corrente coletados na subestação são empregados para calcular a tensão em cada nó da rede lateral principal. Somente no ponto de falta, a diferença ξ entre a tensão calculada e a tensão medida no ponto de falta atinge valor zero. O nó que possui valor mínimo de ξ deve ser selecionado porque, de acordo com Zhang et al. (2018), a falta está perto deste nó. Após a seção em falta ser identificada, um método de iteração é usado para procurar o exato local da falta.

3.5.1.4 Métodos que utilizam o Sistema Multiagente

O trabalho proposto por Baxevanos; Labridis (2007) focaliza as linhas subterrâneas de distribuição, pois, de acordo com os autores, a localização de faltas é uma tarefa difícil de ser realizada tendo em vista as várias interconexões e diferentes fontes de alimentação. Os autores utilizaram os IEDs apenas para registrar os parâmetros elétricos da subestação e indicar a detecção da falta. Foram empregados três agentes: especialista, interconexão e comunicação. Aquele é responsável por lidar com as situações emergentes, ao passo que esse é responsável por fornecer ao agente especialista todas as conexões da rede de distribuição; e, por fim, o agente comunicação é responsável pela comunicação entre os agentes.

Os agentes foram desenvolvidos em JADE e simulados em cinco computadores conectados em WLAN, via protocolo TCP/IP. Basicamente, a metodologia proposta funciona com o agente especialista iniciando o estado de isolamento da falta e, assim que a falta é isolada, passa o controle aos agentes comunicação e interconexão que cooperam para iniciar e concluir o estado de restauração. Conforme mencionado, o método proposto não foi testado em redes de

distribuição aéreas.

O foco do artigo publicado por Qingle; Houlei; Xiang (2010) é a implementação de um SMA para localização de faltas em redes de distribuição inteligentes. Uma rápida e eficiente localização aumenta a confiabilidade da rede e reduz os danos econômicos ao reduzir o tempo de restauração da rede. Para os autores, os agentes trabalham em colaboração para detectar de forma síncrona a corrente de sequência zero transitória e a tensão de sequência zero transitória em cada nó, ao longo da rede. Os agentes também calculam a potência reativa transitória de cada nó.

De acordo com a metodologia proposta, quando ocorre uma falta monofásica a terra em um sistema de aterramento não efetivo, isto é, aquele efetuado através de uma ligação na qual não foi intencionalmente incluída nenhuma impedância, a tensão transitória de sequência zero em diferentes nós de detecção é basicamente a mesma e a diferença da amplitude da corrente transitória de sequência zero entre os nós vizinhos opostos é significativa. Portanto, a localização da falta pode ser determinada comparando a potência reativa transitória na banda de frequência selecionada entre diferentes nós.

Foram utilizados três tipos de agentes: agente controle, agente base de dados e agente nó. Finalizando, o agente nó é um IED capaz de coletar a tensão zero transitória e a corrente transitória para calcular a potência reativa transitória na frequência selecionada.

Esse tipo de agente é responsável por coletar as informações e enviá-las para o agente controle que, dependendo da situação, pode acionar o dispositivo de alarme quando uma falta for detectada. A comunicação entre os agentes é feita através do protocolo IEC 61850 via conexão TCP/IP. De acordo com os autores, foram obtidos resultados satisfatórios para o sistema teste modelado.

3.5.2 Aplicações para localização da falta em redes de distribuição

Conforme mencionado nos itens anteriores, a localização da seção em falta em redes de distribuição tem sido objeto de estudo por meio de vários métodos. A Tabela 3, na sequência, apresenta as referências para localização da falta em sistemas de distribuição.

Tabela 3 – Referências de estudos para localização da falta em redes de distribuição

Método	Referência
Impedância aparente	(ALWASH; RAMACHANDARAMURTHY; MITHULANANTHAN, 2015) (DASHTI ET AL., 2017) (MAJIDI; ETEZADI-AMOLI, 2018) (JIA ET AL., 2018) (BUZO; BARRADAS; LEÃO, 2021) (MIRSHEKALI ET AL., 2021) (TRESSO; FERNANDES; COURY, 2021)
Ondas viajantes	(SHI ET AL., 2019) (TASHAKKORI ET AL., 2020) (GANDHI; BANSAL, 2013)
Sistemas inteligentes	(DASHTDAR; DASHTDAR, 2020)
Medidores Inteligentes	(TRINDADE; FREITAS; VIEIRA, 2014) (JAMALI; BAHMANYAR; BOMPARD, 2017) (ZHANG ET AL., 2018)
Sistema Multiagente	(BAXEVANOS; LABRIDIS, 2007) (QINGLE; HOULEI; XIANG, 2010)

Fonte: Autoria própria.

O SMA proposto neste trabalho se diferencia dos trabalhos citados nesta seção, pois apresenta uma metodologia de localização da seção em falta por meio de medidores inteligentes (agentes). Em conformidade com as características de uma REI, os agentes trabalham de forma distribuída e coletiva para atingir seu objetivo de localizar a seção em falta corretamente.

3.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A partir da revisão de literatura realizada, constata-se que os métodos tradicionais revelam desvantagens significativas. O método com base na impedância apresenta o problema da múltipla estimativa da seção em falta, sendo necessário um método (algoritmo) extra para determinação exata do local da falta.

Os métodos com base em teoria das ondas viajantes são ideias para sistemas de transmissão, entretanto têm dificuldades nos sistemas de distribuição, tendo em vista as características das redes: ramais laterais, desbalanceamento da carga e utilização de diferentes bitolas ao longo dos alimentadores.

Os métodos que utilizam RNA expõem excelentes resultados, porém a cada alteração

na topologia da rede é necessário realizar novamente toda a etapa de treinamento para atualização dos pesos das equações.

Constata-se que o emprego de SMA como ferramenta para localização de falta em redes de distribuição de energia elétrica ainda é muito pouco explorado quando comparado a aplicação de tecnologias mais tradicionais. Julga-se que esta constatação se deve ao fato de SMAs possuírem caráter inovador, multidisciplinar e ser uma aplicação ainda pouco empregada na área de SEP. Além disso, a principal desvantagem citada na utilização do SMA encontrada na literatura é o alto custo de implementação devido à infraestrutura de comunicação.

Esta sintética revisão norteou a proposta desta tese, a qual focaliza a apresentação de uma metodologia para localização da seção em falta por meio de medidores inteligentes em conjunto com um Sistema Multiagente para automação das redes de distribuição. Acentua-se que, neste capítulo foi realizada uma introdução à utilização de SMA em sistemas elétricos, explorando algumas definições básicas incluindo noções de arquitetura, desenvolvimento e a linguagem de comunicação entre os agentes. Com base nos trabalhos expostos, nota-se que o SMA foi proposto para uma vasta gama de utilização, visando sempre melhorar o desempenho e performance da REI.

Reitera-se que o presente trabalho escolheu o JADE como plataforma de desenvolvimento de agentes. Frente ao exposto até o momento, no próximo capítulo é delineada a metodologia proposta para modelagem do SMA, os agentes utilizados e suas respectivas funções.

4 METODOLOGIA PROPOSTA

4.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

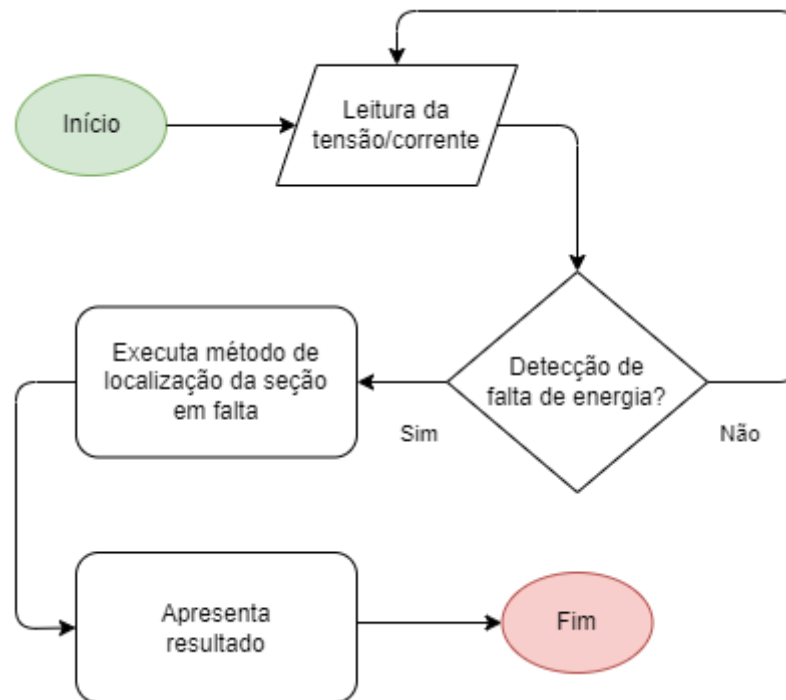
Neste capítulo, dedica-se atenção à metodologia proposta para localização da seção em falta, considerando o sistema elétrico como uma REI.

Inicialmente, são abordadas duas metodologias para fins de comparação, uma centralizada e outra descentralizada. O SMA é projetado para auxiliar o COD em relação à operação da REI. Assinala-se que dispositivos e equipamentos como chaves, relés, disjuntores e transformadores são considerados inteligentes e são implementados como agentes que possuem capacidade de tomada de decisão, comunicando-se por meio do SMA e cooperando na busca de soluções para objetivos gerais e/ou específicos.

A metodologia adotada, com uma arquitetura descentralizada, é capaz de reduzir as múltiplas regiões para estimativa da falta por meio do uso dos MIs. Ademais, é de baixa complexidade no contexto da REI, pois considera que os MIs já estão presentes no ambiente da REI. As principais vantagens dessa metodologia se concentra no fato de não haver necessidade de instalação de sensores ou localizadores de falta, além de não depender dos parâmetros e da topologia da rede elétrica.

O fluxograma da metodologia proposta é exibido de forma resumida na Figura 12. O método, por meio dos medidores inteligentes, constantemente realiza a leitura das grandezas elétricas tensão e corrente. Ao detectar uma falta de energia, a metodologia proposta é executada e apresenta como resultado a localização da seção em falta.

Figura 12 – Fluxograma da metodologia proposta



Fonte: Autoria própria.

Dando prosseguimento, a seguir, são descritas as etapas empregadas para implementação do Sistema Multiagente.

4.2 DETECÇÃO DA FALTA DE ENERGIA

A etapa de detecção da falta de energia utiliza o método que tem como referência os parâmetros de tensão. Com base nos conceitos teóricos de circuitos elétricos adotados à curtos-circuitos, os critérios utilizados nesta etapa são fundamentados nas consequências que surgem decorrentes da incidência de falta de baixa impedância em redes de distribuição de energia elétrica. Segundo Kindermann (1997), espera-se observar afundamento de tensão nestas circunstâncias.

Sendo assim, o presente autor definiu em 90% da tensão nominal da rede o limiar de detecção de afundamento. O valor do limiar foi definido com base nas normas de operação, publicadas em Agência Nacional de Energia Elétrica (2021), para usuários atendidos em tensão

nominal de operação igual ou superior a 2,3 kV, que estipula o valor de tolerância de fornecimento de tensão em $\pm 5\%$ da tensão nominal da rede.

Outros métodos de detecção podem ser utilizados, como a partida de relés instalados na subestação. Sendo assim, a metodologia proposta mostra-se adaptável a diferentes métodos de detecção da falta.

4.3 ARQUITETURA CENTRALIZADA

A arquitetura centralizada apresenta uma estrutura hierárquica com quatro tipos de agentes, além dos agentes de plataforma (AMS e DF), distribuídos em quatro níveis: Agente Subestação, Agente Chave, Agente Transformador e Agente Medidor. A Figura 13 mostra a arquitetura do SMA.

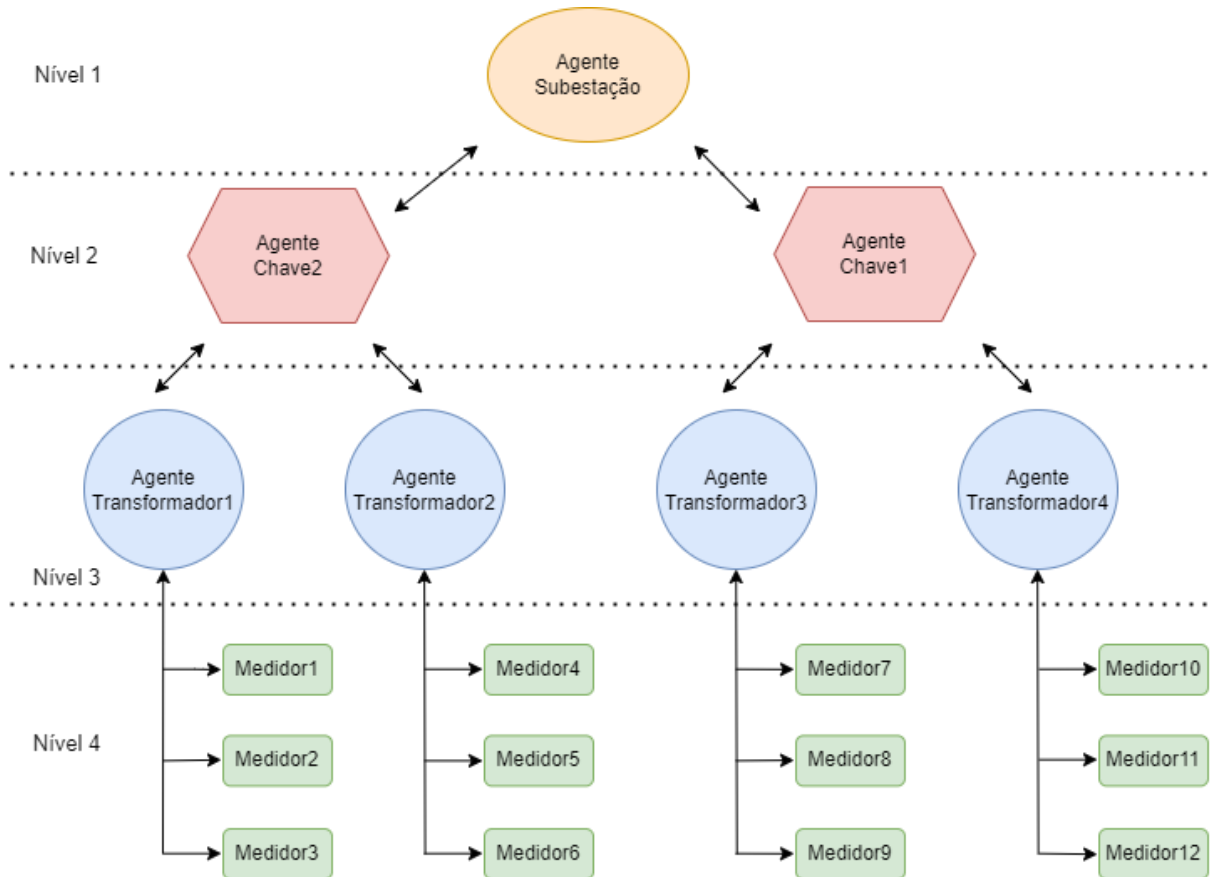
A troca de mensagens entre os agentes é sempre com o agente do nível anterior, por exemplo, o Agente Medidor que está no nível 4 envia mensagem para o Agente Transformador que está no nível 3. Esta lógica vale para os demais agentes. O Agente Subestação é responsável por manter a topologia da rede atualizada e informar os demais agentes quando for solicitado.

A vantagem dessa arquitetura é a simplicidade do método, porém apresenta como desvantagem a centralização das informações da topologia da rede em apenas um agente. Caso exista alguma falha de comunicação, a metodologia fica comprometida.

4.3.1 Agente Medidor

O Agente Medidor está localizado na residência do consumidor, o qual é responsável por monitorar a tensão e a corrente fornecida ao consumidor. Caso o fornecimento de energia seja interrompido por algum motivo, o agente detecta a falta de energia e envia uma mensagem ao Agente Subestação, solicitando informação a respeito do transformador a montante da posição do medidor. Após receber a mensagem do Agente Subestação, o Agente Medidor envia uma mensagem para o referido Agente Transformador contendo as informações como dia, horário, identificação do consumidor e as fases envolvidas.

Figura 13 – Arquitetura centralizada



Fonte: Autoria própria.

4.3.2 Agente Transformador

O Agente Transformador é responsável por solicitar manutenção para o Agente Medidor e informar ao Agente Chave caso seja detectado algum problema no seu circuito secundário (rede de baixa tensão). Ademais, tal agente começa a contagem do tempo limite após a primeira mensagem recebida do Agente Medidor. Conforme mencionado, o presente estudo utilizou 30 segundos como tempo limite. Dessa forma, existem três cenários possíveis:

- Se uma nova mensagem for enviada por outro Agente Medidor antes de 30 segundos, o Agente Transformador considera que houve uma falta em sua rede de BT e abre suas chaves para desenergizar sua seção. Por fim, o Agente Transformador envia uma mensagem ao Agente Chave informando sua ação;
- Se uma nova mensagem for enviada por outro Agente Medidor após o tempo limite de 30 segundos, o Agente Transformador considera que os problemas envolvidos não

estão diretamente relacionados entre os medidores e solicita a manutenção do Agente Patrulha para cada medidor;

c) Se nenhuma nova mensagem for recebida até o final do tempo limite, o Agente Transformador solicita manutenção do Agente Patrulha para o medidor.

4.3.3 Agente Chave

O comportamento do Agente Chave é semelhante ao do Agente Transformador. O Agente Chave também usa um tempo limite de 30 segundos após receber a primeira mensagem. Os cenários possíveis são:

a) Se uma nova mensagem for enviada por outro Agente Transformador antes de 30 segundos, o Agente Chave considera que houve uma falta em sua rede de MT e abre suas chaves para desenergizar sua seção. Por fim, o agente envia uma mensagem ao Agente da Subestação informando sua ação;

b) Se uma nova mensagem for enviada por outro Agente Transformador após 30 segundos, o Agente Chave considera que os problemas envolvidos não estão diretamente relacionados entre os transformadores e solicita manutenção do Agente Patrulha para o circuito de MT que atende cada transformador;

c) Se nenhuma nova mensagem for recebida até o final do tempo limite, o Agente Chave solicita manutenção do Agente Patrulha para a rede de MT que alimenta o transformador solicitante.

4.3.4 Agente Subestação

O Agente de Subestação tem por objetivo monitorar a topologia da rede de distribuição. Cada abertura ou fechamento de chave deve ser comunicado ao agente. Conseqüentemente, a topologia da rede estará sempre atualizada. Quando um agente precisa relatar um problema, ele envia uma mensagem ao Agente da Subestação perguntando qual é o dispositivo localizado à montante.

Após receber uma mensagem do Agente Chave, os cenários possíveis para o agente são:

a) Se uma nova mensagem for enviada por outro Agente Chave antes de 30 segundos, o Agente Subestação considera que houve uma falta grave no circuito do alimentador e abre suas chaves para desenergizar o alimentador;

b) Se uma nova mensagem for enviada por outro Agente Chave após 30 segundos, o

Agente Subestação considera que os problemas envolvidos não estão diretamente relacionados entre as chaves e solicita manutenção do Agente Patrulha para o circuito de MT que atende cada chave;

- c) Se nenhuma nova mensagem for recebida até o final do tempo limite, o Agente Subestação solicita manutenção do Agente Patrulha para a rede de MT que atende a chave solicitante.

A troca de mensagens (mensagem inicial e mensagem de resposta) entre os agentes não deve exceder o tempo de 10 segundos, caso esse tempo seja excedido, o Agente que deveria receber a mensagem irá enviar mensagem reportando a situação para o Agente Subestação, o qual, por sua vez, irá fazer uma nova tentativa de comunicação com o Agente que não enviou a mensagem inicialmente. Caso o resultado seja negativo, o Agente Subestação solicitará manutenção.

4.4 ARQUITETURA DESCENTRALIZADA

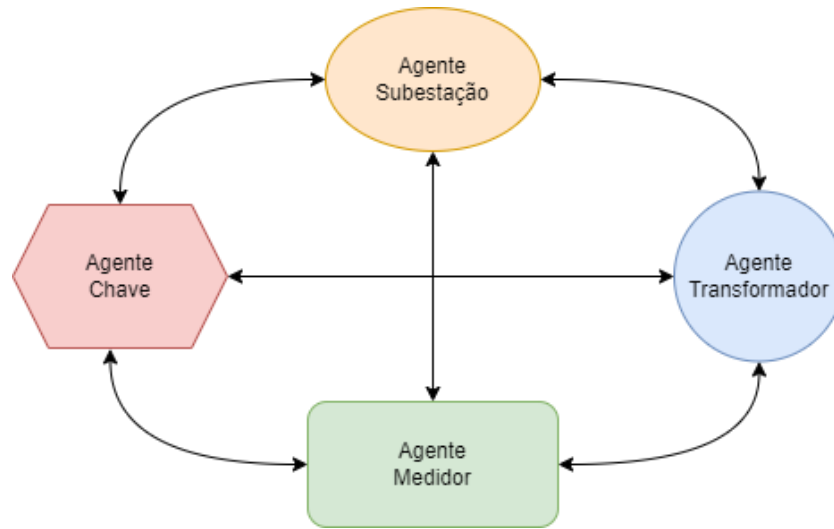
Na arquitetura descentralizada, os agentes se comunicam entre si de forma autônoma e distribuída, pois não existem níveis hierárquicos, tornando-a uma solução estável para operações robustas. A Figura 14 mostra a proposta de arquitetura descentralizada. A maior vantagem em sua utilização é a confiabilidade, uma vez que a falha individual de um agente, ou mesmo de alguns, não é capaz de afetar a comunicação entre os agentes. Sua desvantagem fica por conta da robusta infraestrutura de comunicação.

4.4.1 Agente Medidor

Conforme mencionado, o Agente Medidor está localizado na residência do consumidor, o qual é responsável por monitorar as grandezas elétricas de tensão e corrente fornecida. Na Figura 15, é elucidado o fluxograma do Agente Medidor.

Caso o fornecimento de energia seja interrompido por algum motivo, o agente medidor detecta a falta de energia e envia uma mensagem aos demais agentes medidores que estão conectados ao mesmo transformador solicitando informação se o fornecimento de energia elétrica para eles está normal.

