



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

FELIPE CARVALHO SAMPAIO

SISTEMA MULTIAGENTE DE PROTEÇÃO ADAPTATIVA

FORTALEZA

2017

FELIPE CARVALHO SAMPAIO

SISTEMA MULTIAGENTE DE PROTEÇÃO ADAPTATIVA

Monografia apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio

Coorientador: Profa. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão

FORTALEZA

2017

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

S183s Sampaio, Felipe Carvalho.

Sistema Multiagente de Proteção Adaptativa / Felipe Carvalho Sampaio. – 2017.

74 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2017.

Orientação: Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio.

Coorientação: Profa. Dra. Ruth Pastôra Saraiva Leão.

1. Proteção Adaptativa. 2. Sistema Multiagente. 3. Automação da Distribuição. 4. Sistema de Distribuição de Energia Elétrica. I. Título.

CDD 621.3

FELIPE CARVALHO SAMPAIO

SISTEMA MULTIAGENTE DE PROTEÇÃO ADAPTATIVA

Monografia apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Aprovada em: __/12/2017.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Profa. PhD. Ruth Pastôra Saraiva Leão (Coorientadora)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Me. Lucas Silveira Melo
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Me. Eudes Barbosa de Medeiros.
Universidade de Fortaleza (Unifor)

A Deus.

Aos meus pais, Raimundo e Glória.

A minha namorada, Andresa.

Aos meus colegas do GREI.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Raimundo e Glória, por todo o apoio e dedicação na minha formação humana. Tudo o que eu me tornei, eu dedico a vocês.

À minha namorada, Andresa, por toda amizade, compreensão e cumplicidade. Obrigado por estar presente em todos os momentos e caminhar sempre ao meu lado.

Aos professores do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, em especial, aos meus orientadores Prof. Raimundo Furtado Sampaio e Profa. Ruth Pastôra Saraiva Leão pelos ensinamentos e orientações.

Ao professor René, meu primeiro orientador durante a graduação, pelos ensinamentos que me serviram de base durante a vida acadêmica.

Aos amigos que eu conheci durante o PET, pelas experiências proporcionadas e os conhecimentos adquiridos. A amizade de vocês, com certeza foi um dos maiores frutos que eu colhi na graduação.

Ao Grupo de Redes Elétricas Inteligentes (GREI), onde eu aprendi o que é fazer pesquisa em equipe, em especial aos colegas que contribuíram para este trabalho, Prof. Lucas Melo, Tiago Mota, Lucas Félix, Arnold, Mapse, Lucas Cordeiro e Adson.

Ao MEC, CNPQ e Schneider pelo apoio financeiro nas bolsas durante a graduação.

E por fim, a todas as pessoas que eu tive a felicidade de conhecer durante a graduação, aos quais a minha fraca memória não me permite citar o nome. Certamente, o convívio com vocês tornou esta caminhada ainda mais prazerosa.

“Para conseguir o que quer, você deve olhar
além do que você vê”

Rafiki (O Rei Leão).

RESUMO

Sampaio, F. C. “Sistema Multiagente de Proteção Adaptativa”, Universidade Federal do Ceará – UFC, 2017, 76 p.

A rápida expansão da geração distribuída e a implementação de recursos de automação em redes elétricas de distribuição vêm melhorando a qualidade da energia fornecida aos consumidores, ao mesmo tempo que causam impactos no sistema de proteção. Este trabalho visa propor um sistema de proteção adaptativa baseado em sistemas multiagentes, cujo objetivo é corrigir a sensibilidade dos relés de proteção mediante alterações de topologia e conexão de unidades de geração na rede elétrica. A utilização da técnica de sistemas multiagentes permite otimizar a operação do sistema, tornando-o modular e mais confiável. O sistema opera integrado a um sistema multiagente de recomposição automática (SMRA) e ambos compõem um sistema multiagente de automação da distribuição (SMAD). A eficácia do sistema proposto é observado a partir de dois estudos de caso, uma para situação de reconfiguração topológica e outro para o caso de desconexão de uma unidade de geração.

Palavras-chave: Proteção Adaptativa, Sistema Multiagente, Automação da Distribuição, Sistema de Distribuição de Energia Elétrica.

ABSTRACT

Sampaio, F. C. “A Multiagent Adaptive Protection System”, Universidade Federal do Ceará – UFC, 2017, 76 p.

The increasing distributed generation penetration and the implementation of automation resources in distribution networks have been improving the quality of energy supplied to consumers while also impacting the protection system. This work aims to propose an adaptive protection system based on multi-agent systems, whose objective is to correct the sensitivity of the protection relays through topology changes and connection of generation units in the electric network. The use of the technique of multi-agent systems allows optimizing the operation of the system, making it modular and more reliable. The system operates integrated to an automatic recomposition multi-agent system (SMRA) and both comprise a multi-agent distribution automation system (SMAD). The effectiveness of the proposed system is observed from two case studies, one for the topological reconfiguration situation and the other for the case of disconnection of a generation unit.

Keywords: Adaptive Protection, Multiagent System, Distribution Network Automation, Radial Networks.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Sistema de Distribuição de Média Tensão.	5
Figura 2 – Rede Radial em Situação de Contingência.	5
Figura 3 – Rede Radial com Recurso em Situação de Contingência.	6
Figura 4 – Estimativa de crescimento da potência instalada proveniente de Geração Distribuída no mundo.	7
Figura 5 – Zonas de proteção.	11
Figura 6 – Tipos de Curvas de Operação.	13
Figura 7 – Coordenação com curvas de tempo definido.	14
Figura 8 – Curvas IEC com Dial = 1,0.	16
Figura 9 – Curva de atuação temporizada e instantânea.	18
Figura 10 – Margem de Coordenação entre relés em cascata.	19
Figura 11 – Alteração das Zonas de Proteção devido a Mudança Topológica da Rede.	21
Figura 12 – Proteção Cega.	22
Figura 13– False Tripping.	24
Figura 14– Representação de um Agente.	25
Figura 15 – Diagrama de classes UML da <i>Mygrid</i>	32
Figura 16 – Arquitetura de comunicação do SMRA.	34
Figura 17 – Nova Arquitetura Proposta para o SMAD.	36
Figura 18 – Diagrama de Atividades para Mudança de <i>Status</i> de GD.	39
Figura 19 – Fluxograma do Agente Proteção Adaptativa.	41
Figura 20 – Topologia da Rede Aquiraz Modificada.	46
Figura 21 – Situação da rede após atuação da proteção.	48
Figura 22 – Log de Atividades Recomposição Automática (Parte 1).	49
Figura 23 – Log de Atividades Recomposição Automática (Parte 2).	50
Figura 24 – Rede de distribuição após recomposição automática.	51
Figura 25 – Coordenograma dos relés do alimentador da S2 antes da atuação do APA.	52
Figura 26 – Coordenograma dos relés do alimentador da S2 depois da atuação do APA.	53
Figura 27 – Log de Atividades Desconexão da GD1.	54
Figura 28 – Coordenogramas dos relés dos alimentadores 1 e 2 (antes e depois da PA).	55
Figura 29 – Coordenogramas dos relés dos alimentadores 3 e 4 (antes e depois da PA).	55

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Sumário das vantagens providas pela GD.	8
Tabela 2 – Tipos de GD e suas corrente de contribuição de falta.	9
Tabela 2 – Especificações de proteção de GD segundo o módulo 3 do PRODIST.	12
Tabela 3 – Valores de alfa e beta padronizados pela norma IEC 60255.	15
Tabela 4 - Metas individuais dos agentes.	35
Tabela 5 – Ontologias de Mensagens trocadas entre os agentes.	43
Tabela 6 – Lista de Agentes Instanciados nos Estudos de Caso.	47

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	MOTIVAÇÃO	1
1.2	OBJETIVOS	2
1.2.1	OBJETIVO GERAL.....	2
1.2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	3
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	4
2.1	INTRODUÇÃO	4
2.2	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	4
2.3	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	7
2.3.1	CONTRIBUIÇÕES DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA CORRENTES DE FALTA.....	8
2.4	PROTEÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	10
2.4.1	<i>Requisitos de proteção.....</i>	10
2.4.2	<i>Zonas de proteção</i>	10
2.4.3	<i>Sistema de proteção de redes de distribuição.....</i>	11
2.4.4	<i>Proteção de sobrecorrente</i>	12
2.4.4.1	<i>Funções e curvas dos relés de sobrecorrente</i>	13
2.4.4.2	<i>Crítérios de cálculo das funções de sobrecorrente</i>	16
2.5	IMPACTO DA RECONFIGURAÇÃO TOPOLÓGICA NO SISTEMA DE PROTEÇÃO	20
2.6	IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO SISTEMA DE PROTEÇÃO NAS REDES ELÉTRICAS DE DISTRIBUIÇÃO	21
2.6.1	PROTEÇÃO CEGA (<i>PROTECTION BLINDING</i>).....	22
2.7	SISTEMAS MULTIAGENTES	25
2.7.1	AGENTE INTELIGENTE	25
2.7.2	PADRONIZAÇÃO DE AGENTES	26
2.7.3	PLATAFORMA PARA DESENVOLVIMENTO DE SISTEMAS MULTIAGENTES	26
2.8	PROTEÇÃO ADAPTATIVA	27
2.9	CONSIDERAÇÕES FINAIS	30
3	MODELAGEM E IMPLEMENTAÇÃO	31
3.1	INTRODUÇÃO	31
3.2	REPRESENTAÇÃO E CÁLCULOS DA REDE ELÉTRICA	31
3.3	SISTEMA MULTIAGENTE DE AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO	33
3.4	SISTEMA MULTIAGENTE DE PROTEÇÃO ADAPTATIVA (SMPA)	35
3.4.1	NOVA ARQUITETURA PROPOSTA PARA O SMAD	36

3.4.2	AGENTE COMUNICAÇÃO	36
3.4.3	AGENTE DIAGNÓSTICO E CONFIGURADOR	37
3.4.4	AGENTE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	39
3.4.5	AGENTE PROTEÇÃO ADAPTATIVA.....	40
3.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	43
4	TESTES E VALIDAÇÃO do Sistema Multiagente de Proteção Adaptativa	45
4.1	INTRODUÇÃO	45
4.2	REDE TESTE: REDE AQUIRAZ MODIFICADA	45
4.3	ESPECIFICAÇÃO DOS AGENTES	46
4.4	ESTUDO DE CASO I: FALTA NO SETOR D.....	48
4.4.1	DISCUSSÃO DE RESULTADOS	51
4.5	ESTUDO DE CASO II: DESCONEXÃO DA GD2.....	53
4.5.1	DISCUSSÃO DE RESULTADOS	54
4.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	56
5	CONCLUSÃO	57
	REFERÊNCIAS	59

1 INTRODUÇÃO

Os sistemas de distribuição de média tensão (SDMT) são normalmente compostos de alimentadores aéreos com topologia radial caracterizada por fluxo de potência unidirecional, no sentido fonte-carga. Nos últimos anos, com a difusão da automação nas redes de distribuição, as empresas de energia estão investindo em SDMT com topologias radiais com recurso, integradas a sistemas de recomposição automática para melhorar a confiabilidade, qualidade e eficiência operacional do sistema. No entanto, essa topologia torna o projeto do sistema de proteção mais complexo, tendo em vista a mudança de sentido de fluxo e de magnitude das correntes de carga e de curto-circuito, em situação de transferência de carga entre alimentadores (SAMPAIO et al., 2017).

A busca pela produção de energia elétrica limpa e redução do custo de energia, motivou o surgimento e expansão de fontes e recursos renováveis de energia alocadas mais próximas ao consumidor de energia elétrica. Este tipo de geração é classificado como geração distribuída e apresenta vantagens técnicas, econômicas e ambientais em relação ao modelo de geração tradicional (COLMENAR-SANTOS et al., 2016).

Apesar de suas vantagens, algumas características da geração distribuída na rede elétrica, como a bidirecionalidade do fluxo de potência e o aumento na magnitude das correntes de falta, podem causar sérios impactos no sistema de proteção, como: perda de sensibilidade e de seletividade (BRAHMA; GIRGIS, 2003; COFFELE et al., 2012; HUSSAIN et al., 2010; ROSCOE et al., 2015; WALLING et al., 2008).

Algumas técnicas vêm sendo propostas para mitigar o impacto da geração distribuída e da mudança topológica no sistema de proteção de redes de distribuição em média tensão. Uma das técnicas de maior aceitação no meio acadêmico é a aplicação da tecnologia de proteção adaptativa, em que os parâmetros dos relés alocados ao longo da rede de distribuição são adequados às novas condições operacionais.

1.1 Motivação

Visando solucionar os problemas com a automação de redes de distribuição, o Grupo de Redes Elétricas Inteligentes (GREI) vêm propondo soluções distribuídas para automação das redes elétricas de distribuição, por meio de sistemas multiagentes. Em (SAMPAIO, 2017) é proposto um sistema multiagente para automação do sistema de distribuição em média tensão, composto de subsistemas de automação.

Um dos subsistemas propostos é o sistema multiagente de recomposição automática (SMRA), apresentado em (BARBOSA, 2017), que consiste em um sistema de automação para recomposição de trechos sãos, visando maximizar o número de consumidores atendidos. Outro sistema previsto para o SMAD é o Sistema Multiagente de Proteção Adaptativa (SMPA), objeto de estudo deste trabalho.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

Este trabalho tem como objetivo apresentar um SMPA, baseado em uma abordagem descentralizada, capaz de analisar e corrigir, se necessário, a sensibilidade dos relés de proteção de redes de distribuição por meio de mudança de ajustes mediante as situações de mudança topológica da rede elétrica e conexão/desconexão de geração distribuída.

Por ser um subsistema do SMAD, o SMPA está integrado ao SMRA nos casos em que há recomposição do sistema (mudança topológica).

1.2.2 Objetivos específicos

Os seguintes objetivos específicos foram estabelecidos para o desenvolvimento do SMPA:

- Desenvolver algoritmos para cálculo e análise de ajustes de dispositivos de proteção;
 - Propor novos agentes envolvidos no processo de proteção adaptativa do SMAD;
 - Redefinir a estrutura de agentes do SMAD para proporcionar a integração entre os seus subsistemas SMRA e SMPA;
 - Propor uma nova arquitetura de agentes de forma a proporcionar uma comunicação entre o SMAD e relés de proteção, via protocolos padrão IEC 61850, mais eficiente;
-

1.3 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está dividido em cinco capítulos. No Capítulo 1 é apresentada uma breve introdução, expondo a motivação e os objetivos estabelecidos no desenvolvimento do trabalho.

No Capítulo 2 é fornecida uma base teórica para o entendimento do trabalho. O capítulo aborda conceitos importantes sobre redes de distribuição de energia elétrica, geração distribuída, proteção de redes de distribuição e os impactos causados pela inserção de geração distribuída e pela automação das redes no sistema de proteção. É feita ainda uma sucinta abordagem sobre tecnologia dos Sistemas Multiagentes e por fim é apresentado o conceito de proteção adaptativa, juntamente com uma revisão de outros trabalhos que abordam a proteção adaptativa como uma solução para os impactos causados pela geração distribuída e pela automação nas redes elétricas de distribuição.

O Capítulo 3 aborda sobre a modelagem UML do sistema multiagente proposto no presente trabalho e a implementação deste em *software*. Em UML são apresentadas as modelagens propostas de modo a possibilitar a integração entre o SMPA e o SMRA. Além disso, são apresentados os módulos utilizados na implementação do sistema, como o módulo de cálculos elétricos e o módulo de comunicação padrão IEC 61.850.

No capítulo 4 são apresentados os resultados obtidos em dois estudos de caso, que tratam de falta na rede seguido de recomposição automática e desconexão de unidade de geração, para validar o funcionamento do SMPA. O capítulo apresenta também uma breve discussão acerca dos resultados obtidos em cada estudo de caso.

Por fim, no capítulo 5 são apresentadas as conclusões sobre o trabalho e são feitas sugestões de melhorias e trabalhos futuros relacionados à linha de estudo abordada neste trabalho.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Introdução

Neste capítulo é apresentada a revisão bibliográfica do trabalho. Esta abordará os seguintes tópicos: redes de distribuição em média tensão, sistema de proteção de redes de distribuição, geração distribuída, impactos da geração distribuída no sistema de proteção, impactos da reconfiguração topológica da rede no sistema de proteção, sistemas multiagentes e, por fim, é apresentado o conceito de proteção adaptativa.

2.2 Sistema de distribuição de energia elétrica

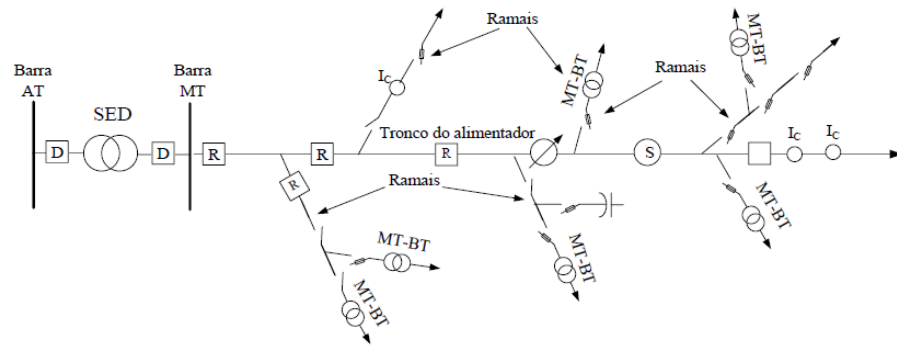
O sistema de distribuição tem início nas Subestações de Distribuição (SED) que, em geral, são alimentadas por uma ou mais linhas de distribuição em alta tensão (AT). Das SED saem os circuitos de distribuição em média tensão que alimentam os transformadores da rede elétrica em média tensão, os quais atendem os consumidores de energia elétrica em baixa tensão. Com raras exceções, os circuitos em média tensão são radiais, com fluxo de potência unidirecional, isto é, com sentido único da SED para o consumidor (KERSTING, 2012).

Portanto, o sistema de distribuição pode ser subdividido nos seguintes setores (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005):

- Sistema de Distribuição em AT (ou Sub-Transmissão) (AT inferior a 230 kV);
- Subestações de Distribuição (AT/MT);
- Sistema de Distribuição em MT (Alimentadores de Distribuição);
- Estações Transformadoras (MT/BT);
- Sistema de Distribuição em BT (Ramais de ligação);

Na Figura 1 é apresentado um diagrama exemplo de um sistema de distribuição de energia elétrica. No diagrama são apresentados os elementos já citados, bem como os equipamentos que compõem as redes elétricas de distribuição, como: religadores automáticos, chaves fusíveis, chaves seccionadoras, bancos de capacitores, reguladores de tensão, entre outros.

Figura 1 – Sistema de Distribuição de Média Tensão.



Legenda:

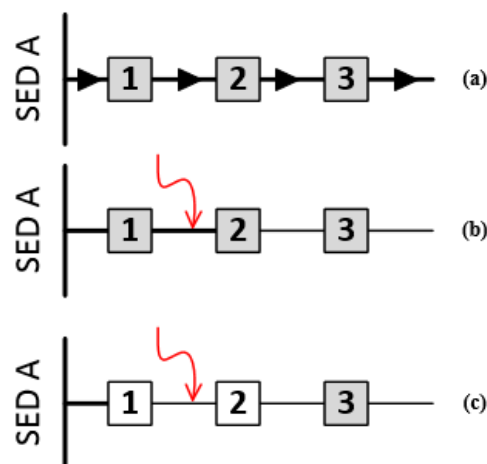
AT-MT ⊗ Transformador de Potência	D Disjuntor	⊗ Regulador de tensão
MT-BT ⊗ Transformador de Distribuição	R Religador	— — Chave fusível
—○— Pára-raios	□ Chave motorizada	— — Chave seccionadora monofásica manual
	S Seccionalizador	⊕ Banco de capacitores
		○ _{Ic} Indicador de curto-circuito

Fonte: (SAMPAIO, 2017).

Devido a sua característica de unidirecionalidade do fluxo de carga, o Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT) com topologia radial apresenta baixa confiabilidade, uma vez que, em caso de contingência ou manutenção da rede elétrica, se um trecho do SDMT for desenergizado, todos os outros trechos a jusante ficam sem suprimento (BARBOSA, 2017).

Na Figura 2 é apresentado um exemplo que ilustra a baixa confiabilidade do sistema de distribuição com topologia radial simples.

Figura 2 – Rede Radial em Situação de Contingência.



Legenda:

■ Chave fechada	□ Chave aberta
-----------------	----------------

Fonte: O próprio Autor.

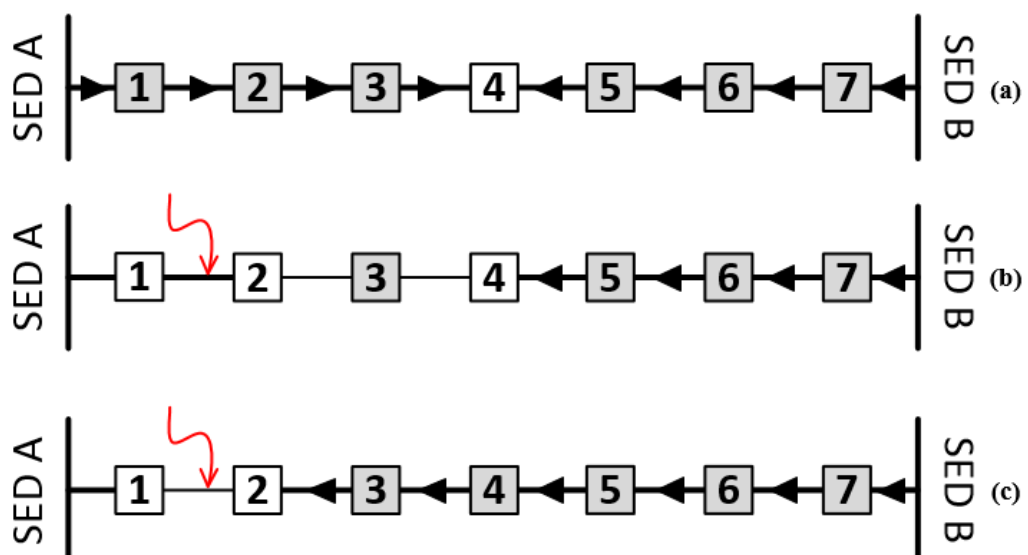
Na Figura 2 (a) é apresentado um alimentador com topologia radial operando em condição normal, em que é possível observar a unidirecionalidade do fluxo de potência. Na Figura 2 (b) é representada a ocorrência de uma falta no trecho entre as chaves 1 e 2. Na sequência, na Figura 2 (c) o trecho afetado pela falta foi devidamente isolado, no entanto os trechos a jusante da chave 2 foram desenergizados e permanecerão fora de serviço por falta de recursos operacionais que proporcione a transferência de carga.

Nos últimos anos, a cobrança por melhoras na confiabilidade e qualidade de energia do sistema aumentou por parte dos órgãos reguladores de energia elétrica (SAMPAIO, 2017). As concessionárias, então, resolveram instalar chaves de encontro de alimentadores nos seus SDMT, transformando as redes de topologia radial para topologia radial com recurso.

Nas redes radiais com recurso, há a possibilidade de reenergizar trechos que foram desenergizados durante a eliminação de uma falta. Essa característica aumenta a confiabilidade do sistema de distribuição e melhora a qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores, uma vez que o número de consumidores desenergizados durante uma contingência é menor.

Na Figura 3 é apresentado um exemplo de como a utilização de uma chave normalmente aberta entre alimentadores (chave de encontro) pode melhorar a confiabilidade e a qualidade da energia elétrica do SDMT.

Figura 3 – Rede Radial com Recurso em Situação de Contingência.



Fonte: O próprio Autor.

Na Figura 3(a) é apresentado o mesmo alimentador da Figura 2 em condição normal de operação, porém conectado ao alimentador de outra subestação através de uma chave

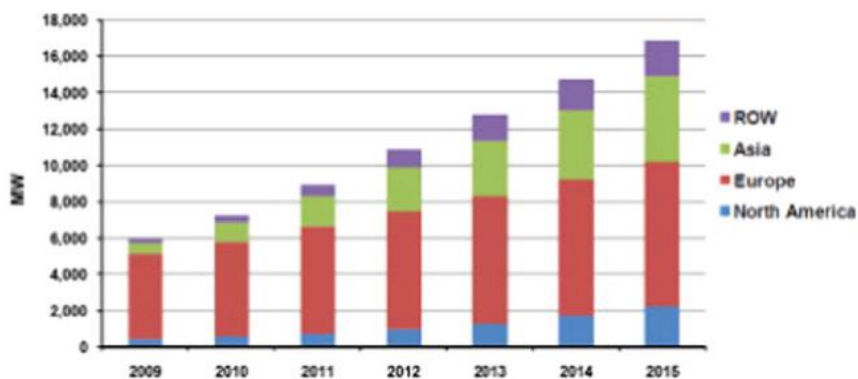
normalmente aberta (chave 4). Na Figura 3 (b) é representada a mesma situação de contingência da Figura 2 (b) e na Figura 3 (c) o trecho faltoso é isolado da mesma forma que na Figura 2 (c), no entanto, neste caso, o fechamento da chave 4 permitiu que os trechos são desenergizados (localizados entre as chaves 2, 3 e 4) fossem reenergizados.

2.3 Geração distribuída

Apesar de não existir um consenso quanto à definição de GD, esta é caracterizada pela conexão de pequenas unidades geradoras de energia ao longo da rede de distribuição e próximas dos consumidores, diferentemente do que acontece nas redes de energia elétrica convencionais, onde são alocadas grandes unidades de geração distantes dos grandes centros de carga (COLMENAR-SANTOS et al., 2016).

Segundo (COLMENAR-SANTOS et al., 2016), estima-se que houve um crescimento de 183 % na potência instalada proveniente de Geração Distribuída no mundo. O gráfico apresentado na Figura 4 mostra a potência instalada estimada ao longo dos anos de 2009 a 2015 na Ásia, na Europa, na América do Norte e no resto do mundo.

Figura 4 – Estimativa de crescimento da potência instalada proveniente de Geração Distribuída no mundo.



Fonte: (ALANNE; SAARI, 2006) apud (COLMENAR-SANTOS et al., 2016).

A rápida e crescente inserção de GD é creditada às suas vantagens técnicas, econômicas e ambientais, neste último caso quando fazem uso de recursos energéticos renováveis. Em Tabela 1 são resumidas as principais vantagens da inserção de GD em redes elétricas de distribuição.

Tabela 1 – Sumário das vantagens providas pela GD.

Tipo	Vantagem	Motivo
Técnica	Redução de Perdas de Energia	Geração perto do consumidor, garante menores perdas de energia nas linhas de transmissão
	Melhora no perfil de tensão da rede elétrica	A Conexão da GD normalmente eleva o nível de tensão, contribuindo para o perfil de tensão das redes de distribuição de MT e BT
	Melhora na qualidade da energia elétrica	Em lugares onde o nível de tensão é baixo, a instalação de GD pode melhorar a qualidade do suprimento de energia
	Melhora na eficiência energética	A utilização de sistemas de cogeração gerando calor e eletricidade simultaneamente pode melhorar a eficiência do sistema
	Melhora na confiabilidade do sistema	Em um cenário, cada vez mais próximo, de Redes Elétricas Inteligentes, as GD podem operar como fontes alternativas de energia aos consumidores, em situações de interrupção do fornecimento de energia, melhorando a confiabilidade do sistema
Econômica	Redução de custos operativos	Com a redução de perdas, as concessionárias de energia têm menos gastos com transmissão e distribuição de energia, além de redução nos custos com manutenção
	Redução de custos de capital	A instalação de GD adia a necessidade de investimentos na infraestrutura de linhas de transmissão, redes de distribuição e subestações, devido ao aumento de consumidores.
	Redução de custos ambientais	A redução de emissões na atmosfera ajuda a reduzir custos com taxas sob poluição ambiental
	Redução das tarifas de consumo de energia elétrica	O crescimento da inserção da GD pode trazer novos agentes para o mercado de energia, reduzindo o preço da energia por aumento de oferta
Ambiental	Redução de consumo de combustíveis fósseis	O crescimento da inserção de GD, proveniente de fontes de energia renovável, reduz a demanda por energia das centrais de geração, provenientes de combustíveis fósseis
	Redução de emissão de gases do efeito estufa	A redução do consumo de energia proveniente da queima de combustíveis fósseis reduz a emissão de gases que contribuem para o efeito estufa

Fonte: Adaptado de (COLMENAR-SANTOS et al., 2016).

Apesar das vantagens, a inserção de GD na rede elétrica causa sérios impactos e traz grandes desafios a manutenção e operação do sistema. Um dos principais desafios é o de mitigar os impactos causados pela inserção de geração distribuída no sistema de proteção das redes elétricas de distribuição, tema abordado neste trabalho.

2.3.1 Contribuições da geração distribuída para correntes de falta

A presença da geração distribuída não altera somente o fluxo de carga das redes de distribuição, mas também afeta as correntes de falta durante um distúrbio na rede elétrica. A

contribuição de uma unidade de geração distribuída para a falta depende de diversos fatores, como (GOMEZ et al., 2013; MASAUD; MISTRY, 2017):

- Interface de conexão com a rede elétrica (interface direta, interface através de transformador, interface através de inversor);
- Capacidade de geração da GD;
- Capacidade total relativa ao sistema;
- Capacidade de geração relativa a carga no ponto de conexão;
- Nível de tensão praticado no alimentador da rede.

As fontes de geração distribuída podem ser classificadas em: baseadas em inversor (sistemas fotovoltaicos, geradores eólicos (tipo 4) e células de carga) e não baseadas em inversor (geradores síncronos de pequenas centrais hidrelétricas (tipo 1) e geradores de indução eólicos) (KELLER; KROPOSKI, 2010).

A Tabela 2 resume valores de contribuição típicos de diferentes fontes renováveis de geração distribuída para uma falta trifásica.

Tabela 2 – Tipos de GD e suas correntes de contribuição de falta.

Tipo de GD	Nível de Tensão (kV)	Interface			Capacidade da GD
		Direta	Transformador	Inversor	
Gerador Eólico-Elétrico Tipos 1 e 2	0,4 - 11	5 - 8 pu	3,5 - 6,5 pu	NA	-
Gerador Eólico-Elétrico Tipo 3 (DFIG)	11 - 132	5 - 6 pu (com rotor bloqueado)	1 - 1,5 pu	1,1 - 2,5 pu	-
Gerador Eólico-Elétrico Tipo 4	11 - 132	NA	NA	1 - 2 kA	-
Gerador Síncrono Pequeno	0,4 - 33	5 - 8 kA	3 - 7 kA	NA	0,5 - 5 MW
Gerador Síncrono Médio	11 - 132	5 - 6 kA	3 - 5 kA	NA	5 - 25 MW
Gerador Síncrono Grande	132	NA	2,5 - 4,5 kA	NA	Acima de 25 MW
Sistema Fotovoltaico	0,4	NA	NA	1 - 1,2 kA	NA

Fonte: (MASAUD; MISTRY, 2017)

2.4 Proteção do sistema de distribuição de energia elétrica

Este tópico tem como objetivo apresentar os conceitos de filosofia de proteção e as principais funções de proteção utilizadas nos dispositivos de proteção alocados ao longo das redes de distribuição.

2.4.1 Requisitos de proteção

Qualquer sistema de proteção deve seguir os seguintes princípios básicos (GERS; HOLMES, 2004):

- **Confiabilidade:** Capacidade do sistema de proteção de operar corretamente. Associado ainda a dois pré-requisitos: **Sensibilidade:** Capacidade do sistema de sempre estar sensível à sua atuação e **Segurança:** Capacidade do sistema de proteção de evitar operação incorreta durante uma falta.
- **Velocidade:** Capacidade do sistema de proteção de atuar no menor tempo possível, de modo a evitar maiores danos, devido à exposição a correntes de falta.
- **Seletividade:** Capacidade do sistema de proteção de manter a continuidade do fornecimento de energia, desconectando a menor quantidade de carga possível e necessária para isolar a falta.
- **Custo:** Capacidade do sistema de proteção de oferecer a maior proteção necessária pelo menor custo possível.

2.4.2 Zonas de proteção

Para garantir a confiabilidade do sistema, todo sistema de proteção é dividido em zonas de proteção, que delimitam a região física de atuação dos relés de proteção. A definição de zonas de proteção é importante para garantir a seletividade do sistema de proteção (GERS; HOLMES, 2004). Por exemplo, caso ocorra uma contingência dentro da zona de proteção de um relé, o único relé que deve atuar será o relé detentor da zona, caso outro relé atue, o sistema de proteção está descumprindo com os requisitos de confiabilidade e seletividade.

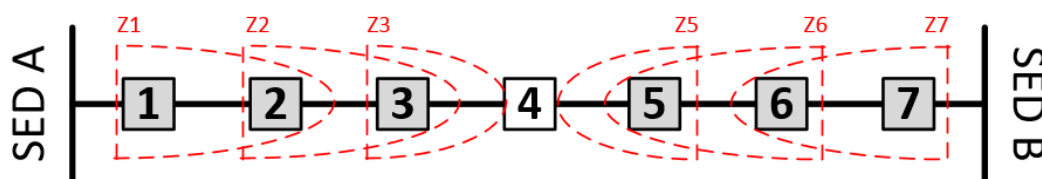
Uma premissa que deve sempre ser adotada para qualquer sistema de proteção é a de sobreposição de zonas de proteção (GERS; HOLMES, 2004). Esta premissa é adotada com o intuito de aumentar a segurança do sistema de proteção, uma vez que, caso o relé de uma

determinada zona de proteção falhe na sua atuação, o relé que possui a zona de proteção sobreposta deve atuar eliminando a falta, evitando que os equipamentos fiquem expostos a corrente de falta por mais tempo.

O conceito de sobreposição de zonas de proteção cria outros dois importantes conceitos para os sistemas de proteção: proteção primária (proteção que deve atuar sempre que o elemento detectar uma falta dentro da sua zona de proteção) e proteção de retaguarda (proteção instalada para atuar, caso a proteção primária não atue).