Figura 14 – Arquitetura descentralizada

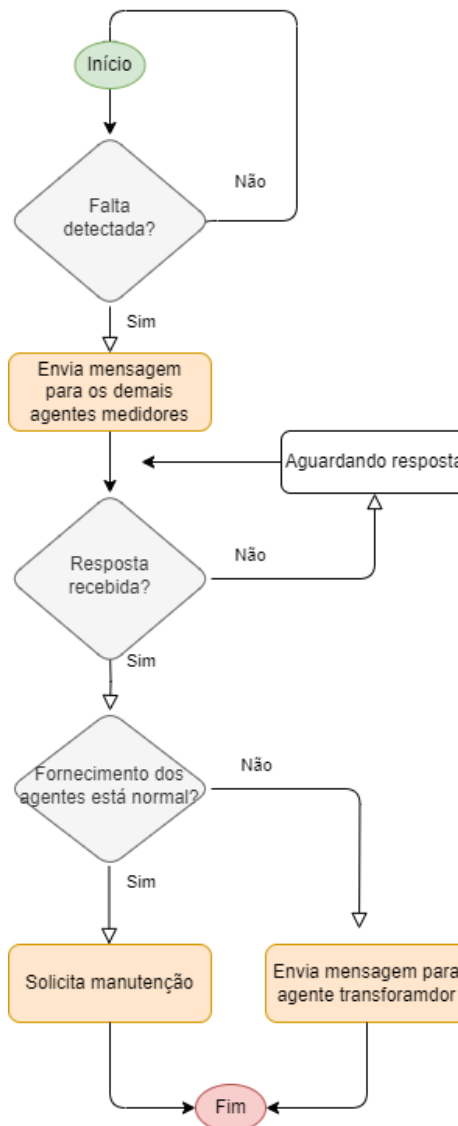


Fonte: Autoria própria.

Após receber as informações dos demais medidores, o Agente Medidor solicita o status de fornecimento do Agente Transformador a montante de sua posição, ou seja, o transformador responsável pelo fornecimento de energia. De posse das informações, o Agente Medidor toma a decisão ou não de solicitar manutenção. Existem dois possíveis cenários:

- a) Se os medidores estão com o fornecimento de energia elétrica normal, o provável problema é no ramal de ligação, como, por exemplo, cabo rompido ou mau contato do cabo com o conector, que atende o Agente Medidor que detectou a falta de energia. Desta forma, o Agente Medidor informa ao Agente Transformador que irá solicitar manutenção. A mensagem de manutenção contém as informações como dia, horário, identificação do consumidor e as fases envolvidas;
- b) Se os medidores também estiverem sem o fornecimento de energia elétrica, o Agente Medidor constata que o problema é na alimentação dos medidores, ou seja, na rede de baixa tensão. Neste caso, os Agentes Medidores enviam mensagem informando a falta de energia para o Agente Transformador que é o responsável por solicitar manutenção.

Figura 15 – Fluxograma do Agente Medidor

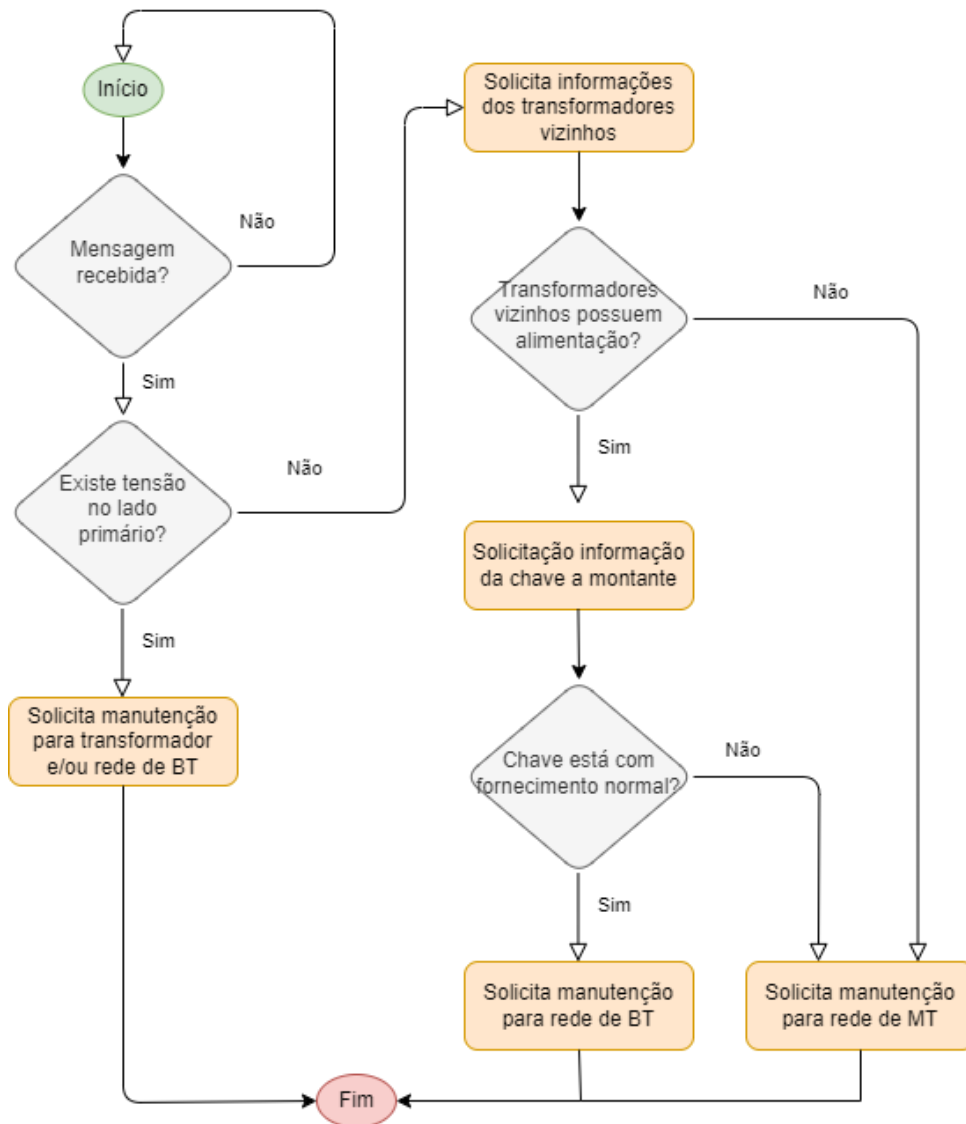


Fonte: Autoria própria.

4.4.2 Agente Transformador

O Agente Transformador é responsável por monitorar o fornecimento de energia elétrica aos medidores que estão a jusante de sua posição. Na Figura 16, consta o fluxograma do Agente Transformador.

Figura 16 – Fluxograma do Agente Transformador



Fonte: Autoria própria.

Conforme mencionado, quando dois ou mais medidores informam que estão sem energia elétrica, o Agente Transformador verifica se está recebendo energia elétrica no seu lado primário e se está fornecendo energia no seu lado secundário. Existem dois possíveis cenários:

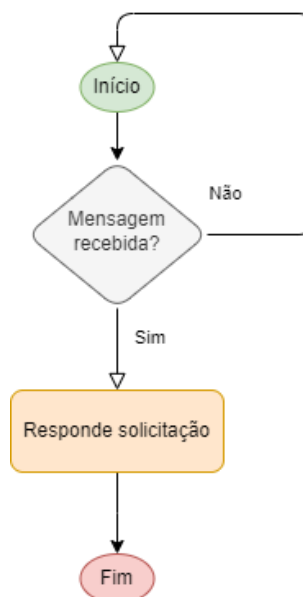
- a) Caso esteja tudo normal no lado primário, porém no lado secundário não, como, por exemplo, cabo fase rompido ou defeito interno do transformador, o Agente Transformador solicita manutenção;
- b) Se ao verificar que seu lado primário está sem energia elétrica, o Agente Transformador

envia mensagens para os transformadores vizinhos mais próximos da sua posição solicitando informação de seus status relativos ao recebimento de energia elétrica nos seus lados primários. Caso os transformadores respondam que está tudo normal com suas alimentações, o Agente Transformador entende que o problema está no seu ramal de alimentação e faz uma verificação com o Agente Chave a montante de sua posição. Se o Agente Chave estiver com alimentação normal, provavelmente o problema está na sua rede de baixa tensão. Caso o Agente Chave informe que está sem energia elétrica, o Agente Transformador constata que o seu ramal de alimentação (rede de média tensão) está sem energia. Em ambos os casos, o Agente Transformador é responsável por solicitar a manutenção. Se os transformadores vizinhos informarem que estão sem alimentação, todos transformadores afetados solicitam manutenção.

4.4.3 Agente Chave

O Agente Chave é responsável por monitorar o fornecimento de energia elétrica ao(s) transformador(es) que está(ão) a jusante de sua posição. Na Figura 17, expõe-se o fluxograma do Agente Chave.

Figura 17 – Fluxograma do Agente Chave



Fonte: Autoria própria.

O Agente Chave responde a solicitação do Agente Transformador quando houver, porém, não solicita manutenção, sendo esta tarefa do Agente Medidor ou do Agente Transformador.

4.4.4 Agente Subestação

O comportamento do Agente Subestação é semelhante ao do Agente Chave. O Agente Subestação tem por objetivo monitorar as grandezas elétricas tensão e corrente que são fornecidas aos demais equipamentos da rede de distribuição. O Agente Subestação também não é responsável por solicitar manutenção, sendo esta responsabilidade do Agente Medidor ou do Agente Transformador.

4.5 ONTOLOGIA

A definição de uma ontologia adequada que especifique todos os conteúdos possíveis da mensagem é muito importante, até porque é usada em conjunto com os tipos de mensagem FIPA para permitir um SMA flexível e aberto. A ontologia é especificada usando construções de dados que especificam o tipo de dado e seus atributos, ou seja, funcionando como um filtro.

O método selecionado para este usou três tipos de ontologia: curto-circuito, solicitação e comum. O primeiro tem a finalidade de indicar a falta de energia; o segundo representa informação solicitadas, e o último engloba todas as demais mensagens.

4.6 COMUNICAÇÃO

Conforme mencionado anteriormente, a comunicação dos agentes segue os padrões desenvolvidos pelo FIPA, que consistem em mais de 20 tipos de mensagens ACL. Mais informações sobre o tema podem ser obtidas em FIPA (2020).

A troca de mensagens no ambiente de SMA é essencial para o aprendizado dos agentes, por exemplo, quando um agente percebe um estado instável (falta), ele detecta a perturbação e envia mensagens para os demais agentes, a fim de que ações sejam tomadas para estabilizar o ambiente em que estão inseridos.

Essa interação entre os agentes que permite a tomada de decisão de forma coletiva a

partir de análise e aquisição distribuída de dados simula a característica de aprendizado social em SMA, ao contrário do aprendizado isolado (sem interação entre os agentes) presente nos sistemas inteligentes convencionais.

Ressalta-se que toda mensagem recebida por um agente é respondida com uma mensagem do tipo *INFORM* com o conteúdo: Mensagem Recebida. Como resultado, há uma garantia de que a mensagem foi entregue.

A primeira ação de cada agente é registrar seu serviço no agente DF. Esta ação tem como finalidade localizar o agente responsável por cada serviço de forma mais rápida e eficiente.

Na Tabela 4 são elucidados os tipos de mensagens utilizados pelos agentes da metodologia proposta.

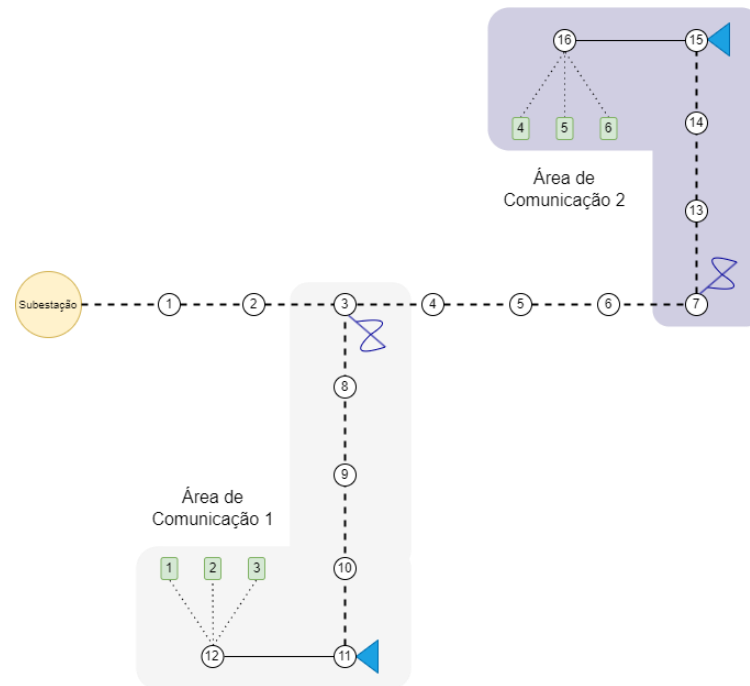
Tabela 4 – Tipos de mensagens enviadas pelos agentes

Tipo da mensagem	Conteúdo da mensagem
INFORM	Mensagem contendo ou solicitando algum tipo de informação.
REQUEST	Mensagem para solicitar informação ou manutenção, por exemplo: agente transformador solicita informação ao agente DF sobre quais são as equipes disponíveis.
AGREE	Mensagem para confirmar que a solicitação foi aceita, por exemplo: agente patrulha envia confirmação que a manutenção solicitada foi aceita.
REFUSE	Mensagem para recusar a solicitação feita, por exemplo, agente patrulha recusa a solicitação de manutenção.
FAILURE	Mensagem reportando algum tipo de falha, por exemplo, falha de comunicação.

Fonte: Autoria própria.

Visando a confiabilidade da comunicação na metodologia proposta, os agentes trocam mensagens entre si periodicamente em uma mesma área de comunicação. Uma área de comunicação é formada por todos os agentes que estão a jusante da chave de derivação do ramal da rede elétrica, conforme exposto na Figura 18.

Figura 18 – Exemplo de área de comunicação



Fonte: Autoria própria.

No exemplo apresentado, existem duas áreas de comunicação. A área 1 é composta pelos Agentes Medidores 1, 2 e 3; pelo Agente Transformador 11 e pelo Agente Chave 3. A área 2 é composta pelos Agentes Medidores 4, 5 e 6; pelo Agente Transformador 15 e pelo Agente Chave 7.

A cada intervalo de tempo t , os agentes trocam mensagens entre si para verificar o estado operativo da rede de comunicação. Nesta tese, o tempo t foi definido como 5 minutos. Um intervalo de tempo para a resposta de uma solicitação ser enviada também é verificado. Sendo assim, o tempo máximo para uma resposta é de 1 minuto. Se o tempo for maior que 1 minuto, é considerado que houve uma falha de comunicação entre os agentes.

Caso a quantidade de mensagens recebidas for inferior a 80% em relação à quantidade de mensagens enviadas, um alerta de manutenção é gerado, assim a concessionária toma ciência e pode decidir a ação a ser tomada.

4.7 AGENTES AUXILIARES

Em consonância com o que é relatado em Bellifemine et al. (2010), algumas ferramentas foram desenvolvidas para auxiliar na tarefa de depuração de aplicações multiagente. Cada ferramenta é representada como um agente, sujeito às mesmas regras, aos mesmos recursos de comunicação e ao mesmo ciclo de vida. A metodologia proposta usa três agentes auxiliares: *Remote Management Agent* (RMA), DF e *Sniffer*.

Cada um desses agentes tem sua fundamental contribuição. O RMA permite comandar o ciclo de vida de todos os agentes cadastrados, já o DF é o agente que fornece o serviço da página amarela. Esse serviço é crucial para a busca de descrições de agentes. Quando um agente necessita saber quem é o agente responsável por determinada tarefa, a pergunta é direcionada ao agente DF. O agente *Sniffer* é um agente com recursos de rastreamento. Assim, cada mensagem direcionada de/para um agente ou grupo de agentes é rastreada e exibida na Interface Gráfica do Usuário, em inglês *Graphical User Interface* (GUI), do agente *Sniffer*.

4.8 IMPLEMENTAÇÃO

O SMA adotado neste estudo foi implementado em linguagem JAVA utilizando o programa ECLIPSE (Eclipse Foundation) por meio das bibliotecas presentes na plataforma JADE (Telecom Italia Lab) e o sistema teste foi desenvolvido com o *software* HYPERSIM, uma plataforma de *software* da OPAL-RT Technologies. A comunicação entre os agentes é baseada no protocolo FIPA, via protocolo TCP/IP.

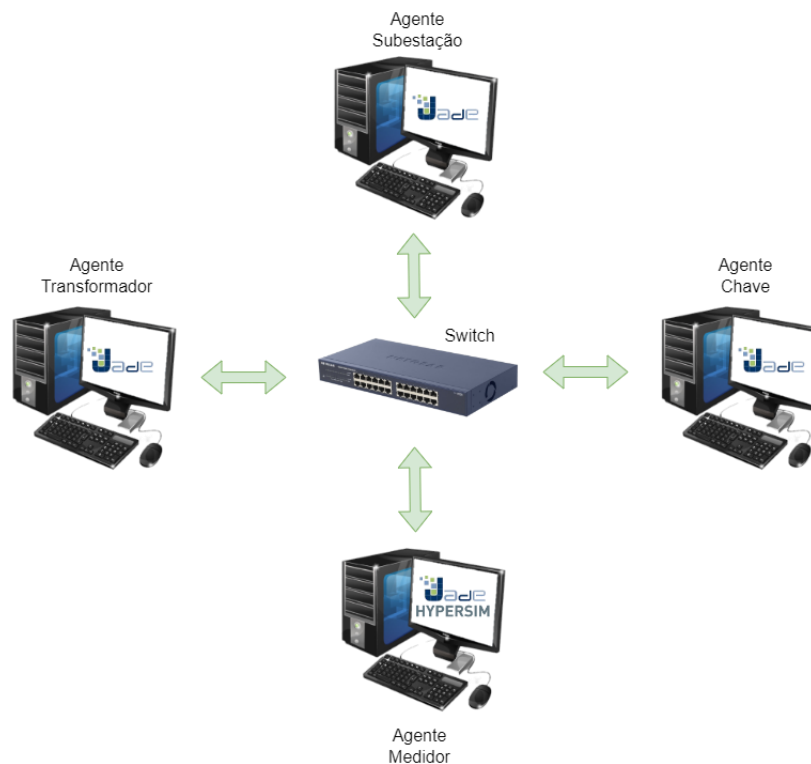
Pontua-se que a plataforma JADE é totalmente desenvolvida na linguagem Java e foi selecionada para ser empregada aqui devido a alguns fatores: é uma plataforma de agente usada para implementar SMA por meio de uma interface (*middleware*²) que está em conformidade com os padrões FIPA; facilidade de acesso a rede de computadores visando a troca de mensagens entre agentes que estão em diferentes máquinas; permite a execução de vários comportamentos de um mesmo agente (*multithreading*); dispõe de forte suporte da comunidade de desenvolvedores; possui reconhecimento da comunidade na utilização em sistemas elétricos de potência e tem código aberto (*software* livre).

² *Software* que atua como uma ponte entre um sistema operacional ou banco de dados e aplicativos, especialmente em uma rede.

Conforme mencionado, o sistema teste utilizado foi implementado no HYPERSIM, organizando os componentes elétricos das bibliotecas de modelos. Assim, JADE e HYPERSIM foram conectados por um *switch* de 100 Mbps, e cada tipo de agente foi implementado em um computador (*container*) específico, conforme elucida a Figura 19.

A configuração de *hardware* dos computadores é composta por um processador AMD Ryzen 5 2600 de 3,4 GHz com capacidade de armazenamento SSD Kingston NV2 128 GB, 8 GB de RAM, rodando com a versão Windows 10. Nota-se que o *software* HYPERSIM está instalado apenas no computador em que o Agente Medidor está presente.

Figura 19 – Topologia do *Framework* utilizado



Fonte: Autoria própria.

4.8.1 Sistema Teste

O sistema teste selecionado foi o IEEE 34 nós (IEEE POWER & ENERGY SOCIETY), mostrado na Figura 20, pois inclui a maioria dos recursos comuns presentes em redes de distribuição reais, como topologia radial, linhas aéreas e ramificações protegidas por chave. O sistema foi modificado para ser integralmente trifásico, possuir rede de baixa tensão e os ramais

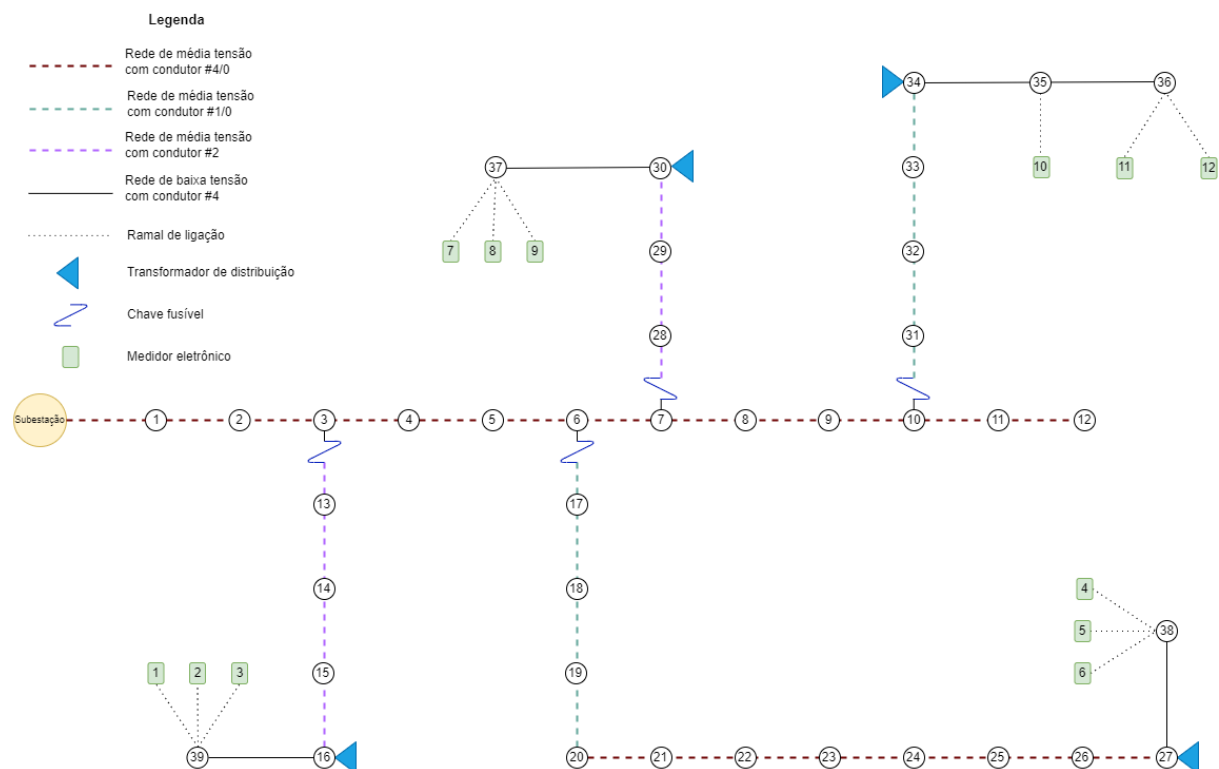
de ligação dos medidores eletrônicos. Após a modificação, o sistema passou a ter 5 km de comprimento e 39 nós.

Os ramais de ligação são do tipo multiplexado de alumínio para a tensões de até 0,6/1 kV e possuem o tamanho padrão de 15 m, valor este definido pelo autor de forma empírica. As chaves fusíveis são do tipo XS para a tensão máxima de 15 kV.

Os quatro transformadores de distribuição são trifásicos e possuem os seguintes parâmetros: potência nominal de 30 kVA, conexão Y- Δ , classe de tensão de 15 kV, tensão secundária de 380/220 V e frequência de 60 Hz.

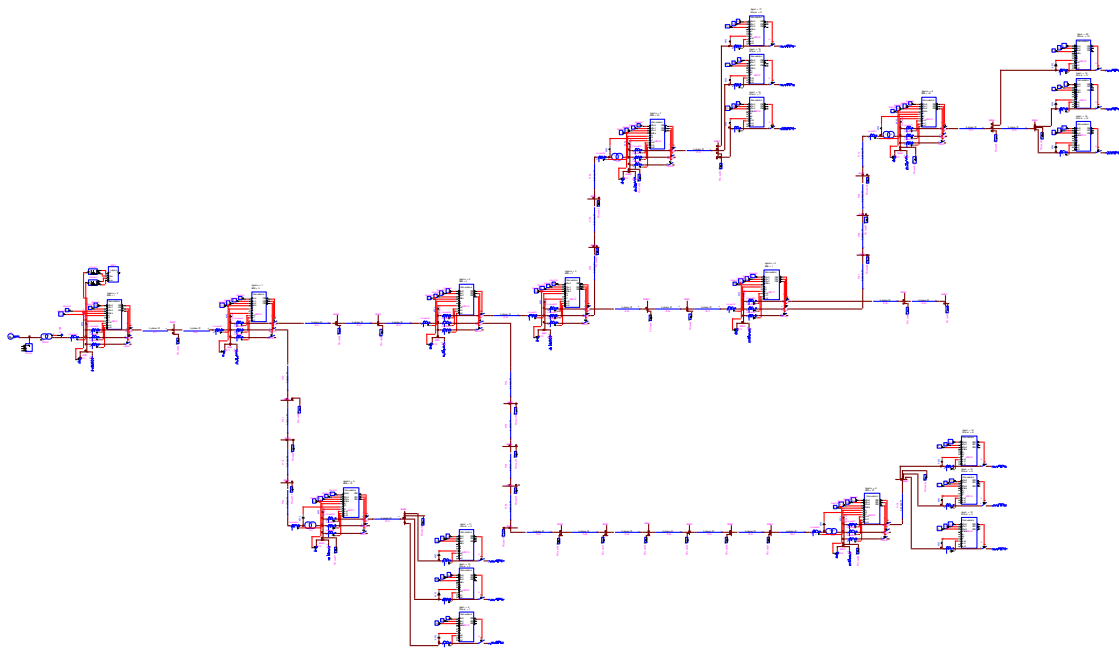
Destaca-se que o alimentador foi modelado no *software* HYPERSIM, e os parâmetros dos transformadores e condutores utilizados podem ser vistos no APÊNDICE A – MODELAGEM DO SISTEMA TESTE 34 BARRAS.

Figura 20 – Diagrama unifilar do sistema teste IEEE 34 nós modificado



Fonte: Autoria própria.

O *software* HYPERSIM realiza simulações nos modos de tempo real e off-line. Para este trabalho, os cenários foram executados no modo off-line. Mais adiante, o diagrama apresentado na Figura 21, representa o sistema teste implementado no *software* HYPERSIM.

Figura 21 – Sistema teste implementado no *software* HYPERSIM

Fonte: Autoria própria.

Nesta tese o sistema teste foi implementado dentro da interface gráfica do HYPERSIM, e o medidor foi implementado em um bloco *User Code Model* (UCM). O bloco UCM selecionado possui duas funções, a primeira é ler as tensões medidas pelo MI, e a segunda é permitir a comunicação com os agentes implementados na linguagem JAVA. O UCM é um utilitário do HYPERSIM, que permite aos usuários construir seus blocos específicos, usando uma função codificada em linguagem C, respeitando as regras de programação do *software*.

O *software* foi escolhido devido à sua arquitetura flexível e escalável, e ao processamento paralelo de alta velocidade que permite que as concessionárias e centros de pesquisa executem testes mais rápidos e realistas para atender às demandas do mercado de energia atual.

É importante ressaltar que a comunicação entre o *software* HYPERSIM e JADE ocorre por meio de endereçamento de memória na máquina onde os agentes estão instalados, eliminando a necessidade de utilizar arquivos para a transferência de dados, como frequentemente encontrado na literatura.

A Tabela 5 mostra as informações simuladas para os MIs.

Tabela 5 – Dados dos medidores inteligentes

Identificação do Medidor	Transformador a montante	Tipo de conexão	Fases da conexão
Medidor 1	Transformador 16	Trifásica	ABC
Medidor 2	Transformador 16	Monofásica	A
Medidor 3	Transformador 16	Trifásica	ABC
Medidor 4	Transformador 27	Monofásica	A
Medidor 5	Transformador 27	Bifásica	BC
Medidor 6	Transformador 27	Trifásica	ABC
Medidor 7	Transformador 30	Monofásica	B
Medidor 8	Transformador 30	Trifásica	ABC
Medidor 9	Transformador 30	Trifásica	ABC
Medidor 10	Transformador 34	Trifásica	ABC
Medidor 11	Transformador 34	Monofásica	C
Medidor 12	Transformador 34	Trifásica	ABC

Fonte: Autoria própria.

4.8.2 Etapas da simulação

A simulação do SMA proposto é realizada em cinco etapas, numeradas a seguir, em ordem temporal:

- I. Falta é simulada, no sistema teste IEEE 34 nós modificado, no *software* HYPERSIM;
- II. Parâmetro do bloco UCM é alterado;
- III. Agente, implementado em linguagem JAVA, utilizando as bibliotecas da plataforma JADE detecta a alteração do parâmetro;
- IV. Agente realiza metodologia proposta neste trabalho;
- V. Análise dos resultados para comprovação da metodologia proposta.

4.9 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, abordou-se a metodologia proposta para implementar um SMA, considerando o sistema elétrico com uma REI. A metodologia é composta por quatro agentes que se comunicam entre si de forma autônoma e distribuída:

- 1) Agente Medidor: instalado ao longo da rede de baixa tensão, sendo responsável pela leitura das grandezas elétricas tensão e corrente e por solicitar manutenção após troca de mensagens com os demais agentes;
- 2) Agente Transformador: localizado a montante do Agente Medidor, sendo responsável por se comunicar com o Agente Medidor e o Agente Chave para identificar se o provável problema de falta de energia está relacionado à sua rede de média tensão ou de baixa tensão;
- 3) Agente Chave: está localizado a montante do Agente Transformador. Seu funcionamento é semelhante ao Agente Transformador. Sua função é verificar se sua alimentação está normal e informar aos demais agentes;
- 4) Agente Subestação: localizado no início do alimentador, sendo responsável pelo monitoramento da alimentação da rede de distribuição.

Destaca-se que a comunicação entre os *softwares* HYPERSIM e JADE ocorre via endereçamento de memória na máquina em que os agentes estão instalados, não sendo necessária a utilização de arquivo, do tipo txt, para passagem de dados conforme encontrado na literatura.

No próximo capítulo, serão apresentados os resultados da implementação de um SMA, considerando a rede como uma REI, visando a melhoria da qualidade de energia (continuidade de fornecimento).

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Neste capítulo, são apresentados os resultados da análise da metodologia proposta para uma REI, empregando o *software* HYPERSIM sob condições operacionais simuladas em modo off-line. A rede IEEE 34 nós modificada foi selecionada para realizar o estudo de caso. Conforme mencionado, cada agente é representado por um bloco UCM que permite a leitura das grandezas elétricas e comunicação entre os agentes. Quando a falta é detectada, o parâmetro do bloco é alterado e lido pelo(s) agente(s) implementado(s) na plataforma JADE, dando assim início ao processo de localização da falta proposto. Para fins de comparação, os métodos com base na impedância aparente e utilizando rede neural artificial (RNA) também foram implementados.

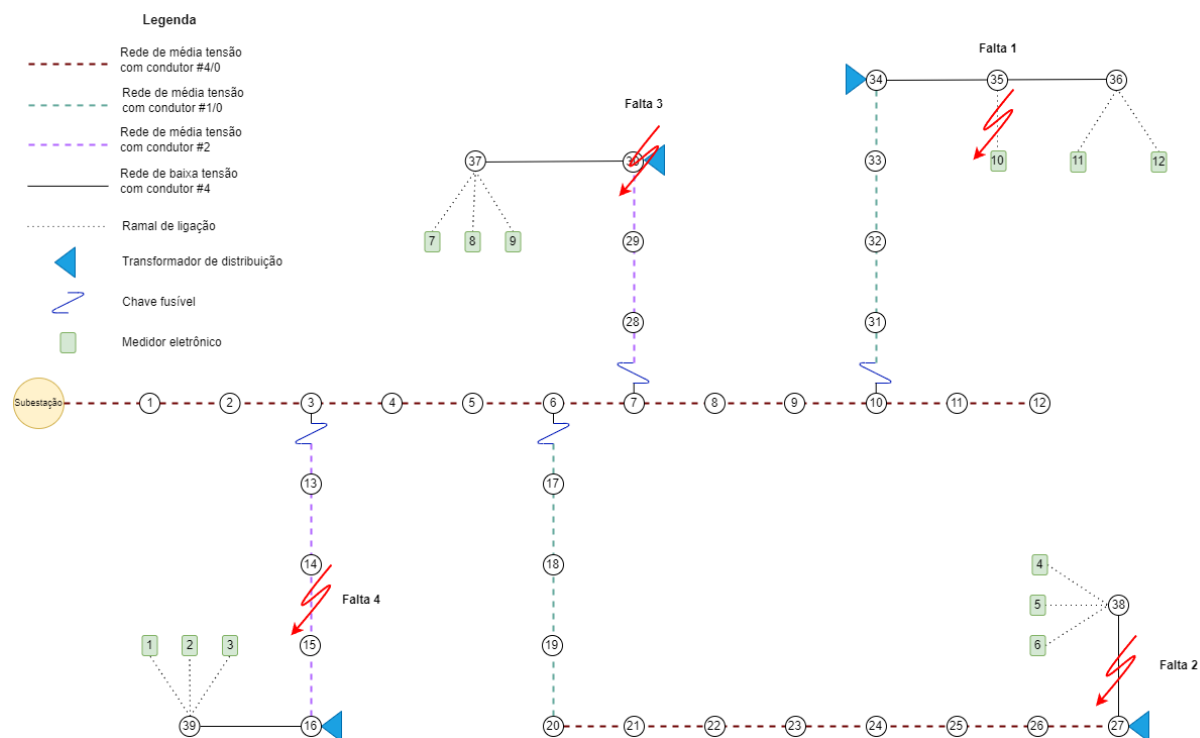
Para tal, quatro cenários com diferentes locais para o curto-circuito foram simulados para avaliar a continuidade do fornecimento. Em todos eles, os medidores instalados na residência do consumidor foram considerados medidores inteligentes com a capacidade de ler e armazenar dados de tensão. O objetivo desta simulação é demonstrar que o SMA apresentado pode facilitar o processo de restauração da rede elétrica, informando automaticamente a concessionária sobre uma contingência, estimando a fase com falta e o tipo de falta.

Nesse sentido, elencam-se, a seguir, as premissas que nortearam esta tese:

- O método para cálculo do curto-circuito foi ignorado, pois ele não é o objetivo deste trabalho, podendo ser utilizado qualquer um dos métodos existentes;
- A infraestrutura da rede de comunicação e o protocolo de comunicação não foram abordados. A rede pode ser qualquer uma das tecnologias existentes (fibra ótica, tecnologia GSM ou via rádio), e o protocolo idem (DNP3 ou Modbus).

Neste caso, são simulados quatro cenários com diferentes locais para a falta. As faltas têm sua localização informada na Figura 22.

Figura 22 – Diagrama unifilar do sistema teste com o local das faltas simuladas



Fonte: Autoria própria.

A Tabela 6 mostra as fases envolvidas e a seção afetada pela falta. O procedimento começa com a detecção de uma falta pelo MI e sua comunicação rápida e automática com os demais agentes presentes na rede de distribuição.

Foram realizados dois estudos comparativos. No primeiro, é verificada qual a melhor arquitetura para o SMA: centralizada ou descentralizada. Posteriormente, são apresentados os resultados obtidos para a metodologia proposta nesta tese e para outros dois métodos: com base na impedância aparente proposto por Gong; Guzman (2013) e utilizando outra técnica de inteligência, neste caso a rede neural artificial (RNA) publicada por Dashtdar; Dashtdar (2020).

Tabela 6 – Continuidade do fornecimento: dados das faltas simuladas

Cenário	Falta				Medidor Afetado
	Seção	Tipo	Fase	Localização	
1	Nó 35 – Medidor 10	3Ø	ABC	Ramal de ligação do medidor 10	Medidor 10
2	Nó 27 – Nó 38	1Øg	A	BT do Transformador 27	Medidor 4 Medidor 5 Medidor 6
3	Nó 30	3Ø	ABC	Transformador 30	Medidor 7 Medidor 8 Medidor 9
4	Nó 14 – Nó 15	2Øg	BC	MT do Transformador 16	Medidor 1 Medidor 2 Medidor 3

Fonte: Autoria própria.

5.2 ARQUITETURA CENTRALIZADA

Na arquitetura centralizada, os agentes basicamente trocam mensagens com os agentes do nível hierárquico acima, por exemplo, os Agentes Medidores enviam mensagens para os Agentes Transformadores, mas não para os Agentes Chaves. A seguir, dedica-se atenção aos resultados obtidos, utilizando-se a arquitetura centralizada.

5.2.1 Cenário 1 – Falta no ramal de ligação do medidor 10

O local da falta selecionado para o Cenário 1 foi entre o Nó 35 e o Medidor 10. Portanto, de acordo com a metodologia centralizada, apenas o Medidor 10 deve enviar uma mensagem para o transformador localizado à montante, que, neste caso, é o Transformador 34. O conteúdo da mensagem inclui a data, hora, fases afetadas (ABC) e o tipo de falta (trifásico). O uso do MI permite a identificação rápida e eficiente das fases afetadas pela falta.

O diagrama de comunicação elaborado pelo autor do presente estudo pode ser visualizado na Figura 23, logo mais. Pelo diagrama, pode-se perceber que a troca de mensagens entre os agentes ocorreu de acordo com a metodologia proposta. Em um primeiro momento, o Agente

Medidor 10 solicita informação para o Agente Subestação, já em um segundo momento, após receber a mensagem com as informações solicitadas, o Agente Medidor 10 envia mensagem para o Agente Transformador 34, relatando a falta de energia elétrica.

Conforme o fluxograma elucidado, decorrido o tempo limite de 30 s, o Agente Transformador 34 constata que apenas o Agente Medidor 10 está sem energia, pois foi o único medidor que enviou mensagem com a informação de falta de energia e solicita informação das equipes de manutenção disponíveis ao Agente DF. Após receber a informação, o Agente Transformador 34 solicita a manutenção do medidor (consumidor) para o Agente Manutenção.

Figura 23 – Diagrama de comunicação da arquitetura centralizada para o cenário 1



Fonte: Autoria própria.

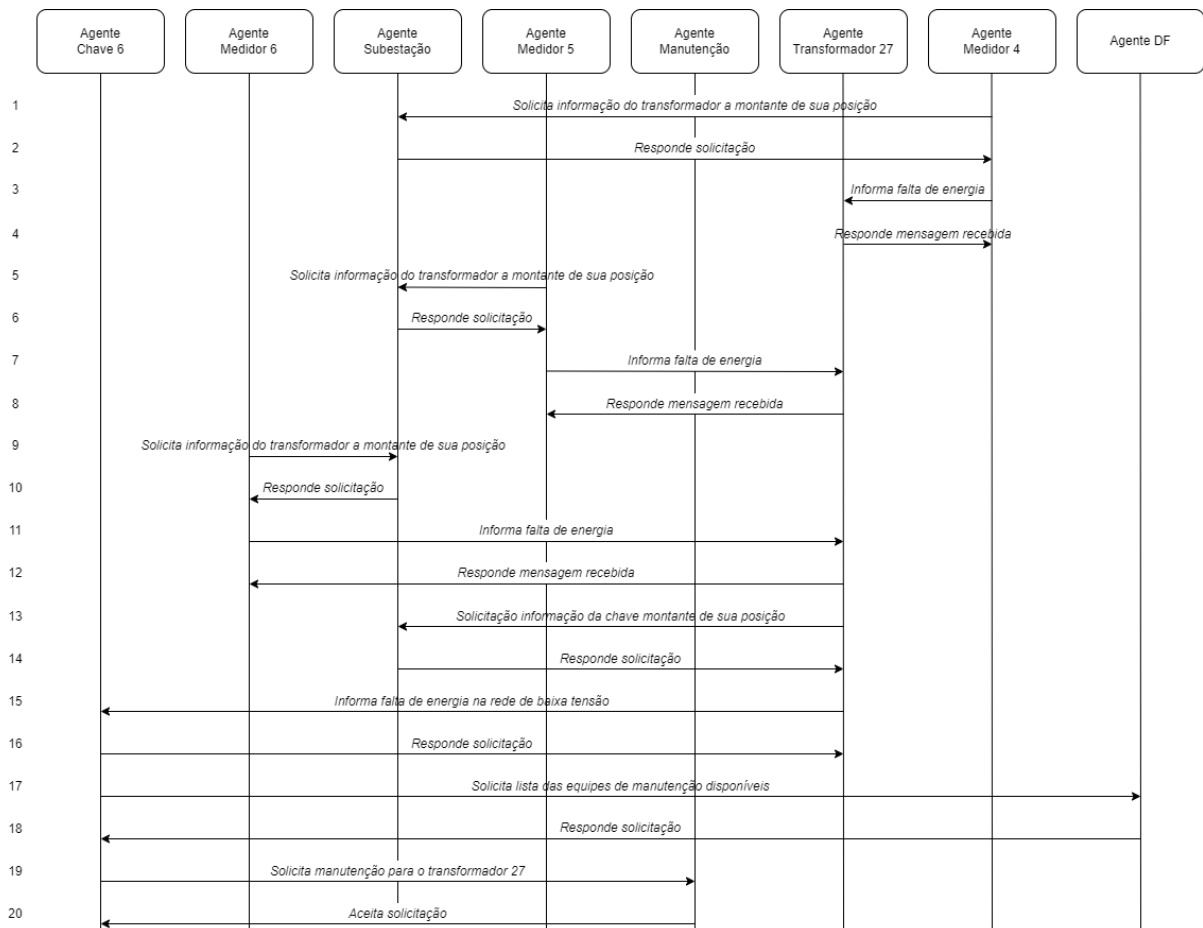
A partir do diagrama de comunicação, pode-se concluir que o Agente Medidor 10 conseguiu atingir seu objetivo que era informar automaticamente a concessionária sobre a falta de energia. O objetivo deste caso é simular a desconexão do ramal de ligação do consumidor com a rede de baixa tensão.

5.2.2 Cenário 2 – Falta na rede de baixa tensão do transformador 27

No cenário 2, o local da falta selecionado foi a rede de baixa tensão do Transformador 27, mais precisamente na metade da seção entre o nó 27 e o nó 38. Apenas a fase A foi afetada.

A Figura 24 mostra as mensagens trocadas pelos agentes por meio do diagrama de comunicação elaborado pelo autor.

Figura 24 – Diagrama de comunicação da arquitetura centralizada para o cenário 2



Fonte: Autoria própria.

Como os três medidores estão conectados na fase A, todos eles reportam a falta de energia ao transformador à montante, neste caso o Transformador 27. Como mais de um medidor reportou falta de energia antes do fim do tempo limite de 30 s, o Transformador entende que o problema está relacionado a sua rede de baixa tensão e solicita informação para o Agente Subestação sobre a chave a montante da sua posição para relatar o problema.

Após receber a informação do Agente Transformador, o Agente Chave 6 constata que no lado primário do transformador está tudo normal, ou seja, o problema de falta de energia está relacionado ao lado secundário, pois não há suprimento de energia elétrica para os medidores e somente um transformador reportou problema. Portanto, o Agente Chave 6 solicita ma-

nutenção para a rede de baixa tensão do transformador, seção entre os postes 27 e 38, informando a fase afetada (A) e o tipo de falta (monofásica) de acordo com as mensagens recebidas dos agentes medidores.

O objetivo deste caso é simular a ruptura do condutor da rede de baixa tensão. Sendo assim, a fase afetada será identificada automaticamente pelo MI, sem a necessidade de o consumidor entrar em contato com a concessionária.

5.2.3 Cenário 3 – Defeito no transformador 30

No cenário 3, ocorreu uma falta trifásica no Transformador 30 ocasionando seu defeito e conseqüentemente a abertura das suas chaves fusíveis. Todos os medidores conectados à rede de baixa tensão do transformador foram afetados. A Figura 25 mostra as mensagens trocadas pelos agentes.