Na Figura 5 é apresentada a mesma rede elétrica da Figura 3, porém com as suas zonas de proteção representadas em vermelho. Na figura, a zona de proteção Z1 pertence à chave 1, a zona de proteção Z2 pertence à chave 2 e assim por diante. Isto significa, por exemplo, que caso ocorra uma falta dentro da zona Z2, apenas a chave 2 deve ser comandada. No entanto, devido à sobreposição das zonas Z1 e Z2, em caso de falta em Z2, se o relé da chave 2 falhar, o relé da chave 1 também será sensibilizado e atuará. Nesta situação, o relé da chave 2 realiza a proteção primária e o relé da chave 1 realiza a proteção de retaguarda.

Figura 5 – Zonas de proteção.



Fonte: O Próprio Autor.

2.4.3 Sistema de proteção de redes de distribuição

As funções de proteção mais comuns nos sistemas de distribuição de média tensão são: sobrecorrente de fase (50/51) e de neutro (50N/51N) e religamento (79). Com a presença de geração distribuída, é recomendada o uso de funções de sobrecorrente direcional de fase (67) e de neutro (67N). Além disso, no ponto de conexão da GD são exigidas um conjunto de funções de proteção de acordo com o porte da planta, conforme mostrado na Tabela 3. (DA SILVA, 2014).

Tabela 3 – Especificações de proteção de GD segundo o módulo 3 do PRODIST.

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	< 10 kW	10 kW a 500 kW ⁽⁴⁾	> 500 kW ⁽⁴⁾
Elemento de desconexão ⁽¹⁾	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção ⁽²⁾	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim ⁽³⁾	Sim ⁽³⁾	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim ⁽³⁾	Sim ⁽³⁾	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim

Fonte: (PRODIST, 2017)

Apesar de considerar a presença de GD na rede elétrica, o sistema de proteção adaptativa proposto neste trabalho é aplicado apenas às funções de proteção de sobrecorrente de fase e neutro. A abordagem de outras funções de proteção exigidas pela presença de GD tornaria o trabalho mais complexo e menos objetivo, por esse motivo optou-se por focar apenas nas funções de sobrecorrente.

O próximo tópico fornecerá fundamentação teórica das funções de sobrecorrente e o procedimento de cálculo de ajustes de parâmetros.

2.4.4 Proteção de sobrecorrente

A presença de correntes de grande magnitude no sistema elétrico comumente está associada à ocorrência de alguma falta tipo curto circuito. Portanto, uma maneira simples e

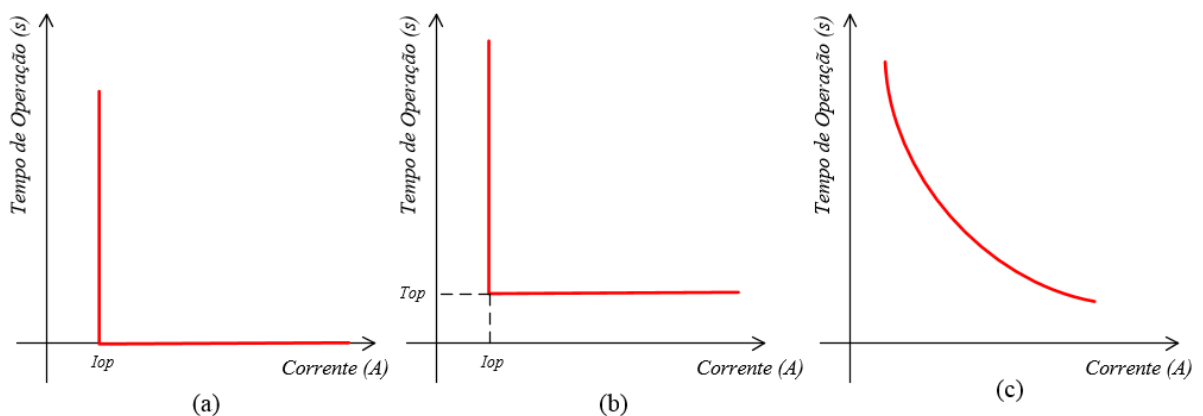
eficaz de proteger o sistema elétrico contra faltas, é aplicar dispositivos de proteção que monitoram a corrente passante e desenergizam o sistema, caso esta corrente tenha um valor acima do esperado (GERS; HOLMES, 2004).

Esse tipo de proteção é denominado proteção de sobrecorrente e é amplamente aplicado nos sistemas de distribuição de energia elétrica, através de dispositivos como: disjuntores, religadores, fusíveis e relés de sobrecorrente. Os dois primeiros dispositivos são amplamente utilizados na baixa tensão. Os relés de sobrecorrente, por sua vez, são dispositivos inteligentes empregados no sistema elétrico de AT e MT, que permitem controlar e automatizar o sistema elétrico e, por isso, terão maior enfoque neste capítulo.

2.4.4.1 Funções e curvas dos relés de sobrecorrente

Os relés de sobrecorrente são classificados de acordo com os tipos de curvas em: corrente definida, tempo definido e tempo inverso (GERS; HOLMES, 2004). Na Figura 6 são apresentadas as características dos tipos de curvas de operação dos relés de sobrecorrente.

Figura 6 – Tipos de Curvas de Operação.

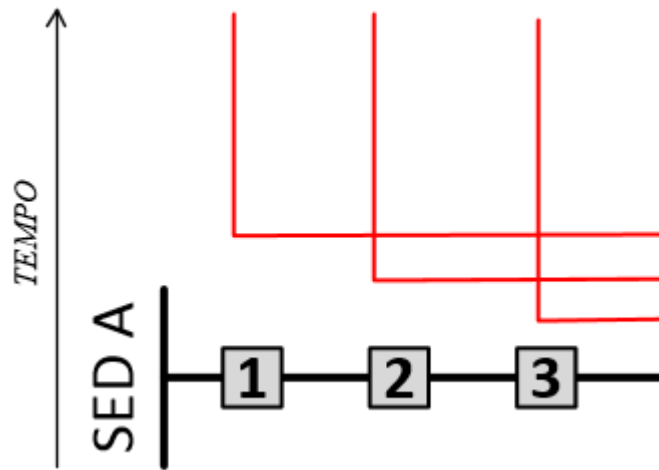


Fonte: O Próprio Autor.

A função de corrente definida, cuja curva é mostrada Figura 6 (a), atua comandando um equipamento de disjunção (disjuntor ou religador), quando o valor de corrente medido pelo relé atinge um valor pré-estabelecido implantado no relé. A coordenação entre relés que adotam este tipo de curva torna-se bastante complexa em redes onde as zonas protegidas apresentam baixa impedância, pois os níveis de curto-circuito ao longo da rede são muito próximos.

Nas funções de tempo definidos, cuja curva é mostrada na Figura 6(b), é possível definir a corrente e o tempo de operação do relé. Desta forma, o relé atuará quando a corrente monitorada for superior a corrente pré-definida durante um intervalo de tempo pré-definido. Dessa forma, o problema da coordenação da função de sobrecorrente instantânea, em parte é resolvido, com o uso da função de tempo definido. Na Figura 7, pode-se observar que os diferentes tempos de operação mostrados nos gráficos estão proporcionando a coordenação entre os relés associados aos equipamentos de disjunção 1,2 e 3. Percebe-se que os relés mais próximos da falta atuam em um tempo inferior aos demais.

Figura 7 – Coordenação com curvas de tempo definido.



Fonte: O Próprio Autor.

A função de tempo definido, resolve o problema da coordenação entre relés, no entanto o relé com maior tempo de operação está localizado mais próximo a fonte, onde os níveis de curto-circuito são mais elevados, proporcionando maior estresse nos equipamentos e elementos do sistema elétrico em caso de falta.

Visando solucionar este problema, foram concebidos os relés de sobrecorrente com características de tempo inverso padrão IEEE e IEC. A partir da equação (1) são obtidas as curvas de tempo inverso das funções estabelecida na norma IEC 60255 (ALSTOM, 2011)

$$t_{op}(I) = Dial \frac{\beta}{\left(\frac{I}{I_{pick-up}}\right)^{\alpha}} \quad (1)$$

Em que,

- t_{op} é o tempo de operação do relé;
- I é a corrente monitorada pelo relé
- Dial, também denominado índice de tempo ou tempo multiplicador, é uma variável, calculada de modo a garantir a coordenação entre relés;
- α e β são constantes que definem a inclinação do tipo de curva;
- $I_{pick-up}$ é a corrente mínima a qual o relé deve atuar.

Vale notar que, quando I é inferior a $I_{pick-up}$, o tempo de operação é negativo, ou seja, o relé não atua, quando I tende a $I_{pick-up}$ o tempo de operação tende ao infinito, ou seja, o relé também não atua. O relé só atua quando I é superior a $I_{pick-up}$ e, logo, o tempo de operação é positivo.

Na Tabela 4 são apresentadas os valores das constantes α e β padronizados pela norma IEC 60255.

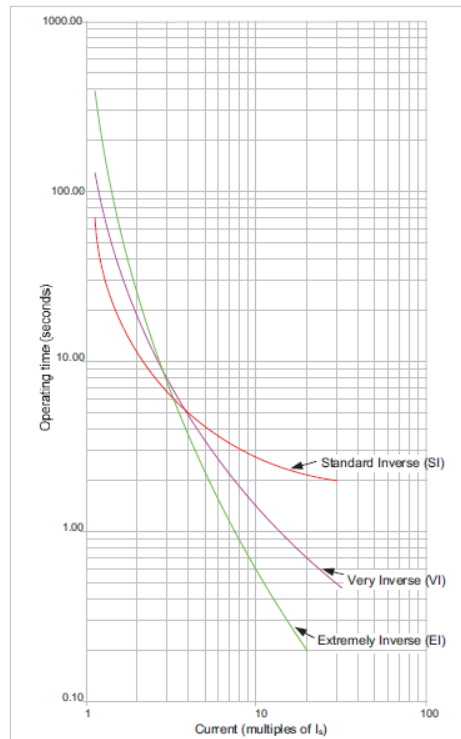
Tabela 4 – Valores de alfa e beta padronizados pela norma IEC 60255.

Constantes	Normalmente inversa	Muito inversa	Extremamente inversa
B	0.14	13.50	80.00
α	0.02	1.00	2.00

Fonte: (ALSTOM, 2011)

Na Figura 8 são mostradas as diferentes inclinações das curvas padrão IEC calculadas para um dial igual a 1,0.

Figura 8 – Curvas IEC com Dial = 1,0.



Fonte: (ALSTOM, 2011).

2.4.4.2 Critérios de cálculo das funções de sobrecorrente

Os ajustes das funções de sobrecorrente são calculados a partir do conhecimento dos valores de curtos-circuitos e correntes máxima de carga em cada ponto de instalação dos relés e da capacidade dos condutores/fontes. A partir destes dados do sistema são dimensionados os transformadores de corrente (TC), calculadas as correntes de ajustes e de *pick-up* das funções de sobrecorrentes temporizadas e instantânea de fase (51/50) e temporizada e instantânea de neutro (51N/50N), o múltiplo e definido a curva e o dial ou tempo de atuação do relé (KINDERMANN, 2005).

A corrente de *pick-up* temporizada é adotada como um valor superior ao maior valor de corrente medido pelo relé em condição normal de operação, para que o relé não atue indevidamente. Desta forma, a corrente de pick-up é normalmente calculada como a corrente máxima multiplicada por um fator de sobrecarga maior do que um:

$$I_{pick-up} = FS \cdot I_{m\acute{a}x} \quad (2)$$

Em que,

- FS – Fator de sobrecorrente
- $I_{m\acute{a}x}$ - Corrente máxima definida, conforme critério de estudo

Outro parâmetro importante a ser definido na parametrização da função de sobrecorrente temporizada é a corrente de ajuste, que pode ser interpretada como a corrente de *pick-up* refletida no secundário dos transformadores de corrente e lida pelo relé. Esta é definida pela equação (3):

$$I_{ajuste} = \frac{I_{pick-up}}{RTC} \quad (4)$$

Em que:

- RTC – Relação de transformação dos transformadores de corrente (TC).

Normalmente, os relés de proteção possuem valores limites de corrente de ajuste. Portanto, o cálculo da corrente de ajuste é importante para analisar se a corrente de pick-up adotada está dentro dos limites estabelecidos pelo fabricante do relé. Caso o valor de corrente de ajuste calculado esteja fora dos limites estabelecidos pelo relé, a corrente de pick-up deve ser recalculada para adequar os parâmetros a serem ajustados no IED.

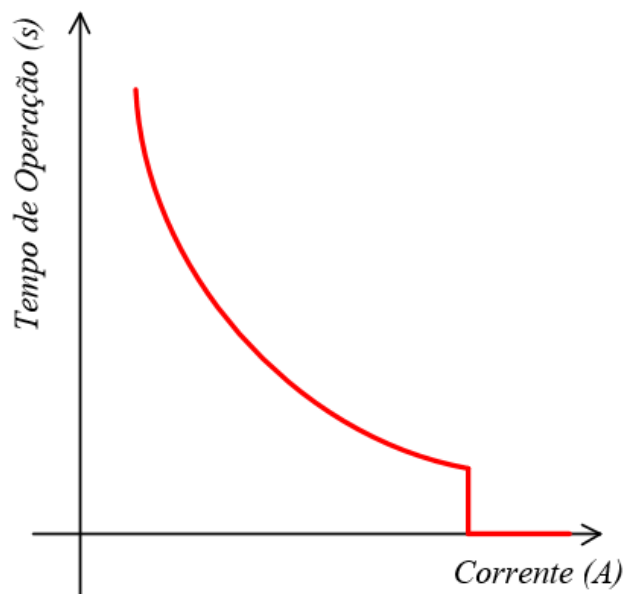
Valores muito baixos de FS podem tornar a função sensível a ponto de atuar durante variação da carga e valores muito elevados podem fazer com que o relé não seja sensibilizado a ponto de retardar a atuação ou não atuar durante uma falta. Dessa forma, o FS adotado deve levar em conta a melhor sensibilidade da função de proteção. Para a função de sobrecorrente temporizada de fase (51), em que so medidas as correntes de cada fase, a literatura comenda valores dentro da faixa de 1,2 a 1,5, podendo assumir valores maiores de acordo com o estudo das proteoes (KINDERMANN, 2005).

J para a função de sobrecorrente temporizada de neutro (51N), onde é medido o somatório das três correntes de linha, este valor é adotado com base no desequilíbrio do sistema na faixa de 0,1 a 0,45 (KINDERMANN, 2005). No entanto, para fornecer maior segurança aos usuários da rede elétrica, uma boa prática é adotar o ajuste mais sensível possível para a função temporizada de neutro.

Normalmente, aliadas às funoes de sobrecorrente temporizadas, são implantadas funoes de proteção de sobrecorrente instantânea, com o intuito de eliminar elevadas correntes de falta de forma mais rápida.

As funções de sobrecorrente instantâneas operam como as funções de sobrecorrente de tempo definido, em que são escolhidos os valores de corrente de operação e tempo de operação. A combinação da operação das funções de sobrecorrente instantâneas e temporizadas tem operação definida pela curva da Figura 9.

Figura 9 – Curva de atuação temporizada e instantânea.



Fonte: O próprio autor.

A corrente de pick-up da função de sobrecorrente instantânea é adotada como um valor inferior ao menor curto-circuito dentro da zona de proteção do relé. De modo análogo, a corrente de *pick-up* da função 51, a corrente de pick-up instantâneo é adotada como sendo um valor de curto-circuito multiplicado por um fator de sobrecorrente, desta vez inferior a um.

$$I_{pick-up} = FS \cdot I_{cc} \quad (5)$$

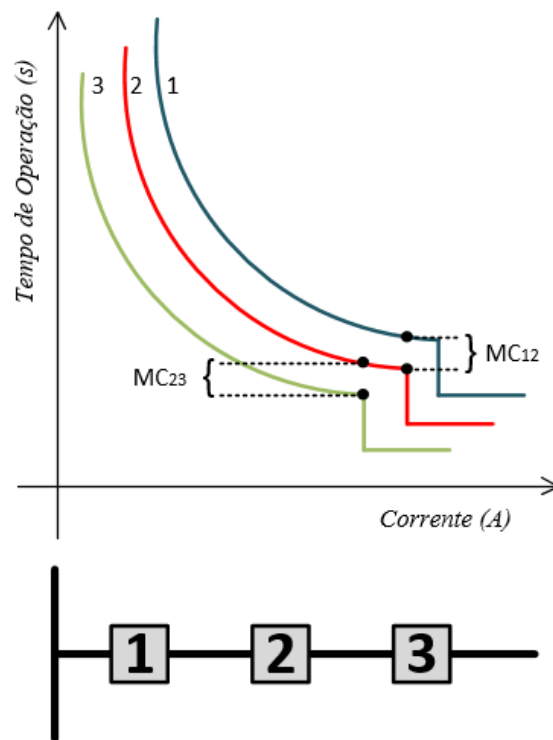
Valores muito baixos de FS tornam a função de sobrecorrente instantânea muito sensível, podendo atuar para faltas fora da sua zona de proteção, enquanto valores muito altos de FS podem fazer com que o relé não atue instantaneamente para faltas dentro da sua zona de proteção.