O transformador recebe as mensagens dos medidores e atesta que sua operação foi afetada, sendo necessário perguntar ao Agente Subestação quem é a chave a montante de sua posição. De posse da informação, o Agente Transformador 30 reporta o problema para o Agente Chave 7. Após o tempo limite de 30s ser superado, o Agente Chave 7 identifica que o problema de falta de energia aconteceu apenas com o Transformador 30 e solicita a lista das equipes de manutenção ao Agente DF para posteriormente solicitar manutenção da rede de baixa tensão do Transformador 30.

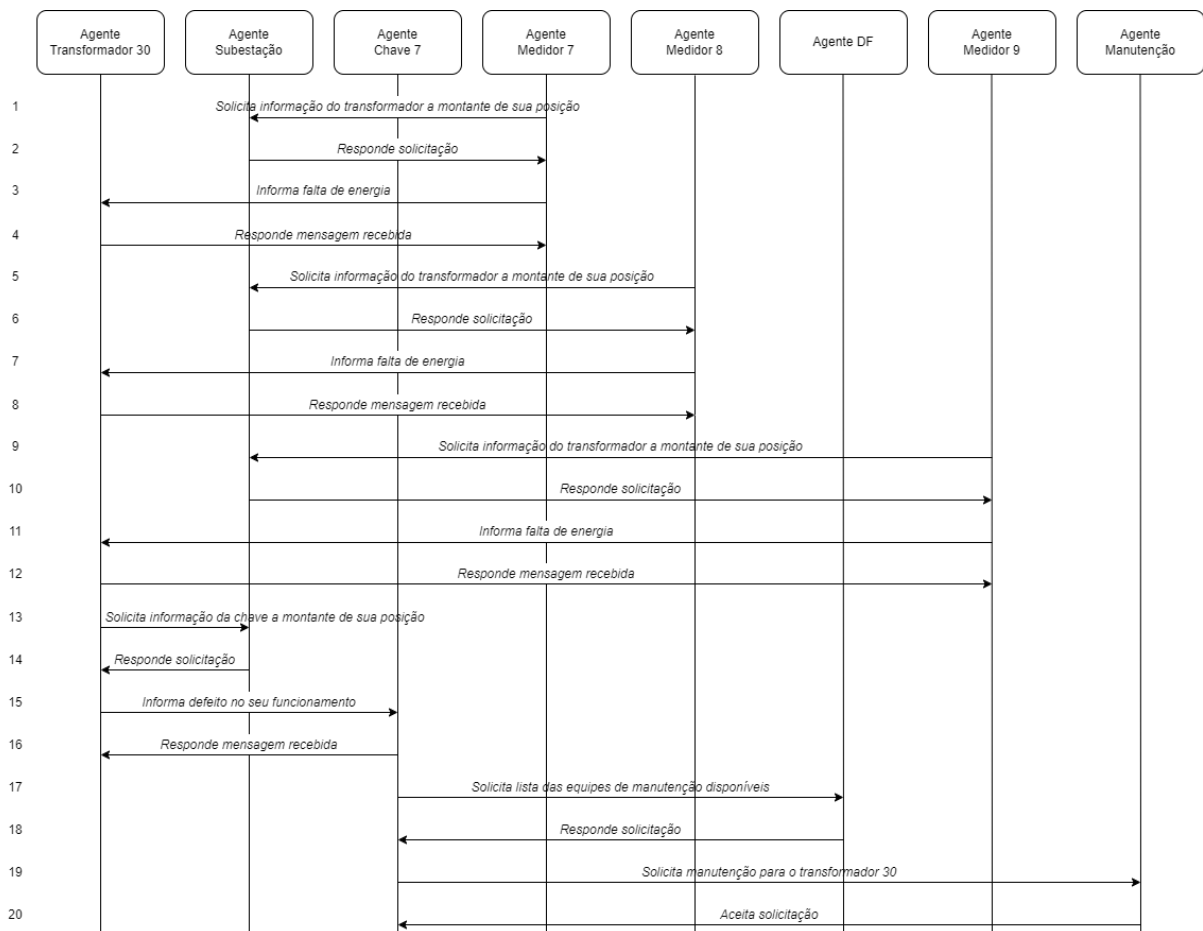
Nota-se que o processo de troca de mensagens entre os agentes do Cenário 3 é similar ao caso do Cenário 2. O propósito deste cenário era simular uma falta interna no transformador que fosse capaz de retirar o transformador de operação. Isso se deve ao fato de que esse tipo de falta envolve apenas uma pequena porcentagem dos enrolamentos da fase do transformador, o que a torna difícil de identificar.

5.2.4 Cenário 4 – Falta na rede de média tensão do Transformador 16

No cenário 4, a rede de média tensão que atende o Transformador 16 foi o local selecionado para a falta. Uma falta bifásica entre as fases B e C foi simulada, mais precisamente a um terço da seção entre o nó 14 e o nó 15.

Nesse caso, todos os medidores conectados ao Transformador 16 informam uma falta de energia. O diagrama de comunicação elaborado pelo autor do presente estudo, pode ser visualizado na Figura 26.

Figura 25 – Diagrama de comunicação da arquitetura centralizada para o cenário 3



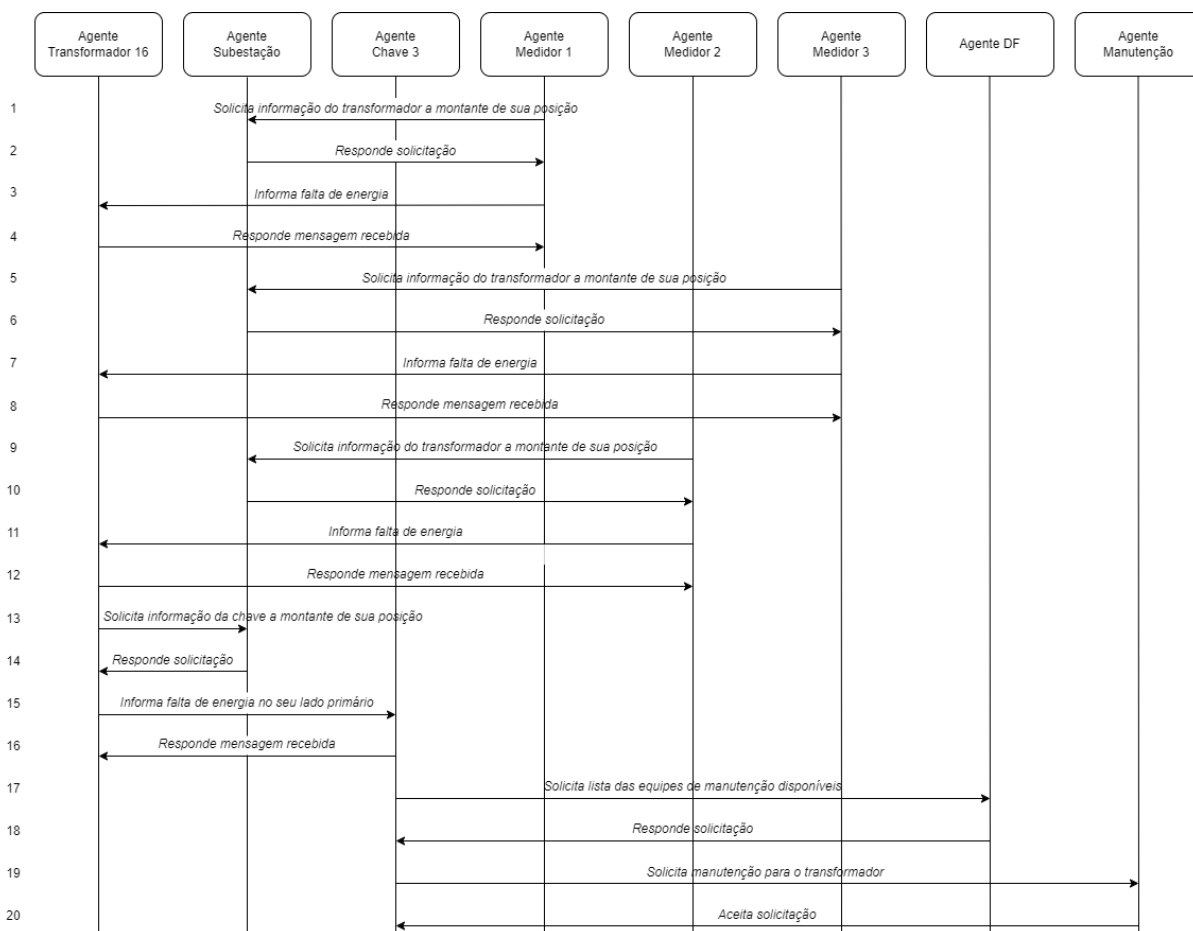
Fonte: Autoria própria.

O Agente Transformador 16 recebe as mensagens do Agente Medidor 1, do Agente Medidor 2 e do Agente Medidor 3 e informa a falta de energia para a chave a montante de sua posição. Neste caso, o Agente Chave 3 que inicia a contagem regressiva do tempo limite.

Após o tempo limite atingir o valor pré-estabelecido, neste caso 30 segundos, o Agente Chave 3 constata que o problema possivelmente está na rede de MT que alimenta o transformador 16 e envia mensagem para o Agente DF, solicitando a lista de equipes de manutenção disponíveis. De posse das informações das equipes, o Agente Chave 3 solicita manutenção ao Agente Manutenção.

O objetivo deste caso é simular a ruptura do condutor da rede de MT. De acordo com a metodologia proposta, o Agente Chave 3 localizou a falta corretamente uma vez que ele informou a rede de MT como provável local.

Figura 26 – Diagrama de comunicação da arquitetura centralizada para o cenário 4



Fonte: Autoria própria.

5.3 ARQUITETURA DESCENTRALIZADA

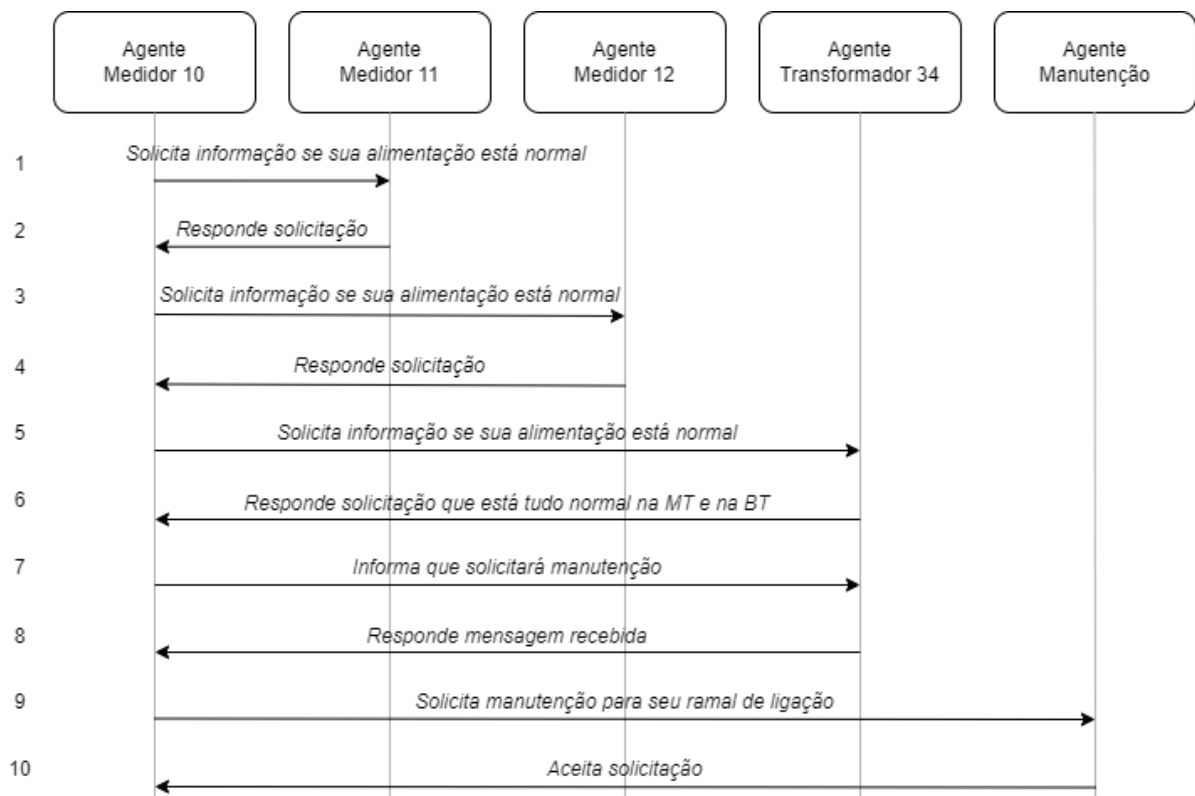
Na arquitetura descentralizada, todos os agentes trocam mensagens entre si, ou seja, não existe nível hierárquico entre eles como na arquitetura centralizada. A seguir, são apresentados os resultados obtidos para a metodologia proposta por meio da arquitetura descentralizada.

5.3.1 Cenário 1 – Falta no ramal de ligação do medidor 10

O local da falta selecionado foi o ramal de ligação do Medidor 10. O diagrama de comunicação elaborado pelo autor do presente estudo, pode ser visualizado na Figura 27. Pelo diagrama, pode-se perceber que todas as fases foram afetadas e a troca de mensagens entre os agentes ocorreu de acordo com a metodologia proposta.

De acordo com a metodologia utilizada, o Agente Medidor 10 irá enviar mensagem solicitando informação da alimentação do Agente Medidor 11 e do Agente Medidor 12. Nesse caso, os Agentes Medidores informaram que os seus fornecimentos de energia estão normais. O Agente Medidor 10 enviará mensagem para o Agente Transformador 34, ou seja, para o transformador que está a montante de sua posição.

Figura 27 – Diagrama de comunicação da arquitetura descentralizada para o cenário 1



Fonte: Autoria própria.

O Agente Transformador 34 informará que sua alimentação na média tensão e o fornecimento de energia na baixa tensão está normal, portanto, o problema de fornecimento do Agente Medidor 10 está relacionado ao seu ramal de ligação, pois ele é o único que detectou a falta de energia elétrica.

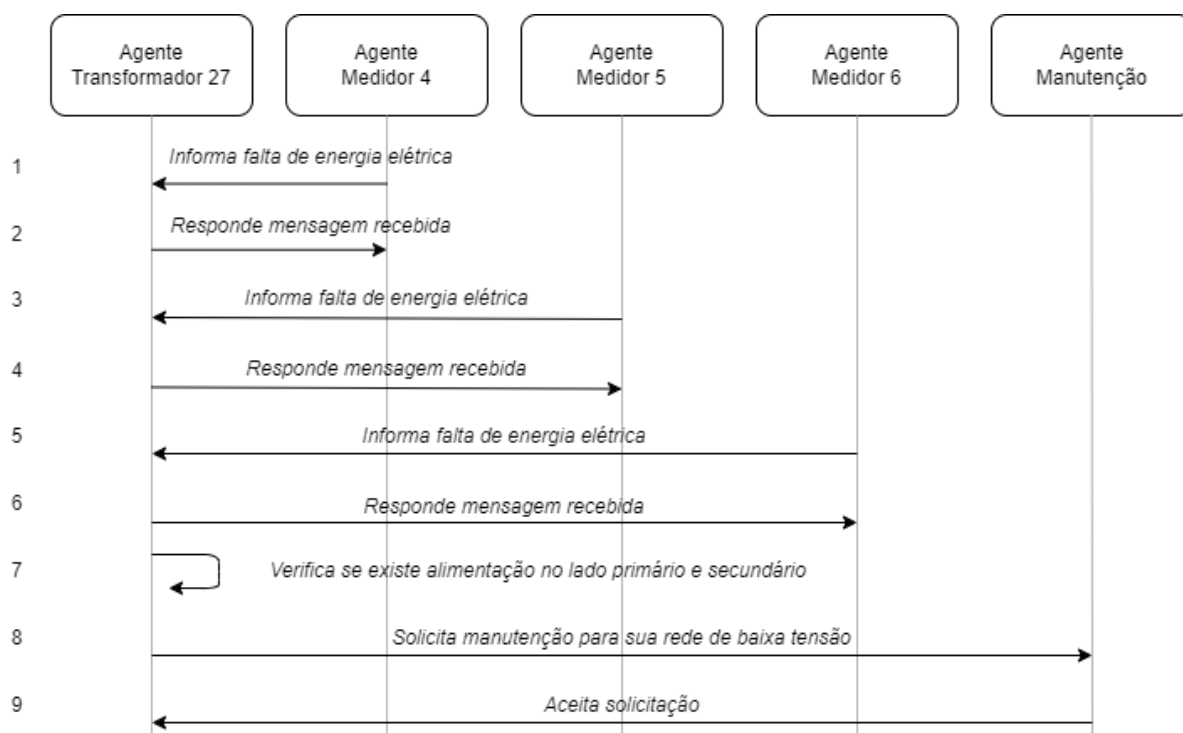
O Agente Medidor 10 enviará mensagem avisando o Agente Transformador 34 que solicitará manutenção. O conteúdo da mensagem solicitando a manutenção inclui a data, hora, fases afetadas (ABC) e o tipo de falta (trifásica). O uso do MI permite a identificação rápida e eficiente das fases afetadas pela falta.

A partir do diagrama de comunicação, pode-se concluir que o Agente Medidor 10 conseguiu atingir seu objetivo que era informar automaticamente a concessionária sobre a falta de energia.

5.3.2 Cenário 2 – Falta na rede de baixa tensão do transformador 27

No cenário 2, o local da falta selecionado foi a rede de BT do Transformador 27. Apenas a fase A foi afetada. A Figura 28 mostra as mensagens trocadas pelos agentes por meio do diagrama de comunicação elaborado pelo autor.

Figura 28 – Diagrama de comunicação da arquitetura descentralizada para o cenário 2



Fonte: Autoria própria.

Como os três medidores estão conectados na fase A, todos eles reportam a falta de energia ao transformador à montante, neste caso o Transformador 27. Portanto, o transformador realiza uma verificação para saber o status da sua alimentação no lado primário e do fornecimento de energia no lado secundário. Após constatar que no lado primário está tudo normal e no lado secundário não há suprimento de energia elétrica para os medidores, o Agente Transformador solicita manutenção para sua rede de baixa tensão, seção entre os postes 27 e 38,

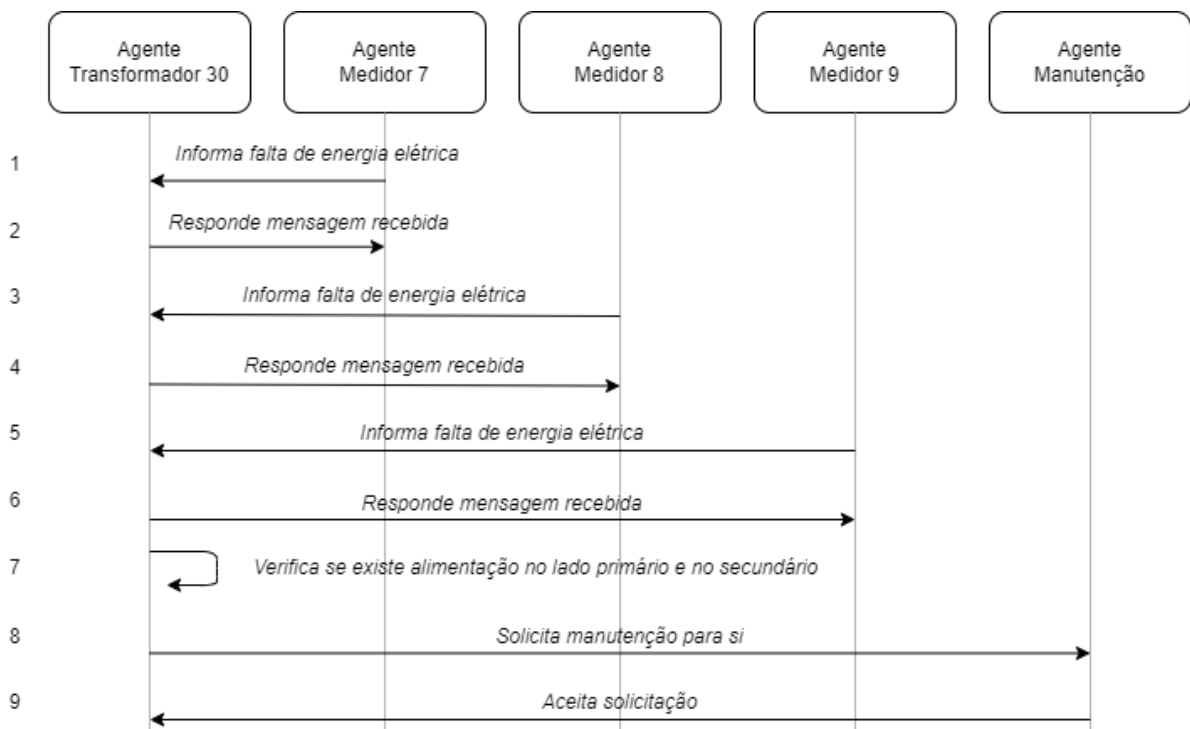
informando a fase afetada (A) e o tipo de falta (monofásica) de acordo com as mensagens recebidas dos agentes medidores.

O objetivo deste caso é simular a ruptura do condutor da rede de baixa tensão. Sendo assim, a fase afetada será identificada automaticamente pelo MI, sem a necessidade de o consumidor entrar em contato com a concessionária. O uso do MI em conjunto com o SMA configura-se como uma ferramenta poderosa para que as concessionárias identifiquem e localizem a seção em falta rapidamente nas redes de distribuição de energia.

5.3.3 Cenário 3 – Defeito no transformador 30

No cenário 3, ocorreu uma falta trifásica no Transformador 30 ocasionando seu defeito e conseqüentemente a abertura das suas chaves fusíveis. Todos os medidores conectados à rede de baixa tensão do transformador foram afetados. A Figura 29 mostra as mensagens trocadas pelos agentes.

Figura 29 – Diagrama de comunicação da arquitetura descentralizada para o cenário 3



Fonte: Autoria própria.

O MI instalado na residência do consumidor pode auxiliar na identificação do mau funcionamento do transformador. Nesse caso, a falta simulada retirou o transformador de operação. De acordo com a metodologia proposta, o MI será responsável por identificar o problema e relatar a falta de energia.

O transformador recebe as mensagens dos medidores e atesta que sua operação foi afetada, sendo necessário solicitar manutenção para si e informando que as três fases foram afetadas de acordo com as mensagens recebidas dos Agentes Medidores. Nota-se que o processo de troca de mensagens, entre os agentes, do Cenário 2 é similar ao do Cenário 3. A principal diferença entre os cenários é a verificação que o Agente Transformador realiza, sendo assim possível identificar corretamente o local da falta.

5.3.4 Cenário 4 – Falta na rede de média tensão do Transformador 16

Para o cenário 4, a rede de média tensão que atende o Transformador 16 foi o local selecionado para a falta. Foi simulada uma falta bifásica entre as fases B e C. Conforme mencionado no caso anterior, o MI é o responsável pela identificação da falta.

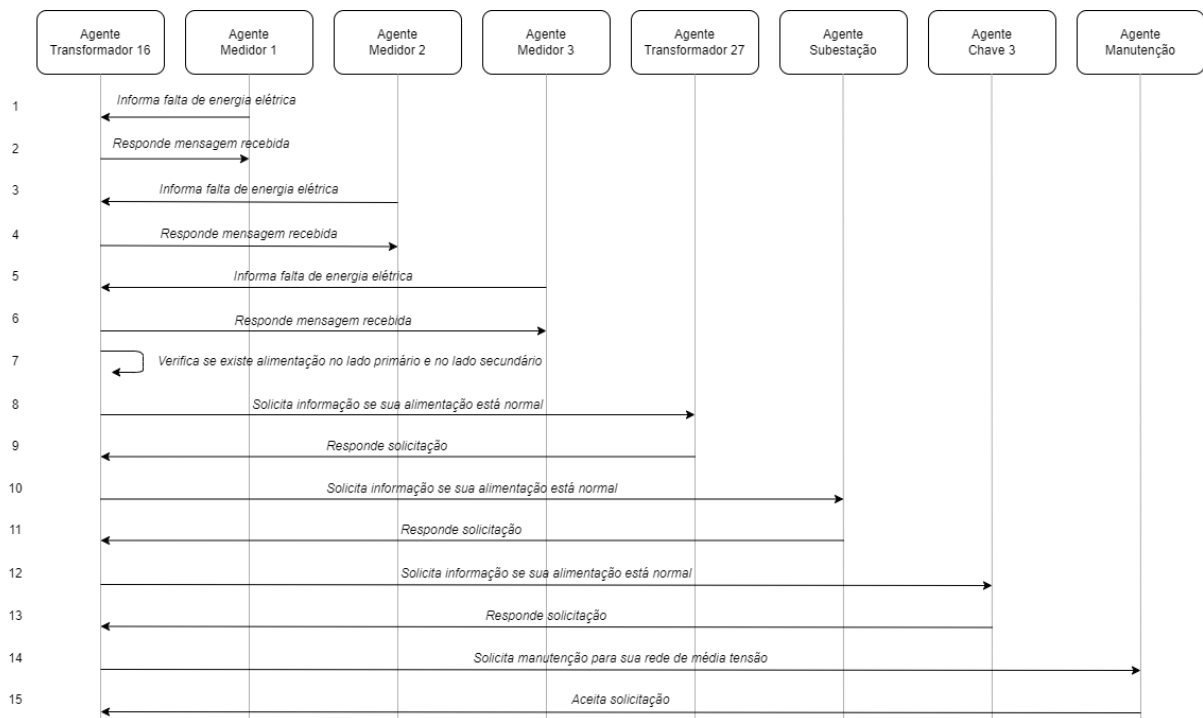
Nesse caso, todos os medidores conectados ao Transformador 16 informam uma falta de energia. O diagrama de comunicação elaborado pelo autor do presente estudo, pode ser visualizado na Figura 30 logo mais.

O Agente Transformador 16 recebe as mensagens do Agente Medidor 1, do Agente Medidor 2 e do Agente Medidor 3. Todos eles reportam falta de energia elétrica. Diante disso, o Agente Transformador realiza uma verificação do estado operativo da sua alimentação nos lados primário e secundário. Após constatar que não existe alimentação no lado primário, ou seja, na rede de média tensão, o Agente Transformador 16 envia mensagens para os Agentes Transformadores a montante e a jusante que estejam mais próximos da sua posição.

De posse das informações dos Agentes Transformadores, o Agente Transformador 16 constata que seu problema de energia elétrica está relacionado à sua rede de média tensão e solicita manutenção para a seção 3 a 16, informando as fases afetadas (BC) e o tipo de falta (bifásica).

Conforme mencionado, o objetivo deste caso é simular a ruptura do condutor da rede de média tensão. Conseqüentemente, a fase afetada será identificada automaticamente pelo MI, sem a necessidade de nenhuma ação por parte do consumidor.

Figura 30 – Diagrama de comunicação da arquitetura descentralizada para o cenário 4



Fonte: Autoria própria.

5.4 OUTROS MÉTODOS

Para fins de comparação, foram empregados outros dois métodos de localização de faltas em redes de distribuição comumente encontrados na literatura, a saber: impedância aparente e rede neural artificial.

5.4.1 Impedância aparente

O método de localização de falta em redes de distribuição com base na impedância aparente, proposto por Gong; Guzman (2013), foi implementado para fins de comparação com a metodologia proposta nesta tese.

As simulações das faltas foram realizadas no *software* HYPERSIM, em que, cada caso simulado, um arquivo *.mat* foi salvo, contendo as formas de onda das variáveis de interesse. Cada arquivo *.mat* foi carregado no *software* MATLAB, no qual foram implementados os algoritmos de cálculo da estimativa da distância da falta. Os resultados obtidos podem ser vistos na Tabela 7.

Tabela 7 – Distâncias estimadas para os cenários simulados conforme metodologia proposta por Gong; Guzman (2013)

Cenário	Tipo de Falta	Localização da Falta	Distância da SE até a falta	Distância estimada até a falta	Erro
1	Trifásica	Ramal de ligação do medidor 10	2.980,00 m	2.863,00 m	2,34 %
2	Monofásica a terra	BT do Transformador 27	2.940,00 m	2.779,00 m	3,22 %
3	Trifásica	Transformador 30	2.090,00 m	2.055,00 m	0,70 %
4	Bifásica a terra	MT do Transformador 16	1.280,00 m	1.224,50 m	1,11 %

Fonte: Autoria própria.

Observa-se que o menor erro foi de 0,70 %, o maior de 3,22 % e o erro médio foi de 1,84 %, sendo o erro calculado pela diferença entre a distância real e a distância estimada divididos pelo comprimento total do sistema. Entretanto, a metodologia identificou mais de um local para a falta, ou seja, ocorreu o problema de múltiplas estimativas da seção em falta.

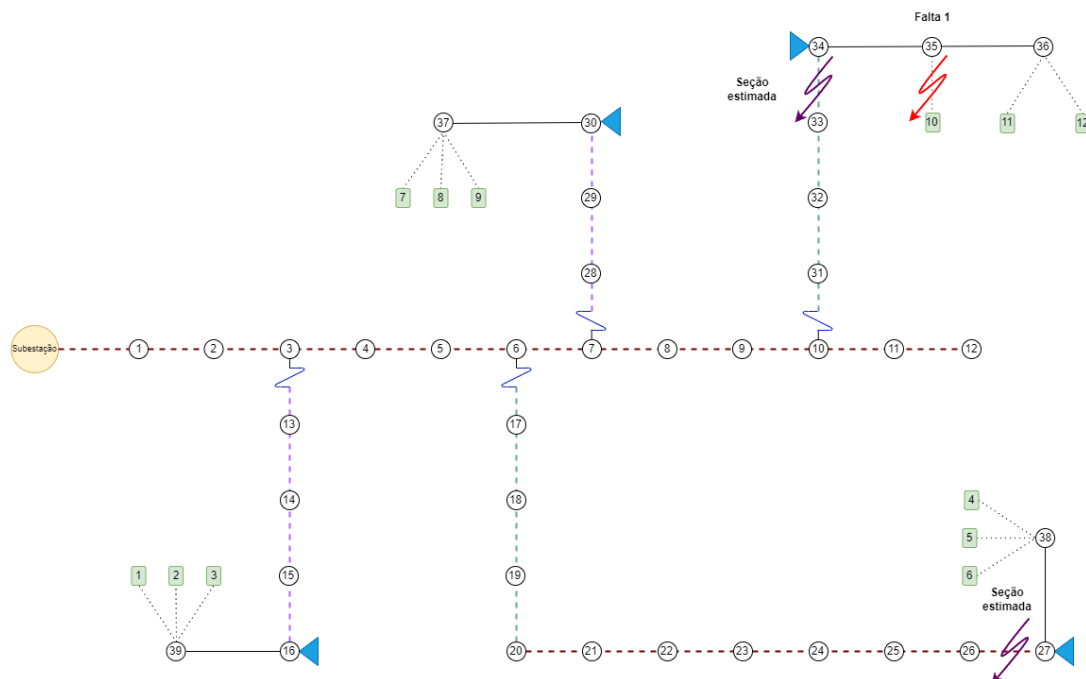
Dando prosseguimento, na Figura 31, percebe-se que o método da impedância aparente indicou duas possíveis seções para o Cenário 1. Um ponto indicado como local da falta é na seção entre os nós 26 e 27, ou seja, localização incorreta. O segundo ponto indicado é na seção entre os nós 33 e 34. Este segundo ponto está mais perto do real local da falta que é na seção entre o nó 35 e o medidor 10.

Por sua vez, a Figura 32 apresenta os locais identificados pelo método de impedância aparente para o Cenário 2. O primeiro ponto indicado foi na seção entre os nós 32 e 33 e o segundo ponto foi na seção entre os nós 25 e 26. Nota-se que o primeiro ponto está muito distante do real local da falta, entretanto o segundo está muito próximo.

Já na Figura 33, são apresentados os três possíveis locais para o Cenário 3. O primeiro ponto identificado foi na seção entre os nós 19 e 20, o segundo foi na seção entre os nós 7 e 8 e por fim, o terceiro local identificado foi na seção entre os nós 28 e 29. Neste caso, nota-se claramente o problema de múltiplas estimativas da seção em falta quando se utiliza o método de impedância aparente, pois os dois primeiros pontos estão muito distantes do local da falta e a seção entre os nós 28 e 29 é a que está localizada mais próxima do local da falta.

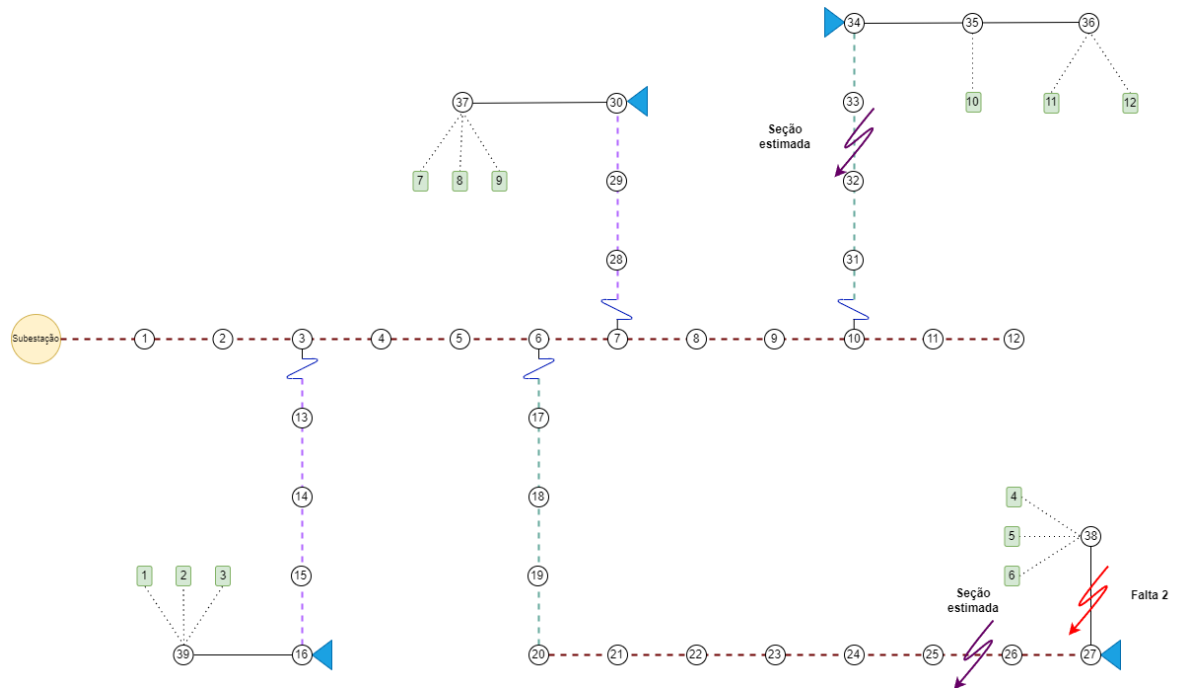
Por último, na Figura 34 percebe-se que o método da impedância aparente indicou duas possíveis seções para o Cenário 4. Um ponto indicado como local da falta fica na troncal do alimentador, ou seja, na seção entre os nós 4 e 5. O segundo ponto indicado é na seção entre os nós 13 e 14. Este segundo ponto está mais perto do real local da falta que é na seção entre os nós 14 e 15.

Figura 31 – Diagrama unifilar com a localização da falta para o cenário 1 por meio do método de impedância aparente



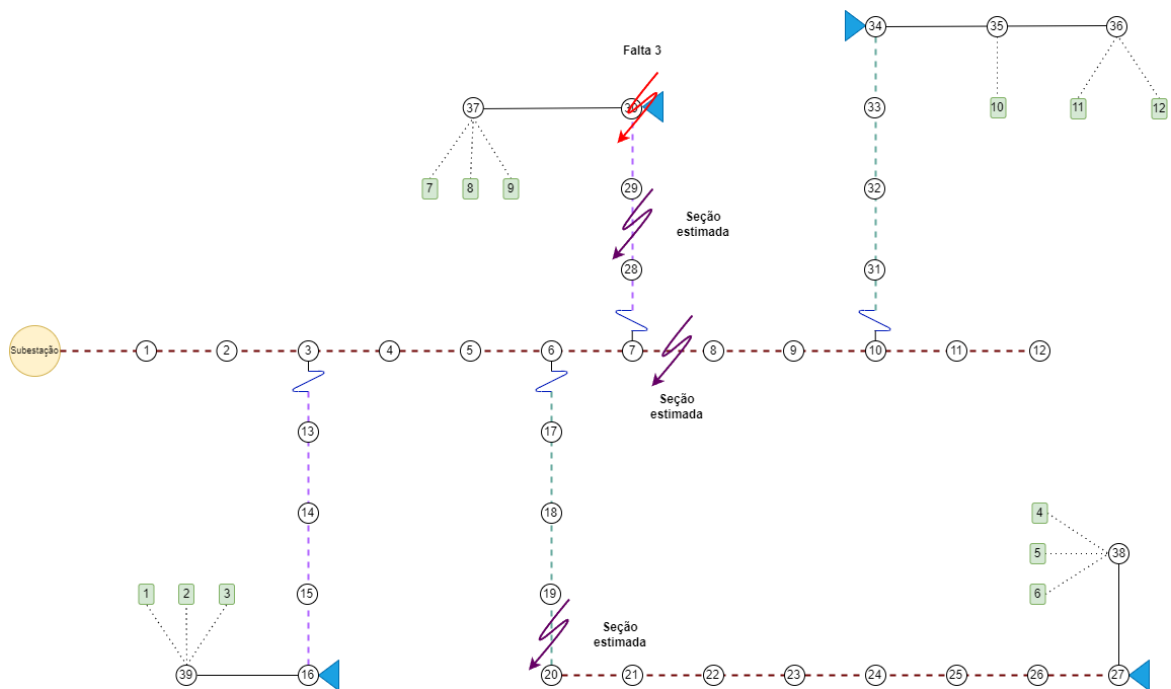
Fonte: Autoria própria.

Figura 32 – Diagrama unifilar com a localização da falta para o cenário 2 por meio do método de impedância aparente



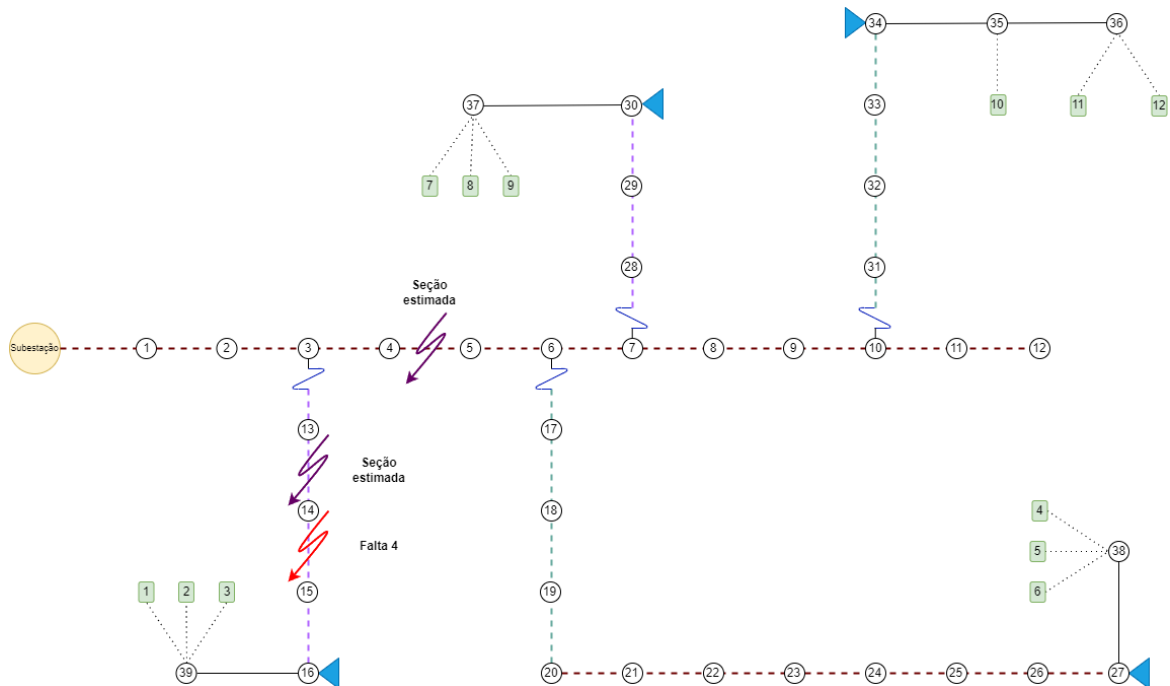
Fonte: Autoria própria.

Figura 33 – Diagrama unifilar com a localização da falta para o cenário 3 por meio do método de impedância aparente



Fonte: Autoria própria.

Figura 34 – Diagrama unifilar com a localização da falta para o cenário 4 por meio do método de impedância aparente



Fonte: Autoria própria.

5.4.2 Rede neural artificial

Dashtdar; Dashtdar (2020) publicaram um método com base em sistemas inteligentes para a localização de falta em redes de distribuição. O método escolhido pelos autores foi a RNA. Para a implementação, utilizou-se a ferramenta *Neural Network Toolbox*, presente no *software* MATLAB. Tal ferramenta foi selecionada, pois ela permite o acesso à ferramenta responsável pela criação da rede, treinamento e performance do modelo. Mais informações podem ser obtidas no manual da ferramenta desenvolvida por Beale; Hagan; Demuth (2017).

De acordo com Dashtdar; Dashtdar (2020), o método é dividido em três etapas. Na primeira etapa, o banco de dados é formado com base na amplitude e ângulo da corrente e na magnitude da impedância de fase de curto-circuito, depois as informações do banco de dados são utilizadas para treinar a RNA. Na segunda etapa, após a detecção do tipo de falta, a RNA é selecionada dependendo do tipo de falta. Na terceira etapa, a distância do local da falta obtida pela RNA é comparada com a distância das linhas da rede de distribuição em relação a subestação. Sendo assim, as linhas candidatas para a localização da falta são identificadas.

Uma RNA é criada para cada tipo de falta, pois segundo os autores, haverá um aumento da velocidade de resposta e redução do erro computacional da RNA. O tipo de RNA utilizado

no algoritmo proposto é do tipo *Multilayer Perceptron*.

A topologia da rede selecionada foi a *Feedforward Neural Network* (FFNN) e os valores dos pesos e bias foram inicializados de forma aleatória. O número de neurônios da camada de saída é igual ao número de saídas. Através de experimentação definiu-se 5 neurônios em apenas uma camada oculta. O número de épocas e a função de ativação selecionados foram 1000 e do tipo tangente hiperbólica, respectivamente. O algoritmo de aprendizagem utilizado foi o método de *Levenberg-Marquardt*. Os resultados obtidos podem ser vistos na Tabela 8. Nota-se que o erro médio foi de 0,46 %, o mínimo de 0,24 % e o máximo de 1,02 %.

Tabela 8 – Distâncias estimadas para os cenários simulados conforme metodologia proposta por Dashtdar; Dashtdar (2020)

Cenário	Tipo de Falta	Localização da Falta	Distância da SE até a falta	Distância estimada até a falta	Erro
1	Trifásica	Ramal de ligação do Medidor 10	2.980,00 m	2.967,00 m	0,26 %
2	Monofásica a terra	BT do Transformador 27	2.940,00 m	2.889,00 m	1,02 %
3	Trifásica	Transformador 30	2.090,00 m	2.078,00 m	0,24 %
4	Bifásica a terra	MT do Transformador 16	1.280,00 m	1.264,00 m	0,32 %

Fonte: Autoria própria.

5.4.3 Análise dos resultados para os métodos de impedância aparente e rede neural artificial

O método que tem como base a impedância aparente para o cálculo da distância do local da falta, a partir da subestação, apresentou erro médio de 1.84 %. O valor pode ser considerado baixo, porém para todos os cenários de falta simulados, o método identificou mais de uma seção como a provável localização da falta. Desta forma, conclui-se que para redes de distribuição tradicionais que não são REI o método pode ser uma opção viável. Entretanto, quando se considera o sistema como uma REI, ele não pode ser considerado factível, pois apresenta mais de uma seção com provável local da falta. Na literatura especializada, encontra-se proposta de

utilização do método em conjunto com algum sistema especialista para eliminar as múltiplas estimativas e apresentar apenas uma seção.