A Margem de Coordenação (MC) é a diferença mínima de tempo de operação entre dois relés. Se a margem de coordenação for respeitada, pode-se dizer que o sistema de proteção

está seletivo e coordenado (DA SILVA, 2014). A MC leva em conta o tempo de operação do mecanismo de abertura do disjuntor, o tempo de extinção do arco elétrico do disjuntor e uma margem de segurança. Para relés digitais, a MC é adotada entre 0,2 e 0,3 segundos (ANDERSON, 2006).

Na Figura 10 é apresentado um coordenograma ilustrando a coordenação entre os relés 1, 2 e 3, no qual pode-se observar a MC_{12} , entre os relés 1 e 2, e a MC_{23} entre os relés 2 e 3.

Figura 10 – Margem de Coordenação entre relés em cascata.



Fonte: O próprio Autor.

A margem de coordenação especificada é alcançada através do ajuste do Dial da função de sobrecorrente temporizada (51). Primeiro, calcula-se o tempo de operação do relé a montante para uma corrente igual a corrente de pick-up instantâneo:

$$t_{op_m} = t_{op}(I_{50}) = Dial_m \frac{\beta}{\left(\frac{I_{50}}{I_{51m}}\right)^\alpha - 1} \quad (6)$$

O índice “m” indica que a variável representa um parâmetro do relé a montante.

Calcula-se então, o tempo de operação do relé para o mesmo valor de corrente, que por definição deve ser:

$$top = top_m - MC \quad (7)$$

Agora, a partir da Equação (1), calcula-se o Dial que deve ser adotado para o relé, para que este atue dentro da margem de coordenação estabelecida.

$$Dial = top \frac{\left(\frac{I}{I_{pick-up}}\right)^\alpha - 1}{\beta} \quad (8)$$

Vale salientar que, assim como para a corrente de ajuste, o relé possui limitação de dial e de modo similar, se o dial calculado não estiver dentro dos limites estabelecidos pelo fabricante do relé, os parâmetros adotados devem ser modificados para readequar este parâmetro.

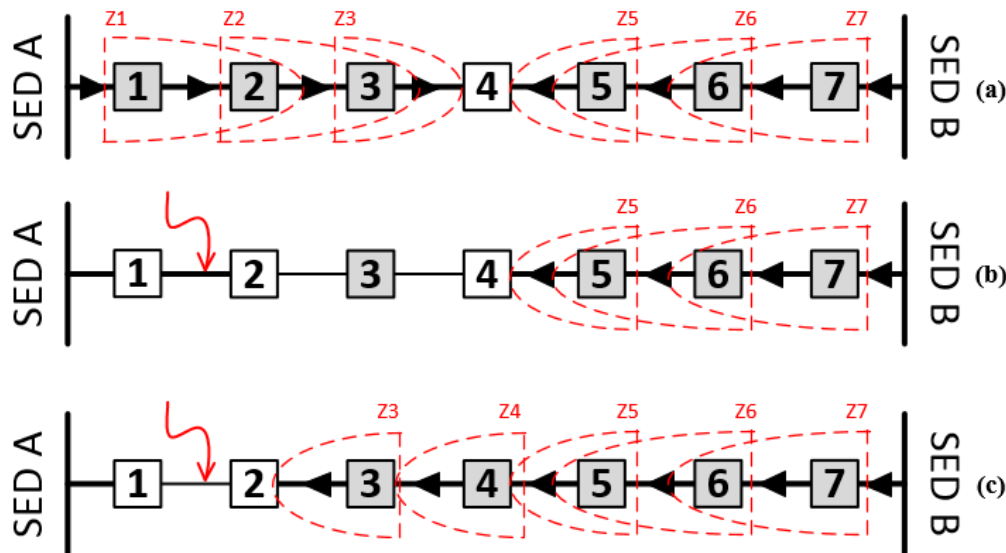
2.5 Impacto da reconfiguração topológica no sistema de proteção

A adoção da topologia radial com recurso em redes elétricas de distribuição proporciona maior segurança e confiabilidade ao sistema elétrico. No entanto, a reconfiguração da rede elétrica aumenta a complexidade na operação do sistema de proteção. Mudanças topológicas provocam alteração na magnitude e no sentido dos fluxos das correntes de carga e de curto-circuito nos trechos dos alimentadores.

Na Figura 11 são apresentadas as zonas de proteção de um sistema de distribuição radial com recurso com dois alimentadores supridos pelas subestações A e B respectivamente. Na Figura 11 (a) é mostrado o sistema operando na condição normal, na Figura 11 (b) é apresentado o estado dos equipamentos após a atuação do relé de proteção associado ao equipamento de disjunção 1, a isolação do trecho afetado pela falta com a abertura do equipamento 2 e a transferência de carga dos trechos são supridos pela SED A para SED B. Vale notar que os níveis de curto-circuito e de carga nos trechos entre as chaves 2, 3 e 4 sofreram

mudanças em relação a situação normal de operação, uma vez que o fluxo de corrente nos trechos passam a ser supridos pela subestação B.

Figura 11 – Alteração das Zonas de Proteção devido a Mudança Topológica da Rede.



Fonte: O próprio Autor.

No diagramas unifilar da Figura 10 é mostrado que as zonas de proteção de cada relé mudam completamente após mudanças topológicas na rede. Em contrapartida, na maioria dos sistemas de proteção atuais, os ajustes dos relés são mantidos fixos, mesmo em situação de mudança topológica. Esta característica reduz a confiabilidade e a segurança do sistema durante reconfigurações, uma vez que os relés estão parametrizados para uma situação diferente da real.

Uma solução que já é aplicada em alguns sistemas de proteção atuais é a utilização de diferentes grupos de ajustes. Este é um recurso disponibilizado nos relés de proteção que permite parametrizar vários grupos de ajustes em um mesmo relé e habilitar o grupo de ajuste mais adequado a cada situação de reconfiguração da rede elétrica.

2.6 Impacto da geração distribuída no sistema de proteção nas redes elétricas de distribuição

Outro problema para os sistemas de proteção das redes elétricas de distribuição é a presença, cada vez maior, da geração distribuída. De fato, a adição de uma unidade de geração distribuída na rede significa a introdução de mais uma fonte a faltas, aumentando o nível de

curto-circuito ao longo da rede, além de alterar a magnitude e o fluxo das correntes de carga e de falta (PAPASPILIOTOPOULOS et al., 2017).

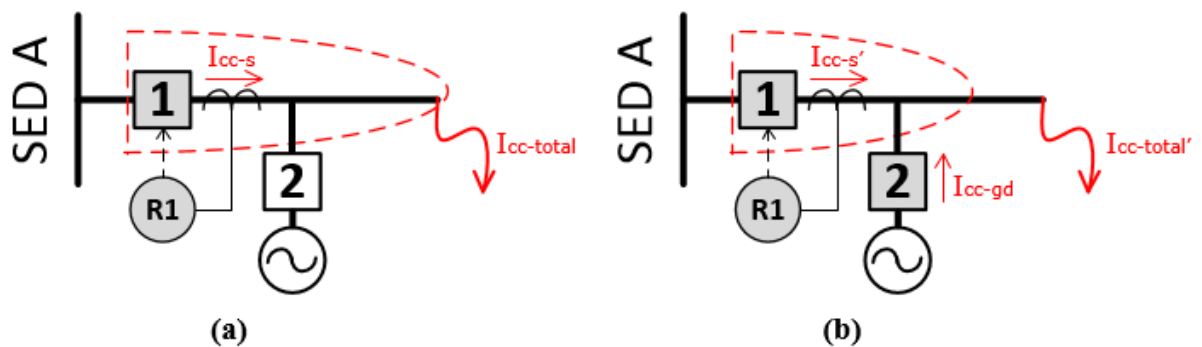
A inserção de geração distribuída causa diversos impactos no sistema de proteção de redes de distribuição (WALLING et al., 2008), no entanto, como o objetivo deste trabalho está relacionado às funções de proteção de sobrecorrente, serão abordados aqui os dois principais problemas nesta categoria de proteção: proteção cega e *trip* falso.

2.6.1 Proteção cega (*protection blinding*)

A proteção cega consiste na perda de sensibilidade dos relés de proteção durante faltas, quando há unidades de geração entre a barra da subestação e o ponto de falta (PAPASPILIOTOPOULOS et al., 2017).

Este fenômeno é exemplificado nos diagramas apresentados na Figura 12.

Figura 12 – Proteção Cega.



Fonte: O próprio Autor.

Na Figura 12 (a) é representada a ocorrência de uma falta em um alimentador. Nesta situação a unidade de geração está desconectada da rede e a única fonte supridora da falta é a subestação. Portanto, para fins de simplicidade, considerando esta falta um curto circuito trifásico entre fases, a corrente de falta pode ser calculada em pu pela seguinte equação:

$$I_{cc-total} = \frac{1}{(Z_s + Z_L)} \quad (9)$$

Em que, Z_S é a impedância acumulada do sistema na barra da subestação e Z_L a impedância da linha até o ponto onde ocorreu a falta, ambas em pu.

Como a unidade geradora está desligada, a corrente de contribuição da subestação (I_{cc-s}), que é a mesma corrente lida pelo relé, é igual à corrente de curto circuito total.

Na Figura 12 (b) é representada a ocorrência de uma falta, agora com a unidade geradora conectada à rede. Considerando a falta como um curto-circuito trifásico entre fases e desconsiderando a impedância entre a subestação e a GD, as contribuições à falta de cada fonte podem ser calculadas pelas seguintes equações:

$$I_{cc-s}' = \frac{1}{Z_L + Z_S // Z_{gd}} \cdot \left(\frac{Z_{gd}}{Z_{gd} + Z_S} \right) \quad (10)$$

$$I_{cc-gd} = \frac{1}{Z_L + Z_S // Z_{gd}} \cdot \left(\frac{Z_S}{Z_{gd} + Z_S} \right) \quad (11)$$

A corrente de curto circuito total é calculada pela equação:

$$I_{cc-total}' = \frac{1}{Z_L + Z_S // Z_{gd}} \quad (12)$$

Em que, Z_{gd} é a impedância do gerador em pu.

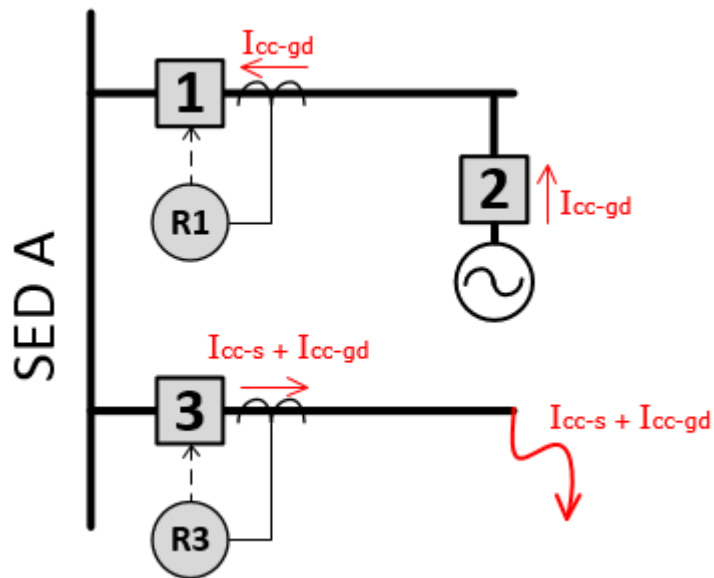
Com base nos cálculos apresentados, vale ressaltar dois pontos: O primeiro ponto é que a corrente de contribuição da subestação é menor com a geração conectada em relação a situação com geração desconectada da rede. Portanto, há um grave problema quanto à proteção de sobrecorrente exercida pelo relé R1. Se este for ajustado para a situação de corrente mais elevada (situação sem geração distribuída), no momento que a unidade geradora se conectar na rede, o relé R1 perderá sensibilidade, uma vez que a corrente de falta que passa por seus TCs é menor que a corrente ajustada. A perda de sensibilidade, representada na Figura 12 (b) pela redução da zona de proteção do relé, pode fazer com que o relé atue mais lentamente ou pior, não atue, ficando “cego” à corrente de falta.

O outro ponto que vale ser ressaltado é que a corrente de curto circuito no ponto da falta é maior quando a geração distribuída está conectada. Portanto, este ponto é um agravante ao primeiro ponto, uma vez que os equipamentos da rede elétrica estarão submetidos a uma corrente de falta maior durante maior tempo. Esse efeito pode resultar em uma redução da vida útil dos equipamentos ou até mesmo resultar na queima dos equipamentos.

- *Trip* Falso

O *trip* falso ocorre quando um relé opera indevidamente para uma falta fora da sua zona de proteção, devido à contribuição de uma unidade geradora localizada a montante do relé (PAPASPILIOTOPOULOS et al., 2017).

Figura 13– False Tripping.



Fonte: O próprio Autor.

Na Figura 13, o *trip* falso ocorre quando o relé R1 atua antes do relé R3 ao ser sensibilizado pela corrente de contribuição da geração, desenergizando indevidamente o alimentador sem defeito. Este problema é comum quando não são implantadas funções de proteção direcionais de sobrecorrente nos relés, tornando-os sensíveis a correntes de contribuição de falta no sentido contrário ao do fluxo normal (PAPASPILIOTOPOULOS et al., 2017).

Além de adotar função de sobrecorrente direcional nos relés de saída de alimentador, outra solução para esse problema é implantar o mesmo ajuste de sobrecorrente em todos os relés de saída de linha (PAPASPILIOTOPOULOS et al., 2017), dessa forma o relé que for sensibilizado pela maior corrente (resultante da contribuição da subestação mais as contribuições das unidades de geração, conforme pode ser visto na Figura 13) atuará antes dos outros.

No entanto, essa solução não é a melhor possível, uma vez que cada relé será ajustado com base no relé com ajustes mais elevados, adequando a sensibilidade deste relé, porém reduzindo a sensibilidade dos outros relés de saída de alimentador.

2.7 Sistemas multiagentes

Um Sistema Multiagente (SMA) é um sistema composto de entidades, denominadas agentes, que interagem entre si por meio de troca de mensagens através de alguma infraestrutura de rede de comunicação (WOOLDRIDGE, 2002).

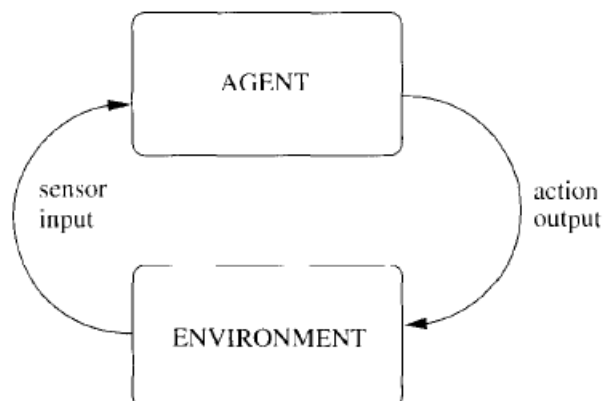
O SMA é classificado como uma ramificação da inteligência artificial distribuída e é considerado uma poderosa ferramenta de modelagem e simulação, sendo aplicado em diversas áreas do conhecimento, como: economia, comércio, saúde, planejamento urbano, ciências sociais, inteligência artificial, banco de dados, sistemas operacionais, redes de computadores e sistemas elétricos de potência (SAMPAIO, 2017).

2.7.1 Agente inteligente

Intrinsecamente relacionada à tecnologia de Sistemas Multiagentes, está o conceito de agentes. Segundo (WOOLDRIDGE, 2002), um agente pode ser definido como: “Um sistema computacional que está situado em algum ambiente e que toma ações autonomamente dentro do ambiente visando alcançar os objetivos a este estabelecidos.”

Na Figura 14 é apresentada uma representação esquemática de um agente, em que este percebe o ambiente em que está inserido e que baseado nestas informações efetua mudanças no ambiente.

Figura 14– Representação de um Agente.



Fonte: (WOOLDRIDGE, 2002).

Ainda mais complexa que a definição de um agente é a definição de um agente inteligente, uma vez que esta parte da célebre questão: “o que é inteligência?”. Como esta é ainda uma questão complexa sem um consenso, em (WOOLDRIDGE, 2002) são propostas características esperadas de um agente para que este seja considerado inteligente, são elas:

- **Reatividade:** Capacidade de um agente de perceber mudanças no ambiente em que está inserido e reagir a estas de modo a satisfazer os objetivos estabelecidos no seu projeto.
- **Proatividade:** Capacidade do agente de tomar a iniciativa de buscar alcançar os seus próprios objetivos, sem precisar ser acionado para isto.
- **Habilidade Social:** Capacidade do agente de interagir com outros agentes com o intuito de alcançar os objetivos a este estabelecidos.

2.7.2 Padronização de agentes

A *Foundation for Intelligent Physical Agents* (FIPA) é uma organização vinculada à Sociedade de Computação do IEEE e tem como objetivo central definir padrões para tecnologias baseadas em sistemas multiagentes capaz de garantir interoperabilidade entre os SMA e outras tecnologias (SAMPAIO, 2017).

A FIPA define padrões relacionados a três questões centrais em SMA: comunicação entre agentes, gerenciamento de agentes e arquitetura dos agentes. Para padronização da comunicação entre agentes, a FIPA definiu uma linguagem padrão de comunicação entre agentes, a *Agente Communication Language* (ACL) (FIPA, 2002a).

2.7.3 Plataforma para desenvolvimento de sistemas multiagentes

Uma ferramenta bastante útil para o desenvolvimento de Sistemas Multiagentes são as Plataformas de Desenvolvimento de Agentes. As plataformas nada mais são do que *frameworks* que fornecem ferramentas para o desenvolvimento de agentes, como ferramentas de comunicação, comportamentos predefinidos, entre outros recursos.

Em (SAMPAIO, 2017) é apresentada uma análise comparativa das diversas plataformas de desenvolvimento existentes. As plataformas são analisadas quanto ao domínio

de aplicação, a linguagem de desenvolvimento, o suporte à tecnologias *web* semânticas e a conformidade com os padrões estabelecidos pela FIPA.

A plataforma de desenvolvimento utilizada para desenvolver o presente trabalho foi a *Python Agent Development Environment* (PADE), apresentada em (MELO, 2015). A plataforma PADE foi adotada devido a:

- Possibilidade de utilização da linguagem de programação *Python* (linguagem de programação de rápida aprendizagem, amplamente difundida no meio científico (CASS, 2017), com comunidade bastante ativa);
- Necessidade de integração com outros sistemas multiagentes desenvolvidos na mesma plataforma (SMRA e SMAD);
- Desenvolvimento de aplicação com baixo custo computacional, devido ao PADE utilizar o recurso de *single thread* assíncrono para realizar execução de múltiplos agentes ao mesmo tempo.

2.8 Proteção adaptativa.

A análise dos impactos causados pela mudança topológica da rede e pela penetração de GD sugere que a utilização de ajustes fixos nos relés de proteção se tornará uma prática inadequada em um futuro próximo, em que as redes elétricas de distribuição apresentarão maiores recursos de reconfiguração e a geração distribuída bem estabelecida.

Portanto, se a utilização de ajustes estáticos não é mais adequada, a conclusão direta é que devem ser utilizados ajustes dinâmicos, ou seja, que são alterados em tempo real conforme a situação atual da rede elétrica. Este tipo de esquema de proteção existe e é denominado Proteção Adaptativa (PA).

A PA é definida em (PAPASPILIOTOPOULOS et al., 2017) como um “procedimento automático que monitora e altera as configurações de relés de proteção, a fim de torná-los melhor ajustados em sintonia com as condições de operação do sistema prevalentes” (livre tradução).

Alguns pesquisadores já estudaram a utilização de PA para reduzir os impactos da GD nas redes de distribuição, como em (MAHAT et al., 2011) onde é proposto um sistema de proteção adaptativa para corrigir o problema de perda de sensibilidade da proteção quando a rede passa do modo de funcionamento não-ilhado para ilhado. Isso ocorre, devido à grande diferença entre o nível de corrente de falta no dois modos de operação. O sistema de proteção

adaptativa desenvolvido muda os ajustes da proteção baseado no modo de funcionamento da rede.

Em (LAAKSONEN; ISHCENKO; OUDALOV, 2014) é apresentado um Sistema de Proteção Adaptativa (SPA) desenvolvido e implementado na ilha de Hailuoto na Finlândia. O SPA apresenta um sistema centralizado de automação do sistema de proteção baseado na norma IEC 61.850, que realiza mudanças automáticas de grupos de ajustes do sistema de proteção da rede em caso de ilhamento ou mudança topológica da rede. No entanto, o sistema não realiza cálculo de novos grupos de ajustes.

Em (DA SILVA, 2014) foi desenvolvido um SPA centralizado que atua quando há mudança no estados dos disjuntores e quando há conexão/desconexão de GD. O sistema realiza mudança de grupo de ajustes e calcula novos ajustes quando necessário. O SPA foi desenvolvido em MATLAB e comunica-se com os relés SEL-751 da Schweitzer utilizando protocolo Telnet.

Em (COFFELE; BOOTH; DYSKO, 2015) é apresentado um sistema de proteção adaptativa de sobrecorrente que, ao detectar impactos devido a inserção de GD, mudanças de topologia e ilhamento atua mudando os ajustes dos relés. O sistema proposto não considera a utilização de grupos de ajuste para os relés. Como alternativa, o sistema calcula ajustes ótimos para os relés e aplica-os, caso o sistema apresente grandes mudanças. O sistema é testado utilizando relés comerciais comunicando-se com o sistema via protocolo IEC 61.850 e é testado utilizando Real Time Digital Simulator (RTDS). No teste realizado, o sistema proposto apresentou melhoras no tempo de atuação dos relés em relação ao sistema de proteção convencional.

Em (PAPASPILIOTOPOULOS et al., 2017) é apresentado uma metodologia de proteção adaptativa centralizada que combina a mudança de grupos de ajustes com o cálculo ótimo dos grupos de ajustes. O cálculo ótimo dos grupos de ajustes é calculado tratando o problema da coordenação ótima dos relés como um problema de programação não linear. O sistema é testado utilizando relés comerciais comunicando-se com o sistema e com o Real Time Digital Simulator (RTDS) via protocolos IEC-61850 e DNP3.

Outros pesquisadores avaliaram a implementação de sistemas de proteção adaptativa utilizando um sistema com inteligência artificial distribuída, como os sistemas multiagentes. Em (WAN; LI; WONG, 2010) é apresentado um SPA com inteligência descentralizada, baseado em sistemas multiagentes, para realizar a coordenação de relés em redes de distribuição com GD. O sistema multiagente proposto foi testado no *Java Agent Development Environment*

(JADE) e utiliza agentes IED, GD e Equipamento para realizar a coordenação entre os relés. O sistema não é coordenado por tempo e sim pelo sistema de comunicação entre os agentes.

Em (NASCIMENTO; ROLIM, 2013) é apresentada uma abordagem de sistemas multiagentes para proteção adaptativa. Seu sistema é composto de um agente configurador, agente coordenador e agentes relés. O sistema realiza análise de coordenação e de reconfiguração da rede. O sistema foi desenvolvido em JADE e interfaceado com o modelo da rede elaborado no PSCAD.

Em (LIU et al., 2017) é apresentado um sistema multiagente de proteção adaptativa que altera os grupos de ajustes para os relés de acordo com a mudança topológica da rede, o estado da conexão das GD e o modo de controle das WTG. No entanto, esta metodologia considera que os relés possuem grandes quantidades de grupos de ajustes disponíveis, caso a rede seja maior. O SMPA proposto é voltado para coordenação de relés de sobrecorrente direcionais.

Em (DA SILVA, 2014) é apresentado um sistema de proteção adaptativa de abordagem centralizada. Sistema é ativado em três situações: mudança na magnitude das correntes nos alimentadores, mudança de topologia e conexão/desconexão de geração distribuída. O sistema utiliza a estratégia de mudança de grupo de ajustes aliada ao envio de novos ajustes. O sistema é testado em MATLAB e comunica-se com relés comerciais utilizando o protocolo Telnet.

O presente trabalho propõe um Sistema Multiagente de Proteção Adaptativa (SMPA) que atua quando há recomposição automática da rede elétrica e quando há alteração no estado da conexão de alguma unidade de geração. A estratégia de PA do sistema proposto combina a utilização dos grupos de ajustes dos relés com o cálculo em tempo real de novos ajustes, mesma estratégia utilizada em (DA SILVA, 2014). O SMPA é um subsistema do Sistema Multiagente de Automação da Distribuição (SMAD) (SAMPAIO, 2017) e opera integrado a outro subsistema, o Sistema Multiagente de Recomposição Automática (SMRA) (BARBOSA, 2017). No presente trabalho é proposta a implementação de cinco classes de agentes: Comunicação, Configuração, Negociação, Proteção Adaptativa e Geração Distribuída, para realização das funções de Recomposição Automática e Proteção Adaptativa. O sistema foi todo desenvolvido em Python utilizando a plataforma PADE (MELO, 2015) para desenvolvimento dos agentes e o módulo de cálculos elétricos MyGrid (BARROSO, 2016) para representação da rede e para cálculos de fluxo de carga e curto-circuito.

2.9 Considerações Finais

Este capítulo abordou os temas base relacionados ao escopo deste trabalho. Foram abordados importantes aspectos acerca de redes de distribuição, bem como o seu sistema de proteção, dando maior enfoque as proteções de sobrecorrente.

A seguir foram feitas breves análises acerca da reconfiguração automática de redes elétricas de distribuição e a crescente penetração da geração distribuída. A partir disto, foram feitas breves análises acerca dos impactos causados pela reconfiguração das redes elétricas de distribuição e pela presença de geração distribuída na rede no sistema de proteção.

Na análise dos impactos causados pela reconfiguração topológica das redes de distribuição, foi demonstrado que a reconfiguração topológica da rede torna o sistema de proteção descoordenado. O recurso utilizado atualmente para corrigir este problema é a utilização de grupos de ajustes, um para cada situação topológica distinta, no entanto, a tendência futura é que as possibilidades de reconfiguração topológica cresçam com a alocação de chaves NA ao longo da rede e que o número limitado de grupos de ajuste por relé não permita prever todas as possibilidades de reconfiguração da rede.

Na análise dos impactos causados pela inserção de geração distribuída, foram analisados dois impactos causados pela inserção de GD. Observou-se a necessidade de mudança de ajustes também quando há inserção de geração na rede elétrica, o que é um agravante a situação de limitado número de grupos de ajustes.

Portanto, conclui-se que o esquema de proteção utilizado atualmente ainda não está preparado para os futuros avanços da rede elétrica. A solução proposta neste trabalho é a aplicação de um sistema multiagente de proteção adaptativa.

3 MODELAGEM E IMPLEMENTAÇÃO

3.1 Introdução

Neste capítulo serão apresentados aspectos sobre o projeto e a implementação do Sistema Multiagente de Proteção Adaptativa (SMPA). Inicialmente, será fornecido embasamento sobre o Sistema Multiagente de Automação da Distribuição (SMAD) e o Sistema Multiagente de Recomposição Automática (SMRA), aos quais o SMPA está integrado. Em seguida, será apresentado o módulo simulador MyGrid, utilizado para representação computacional da rede e realização de cálculos elétricos (fluxo de carga e curto-circuito), além da biblioteca libiec61850, utilizada na comunicação entre o SMRA e os relés. Por fim, será abordado sobre a especificação dos agentes propostos neste trabalho para o SMPA e o SMAD, de modo geral.

3.2 Representação e cálculos da rede elétrica.

Para ter conhecimento topológico da rede elétrica e das ferramentas de análise de rede, o SMPA faz uso do simulador *MyGrid* que contempla os componentes do sistema elétrico representados por meio de classes do tipo Subestação, Alimentador, Setor, Trecho, NoDeCarga, Chave e Gerador.

Implementado em Python, o *MyGrid* representa redes elétricas de distribuição computacionalmente por meio de grafos em Representação Nó-Profundidade (RNP). A RNP permite operações de poda e inserção de trechos, permitindo dessa forma representar computacionalmente, por exemplo, a abertura de uma chave (poda) ou o fechamento de uma chave (inserção) na rede elétrica. Além disso, o *Mygrid* possui integrados a RNP um módulo de cálculos de fluxo de carga pelo método de varredura direta-inversa e um módulo cálculo de curto-circuito pelo método das componentes simétricas.

Em (MELO, 2015; SAMPAIO, 2017) são apresentados as definições matemáticas formais que envolvem a representação de grafos em RNP, as operações de poda e inserção, além de exemplos de redes elétricas representadas em RNP.

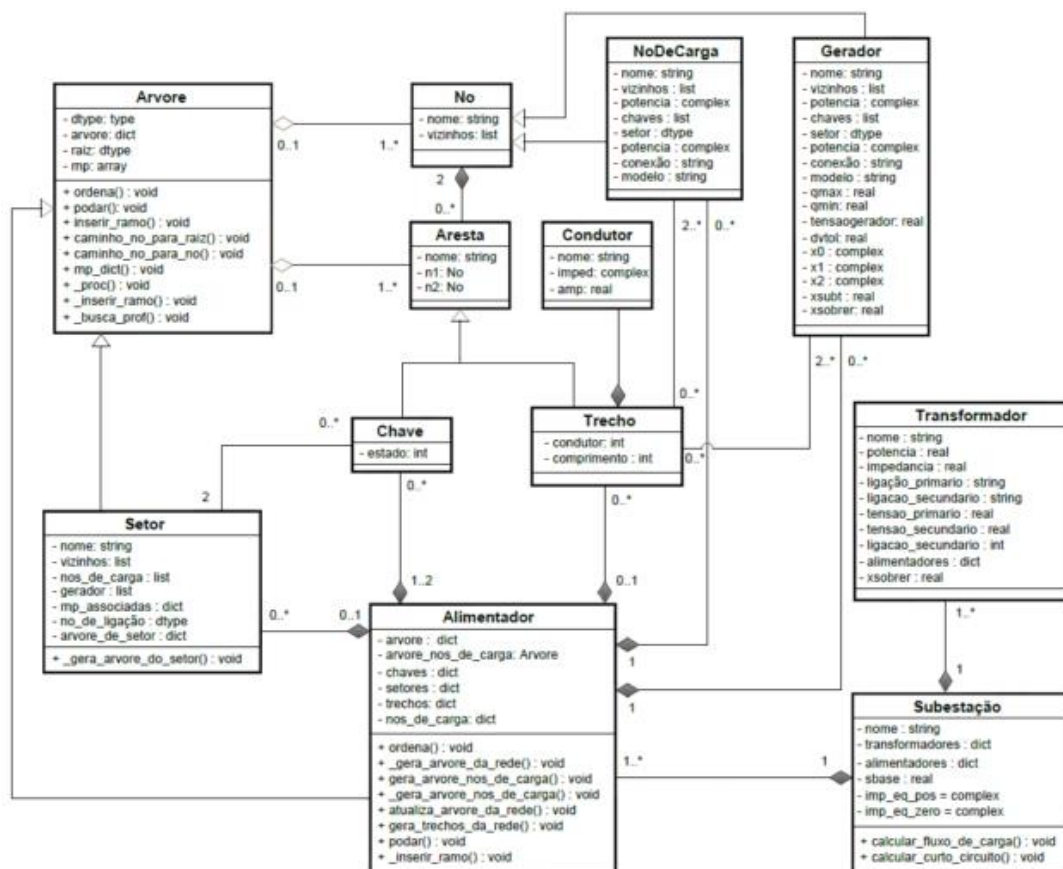
A primeira versão do *MyGrid* é apresentada em (MELO, 2015) como uma *Application Programming Interface* (API). Nesta versão, o *MyGrid* não contava ainda com geração distribuída e, portanto, não contemplava a classe Gerador (MELO, 2015). Nas implementações e testes apresentados em Barbosa (2017) e em Sampaio (2017) os autores utilizaram o *MyGrid* como um simulador composto de um metamodelo XML-RNP de redes

elétricas, integrados às ferramentas de curto-circuito e fluxo de carga para compor o simulador que faz parte do núcleo de inteligência do SMAD. O metamodelo XLM-RNP proposto nestes trabalhos não contemplava geração distribuída e não possuía um nome definido.

Em (BARROSO, 2016) é proposta uma reestruturação de classes para o *Mygrid*, em que algumas classes são modificadas e há a inclusão da classe Gerador. Neste trabalho são desenvolvidos novos módulos Python para cálculo de fluxo de carga e curto-circuito, baseados no algoritmo de varredura direta-inversa e na teoria das componentes simétricas, respectivamente, agora considerando a presença de diferentes tipos de geração.

O SMPA proposto neste trabalho faz uso do simulador *Mygrid* para análise dos ajustes das proteções de redes elétricas com e sem geração distribuída, construído com base no modelo proposto em Mapse, apresentado na Figura 15.

Figura 15 – Diagrama de classes UML da *Mygrid*.



Fonte: (BARROSO, 2016)

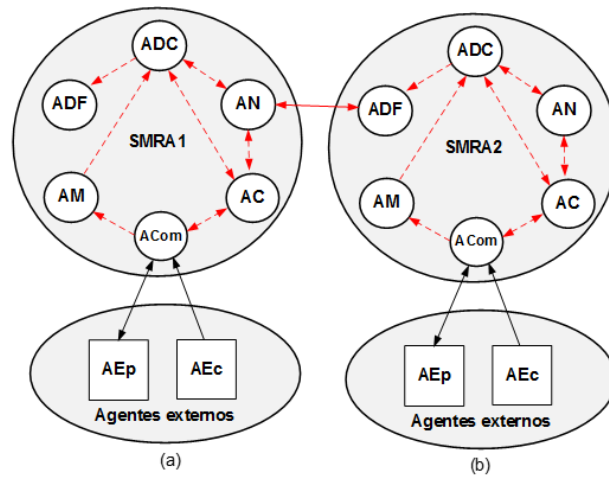
3.3 Sistema multiagente de automação da distribuição

O Sistema multiagente de proteção adaptativa (SMPA) proposto neste trabalho opera integrado a um Sistema Multiagente de Recomposição Automática (SMRA) apresentado em Barbosa (2017). Vale ressaltar que o SMRA e o SMPA fazem parte da plataforma de Sistema Multiagente para Automação da Distribuição (SMAD) proposta em Sampaio (2017).