O segundo método implementado para comparação com a proposta desta tese foi com base em sistemas inteligentes, neste caso a RNA. O erro médio obtido foi baixíssimo ($< 1\%$), ou seja, a localização estimada foi muito próxima da localização real. Todavia, destaca-se que o método utiliza dez tipos de redes neurais (uma para cada tipo de curto-circuito), demanda uma base de dados para treinamento da rede e também apresenta o problema de múltiplas estimativas da seção em falta. Para determinar apenas uma seção, o método usa como critério as variações mínimas dos dados medidos em relação aos perfis de corrente de falta nas linhas que foram selecionadas como candidatas.

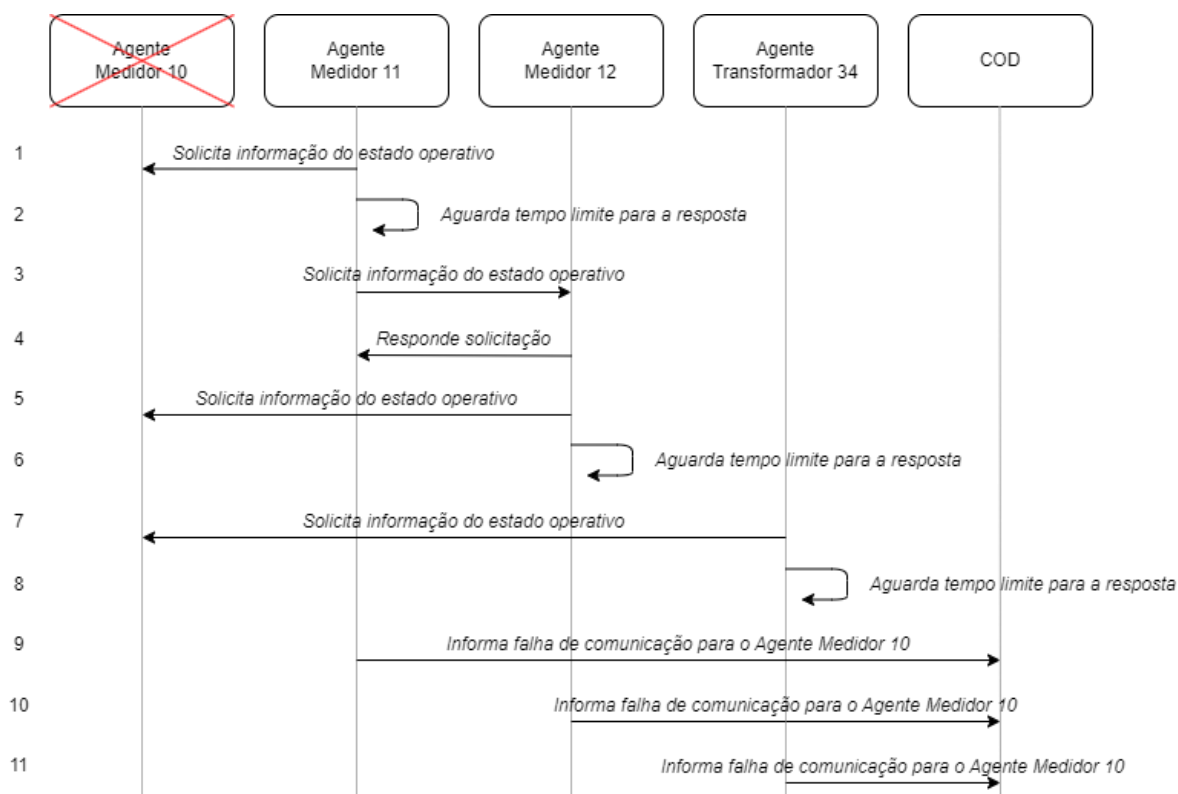
5.5 FALHA DE COMUNICAÇÃO

A rede de comunicação desempenha um papel fundamental na metodologia proposta, uma vez que é responsável por toda troca de mensagens entre os agentes. Desta forma, avaliou-se o desempenho da metodologia proposta diante de situações de falha de comunicação nos cenários apresentados anteriormente. A arquitetura selecionada foi a descentralizada.

5.5.1 Caso 1 – Falta no ramal de ligação do medidor 10 com falha de comunicação no Agente Medidor 10

No Caso 1, o local da falta trifásica selecionado foi o ramal de ligação do Medidor 10. Na Figura 35, é apresentado o diagrama de comunicação para o Cenário 1. Segundo a metodologia proposta, espera-se que os demais agentes pertencentes à mesma área de comunicação que o Agente Medidor 10 notem sua falha e gerem o alerta.

Figura 35 – Diagrama de comunicação da arquitetura descentralizada para o caso 1 com falha de comunicação no Agente Medidor 10



Fonte: Autoria própria.

Devido à falha de comunicação, não será possível informar a falta de energia no Agente Medidor 10, porém a falha será detectada pelos demais agentes e consequentemente será gerado um alerta solicitando manutenção.

5.5.2 Caso 2 – Falta na rede de baixa tensão do transformador 27 com falha de comunicação no Agente Transformador 27

Para o Caso 2, foi simulado uma falta monofásica, na fase A, na rede de baixa tensão do Agente Transformador 27. Como todos os Agentes estão conectados na fase A, eles irão reportar a falta de energia para o Agente Transformador 27. Devido à falha de comunicação no transformador, o tempo limite de resposta será excedido e será gerado um sinal de alerta.

Em virtude da metodologia proposta ser adaptativa, os Agentes Medidores irão enviar solicitação do estado operativo do Agente Chave pertencente a mesma área de comunicação, neste caso o Agente Chave 6. Como não existe problema na rede de MT que alimenta o Agente

Transformador 27, os Agentes Medidores 4, 5 e 6 constataam que o problema é na rede de BT do transformador e solicitam manutenção.

Figura 36 – Diagrama de comunicação da arquitetura descentralizada para o caso 2 com falha de comunicação no Agente Transformador 27

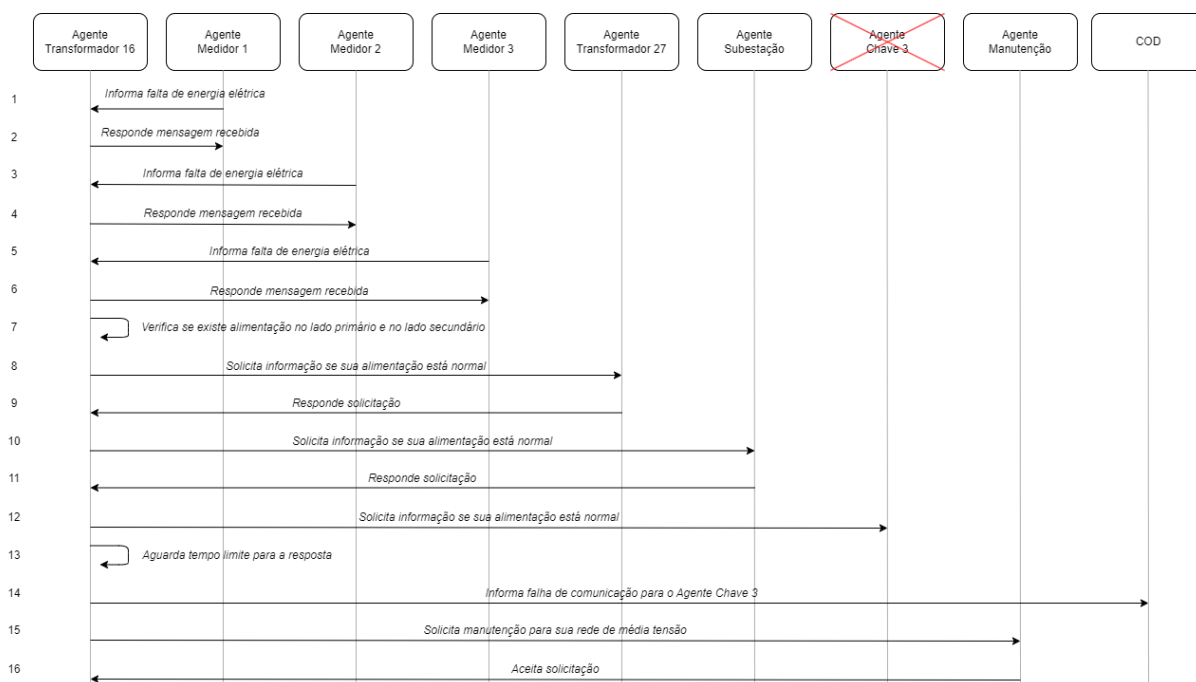


Fonte: Autoria própria.

5.5.3 Caso 3 – Falta na rede de média tensão do transformador 16 com falha de comunicação no Agente Chave 3

Para o Caso 3, foi simulada uma falta bifásica, entre as fases B e C, na rede de média tensão que alimenta o transformador 16. Conforme metodologia proposta, os Agentes Medidores 1, 2 e 3 irão reportar a falta de energia para o Agente Transformador 16. Este irá solicitar informação dos dispositivos que estão a montante (Agente Subestação e Agente Chave 3) e a jusante (Agente Transformador 27) de sua posição. Apenas o Agente Chave 3 não irá responder, devido à sua falha de comunicação. Após aguardar o tempo limite de resposta, o Agente Transformador envia mensagem de alerta para o COD. Com base nas informações recebidas, o Agente Transformador constata que o problema está na alimentação da sua rede de média tensão e solicita manutenção. Para fins de melhor entendimento, o exposto é elucidado na Figura 37:

Figura 37 – Diagrama de comunicação da arquitetura descentralizada para o caso 3 com falha de comunicação no Agente Chave 3



Fonte: Autoria própria.

5.5.4 Análise dos resultados para os casos de falha de comunicação

Nos casos de falha de comunicação simulados, constatou-se que de acordo com a metodologia proposta o sistema de *backup* para a comunicação, o qual consiste em troca de mensagens entre os agentes, atuou conforme o esperado. Desta forma, nos Casos 2 e 3 foi possível identificar o local da falta e solicitar informação.

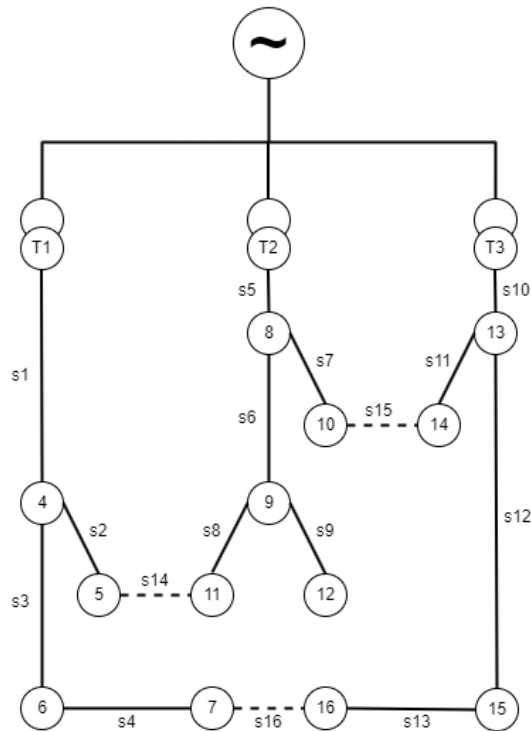
Para o Caso 1, no qual a falta e a falha de comunicação foram no mesmo local, ou seja, no Agente Medidor 10, não foi possível solicitar manutenção para a falta de energia no consumidor justamente devido a falha de comunicação. Entretanto, foi gerado um sinal de alerta solicitando manutenção para a correção da falha de comunicação.

5.6 LOCALIZAÇÃO DA SEÇÃO EM FALTA CONSIDERANDO A RECONFIGURAÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Visando explicitar as vantagens da utilização dos medidores inteligentes em conjunto com o SMA para localização da seção em falta, foi analisado um caso no qual o sistema elétrico sofre manobras, ou seja, há reconfiguração da rede.

Para realizar esta análise, foi selecionado o sistema teste de 16 barras, conforme apresentado na Figura 38, uma vez que ele é frequentemente utilizado em trabalhos de referência como estudo de caso. O sistema é composto de 3 alimentadores de 23 kV contendo 13 chaves de seccionamento (linhas contínuas) e 3 chaves de interligação (linhas tracejadas). Desta forma, esse sistema teste possui 3 agentes transformadores (T1, T2 e T3), 16 agentes chaves (s1 a s16) e agentes medidores (pelo menos um em cada nó) que não foram representados na Figura 38. Os parâmetros do sistema 16 barras podem ser encontrados no APÊNDICE B – MODELAGEM DO SISTEMA TESTE 16 BARRAS.

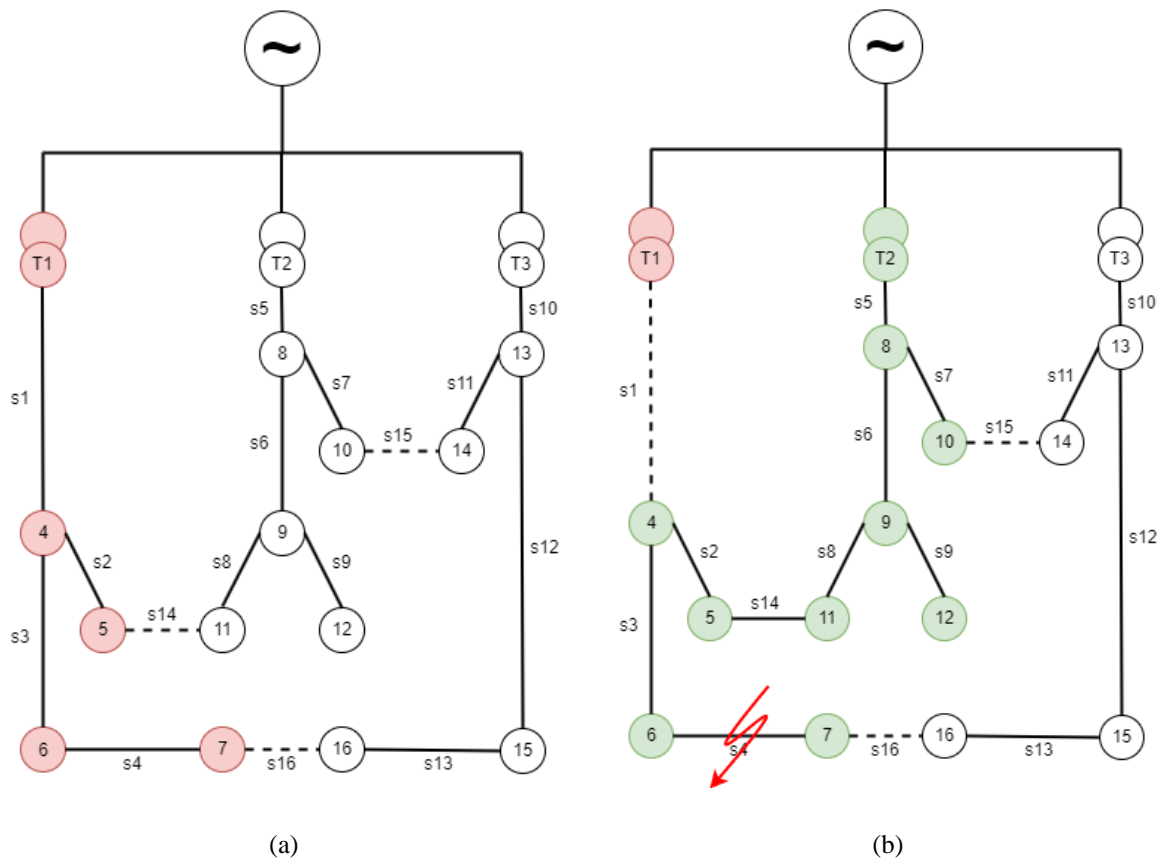
Figura 38 – Diagrama unifilar do sistema teste de 16 barras



Fonte: Adaptado de Civanlar et al., (1988).

Foi simulado um defeito no Transformador 1 (T1), do sistema 16 barras, que retirou de operação todo o alimentador 1 conforme mostra a Figura 39a. Já a Figura 39b expõe que foi aberta a chave s1 entre os nós T1 e 4, e fechada a chave s14 entre os nós 5 e 11. Desta forma, o transformador 2 (T2) assumiu toda a carga do alimentador 1.

Figura 39 – Reconfiguração do sistema teste de 16 barras após uma perturbação: (a) Alimentador 1 fora de operação (b) Carga do alimentador 1 remanejada para o alimentador 2

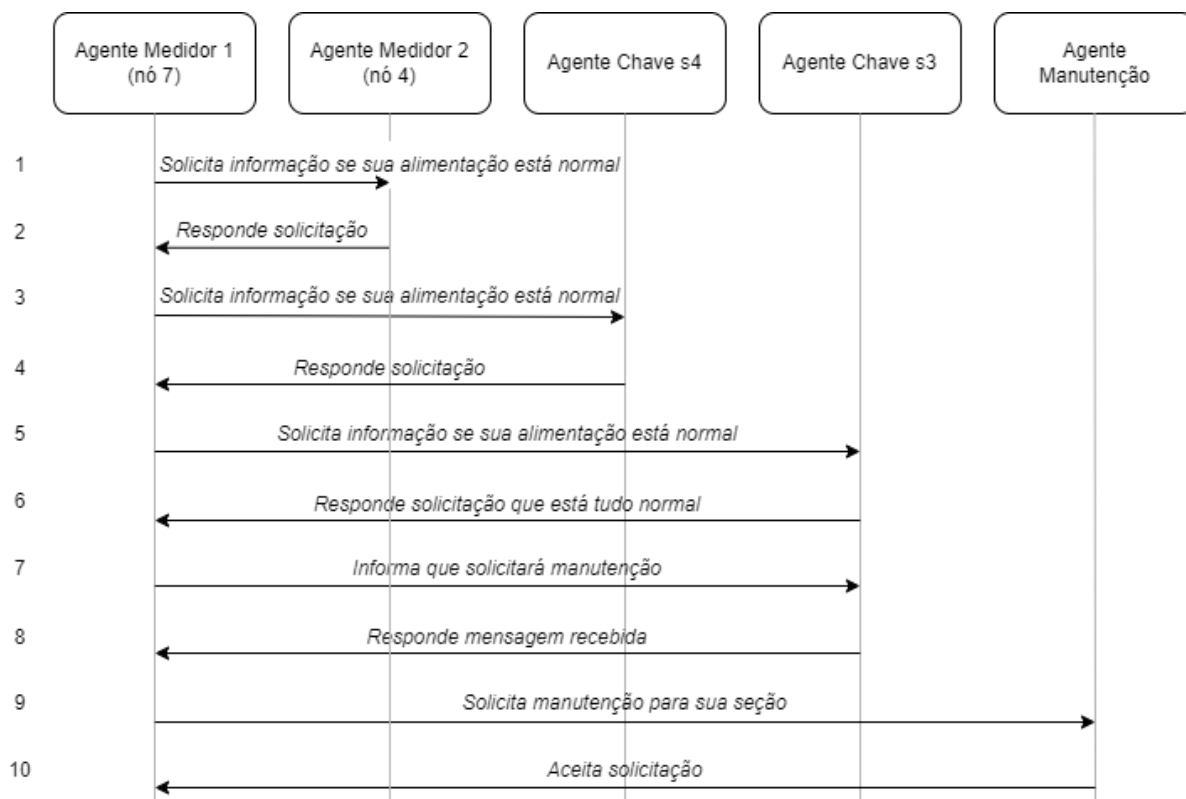


Fonte: Autoria própria.

Para verificação da metodologia proposta, foi simulado um curto-circuito monofásico na seção entre os nós 6 e 7. Na Figura 40, é apresentado o diagrama de comunicação para localização desta seção em falta. Os medidores que estão conectados na fase A da seção em falta, do alimentador 2, irão detectar o curto-circuito e começar a compartilhar informação por meio de mensagens.

Nota-se que para o Agente Medidor 1, do nó 7, constatar o problema não foi necessário compartilhar informação com o Agente Transformador 2 (T2).

Figura 40 – Diagrama de comunicação para o sistema teste de 16 barras



Fonte: Autoria própria.

Após a análise deste sistema de teste, pode-se concluir que a metodologia proposta nesta tese é adaptativa, ou seja, ela se ajusta conforme a rede elétrica é modificada. Isso significa que a localização da seção com falta não será prejudicada caso um alimentador passe a fornecer energia elétrica para uma parte do trecho de outro alimentador. Essa adaptabilidade é uma característica importante para garantir a eficácia do método mesmo em cenários de mudanças na rede elétrica.

O método que tem como base a impedância aparente possui a desvantagem de depender da topologia inicial do sistema. Se houver qualquer alteração na topologia da rede, é importante atualizar o valor da distância do maior trecho no algoritmo do método. Isso garantirá que o cálculo da distância não apresente um valor muito menor do que a distância real devido às mudanças na configuração da rede.

O método que emprega a RNA também é sensível à topologia da rede, pois o processo de treinamento foi baseado na topologia inicial da rede. Portanto, cada modificação na rede requer um novo processo de treinamento para recalibrar os pesos utilizados no método de cálculo. Isso é fundamental para garantir que a RNA seja eficaz na detecção e localização de faltas,

mesmo após alterações na topologia.

5.7 ANÁLISE DOS RESULTADOS

O objetivo da comparação entre as arquiteturas era avaliar as vantagens e desvantagens de cada uma delas. Na Tabela 9, realiza-se uma comparação dos resultados obtidos entre os métodos de SMA para os quatro cenários de cada arquitetura. Os critérios comparativos apresentados na tabela mencionada são: se a localização da falta foi corretamente localizada, a quantidade de agentes envolvidos no processo e a quantidade de mensagens trocadas entre agentes para localizar a falta. Destaca-se, assim, que essa comparação é inédita, pois na literatura revisada não foi encontrada nenhuma comparação entre métodos que utilizem SMA para localização de falta em redes de distribuição.