A plataforma SMAD proposta em Sampaio (2017) compreende um conjunto de subsistemas compostos de agentes especificados com base nos métodos de decomposição funcional, fluxo de dados e interface funcional. Com base nesta metodologia, os subsistemas do SMAD são compostos de um conjunto de agentes que exercem funções bem definidas e possuem metas específicas, as quais são atingidas por meio da troca de dados entre agentes locais e sistemas multiagentes remotos. O SMRA é composto de seis agentes internos, agente de agente monitoramento (AM), diagnóstico e configuração (ADC), Agente diagnóstico de falta (ADF), agente negociação (AN), agente controle (AC) e agente comunicação (Acom) e está integrado aos IED de proteção e controle denominados agentes externos.

Na Figura 16 é apresentada a decomposição funcional de dois SMRA, as conexões lógicas entre agentes internos e a conexão física entre os agentes AN e ADC de diferentes SMRA. Ambas as conexões são estabelecidas via protocolo de comunicação padrão FIPA. Os SMRA são integrados aos agentes externos de proteção (AEp) e de controle (AEc) por meio do agente comunicação (ACom) que opera como um drive de protocolo, conforme especificado em Sampaio (2017).

Figura 16 – Arquitetura de comunicação do SMRA.



Legenda:

- ↔ Conexão física bidirecional entre IED e SMAD utilizando protocolo padrão do setor elétrico.
- Conexão física unidirecional entre IED e SMAD utilizando protocolo padrão do setor elétrico.
- ↔ Conexão física bidirecional padrão FIPA-ACL para comunicação entre subsistemas do SMAD.
- ↔ Conexão lógica bidirecional padrão FIPA-ACL para comunicação entre agentes internos.
- Conexão lógica unidirecional padrão FIPA-ACL para comunicação entre agentes internos.

AEp Agente IED de proteção (externo).

AEc Agente IED de controle (externo).

ACom Agente comunicação (interno).

AM Agente monitoramento (interno).

ADC Agente diagnóstico e configuração (interno).

AC Agente controle (interno).

Fonte: (SAMPAIO, 2017).

Na Tabela 5 são apresentadas as metas individuais dos agentes do SMRA.

Tabela 5 - Metas individuais dos agentes.

Agente	Meta individuais dos agentes
Agente Monitoramento (AM)	Coletar dados dos IED (<i>datasets</i> via MMS IEC 61.850 por demanda). Identificar IP dos IED na camada de rede. Enviar eventos para agente diagnóstico e configuração (ADC).
Agente Diagnóstico e Configuração (ADC)	Analisar coordenação das proteções. Localizar trecho afetado pela falta. Enviar comando para o agente controle isolar trechos afetados pelas faltas via agente externo (IED). Enviar comando para o agente controle recompor trechos sãos via agente externo. Realizar cálculos elétricos. Fornecer dados de operação para camadas de negociação para recomposição.
Agente Diagnóstico de Falta (ADF)	Coletar resultados das análises de ocorrências realizadas pelo ADC. Emitir relatório para suporte ao operador do sistema.
Agente Controle (AC)	Receber ordem de comando do ADC para comandar abertura e fechamento de equipamentos primários. Enviar comando de abertura e/ou fechamento aos equipamentos Supervisionar estado dos equipamentos primários.
Agente Negociação (AC)	Gerenciar negociação para recomposição de trechos sãos, após localização e isolamento dos trechos afetados pela falta. Analisar e escolher a melhor proposta de recomposição.
Agente Comunicação (ACom)	Converter a estrutura de dados do protocolo disponibilizada pelos IED em uma estrutura de dados compreendida pelos subsistemas do SMAD.

Fonte: (BARBOSA, 2017).

3.4 Sistema Multiagente de Proteção Adaptativa (SMPA).

O Sistema Multiagente de Proteção Adaptativa tem como objetivo corrigir a sensibilidade dos relés de proteção presentes na rede elétrica mediante situações de recomposição automática e conexão/desconexão de unidades geradoras na rede. O SMPA proposto neste trabalho opera integrado ao SMRA, complementando o processo de recomposição automática com a proteção adaptativa.

Durante a fase planejamento do SMPA foi avaliada a necessidade de:

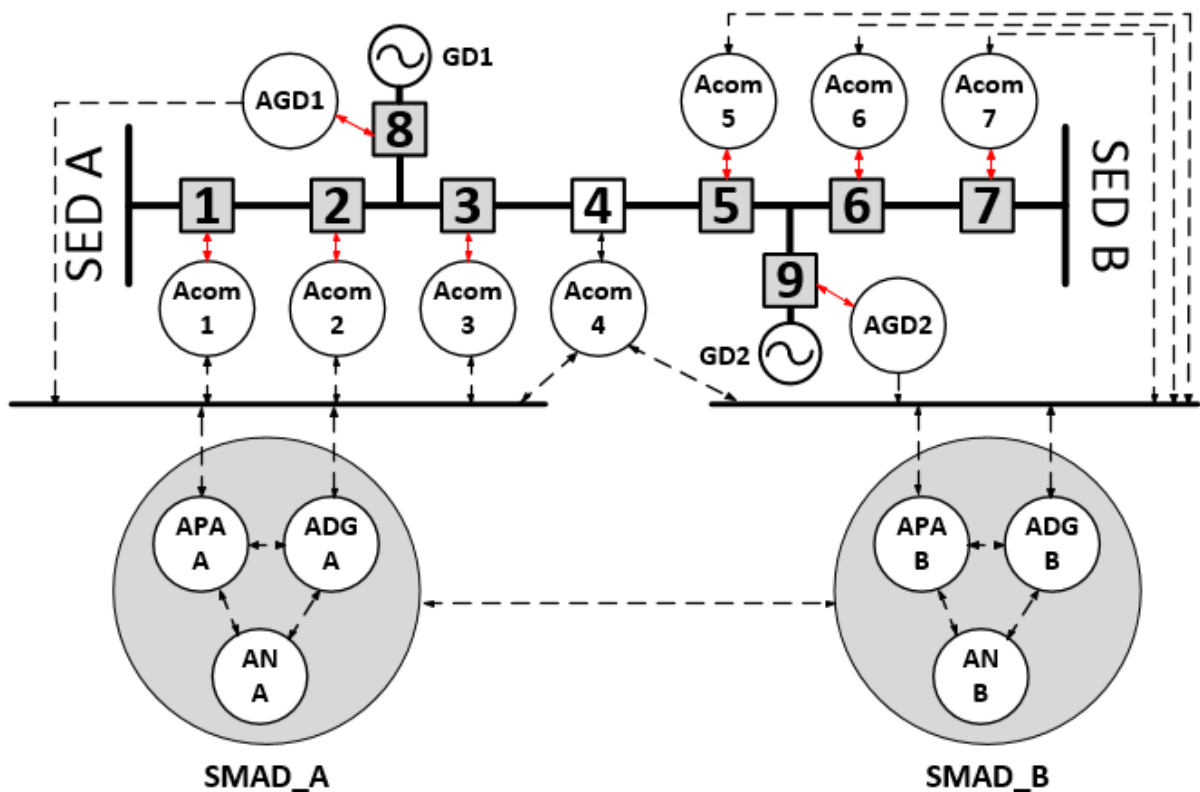
- Implementar melhorias no sistema de comunicação entre os subsistemas do SMAD e os agentes externos (IED de proteção e controle);
- Construção dos agentes Geração Distribuída (AGD) e Proteção Adaptativa (APA), além da fusão das funções dos agentes AM, AC e Acom em um agente comunicação que faz as funções de monitoramento, controle e comunicação de forma distribuída.

3.4.1 Nova arquitetura proposta para o SMAD

Com as novas propostas para a arquitetura do SMAD, este fica composto de três classes de agentes localizados fisicamente em uma subestação (ADG, AN, APA) e duas classes de agentes distribuídos ao longo da rede (AGD e ACom).

Na Figura 17 é apresentada a nova arquitetura do SMAD em uma rede simples com duas subestações, com um alimentador cada uma e um encontro de alimentadores.

Figura 17 – Nova Arquitetura Proposta para o SMAD.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 17 as linhas tracejadas pretas representam a comunicação FIPA-ACL entre os agentes e as linhas tracejadas vermelhas representam as mensagens trocadas entre os agentes via protocolo MMS padrão IEC 61.850.

3.4.2 Agente Comunicação

Neste trabalho é proposto a substituição dos agentes Controle e Monitoramento, propostos em (BARBOSA, 2017), além do Agente Comunicação proposto em (SAMPAIO,

2017) por um único agente distribuído, denominado Agente Comunicação. Esse agente possui os mesmos papéis dos agentes Controle (recebendo solicitações dos outros agentes e enviando comandos aos relés) e Monitoramento (monitorando o recebimento dos *Datasets* vindos dos relés e repassando ao ADG).

A principal diferença do ACom adotado neste trabalho em relação ao AC e AM em (BARBOSA, 2017) e ACom em (SAMPAIO, 2017) é que o ACom como proposto neste trabalho não fica fixo em uma subestação e sim distribuído ao longo da rede, de modo que exista um Agente Comunicação para cada relé. Sempre que um relé enviar um *Data set*, apenas o seu Agente Comunicação receberá a mensagem.

A vantagem da utilização dessa estratégia de comunicação é que cada agente executa um loop da *libiec61850*, sem precisar abrir e fechar os canais de comunicação repetidamente. Além disso, como o SMPA foi desenvolvido na plataforma PADE, os Agentes Comunicação estarão sendo executados em um *loop* assíncrono, dispensando a utilização de Multiprocessamento e Multithread.

Além de viabilizar a comunicação utilizando a *libiec61850*, a fusão dos agentes AM, AC e ACom em um único agente distribuído agrega maior confiabilidade ao SMAD. Com uma arquitetura de comunicação distribuída, a perda de um Agente Comunicação não prejudica todo o sistema de comunicação do SMAD, apenas a comunicação com um único relé.

3.4.3 Agente Diagnóstico e Configurador

O Agente Diagnóstico e Configurador (ADC) é um agente comum ao SMRA e ao SMPA e continua no SMPA exercendo o seu papel de detentor do modelo computacional da rede elétrica. Porém, no processo de proteção adaptativa, este agente terá o papel de requisitar ao Agente de Proteção Adaptativa (APA) uma análise sobre a necessidade de mudança de ajustes nos relés. Na mensagem de requisição, o ADC envia o modelo da rede elétrica serializado ao APA para que este realize análise de mudança de ajustes.

A requisição de análise de ajustes das proteções feita pelo ADC ao APA em situação de recomposição pode ocorrer em quatro situações distintas:

- Quando o ADC detecta que a falta ocorreu no final de um trecho e não há trechos desenergizados a serem recompostos. Nesse caso, como não há processo de recomposição, o ADC requisita análise de ajustes ao APA e retorna ao seu estado inicial;
-

- Quando o ADC está em um processo de recomposição pela mesma subestação. Nesse caso, antes de enviar comando solicitando que a manobra das chaves seja realizada, o ADC envia requisição de análise de ajustes ao APA e aguarda mensagem de retorno informando que a análise foi concluída e se factíveis, os ajustes necessários são implantados pelo APA. Após a mensagem de retorno do APA, o ADC prossegue o processo de recomposição. Esse procedimento é adotado, pois caso as chaves sejam fechadas antes do reajuste da sensibilidade da proteção, os relés podem ser sensibilizados e atuarem após a recomposição;
- Quando após a isolação do trecho faltoso, o ADC iniciar o processo de recomposição por outra SE. Antes de enviar mensagem de requisição ao Agente Negociação para iniciar processo de reenergização de trechos, o ADC envia requisição ao APA para análise de ajustes dos relés. Assim como no primeiro caso, o ADC não aguarda resposta do APA e continua o processo de recomposição. Esta requisição de análise é feita, pois a subestação que perdeu o bloco de carga, terá o fluxo de carga alterado, podendo afetar a sensibilidade do sistema de proteção;
- Quando o ADC recebe mensagem informando que a proposta de recomposição foi aceita. Após o recebimento da mensagem o ADC envia requisição de análise de ajustes, já com o modelo computacional atualizado após recomposição, ao APA e, assim como no segundo caso, aguarda a mensagem de retorno do APA informando que os ajustes necessários já foram realizados. Logo em seguida, o ADC envia mensagem solicitando o fechamento da chave de encontro.

Percebe-se que após requisição de análise, o ADC retorna ao seu estado inicial, aguardando novas requisições, enquanto os outros agentes atuam no ambiente. Esta característica torna o sistema mais rápido e confiável, uma vez que os agentes têm a capacidade de atuarem paralelamente no ambiente.

Esta característica é própria de sistemas distribuídos, como os sistemas multiagentes. Em sistemas de automação centralizados, este recurso não é possível, uma vez que após sensibilizada por uma ocorrência, a central de automação fica indisponível para novas atuações, pois está ocupada executando um processo.

O ADC também solicita ao APA análise de ajustes em caso de mudança de estado na conexão das GD, mas este caso será exposto no próximo tópico.

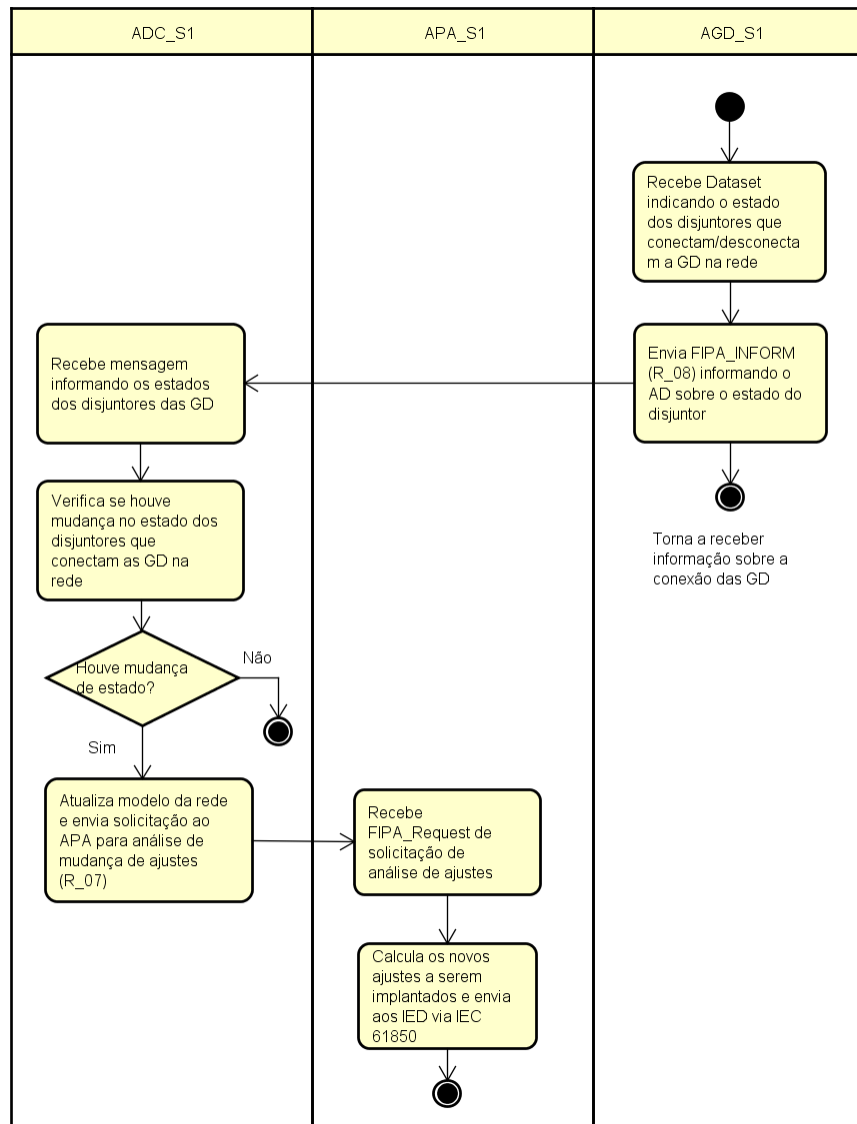
3.4.4 Agente Geração Distribuída

O Agente Geração Distribuída (AGD) tem o papel de monitorar a conexão da sua respectiva unidade de geração e informar ao ADC, para que este atualize o modelo computacional da rede elétrica e solicite análise de ajustes ao APA, caso o estado da conexão tenha mudado. Vale ressaltar que cada AGD está associado a uma unidade de geração da rede.

O protocolo utilizado na comunicação entre os agentes diagnóstico global e geração distribuída é o protocolo FIPA-Subscribe definido em (FIPA, 2002b)

Na Figura 18 é apresentado o diagrama de atividades da análise de ajustes após mudança de estado de conexão da GD.

Figura 18 – Diagrama de Atividades para Mudança de *Status* de GD.



Fonte: O Próprio Autor.

3.4.5 Agente Proteção Adaptativa

O Agente Proteção Adaptativa (APA) tem o papel de:

- Analisar a sensibilidade dos ajustes dos relés de proteção
- Caso seja necessário, calcular novos ajustes para os relés de proteção;
- Enviar solicitação de mudanças de ajustes aos relés de proteção.

Como visto nos dois últimos tópicos, a solicitação de análise de ajustes é sempre feita pelo ADG, seja após recomposição automática ou mudança de estado de conexão de alguma unidade de geração. O SMPA possui arquitetura híbrida, sendo o ADC o agente central detentor do modelo computacional e responsável pela análise das condições operativas da rede elétrica.

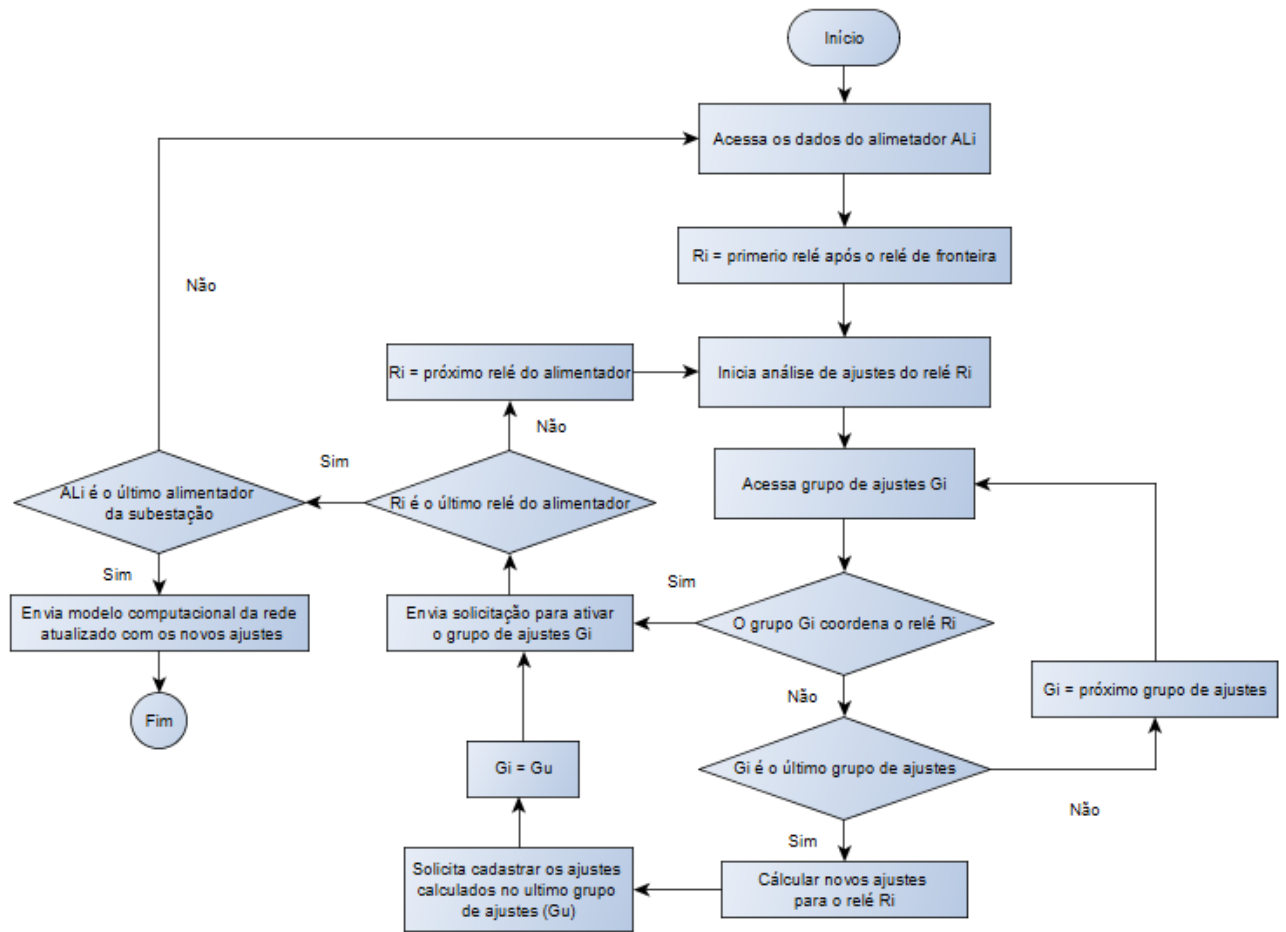
O fluxograma apresentado na Figura 19 resume o comportamento do APA quando há requisição de análise de ajustes. Como citado anteriormente, o APA é solicitado em dois casos distintos, no entanto o seu comportamento é o mesmo para as duas situações. Para que o APA faça o seu papel, basta que na mensagem de requisição seja enviado o modelo computacional da rede elétrica. Esta característica do agente é interessante, pois permite a integração com futuras funcionalidades do SMAD.

Ao receber a mensagem de requisição para análise de ajustes, contendo o modelo computacional da rede elétrica, o APA inicia o seu ciclo de atividades. Antes de abordar sobre as etapas de análise de ajustes, vale ressaltar sobre a varredura feita pelo APA em cada alimentador da rede, durante a análise dos ajustes.

Para analisar os ajustes de um relé, o APA precisa ter como referência os ajustes do relé a montante. Portanto, para cada alimentador, os ajustes dos relés de saída de alimentador são mantidos fixos e servem de base para analisar os ajustes do relé a jusante, que por sua vez, após ter os ajustes analisados, servirá como referência para os relés a jusante e assim por diante até o último relé do alimentador.

Esta estratégia de análise de ajustes foi feita com base na estratégia de coordenação desenvolvida em (DA SILVA, 2014) e é apresentada no fluxograma da Figura 19.

Figura 19 – Fluxograma do Agente Proteção Adaptativa.



Fonte: O próprio autor.

Como o foco do trabalho é a proposta de uma arquitetura de sistema multiagente para proteção adaptativa, optou-se por não detalhar aqui os algoritmos desenvolvidos para análise e cálculo de ajustes. O intuito deste trabalho é propor um sistema multiagente modular de tal forma, que a sua operação seja independente dos algoritmos de proteção adaptativa.

A vantagem desta estratégia é que a análise da arquitetura do sistema pode ser dissociada da análise da eficiência dos algoritmos implementados, podendo testar diferentes algoritmos em uma única arquitetura.

Caso os ajustes do grupo atualmente ativo do relé estejam coordenados com o do relé a montante, o APA finaliza a análise e passa a analisar o relé a jusante. No entanto, caso os ajustes do atual grupo de ajustes não garanta a coordenação, o APA analisa os ajustes do próximo grupo de ajustes e assim por diante até encontrar um grupo de ajustes que esteja coordenado.

Caso, ainda assim, o APA não encontre um grupo de ajustes que torne a coordenação possível, o APA calcula novos ajustes e envia solicitação para cadastrá-los no último grupo de ajustes da lista de grupos de ajustes disponíveis no relé. Em seguida, o APA envia solicitação para ativação do último grupo de ajustes. Este processo continua até o último relé do último alimentador da rede.

Outros sistemas de proteção adaptativa adotam estratégias diferentes, como em (COFFELE; BOOTH; DYSKO, 2015), em que os autores optam por não utilizar grupos de ajustes e apenas calcular novos ajustes considerados ótimos. Esta opção ganha em velocidade de processamento, uma vez que calcula logo novos ajustes, ao invés de antes analisar todos os ajustes de cada relé.

Já em (LIU; HØIDALEN, 2016), os autores optam por pré cadastrar grupos de ajustes para cada situação específica da rede, como por exemplo, determinada mudança de topologia ou conexão de determinada unidade de geração. Esse tipo de estratégia é ainda mais rápida, tendo em vista que apenas muda o grupo de ajustes, conforme a ocorrência de um evento. Segundo os autores, nessa situação é possível até montar uma máquina de estado para que o sistema mude de ajustes sem precisar testar a coordenação de cada grupo de ajustes.

A principal desvantagem das estratégias mencionadas acima reside na falta de escalabilidade. Em redes mais complexas, com maiores possibilidades de mudança de topologia e grande quantidade de unidades geradoras, torna-se impossível a utilização de grupos de ajustes pré cadastrados, uma vez que seria necessária a utilização de uma grande quantidade destes para prever todas as possibilidades de mudanças na rede. Por outro lado, o tempo ganho em não utilizar grupos de ajustes é perdido quando as mudanças na rede são tantas que é necessário calcular novos ajustes frequentemente.

Nos testes realizados com o SPA desenvolvido em (DA SILVA, 2014), o tempo necessário para mudar grupo de ajustes foi de aproximadamente 4 segundos e o tempo para enviar novos ajustes ao relé foi de aproximadamente 30 segundos. Portanto, para uma rede maior, a estratégia de aplicar um sistema que apenas calcula novos ajustes não seria viável, devido ao tempo necessário para atualizar os ajustes de todos os relés da rede.

A estratégia de mudança de ajuste proposta neste trabalho também é adotada em (DA SILVA, 2014) e combina as duas estratégias: utilização de grupos de ajustes pré-cadastrados e o cálculo de novos ajustes. O sistema desenvolvido envia os novos ajustes e muda grupo de ajustes via protocolo Telnet. Deste modo, a maioria das situações serão resolvidas por simples mudança de grupo de ajustes, no entanto quando não for possível, o SMPA calculará novos ajustes para solucionar o problema.

As ontologias de mensagens apresentadas em (BARBOSA, 2017) foram atualizadas para o Agente Comunicação e foram acrescidas de mais duas novas ontologias: R_07 e R_08, que tratam da solicitação de análise de ajustes e da informação sobre o estado da conexão das unidades geradoras, respectivamente. A relação com todas as ontologias propostas para a nova arquitetura do SMAD é apresentada na Tabela 6, em que são destacadas em negrito as duas novas ontologias de mensagem.

Tabela 6 – Ontologias de Mensagens trocadas entre os agentes.

Ontologia	Função	Conteúdo da Mensagem
R_01	Identificação de Evento no Sistema	Dados de Falta de trip do Sistema: {chaves:[...], estados:[...], leitura_falta:[...]}. Mensagem Enviada de AComunicação para ADiagnostico
R_02	Informações Analise de Coordenação	Dados de Falta do Sistema após analise de descoordenação: {chaves:[...], estados:[...], leitura_falta:[...], coordenação:{...}}. Mensagem Enviada de Agente Diagnostico para Acomunicacao
R_03	Informações de isolamento de trecho são desenergizado	Dados de Falta do Sistema após analise de isolamento: {chaves:[...], setor:{}}. Mensagem Enviada de Agente Diagnostico para Acomunicacao
R_04	Informações de recomposição pela mesma SE	Dados de Restauração do Sistema (pela mesma SE): {dados_restauracao}. Mensagem Enviada de Agente Diagnostico para Acomunicacao
R_05	Informações de recomposição por SE distinta	Dados de Restauração do Sistema (pela mesma SE): {dados_restauracao}. Mensagem Enviada de Agente Diagnostico para Acomunicacao
R_06	Comando de Manobras de recomposição	Dados de Restauração do Sistema (SE diferente): {dados_restauracao}. Mensagem Enviada de Agente Diagnostico para Acomunicacao
R_07	Análise de Mudança de Ajustes s/ permissão para fechamento de chaves	Dados para Análise de Ajustes: Modelo da Rede em RNP na configuração atual. Mensagem Enviada do Agente Diagnóstico para o Agente Proteção Adaptativa
R_08	Informação sobre o estado do Disjuntor que faz a conexão da GD na rede	Mensagem informando os estados dos disjuntores das GD. Mensagem enviada do Agente Geração Distribuída para o Agente Diagnóstico
CN_01	Informações de trecho desenergizado	Dados de Restauração do sistema (para 1 ramo apenas): {ramos:{}, setores_colab:{}}
CN_02	Recusa em cfp, quando não há chave de encontro	Mensagem Refuse Vazia indicando que o agente não pode ajudar na recomposição do ramo recebido (não há chaves de encontro)
CN_03	Proposta de recomposição	Resposta Agree de um cfp contendo a proposta que a SE pode colaborar
CN_04	Anuncio de aceitação de proposta	Resposta Accept Proposal
CN_05	Anuncio de recusa de proposta	Resposta Reject Proposal
CN_06	Confirmação de execução da recomposição	Resposta Inform (Restauração de ramo operada com sucesso)

Fonte: O próprio Autor.

3.5 Considerações Finais

Neste capítulo foram aspectos relacionados ao projeto do sistema multiagente, bem como os aspectos práticos da sua implementação em *software*. Inicialmente, foi feita uma breve explanação sobre o módulo simulador de redes elétricas (MyGrid) utilizado para criar um modelo computacional da rede elétrica e, partir disso, permitir que o SMPA/SMAD tome conhecimento da topologia da rede elétrica e realize análises de curto-circuito e fluxo de carga.

Na sequência, foi dada uma breve introdução sobre o SMAD, abordando o contexto o qual está inserido, os objetivos a estabelecidos na sua concepção, a arquitetura de agentes que o compõem, entre outros aspectos. Logo em seguida, foram apresentados o conceito e os objetivos estabelecidos para o SMPA, além das adequações necessárias ao SMAD para integração com o novo subsistema.

As principais adequações propostas neste capítulo, foram:

- **Proposição de novas classes de agentes:** Foram propostas duas novas classes de agentes: Agente Proteção Adaptativa (APA) e Agente Geração Distribuída (AGD). As novas classes foram implementadas com o objetivo de viabilizar a inserção da funcionalidade de proteção adaptativa ao SMAD, garantindo a modularidade das funcionalidades do sistema;
 - **Proposição de uma nova arquitetura de agentes:** Uma nova arquitetura de agentes foi proposta para o SMAD, com o intuito de otimizar a comunicação externa entre SMAD e IED. Para isto, foi proposta a fusão dos comportamentos dos agentes Monitoramento, Controle e Comunicação, propostos em (SAMPALHO, 2017), em um único Agente Comunicação (Acom). A principal diferença é que o Acom proposto no presente trabalho comunique-se apenas com um IED.
-

4 TESTES E VALIDAÇÃO DO SISTEMA MULTIAGENTE DE PROTEÇÃO ADAPTATIVA

4.1 Introdução

Neste capítulo é apresentada a rede elétrica utilizada para testes e validação do Sistema Multiagente de Proteção Adaptativa (SMPA), aspectos práticos da implementação dos testes, como o procedimento de testes, a especificação dos agentes e a infraestrutura utilizada.

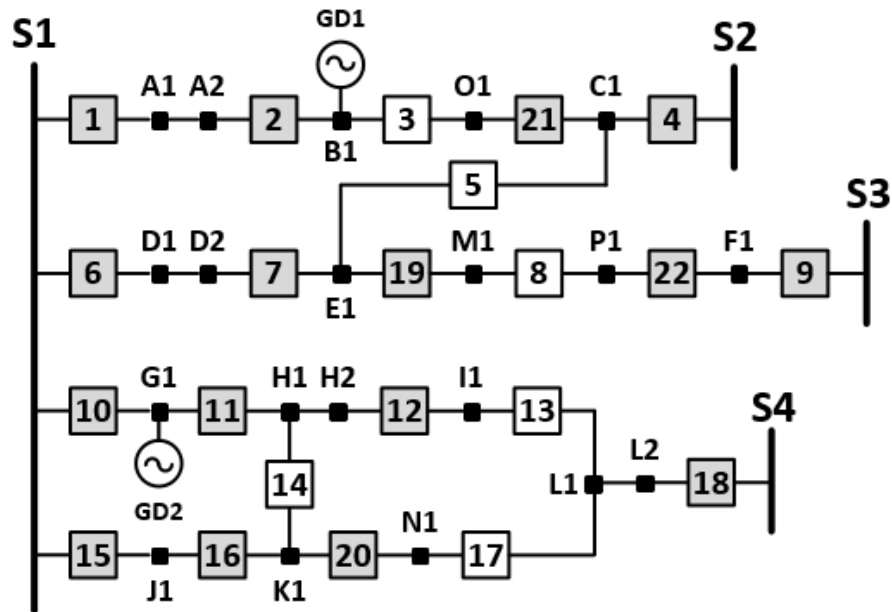
Por fim, serão apresentados dois estudos de caso para validar o funcionamento do SMPA.

4.2 Rede teste: rede aquiraz modificada

A rede de distribuição em média tensão da cidade de Aquiraz foi objeto de estudo em um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da Enel Distribuição Ceará em parceria com o Grupo de Redes Elétricas Inteligentes (GREI) da UFC (SAMPALHO, 2017). Neste projeto, foram desenvolvidos um Sistema de Recomposição Automática (SRA) e um Sistema Inteligente para Mudança Automática de Ajuste do Sistema de Proteção (SIAP), ambos centralizados. O fato desta rede já ter sido abordada em um projeto de P&D do GREI, motivou a escolha desta rede para teste e validação de funções avançadas de automação desenvolvidos por membros do GREI.