Tabela 9 – Resultados obtidos pelas arquiteturas para os cenários simulados

Arquitetura	Cenário	A falta foi localizada corretamente?	Número de agentes envolvidos	Quantidade de mensagens trocadas entre os agentes
Centralizada	1	Sim	5	8
	2	Sim	8	20
	3	Sim	8	20
	4	Sim	8	20
Descentralizada	1	Sim	5	10
	2	Sim	5	9
	3	Sim	5	9
	4	Sim	8	15

Fonte: Autoria própria.

Observa-se que a arquitetura centralizada conseguiu identificar corretamente a falta em todos os cenários, porém, utilizou um maior número de agentes e enviou mais mensagens (um total de 68) em comparação com a arquitetura descentralizada (que enviou um total de 43 mensagens). Vale ressaltar que eventos imprevistos, como o gerenciamento das equipes de manutenção, não foram considerados, uma vez que não são o foco desta tese. No entanto, a principal desvantagem da arquitetura centralizada é a centralização das informações, o que significa que,

se um agente ficar sem comunicação, toda a metodologia pode ser afetada.

O número de agentes envolvidos na detecção e localização de falta foi menor na arquitetura descentralizada, e a assertividade alcançou 100% nos cenários simulados. Uma outra conclusão que pode ser inferida com base nos resultados obtidos é que a metodologia proposta nesta tese requer, no mínimo, um medidor monofásico por fase ou um medidor trifásico. Dessa forma, garante-se que todas as fases da rede de distribuição estejam sob supervisão, contribuindo para o desempenho eficaz do sistema de localização de faltas.

Nos próximos parágrafos, são detalhadas as limitações encontradas durante o desenvolvimento e implementação da tese proposta. Todas as simulações foram realizadas no modo off-line, ou seja, no ambiente *localhost*³. Houve uma tentativa de implementação do sistema de teste na plataforma OPAL-RT, no entanto, foram enfrentados desafios relacionados à complexidade da compilação. Devido ao foco principal da tese estar no desenvolvimento dos agentes, foi decidido utilizar exclusivamente o *software* HYPER-SIM no modo off-line, onde nenhuma restrição foi identificada.

Na arquitetura descentralizada, a topologia do sistema elétrico é informada para o agente no momento de seu cadastro no agente DF, ou seja, assim que um agente envia mensagem para o agente auxiliar DF informando o seu tipo (medidor, transformador ou chave), suas funções e sua localização, ele recebe uma mensagem com as informações sobre os medidores vizinhos, sobre quem é o transformador e a chave a montante de sua posição. Desta forma, elimina-se a necessidade de haver um agente que concentre a informação da topologia do sistema.

Os transformadores são considerados agentes, pois possuem recursos inteligentes de telemedição para o monitoramento do ativo. Atualmente, já existem soluções comerciais que oferecem funções como o monitoramento das grandezas elétricas (corrente, tensão e potências); análise da qualidade de energia e análise do carregamento entre outras.

Com base nos resultados obtidos, pode-se concluir que a metodologia proposta demonstrou ser eficaz e não demandar qualquer ação por parte do consumidor. Outras vantagens do método proposto em relação aos métodos encontrados na literatura incluem a eliminação da necessidade de utilizar valores de pré-falta, a identificação de apenas uma seção em qualquer topologia da rede de distribuição e para qualquer tipo de falta.

³ *Localhost* pode ser entendido como o computador local que está rodando um programa.

5.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, foi implementada a metodologia proposta, a qual visa utilizar MIs em conjunto com o SMA em uma REI. Os resultados obtidos foram satisfatórios dentro do escopo desta tese. Em um primeiro momento, realizou-se uma comparação entre as arquiteturas centralizada e descentralizada. Constatou-se que a arquitetura descentralizada utiliza todo o potencial que um SMA proporciona, ou seja, atua de forma distribuída, autônoma e adaptativa para localizar a seção em falta.

Em um segundo momento, foram analisados quatro cenários para a continuidade do fornecimento através da simulação de falta elétrica no ramal de ligação, na rede de BT, na rede de MT e no transformador. Para esses cenários, comparou-se os métodos que têm como base a impedância aparente, sistemas inteligentes e a metodologia proposta.

As desvantagens apresentadas pelos métodos tradicionais são: problema da múltipla estimativa para o método com base na impedância aparente; e necessidade de retreinar a rede neural a cada alteração da topologia da rede elétrica.

No entanto, a metodologia proposta pode ser estendida para qualquer tipo de falta em qualquer local da rede e independe das mudanças topológicas que a rede possa vir a ter. Através dos diagramas de comunicação, mostrou-se que as mensagens foram trocadas de forma automática e rápida, não sendo necessário nenhuma ação por parte do consumidor, fato este objeto desta tese.

Destaca-se que o método para cálculo do curto-circuito e a filosofia de proteção da rede de distribuição foram ignorados, pois não são foco deste trabalho. Os impactos da rede de comunicação em termos de possíveis perdas de comunicação foram analisados, mas é importante observar que essas análises podem carecer de estudos mais aprofundados para uma compreensão completa dos desafios relacionados à confiabilidade da comunicação em sistemas como o proposto na tese. Sinaliza-se que estudos de proteção necessitam de testes mais aprofundados, por exemplo, na presença de um religador com atuação para curva rápida, o envio de mensagens entre agentes informando uma falta somente ocorrerá para faltas permanentes.

O intuito da integração entre o *software* HYPERSIM e a plataforma JADE consistiu em validar a metodologia proposta através de simulações, utilizando um sistema teste radial similar aos reais. Os resultados obtidos comprovaram a boa qualidade do uso de MIs como agentes pertencentes a um SMA.

No próximo capítulo, constam as considerações finais da presente tese, bem como as sugestões para trabalhos futuros.

6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

O presente trabalho abordou um dos problemas de qualidade de energia enfrentados pelas concessionárias de distribuição de energia. Em um primeiro momento, explicou-se e definiu-se o que são Redes Elétricas Inteligentes. Também, abordou-se a evolução da automação na distribuição e sua importância para o setor elétrico. Através desta evolução, foi possível chegar no medidor eletrônico inteligente, componente que desempenha papel fundamental na metodologia proposta.

Em um segundo momento, explicitou-se o que são os agentes, sua definição, sua arquitetura e como é realizado o desenvolvimento de um Sistema Multiagentes. Houve, também, a preocupação em explicar como os agentes são desenvolvidos através da plataforma JADE. Por fim, realizou-se uma breve revisão da literatura, mostrando os métodos tradicionais para localização de falta em redes de distribuição.

A proposta desta tese foi apresentada no Capítulo 4 deste documento, a qual compreende a análise do indicador de qualidade denominado continuidade de fornecimento. No Capítulo 5, foram abordados os resultados desta pesquisa. Aqui, reitera-se que a metodologia foi implementada utilizando o *software* HYPERSIM em conjunto com a plataforma JADE para desenvolvimento de agentes. Para verificar sua viabilidade, o método adotado foi testado em um sistema radial modelado no HYPERSIM e resultados promissores foram obtidos.

Todos os casos simulados revelaram resultados satisfatórios, de acordo com a metodologia proposta, cuja abordagem oferece um grande grau de flexibilidade para auxiliar o COD das concessionárias na rápida detecção e localização da falta visando a restauração do sistema de energia. Salienta-se como principal contribuição deste trabalho o auxílio que pode (caso o método aqui proposto seja adotado) conferir às concessionárias de energia para melhorar seu indicador de fornecimento, utilizando dispositivos já presentes em uma REI, medidores inteligentes, em conjunto com o SMA.

Ainda, destaca-se que foram simulados curtos-circuitos em diferentes locais em uma rede de distribuição inteligente com a presença de medidores inteligentes. Quando uma falta ocorre, a etapa que antecede a restauração do sistema deve ser a estimativa da seção em falta. Depois disso, essa seção é devidamente isolada e o processo de restauração é iniciado.

Os resultados da simulação evidenciam que isso oferece uma solução viável para o problema de estimação de múltiplas seções de faltas em REIs. Para simulações aplicadas a alimentadores maiores com vários ramos, este estudo confere contribuições para estudos futuros que envolvem testes de *hardware-in-the-loop*, em grande escala em tempo real. O desenvolvimento das REIs possibilita estudos de vários tipos. Nesse cenário, destacam-se as simulações computacionais, simulações físicas, infraestrutura de comunicação, entre outras.

Cabe destacar que o objetivo desta tese de validar a utilização dos medidores inteligentes em conjunto com o SMA como uma poderosa ferramenta para auxiliar as concessionárias de energia elétrica, no âmbito da detecção e localização da seção em falta sob a perspectiva da continuidade de fornecimento de energia, foi alcançado, mesmo que aceitando aperfeiçoamento de alguns aspectos de seu funcionamento. Diante do estudo empreendido, entende-se que o uso de SMA para as REIs são uma opção viável para manter os altos índices de desempenho exigidos pelos órgãos reguladores.

Ademais, o autor do presente estudo indica que os impactos da rede de comunicação em termos de eventuais perdas de comunicação, atrasos e outras condições de falha graves carecem de estudos mais aprofundados.

Finalmente, foi constatado que o SMA desempenha um papel de extrema importância ao auxiliar as concessionárias na manutenção de índices elevados de confiabilidade, resultando em um desempenho eficiente e, conseqüentemente, eliminando a necessidade de qualquer tipo de ação por parte do consumidor em caso de falta de energia. Dessa forma, o autor deste estudo argumenta que muitos outros serviços podem ser implementados e/ou aprimorados com base nos MIs instalados nas REIs, como, por exemplo, a precificação do mercado de eletricidade.

6.1 PRODUÇÃO CIENTÍFICA RESULTANTE DO DOUTORADO

Artigo submetido e aceito em periódico para publicação:

COSTA, G. B.; DAMIANI, J. S.; MARCHESAN, G.; MORAIS, A. P.; BRETAS, A. S.; e JUNIOR, G. C. A Multi-Agent Approach to Distribution System Fault Section Estimation in Smart Grid Environment. **Electric Power System Research**, 2021.

COSTA, G. B.; DAMIANI, J. S.; GALLAS M.; WONTROBA A.; e JUNIOR, G. Sistema Multiagente para Estimativa da Seção em Falta em Redes de Distribuição de Energia Elétrica. **15th Seminar on Power Electronics and Control**, SEPOC, 2023.

6.2 PRODUÇÃO CIENTÍFICA RESULTANTE DE TRABALHOS PARALELOS

Durante o período do doutorado, outros trabalhos foram produzidos em conjunto com outros pesquisadores.

Artigo submetido e aceito em congresso para publicação:

DAMIANI, J. S.; COSTA, G. B.; JUNIOR, G. C.; e MORAIS, A. P. Análise da Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica através do uso de Sistemas Multiagentes. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos**, SBSE, 2022.

DAMIANI, J. S.; COSTA, G. B.; JUNIOR, G. C.; WONTROBA A.; GALLAS M.; e MORAIS, A. P. Methodology for detecting Non-Technical Losses with Smart Metering employing Multi-Agent Systems. **15th Seminar on Power Electronics and Control**, SEPOC, 2023.

6.3 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O desenvolvimento das REIs possibilita o desenvolvimento de estudos de vários tipos. Dentre eles, destacam-se as simulações computacionais, simulações físicas, infraestrutura de comunicação, entre outras.

Com relação ao tema da utilização de sistema multiagente em redes de distribuição considerando redes inteligentes, sugere-se:

- Realizar estudos comparativos utilizando sistemas maiores;
- Avaliar a metodologia proposta em simulador de tempo real;
- Avaliar o impacto da perda de comunicação em mais de um agente;

- Utilizar outras plataformas como JASON e PADE para avaliar o desempenho dos agentes pela metodologia proposta;
- Inserir novas funcionalidades nos agentes visando a melhoria dos indicadores de conformidade do nível de tensão.

REFERÊNCIAS

ABEDINI, R. et al. **Multi-agent approach for power system in a smart grid protection context**. 2013 IEEE Grenoble Conference. **Anais... IEEE**, jun. 2013Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6652158/>>

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), Módulo 8 - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica**. . [s.l: s.n.]. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf>.

AL-SHAHER, M. A.; SABRY, M. M.; SALEH, A. S. Fault location in multi-ring distribution network using artificial neural network. **Electric Power Systems Research**, v. 64, n. 2, p. 87–92, fev. 2003. D.O.I.:10.1016/S0378-7796(02)00174-8

ALWASH, S. F.; RAMACHANDARAMURTHY, V. K.; MITHULANANTHAN, N. Fault-location scheme for power distribution system with distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 30, n. 3, p. 1187–1195, 2015. D.O.I.:10.1109/TPWRD.2014.2372045

AMIN, M.; SCHEWE, P. F. Preventing blackouts. **Scientific American**, v. 296, n. 5, p. 60*67, 2007.

ANSARI, J.; GHOLAMI, A.; KAZEMI, A. Holonic structure: A state-of-the-art control architecture based on multi-agent systems for optimal reactive power dispatch in smart grids. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 9, n. 14, p. 1922–1934, 2015. D.O.I.:10.1049/iet-gtd.2014.1183

ASLAN, Y. An alternative approach to fault location on power distribution feeders with embedded remote-end power generation using artificial neural networks. **Electrical Engineering**, v. 94, n. 3, p. 125–134, 2011. D.O.I.:10.1007/s00202-011-0218-2

BAHMANYAR, A. et al. Emerging smart meters in electrical distribution systems: Opportunities and challenges. **2016 24th Iranian Conference on Electrical Engineering, ICEE 2016**, p. 1082–1087, 2016. D.O.I.:10.1109/IranianCEE.2016.7585682

BANDEIRA, F. DE P. M. **Redes de Energia Elétrica Inteligentes (Smart Grids)**. . [s.n.]. Disponível em: <https://bd.camara.leg.br/bd/bitstream/handle/bdcamara/9848/redes_energia_bandeira.pdf?sequence=5&isAllowed=y>.

BAXEVANOS, I. S.; LABRIDIS, D. P. Implementing multiagent systems technology for power distribution network control and protection management. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 22, n. 1, p. 433–442, 2007. D.O.I.:10.1109/TPWRD.2006.877085

BEALE, M.; HAGAN, M.; DEMUTH, H. **Neural Network Toolbox™ User's Guide R2017b**. MathWorks, Inc. [s.l: s.n.].

BELLIFEMINE, F. et al. JADE : A software framework for developing multi-agent applications . Lessons learned. **Information and Software Technology**, v. 50, p. 10–21, 2008. D.O.I.:10.1016/j.infsof.2007.10.008

BELLIFEMINE, F. et al. **JADE Programmer’s Guide**. . [s.l: s.n.].

BELLIFEMINE, F. L.; CAIRE, G.; GREENWOOD, D. **Developing Multi-Agent Systems with JADE**. 1. ed. Wiley, [s.l.] 2007.

BORDINI, R. H. et al. A survey of programming languages and platforms for multi-agent systems. **Informatica (Slovenia)**, v. 30, n. 1, p. 33–44, 2006.

BORGHETTI, A. et al. On the use of continuous-wavelet transform for fault location in distribution power systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 28, n. 9, p. 608–617, nov. 2006. D.O.I.:10.1016/j.ijepes.2006.03.001

BRATMAN, M. E. **Intention, plans, and practical reason**. [s.l: s.n.].

BROWN, R. E. **Impact of Smart Grid on distribution system design**. 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. **Anais...** Pittsburgh, PA, USA: IEEE, jul. 2008Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/4596843/>>

BUZO, R. F.; BARRADAS, H. M.; LEÃO, F. B. A new method for fault location in distribution networks based on voltage sag measurements. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 36, n. 2, p. 651–662, 2021. D.O.I.:10.1109/TPWRD.2020.2987892

CARVALLO, A.; COOPER, J. **The Advanced Smart Grid: Edge Power Driving Sustainability**. 2. ed. [s.l: s.n.].

CASTRO, M. R. V. DE et al. Geração Distribuída no Smart Grid - Estudo do Caso Parintins. **XXII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, p. 1–8, 2013.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS (CGEE). **Redes Elétricas Inteligentes: contexto nacional**. . [s.n.].

CHAKRABORTY, S. et al. Smart meters for enhancing protection and monitoring functions in emerging distribution systems. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 127, n. November 2020, 2021. D.O.I.:10.1016/j.ijepes.2020.106626

CIPOLI, J. A. **Engenharia de distribuição**. [s.n.].

CIVANLAR, S. et al. Distribution feeder reconfiguration for loss reduction. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 3, n. 3, p. 1217–1223, jul. 1988. D.O.I.:10.1109/61.193906

CORFIO. **Cabo de Alumínio Multiplexado 0,6/1 kV**. Disponível em: <<https://www.corfio.com.br/pt/produto/cabo-de-aluminio-multiplexado-06-1kv>>. Acesso em: 22 jun. 2023.

CREDER, H. 1926-2005. **Instalações elétricas / Hélio Creder ; atualização e revisão Luiz Sebastião Costa. [Reimpr.]**. 16. ed. [s.n.].

DA ROSA, M. A. et al. Intelligent agent-based environment to coordinate maintenance schedule discussions. **2009 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems, ISAP '09**, p. 1–7, 2009. D.O.I.:10.1109/ISAP.2009.5352826

DASHTDAR, M.; DASHTDAR, M. Fault Location in Radial Distribution Network Based on Fault Current Profile and the Artificial Neural Network. **The Scientific Bulletin of Electrical Engineering Faculty**, v. 20, n. 1, p. 14–21, 2020. D.O.I.:10.2478/sbeef-2020-0103

DASHTI, R. et al. Impedance-Based Fault Location Method for Four-Wire Power Distribution Networks. **IEEE Access**, v. 6, p. 1342–1349, 2017. D.O.I.:10.1109/ACCESS.2017.2778427

DO NASCIMENTO, L. L.; ROLIM, J. G. Multi-Agent System for Adaptive Protection in Microgrids. **2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies, ISGT LA 2013**, p. 1–8, 2013. D.O.I.:10.1109/ISGT-LA.2013.6554435

DOMINGUEZ, J. S. et al. Using a multi-agent system for monitoring indicators of quality of service in power distribution networks. **IEEE Latin America Transactions**, v. 13, n. 4, p. 1048–1054, 2015. D.O.I.:10.1109/TLA.2015.7106356

DOU, C. et al. Decentralised coordinated control of microgrid based on multi-agent system. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 9, n. 16, p. 2474–2484, 2015. D.O.I.:10.1049/iet-gtd.2015.0397

ECLIPSE FOUNDATION. **Eclipse IDE**. Disponível em: <<https://eclipseide.org/>>.

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, 12 mar. 2014. D.O.I.:10.1080/15325008.2013.868558

ELMITWALLY, A. et al. A Fuzzy-Multiagent Self-Healing Scheme for a Distribution System With Distributed Generations. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 5, p. 2612–2622, set. 2015. D.O.I.:10.1109/TPWRS.2014.2366072

ESPINOZA, A. et al. Supporting Business Workflows in Smart Grids: An Intelligent Nodes-Based Approach. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 9, n. 3, p. 1384–1397, ago. 2013. D.O.I.:10.1109/TII.2013.2256792

FANUCCHI, R. Z. **A detecção e a localização de faltas de alta impedância em sistemas de distribuição utilizando transformadas wavelets e redes neurais artificiais**. Universidade de São Paulo, São Carlos, 1 set. 2014.

FERNANDES, A. M. D. R. **Inteligencia Artificial: Noções Gerais**. 1. ed. [s.n.].

FIPA. **FIPA Agent Management Specification - SC00023K**. . [s.l: s.n.]. Disponível em: <<http://www.fipa.org/specs/fipa00023/SC00023K.pdf>>.

GANDHI, K.; BANSAL, H. O. **Smart Metering in electric power distribution system**. 2013 International Conference on Control, Automation, Robotics and Embedded Systems (CARE). **Anais... IEEE**, dez. 2013. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6733756/>>

GARCIA, A. C. B.; SICHMAN, J. S. Agentes e Sistemas Multiagentes. In: **Sistemas inteligentes: fundamentos e aplicações**. Editora Manole Ltda, São Paulo, 2003. p. 269–306.

GONG, Y.; GUZMAN, A. Integrated fault location system for power distribution feeders. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 49, n. 3, p. 1071–1078, 2013. D.O.I.:10.1109/TIA.2013.2252596

GRAJALES-ESPINAL, C.; MORA-FLÓREZ, J.; PÉREZ-LONDOÑO, S. Advanced fault location strategy for modern power distribution systems based on phase and sequence components and the minimum fault reactance concept. **Electric Power Systems Research**, v. 140, p. 933–941, nov. 2016. D.O.I.:10.1016/j.epsr.2016.04.008

GURURAJAPATHY, S. S.; MOKHLIS, H.; ILLIAS, H. A. Fault location and detection techniques in power distribution systems with distributed generation: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 74, n. January, p. 949–958, jul. 2017. D.O.I.:10.1016/j.rser.2017.03.021

HOSSACK, J. A. et al. A multiagent architecture for protection engineering diagnostic assistance. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 2, p. 639–647, maio 2003. D.O.I.:10.1109/TPWRS.2003.810910

HOU, D. Detection of high-impedance faults in power distribution systems. **2007 Power Systems Conference: Advance Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources, PSC 2007**, p. 85–95, 2007. D.O.I.:10.1109/PSAMP.2007.4740902

HÜBNER, J. F. **Um modelo de reorganização de sistemas multiagentes**. Universidade de São Paulo, [s.l.] 2003.

IEEE POWER & ENERGY SOCIETY. **IEEE PES Test Feeder**. Disponível em: <<https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>. Acesso em: 10 jul. 2023.

IEEE POWER & ENERGY SOCIETY. **Distribution Automation Tutorial - Chapter 1**. Disponível em: <http://wiki.powerdistributionresearch.com/index.php?title=IEEE/PES_D%0Aistribution_Automation_Tutorial_2007/2008>.

INSTITUTE FOR ELECTRIC INNOVATION (IEI) BY ADAM COOPER AND MIKE SHUSTER. **Electric Company Smart Meter Deployments: Foundation for a Smart Grid**. . [s.l.: s.n.].

JAMALI, S.; BAHMANYAR, A.; BOMPARD, E. Fault location method for distribution networks using smart meters. **Measurement: Journal of the International Measurement Confederation**, v. 102, p. 150–157, 2017. D.O.I.:10.1016/j.measurement.2017.02.008

- JAYASINGHE, S. L.; HEMAPALA, K. T. M. U. Multi Agent Based Power Distribution System Restoration—A Literature Survey. **Energy and Power Engineering**, v. 07, n. 12, p. 557–569, 2015. D.O.I.:10.4236/epe.2015.712052
- JENNINGS, N. R. On Agent-Based Software Engineering. **Artificial Intelligence**, v. 117, n. 2, p. 277–296, mar. 2000. D.O.I.:10.1016/S0004-3702(99)00107-1
- JENNINGS, N. R.; SYCARA, K.; WOOLDRIDGE, M. A Roadmap of Agent Research and Development. **Autonomous Agents and Multi-Agent Systems**, v. 1, n. 1, p. 7–38, 1998. D.O.I.:10.1023/A:1010090405266
- JIA, K. et al. High frequency impedance based fault location in distribution system with DGs. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 2, p. 807–816, 2018. D.O.I.:10.1109/TSG.2016.2566673
- KAGAN, N. et al. **Redes inteligentes no Brasil: análise de custos e benefícios de um plano nacional de implantação**. [s.l.: s.n.].
- KHAMPHANCHAI, W. et al. **A multi-agent based power system restoration approach in distributed smart grid**. 2011 International Conference & Utility Exhibition on Power and Energy Systems: Issues and Prospects for Asia (ICUE). **Anais... IEEE**, set. 2011Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6497754/>>
- KHAMPHANCHAI, W. et al. An Approach for Distribution Transformer Management With a Multiagent System. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 3, p. 1208–1218, maio 2015. D.O.I.:10.1109/TSG.2014.2380413
- KINDERMANN, G. **Curto Circuito**. 2. ed. [s.n.].
- KNYRIM, R.; TRIEB, G. Smart metering under EU data protection law. **International Data Privacy Law**, v. 1, n. 2, p. 121–128, 1 maio 2011. D.O.I.:10.1093/idpl/ipr004
- KULKARNI, S. V.; KHAPARDE, S. A. **Transformer Engineering: Design and Practice**. Marcel Dekker Inc, New York, 2004.
- KUMAR, A. et al. Design and Tuning of Multi-Band Based Power System Stabilizer and Implementation in HYPERSIM. **2019 20th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems, ISAP 2019**, p. 1–6, 2019. D.O.I.:10.1109/ISAP48318.2019.9065952
- LABRADOR RIVAS, A. E.; ABRÃO, T. Faults in smart grid systems: Monitoring, detection and classification. **Electric Power Systems Research**, v. 189, n. August, p. 1–26, 2020. D.O.I.:10.1016/j.epr.2020.106602
- LAGORSE, J.; PAIRE, D.; MIRAoui, A. A multi-agent system for energy management of distributed power sources. **Renewable Energy**, v. 35, n. 1, p. 174–182, jan. 2010. D.O.I.:10.1016/j.renene.2009.02.029
- LAMIN, H. **Análise de Impacto Regulatório da implantação de redes inteligentes no Brasil**. Universidade de Brasília, [s.l.] 2013.

- LEITÃO, P. Agent-based distributed manufacturing control: A state-of-the-art survey. **Engineering Applications of Artificial Intelligence**, v. 22, n. 7, p. 979–991, 2009. D.O.I.:10.1016/j.engappai.2008.09.005
- LI, W. et al. A Full Decentralized Multi-Agent Service Restoration for Distribution Network With DGs. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 11, n. 2, p. 1100–1111, 2020. D.O.I.:10.1109/TSG.2019.2932009
- LIU, H. et al. The Application of Smart Meter in the Management of Electric Vehicle Charging Facilities. **Procedia Computer Science**, v. 175, p. 774–777, 2020. D.O.I.:10.1016/j.procs.2020.07.115
- LU, Z. G. et al. Distributed agent-based state estimation considering controlled coordination layer. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 54, p. 569–575, 2014. D.O.I.:10.1016/j.ijepes.2013.08.009
- MA, R. et al. Smart Grid Communication: Its Challenges and Opportunities. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 4, n. 1, p. 36–46, mar. 2013. D.O.I.:10.1109/TSG.2012.2225851
- MAJIDI, M.; ARABALI, A.; ETEZADI-AMOLI, M. Fault Location in Distribution Networks by Compressive Sensing. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 30, n. 4, p. 1761–1769, 2015. D.O.I.:10.1109/TPWRD.2014.2357780
- MAJIDI, M.; ETEZADI-AMOLI, M. A New Fault Location Technique in Smart Distribution Networks Using Synchronized/Nonsynchronized Measurements. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 33, n. 3, p. 1358–1368, 2018. D.O.I.:10.1109/TPWRD.2017.2787131
- MANDELMAN, M. **Análise crítica da matriz energética brasileira e a implementação de Smart Grid**. Universidade de Taubaté, [s.l.] 2011.
- MASSOUD AMIN, S.; WOLLENBERG, B. F. Toward a smart grid: power delivery for the 21st century. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 3, n. 5, p. 34–41, set. 2005. D.O.I.:10.1109/MPAE.2005.1507024
- MCARTHUR, S. D. J. et al. Multi-Agent Systems for Power Engineering Applications—Part I: Concepts, Approaches, and Technical Challenges. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 4, p. 1743–1752, nov. 2007a. D.O.I.:10.1109/TPWRS.2007.908471
- MCARTHUR, S. D. J. et al. Multi-Agent Systems for Power Engineering Applications—Part II: Technologies, Standards, and Tools for Building Multi-agent Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 4, p. 1753–1759, nov. 2007b. D.O.I.:10.1109/TPWRS.2007.908472
- MERABET, G. H. et al. Applications of multi-Agent systems in smart grids: A Survey. **International Conference on Multimedia Computing and Systems -Proceedings**, p. 1088–1094, 2014. D.O.I.:10.1109/ICMCS.2014.6911384

MIRSHEKALI, H. et al. A Novel Fault Location Methodology for Smart Distribution Networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 12, n. 2, p. 1277–1288, mar. 2021. D.O.I.:10.1109/TSG.2020.3031400

MORADI, M. H.; RAZINI, S.; MAHDI HOSSEINIAN, S. State of art of multiagent systems in power engineering: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 58, p. 814–824, 2016. D.O.I.:10.1016/j.rser.2015.12.339

MORALES-ESPAÑA, G.; MORA-FLÓREZ, 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, 2009. D.O.I.:10.1109/TPWRD.2009.2013400

NAGATA, T. et al. **A multi-agent approach to power system normal state operations**. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting PESS-02. **Anais... IEEE**, 2002Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/1043656/>>

NAGATA, T.; FUKUNAGA, S. An autonomous distributed agent approach to power system restoration. **2011 16th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems, ISAP 2011**, n. 1, 2011. D.O.I.:10.1109/ISAP.2011.6082209

NAKAGOMI, R. M. **Proposição de um sistema para simulação de faltas de alta impedância em redes de distribuição**. Universidade de São Paulo, São Paulo, 17 out. 2006.

NARESHKUMAR, K. et al. **Application of multi-agents for fault detection and reconfiguration of power distribution systems**. 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting. **Anais... IEEE**, jul. 2009Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/5276005/>>

NORTHCOTE-GREEN, J.; WILSON, R. G. **Control and Automation of Electrical Power Distribution Systems**. 1. ed. [s.l: s.n.]. v. 53

NORTHEAST GROUP LLC. **Emerging markets to more than double smart meter growth in 2013, \$56bn market by 2022**. Disponível em: <<https://www.prnewswire.com/news-releases/emerging-markets-to-more-than-double-smart-meter-growth-in-2013-56bn-market-by-2022-182794261.html>>. Acesso em: 4 fev. 2023.

OPAL-RT TECHNOLOGIES. **HYPERSIM**. Disponível em: <<https://www.opal-rt.com/systems-hypersim/>>. Acesso em: 11 fev. 2020.

PARÉ, D. et al. Validation Tests of The Hypersim Digital Real Time Simulator with a Large AC-DC Network. **International Conference on Power Systems Transients - IPST 2003 in New Orleans , USA**, p. 2–7, 2003.

PESENTE, J. R.; ROLIM, J. G.; MORETO, M. MultiAgent Systems in Power System Protection: Review, Classification and Perspectives. **IEEE Latin America Transactions**, v. 14, n. 7, p. 3285–3290, 2016. D.O.I.:10.1109/TLA.2016.7587632

PIKE RESEARCH. **Smart gas meter penetration to reach 11% by 2016**. Disponível em: <<http://www.pikeresearch.com/newsroom/smart-gasmeter-penetration-to-reach-11-by-2016>>. Acesso em: 4 fev. 2023.

PRAKASH, D. B.; LAKSHMINARAYANA, C. Optimal siting of capacitors in radial distribution network using Whale Optimization Algorithm. **Alexandria Engineering Journal**, v. 56, n. 4, p. 499–509, 2017. D.O.I.:10.1016/j.aej.2016.10.002

Projeto Estratégico de Pesquisa & Desenvolvimento - Programa Brasileiro de Redes Inteligentes. Disponível em: <<http://redesinteligentesbrasil.org.br/>>. Acesso em: 1 mar. 2021.

QINGLE, P.; HOULEI, G.; XIANG, M. Multi-agent based fault location algorithm for smart distribution grid. **IET Conference Publications**, v. 2010, n. 558 CP, p. 1–5, 2010. D.O.I.:10.1049/cp.2010.0330

ROHBOGNER, G. et al. **What the term agent stands for in the Smart Grid definition of agents and multi-agent systems from an engineer's perspective**. 2012 Federated Conference on Computer Science and Information Systems (FedCSIS). **Anais...** Wroclaw, Poland: 2012Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/6354375>>

ROSSINI, J. P. **Metodologia de detecção e seleção de fases para faltas de alta impedância através da relação angular de componentes simétricas**. Universidade Federal de Santa Maria, [s.l.] 2021.

RUMLEY, S. et al. **Multi-agent Approach to Electrical Distribution Networks Control**. 2008 32nd Annual IEEE International Computer Software and Applications Conference. **Anais...** IEEE, 2008Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/4591624/>>

RUSSEL, S.; NORVIG, P. **Artificial Intelligence: A Modern Approach**. 3. ed. Prentice Hall, [s.l.] 2010.

RUSSELL, B. D. Detection of downed conductors on utility distribution systems. **IEEE tutorial course**, p. 1–48, 1989.

SAHA, M. M.; IZYKOWSKI, J.; ROSOŁOWSKI, E. **Fault Location on Power Networks**. Springer London, London, 2010.

SHAH, A. M.; BHALJA, B. R. Discrimination Between Internal Faults and Other Disturbances in Transformer Using the Support Vector Machine-Based Protection Scheme. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 28, n. 3, p. 1508–1515, jul. 2013. D.O.I.:10.1109/TPWRD.2012.2227979

SHARMA, A.; SRINIVASAN, D.; KUMAR, D. S. **A comparative analysis of centralized and decentralized multi-agent architecture for service restoration**. 2016 IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC). **Anais...** IEEE, jul. 2016Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7743810/>>

SHI, S. et al. Fault location for radial distribution network via topology and reclosure-generating traveling waves. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 10, n. 6, p. 6404–6413, 2019. D.O.I.:10.1109/TSG.2019.2904210

- SHIRAZI, E.; JADID, S. A multiagent design for self-healing in electric power distribution systems. **Electric Power Systems Research**, v. 171, n. February, p. 230–239, 2019. D.O.I.:10.1016/j.epwr.2019.02.025
- SOUZA, F. A. DE. **Modelo baseado em sistema multiagente para autorrecuperação com corte seletivo de carga e ilhamento com geração distribuída para redes elétricas inteligentes**. Universidade Federal do Paraná, [s.l.] 2015.
- STEFANIDOU-VOZIKI, P. et al. A review of fault location and classification methods in distribution grids. **Electric Power Systems Research**, v. 209, p. 108031, ago. 2022. D.O.I.:10.1016/j.epwr.2022.108031
- SUJIL, A.; VERMA, J.; KUMAR, R. Multi agent system: concepts, platforms and applications in power systems. **Artificial Intelligence Review**, v. 49, n. 2, p. 153–182, 12 fev. 2018. D.O.I.:10.1007/s10462-016-9520-8
- TASHAKKORI, A. et al. Fault Location on Radial Distribution Networks via Distributed Synchronized Traveling Wave Detectors. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 35, n. 3, p. 1553–1562, 2020. D.O.I.:10.1109/TPWRD.2019.2948174
- TELECOM ITALIA LAB. **Java Agent Development Environment (JADE)**. Disponível em: <<http://jade.tilab.com>>. Acesso em: 6 jun. 2020.
- The Foundation for Intelligent Physical Agents standards (FIPA)**. Disponível em: <<http://www.fipa.org>>. Acesso em: 6 jun. 2020.
- THERON, J. C. J.; PAL, A.; VARGHESE, A. Tutorial on high impedance fault detection. **71st Annual Conference for Protective Relay Engineers, CPRE 2018**, v. 2018- Janua, p. 1–23, 2018. D.O.I.:10.1109/CPRE.2018.8349833
- TOLEDO, F. **Desvendando as Redes Elétricas Inteligentes. Smart Grid Handbook**. [s.l.: s.n.].
- TRESSO, Y. V.; FERNANDES, R. A. S.; COURRY, D. V. Reducing multiple estimation for fault location in medium voltage distribution networks. **Electric Power Systems Research**, v. 199, n. February, p. 107424, 2021. D.O.I.:10.1016/j.epwr.2021.107424
- 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, fev. 2014. D.O.I.:10.1109/TPWRD.2013.2272057
- VEIT;, A. et al. **Multiagent Coordination for Energy Consumption Scheduling in Consumer Cooperatives**. 27th AAAI Conference on Artificial Intelligence. **Anais...** Washington: 2013
- WANG, H. F. Multi-agent co-ordination for the secondary voltage control in power-system contingencies. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 148, n. 1, p. 61–66, 2001. D.O.I.:10.1049/ip-gtd:20010025
- WEISS, G. **Multiagent Systems, Second Edition**. 2. ed. MIT Press, [s.l.] 2017. v. 2

WOOLDRIDGE, M. J. **An Introduction to MultiAgent Systems**. 2. ed. Sons, John Wiley &, Liverpool, 2009. v. 2

XIA, S.; LUO, X.; CHAN, K. W. A Framework for Self-healing Smart Grid with Incorporation of Multi-Agents. **Energy Procedia**, v. 61, p. 2123–2126, 2014. D.O.I.:10.1016/j.egypro.2014.12.090

YAN, Y. et al. A Survey on Smart Grid Communication Infrastructures: Motivations, Requirements and Challenges. **IEEE Communications Surveys & Tutorials**, v. 15, n. 1, p. 5–20, 2013. D.O.I.:10.1109/SURV.2012.021312.00034

ZHANG, S. et al. Ground fault location in radial distribution networks involving distributed voltage measurement. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 12, n. 4, p. 987–996, 2018. D.O.I.:10.1049/iet-gtd.2017.1166

ZHANG, S.; RONG, J.; WANG, B. A privacy protection scheme of smart meter for decentralized smart home environment based on consortium blockchain. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 121, n. 106140, p. 1–10, out. 2020. D.O.I.:10.1016/j.ijepes.2020.106140

APÊNDICE A – MODELAGEM DO SISTEMA TESTE 34 BARRAS

O sistema opera em uma base de 2,5 MVA, possui um transformador na subestação de tensão 69/13,8 kV e quatro transformadores de tensão 13,8/0,38 kV em cada um dos ramais.

Subestação: foi modelada através de uma fonte CA e um transformador com as características descritas na Tabela A. 1.

Transformadores de potência: os dados fornecidos para cada transformador trifásico da rede foram relativos apenas a potência nominal de cada equipamento. Sendo assim, foram consideradas impedâncias de dispersão diferentes para cada transformador, conforme Tabela A. 2.

Condutores de Média Tensão: para cada tipo de condutor foram consideradas as impedâncias de sequência positiva, conforme os dados da Tabela A. 3.

Tabela A. 1 – Dados do transformador da subestação

Lado de Alta (kV)	Lado de Baixa (kV)	X_0 (p.u.)	X_1 (p.u.)	S_{base} (MVA)
69 em Δ	13,8 em Y_g	0,4995	0,4995	100

Fonte Adaptado de (ROSSINI, 2021).

Tabela A. 2 – Dados dos transformadores trifásicos

Transformador	Potência (kVA)	Lado de Alta (kV)	Lado de Baixa (kV)	Impedância De Dispersão		Impedância de Carga (por fase)	
				Z (%)	X/R	R (Ω)	X (Ω)
1	75			3,5	3,5	3,1505454	1,5258788
2	112,5	13,8	0,38	3,5	3,5	2,10036363	1,0172525
3	75	Em Δ	Em Y_g	3,5	3,5	3,1505454	1,5258788
4	112,5			3,5	3,5	2,1003636	1,0172525

Fonte Adaptado de (ROSSINI, 2021).

Tabela A. 3 – Dados dos condutores

(continua)

Barra		Distância (m)	Bitola do condutor	P (kW)	Q (kW)
De	Para				
SE	1	900	#4/0	0	0
1	2	100	#4/0	230	142,5
2	3	150	#4/0	0	0
3	4	125	#4/0	230	142,5
4	5	225	#4/0	230	142,5
5	6	150	#4/0	0	0
6	7	350	#4/0	0	0
7	8	100	#4/0	230	142,5
8	9	120	#4/0	230	142,5
9	10	240	#4/0	0	0
10	11	140	#4/0	230	142,5
11	12	130	#4/0	137	84
3	13	60	#2	72	45
13	14	50	#2	72	45
14	15	60	#2	72	45
15	16	40	#2	13,5	7,5
6	17	140	#1/0	230	142,5
17	18	100	#1/0	230	142,5
18	19	120	#1/0	230	142,5
19	20	150	#1/0	230	142,5
20	21	180	#1/0	230	142,5
21	22	80	#1/0	230	142,5
22	23	90	#1/0	230	142,5
23	24	80	#1/0	230	142,5
24	25	100	#1/0	230	142,5
25	26	100	#1/0	230	142,5

(conclusão)

Barra		Distância (m)	Bitola do condutor	P (kW)	Q (kW)
De	De				
26	27	120	#1/0	137	85
7	28	30	#2	75	48
28	29	25	#2	75	48
29	30	35	#2	75	48
10	31	100	#1/0	57	34,5
31	32	160	#1/0	57	34,5
32	33	120	#1/0	57	34,5
33	34	100	#1/0	57	34,5
34	35	40	#4	57	34,5
35	36	30	#4	57	34,5
30	37	50	#4	75	48
27	38	60	#4	137	85
16	39	50	#4	13,5	7,5

Fonte: Adaptado de (PRAKASH; LAKSHMINARAYANA, 2017).

As matrizes de impedância para as bitolas dos condutores do alimentador, são apresentadas a seguir:

- Condutores de bitola #2

$$Z_{\#2} = \begin{bmatrix} 1,0840 + j0,9980 & 0,0600 + j0,4780 & 0,0600 + j0,4500 \\ 0,0600 + j0,4780 & 1,0840 + j0,9980 & 0,0600 + j0,5360 \\ 0,0600 + j0,4500 & 0,0600 + j0,5360 & 1,0840 + j0,9980 \end{bmatrix} \Omega / \text{km}$$

- Condutores de bitola #4

$$Z_{\#4} = \begin{bmatrix} 1,6440 + j1,0060 & 0,0600 + j0,4780 & 0,0600 + j0,4500 \\ 0,0600 + j0,4780 & 1,6440 + j1,0060 & 0,0600 + j0,5360 \\ 0,0600 + j0,4500 & 0,0600 + j0,5360 & 1,6440 + j1,0060 \end{bmatrix} \Omega / \text{km}$$

- Condutores de bitola #1/0

$$Z_{\#1/0} = \begin{bmatrix} 0,7567 + j1,0067 & 0,0600 + j0,4780 & 0,0600 + j0,4500 \\ 0,0600 + j0,4780 & 0,7567 + j1,0067 & 0,0600 + j0,5360 \\ 0,0600 + j0,4500 & 0,0600 + j0,5360 & 0,7567 + j1,0067 \end{bmatrix} \Omega / \text{km}$$

- Condutores de bitola #4/0

$$Z_{\#4/0} = \begin{bmatrix} 0,4272 + j0,9609 & 0,0600 + j0,4780 & 0,0600 + j0,4500 \\ 0,0600 + j0,4780 & 0,4272 + j0,9609 & 0,0600 + j0,5360 \\ 0,0600 + j0,4500 & 0,0600 + j0,5360 & 0,4272 + j0,9609 \end{bmatrix} \Omega / \text{km}$$

Tabela A. 4 – Dados dos ramais de ligação

Barra		Formação do cabo (mm ²)	R (Ω/km a 20°C)
De	Para		
39	1	3x1x16+16	1,91
39	2	3x1x16+16	1,91
39	3	3x1x16+16	1,91
38	4	1x1x10+10	3,08
38	5	3x1x16+16	1,91
38	6	3x1x16+16	1,91
37	7	1x1x10+10	3,08
37	8	3x1x16+16	1,91
37	9	3x1x16+16	1,91
34	10	3x1x16+16	1,91
34	11	1x1x10+10	3,08
34	12	3x1x16+16	1,91

Fonte: Adaptado de (CORFIO, 2023).

APÊNDICE B – MODELAGEM DO SISTEMA TESTE 16 BARRAS

O sistema de 16 barras descrito em Civanlar et al. (1988) é uma rede de distribuição operando em 23 kV de forma radial com recursos, contendo 13 chaves de seccionamento fechadas e 3 chaves de interligação normalmente abertas.

Tabela B. 4 – Dados dos ramos do sistema teste de 16 barras

Nó		<i>R</i> (pu)	<i>X</i> (pu)
De	Para		
1	4	0,075	0,10
4	5	0,080	0,11
4	6	0,090	0,19
5	11	0,040	0,04
6	7	0,040	0,04
7	16	0,090	0,12
8	9	0,080	0,11
8	10	0,110	0,11
9	11	0,100	0,11
9	12	0,080	0,11
10	14	0,040	0,04
13	14	0,090	0,12
13	15	0,080	0,11
15	16	0,040	0,04
2	8	0,110	0,11
3	13	0,11	0,11

Fonte Adaptado de Civanlar et al., (1988).