Neste trabalho, o modelo computacional da rede elétrica utilizado nos testes do SMPA foi desenvolvido com base na topologia da rede Aquiraz com pequenas modificações, conforme mostrado na Figura 20.

Figura 20 – Topologia da Rede Aquiraz Modificada.



Fonte: O Próprio Autor.

A topologia da rede Aquiraz foi representada no simulador *MyGrid* com três subestações, sete alimentadores, duas unidades geradoras, conforme concebida originalmente, e acrescida das chaves 5 e 14. Estas chaves normalmente abertas foram acrescentadas para aumentar a complexidade dos cenários de recomposição.

A chave 14 permite a análise de concorrência e recomposição de trechos por mais de uma subestação. Vale esclarecer que na estrutura de dados RNP do simulador *Mygrid* as cargas foram modeladas como nós de cargas.

4.3 Especificação dos Agentes

Para a realização dos estudos de caso apresentados neste trabalho, todos os agentes foram instanciados em um único *hardware*, um *laptop*. Na Tabela 7 são apresentadas as instâncias dos agente do SMPA.

Tabela 7 – Lista de Agentes Instanciados nos Estudos de Caso.

Subestação	Classe de Agente	AID
S1	Diagnóstico e Configuração	S1_ADiag@localhost:4000
	Negociação	S1_ANeg@localhost:4002
	Proteção Adaptativa	S1_APA@localhost:4003
S2	Diagnóstico e Configuração	S2_ADiag@localhost:4004
	Negociação	S2_ANeg@localhost:4007
	Proteção Adaptativa	S2_APA@localhost:4008
S3	Diagnóstico e Configuração	S3_ADiag@localhost:4009
	Negociação	S3_ANeg@localhost:4012
	Proteção Adaptativa	S3_APA@localhost:40013
S4	Diagnóstico e Configuração	S4_ADiag@localhost:4014
	Negociação	S4_ANeg@localhost:4017
	Proteção Adaptativa	S4_APA@localhost:4018
GD	Geração Distribuída	AGDistribuida#GD1@localhost:4100
	Geração Distribuída	AGDistribuida#GD2@localhost:4101
	Comunicação	Acomunicacao#IED1h@localhost:4201
	Comunicação	Acomunicacao#IED2h@localhost:4202
	Comunicação	Acomunicacao#IED3h@localhost:4203
	Comunicação	Acomunicacao#IED4h@localhost:4204
	Comunicação	Acomunicacao#IED5h@localhost:4205
	Comunicação	Acomunicacao#IED6h@localhost:4206
	Comunicação	Acomunicacao#IED7h@localhost:4207
	Comunicação	Acomunicacao#IED8h@localhost:4208
	Comunicação	Acomunicacao#IED9h@localhost:4209
	Comunicação	Acomunicacao#IED10@localhost:4210
	Comunicação	Acomunicacao#IED11@localhost:4211
	Comunicação	Acomunicacao#IED12@localhost:4212
	Comunicação	Acomunicacao#IED13@localhost:4213
	Comunicação	Acomunicacao#IED14@localhost:4214
	Comunicação	Acomunicacao#IED15@localhost:4215
	Comunicação	Acomunicacao#IED16@localhost:4216
	Comunicação	Acomunicacao#IED17@localhost:4217
	Comunicação	Acomunicacao#IED18@localhost:4218
	Comunicação	Acomunicacao#IED19@localhost:4219
	Comunicação	Acomunicacao#IED20@localhost:4220
Comunicação	Acomunicacao#IED21@localhost:4221	
Comunicação	Acomunicacao#IED22@localhost:4222	

Fonte: O Próprio Autor.

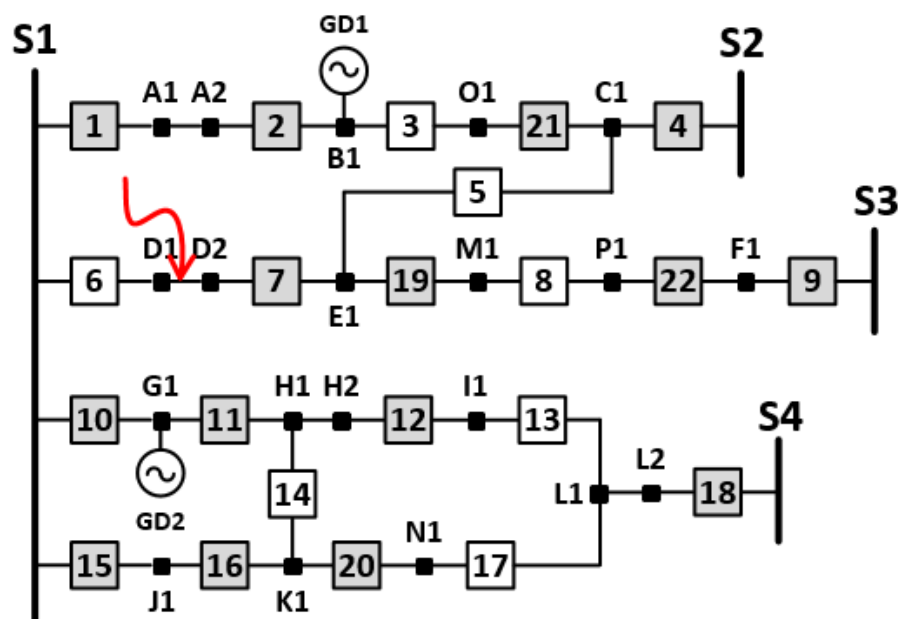
O subsistema SMPA proposto, integrado ao SMRA, foi testado e validado a partir de simulações de faltas em todos os trechos do SDMT_AQZ. A seguir são apresentados os resultados de dois estudos de caso mais complexos utilizados nos testes de validação do SMPA.

4.4 Estudo de caso I: Falta no setor D

No estudo de caso I, foi analisada a resposta do SMPA para uma simulação de falta no setor D. Nesta simulação, o relé associado a chave 6, ao ser sensibilizado, atua comandando a abertura da chave e em seguida envia um *Dataset* com os dados de falta para o agente comunicação (Acomunicacao#IED6). Na sequência, o agente comunicação associada a chave 6 fornece ao Agente Diagnóstico e Configurador os dados de TRIP disponibilizado pelo relé e inicia o processo de recomposição automática da rede elétrica.

Na Figura 21 é apresentada a configuração da rede após a ocorrência da falta ilustrando a chave 6 aberta após atuação do relé. Analisando o diagrama unifilar, percebe-se que a proteção atuou de maneira coordenada, os setores E e M são ficaram desenergizados e existe possibilidade de recomposição dos trechos pela subestações S2 e S3.

Figura 21 – Situação da rede após atuação da proteção.



Fonte: O Próprio Autor.

Para tornar mais didática a apresentação dos resultados de simulação, o log de eventos dos agentes gerado pelos subsistemas SMRA e SMPA foi subdividido em duas partes. Na Figura 22 é apresentado a primeira parte do log de eventos gerado pelo SMRA, no qual é mostrado a mensagem do agente comunicação enviada e recebida pelo Agente Diagnóstico e Configurador (ADC). O ADC ao concluir análise de descoordenação, localiza o setor D sob

falta, identifica os trechos são E e M e envia comando ao agente comunicação para isolar os setores E e M são do setor D. Após o recebimento da confirmação do agente comunicação de que as chaves foram operadas com sucesso, o ADG inicia a análise de restauração dos trechos desenergizados e percebe que pode restaurar os setores E e M a partir de duas alternativas de recomposição. A primeira através do fechamento da chave 5 e a outra através do fechamento da chave 8. Finalizadas estas etapas, conforme mostrado na Figura 34, o ADG solicita ao Agente Negociação que inicie o processo de negociação com os ADG das subestações adjacentes a recomposição dos trechos são, E e M.

Figura 22 – Log de Atividades Recomposição Automática (Parte 1).

```
[AGDistribuida#GD2@localhost:4101] 10/10/2017 18:16:15 --> Pedido de subscricao
[AGDistribuida#GD1@localhost:4100] 10/10/2017 18:16:15 --> Pedido de subscricao
[S1_ADiag@localhost:4000] 10/10/2017 18:16:15 --> Pedido de subscricao aceito
[Acomunicacao#IED6h@localhost:4206] 10/10/2017 18:16:19 --> Mensagem TRIP Recebida
[S1_ADiag@localhost:4000] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagens de TRIP recebidas
[S1_ADiag@localhost:4000] 10/10/2017 18:16:26 --> -----
[S1_ADiag@localhost:4000] 10/10/2017 18:16:26 --> Analise de Descoordenacao em S1_AL2
[S1_ADiag@localhost:4000] 10/10/2017 18:16:26 --> Protecao Coordenada
[S1_ADiag@localhost:4000] 10/10/2017 18:16:26 --> -----
[S1_ADiag@localhost:4000] 10/10/2017 18:16:26 --> Iniciando Analise de Isolamento
[S1_ADiag@localhost:4000] 10/10/2017 18:16:26 --> Setor sob Falta: [Setor: D]
[S1_ADiag@localhost:4000] 10/10/2017 18:16:26 --> Setores a serem isolados: ['M', 'E']
[Acomunicacao#IED19] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem REQUEST recebida
[Acomunicacao#IED19@localhost:4219] 10/10/2017 18:16:26 --> Iniciando Isolamento de Trecho
[Acomunicacao#IED19@localhost:4219] 10/10/2017 18:16:26 --> Isolando Trecho Defeituoso [CH:19]
[Acomunicacao#IED7h] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem REQUEST recebida
[Acomunicacao#IED7h@localhost:4207] 10/10/2017 18:16:26 --> Iniciando Isolamento de Trecho
[Acomunicacao#IED7h@localhost:4207] 10/10/2017 18:16:26 --> Isolando Trecho Defeituoso [CH:7]
[S1_ADiag@localhost:4000] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem INFORM recebida
[S1_ADiag@localhost:4000] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem INFORM recebida
[S1_ADiag@localhost:4000] 10/10/2017 18:16:26 --> -----
[S1_ADiag@localhost:4000] 10/10/2017 18:16:26 --> Iniciando Analise de Restauracao
[S1_ADiag@localhost:4000] 10/10/2017 18:16:26 --> Analisando Ramo 1 de 1
[S1_ADiag@localhost:4000] 10/10/2017 18:16:26 --> Setores do Ramo 1: ['M', 'E']
[S1_ADiag@localhost:4000] 10/10/2017 18:16:26 --> Possivel Restauracao de Ramo 1 por outra SE atraves de [CH: 8]
[S1_ADiag@localhost:4000] 10/10/2017 18:16:26 --> Possivel Restauracao de Ramo 1 por outra SE atraves de [CH: 5]
[S1_ADiag@localhost:4000] 10/10/2017 18:16:26 --> Possivel Restauracao de Ramo 1 por outra SE atraves de [CH: 8]
[S1_ADiag@localhost:4000] 10/10/2017 18:16:26 --> Possivel Restauracao de Ramo 1 por outra SE atraves de [CH: 5]
[S1_ADiag@localhost:4000] 10/10/2017 18:16:26 --> Possivel Restauracao de Ramo 1 por outra SE atraves de [CH: 8]
[S1_ADiag@localhost:4000] 10/10/2017 18:16:26 --> Possivel Restauracao de Ramo 1 por outra SE atraves de [CH: 5]
[S1_ADiag@localhost:4000] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem INFORM recebida
[S1_ADiag@localhost:4000] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem INFORM recebida
[S1_ANeg@localhost:4002] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem REQUEST Recebida
[S1_ANeg@localhost:4002] 10/10/2017 18:16:26 --> Tratando Ramo ['E', 'M']: 1 de 1
[S1_ADiag@localhost:4000] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem INFORM recebida
[S3_ADiag@localhost:4009] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem CFP recebida
[S3_ADiag@localhost:4009] 10/10/2017 18:16:26 --> Possivel restauracao do ramo ['E', 'M'] por S3
[S2_ADiag@localhost:4004] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem CFP recebida
```

Recebimento da mensagem de TRIP

Analise de Descoordenacao e Isolamento

Acom's enviam comando de abertura aos relés

Detecta possibilidades de restauração

Solicitação para iniciar cfp

Fonte: O Próprio Autor.

Na Figura 23 (segunda parte do log de atividades durante a recomposição) é possível ver que os ADG de cada subestação receberam mensagem *Call For Proposes (CFP)* do protocolo *ContractNet*. O ADG da subestação S4 retorna mensagem informando que não pode atender os setores E e M, pois não há chave de encontro que possibilite esta recomposição. Já os ADG das subestações S2 e S3 enviam propostas de recomposição ao AN.

Ambas as propostas dos dois agentes, ADG de S2 e ADG de S3, propõem recompor os dois setores, no entanto, apesar das duas propostas respeitarem o critério de carregamento

dos condutores, a subestação S3 apresentará um carregamento dos transformadores de 96 % e a subestação S2 apresentará um carregamento dos transformadores de 78%.

O Agente Negociação então escolhe a proposta com menor carregamento e envia mensagem *Accept Propose* ao agente ganhador da negociação (ADG de S2) e mensagem *Reject Propose* ao agente perdedor da negociação (ADG de S3). Ao receber a mensagem de aceitação da proposta, o Agente Diagnóstico Global da subestação S3 envia solicitação ao Agente Proteção Adaptativa para análise de ajustes dos relés de proteção considerando a nova topologia. O APA realiza as devidas análises e envia solicitação de envio de novos ajustes aos agentes comunicação dos relés das chaves 21, 5 e 19. O APA retorna mensagem ao ADG de S1 informando que a correção de sensibilidade foi concluída e a recomposição pode ser finalizada. Ao receber a mensagem do APA, o ADG de S2 envia requisição aos agentes comunicação 5 e 19 para que estes enviem comando de fechamento as suas respectivas chaves, finalizando o processo de recomposição.

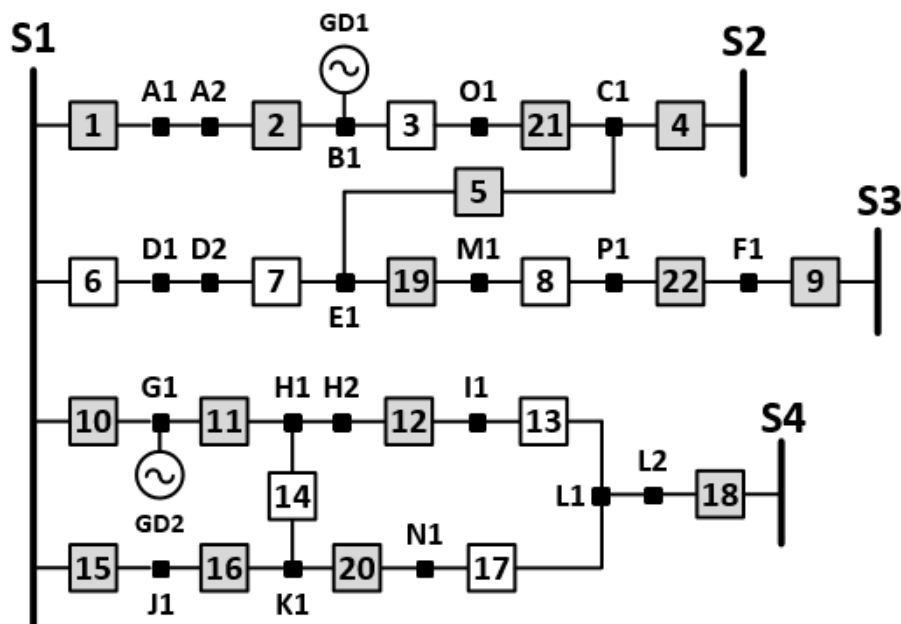
Figura 23 – Log de Atividades Recomposição Automática (Parte 2).

```
[S2_ADiag@localhost:4004] 10/10/2017 18:16:26 --> Possivel restauracao do ramo ['M', 'E'] por S2
[S4_ADiag@localhost:4014] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem CFP recebida
[S4_ADiag@localhost:4014] 10/10/2017 18:16:26 --> SE [S4] nao possui chave de encontro com o ramo ['M', 'E']
[S1_ANeg@localhost:4002] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem PROPOSE recebida
[S1_ANeg@localhost:4002] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem PROPOSE recebida
[S1_ANeg@localhost:4002] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem REFUSE recebida
[S1_ANeg@localhost:4002] 10/10/2017 18:16:26 --> .....
[S1_ANeg@localhost:4002] 10/10/2017 18:16:26 --> Analisando proposta 1 de 2.
[S1_ANeg@localhost:4002] 10/10/2017 18:16:26 --> Agente S3_ADiag pode restaurar ramo ['E', 'M'] com carregamento de 96.0% da sua SE
[S1_ANeg@localhost:4002] 10/10/2017 18:16:26 --> Analisando proposta 2 de 2.
[S1_ANeg@localhost:4002] 10/10/2017 18:16:26 --> Agente S2_ADiag pode restaurar ramo ['M', 'E'] com carregamento de 78.0% da sua SE
[S1_ANeg@localhost:4002] 10/10/2017 18:16:26 --> .....
[S3_ADiag@localhost:4009] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem REJECT PROPOSE Recebida.
[S2_ADiag@localhost:4004] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem ACCEPT PROPOSE Recebida.
[S2_ADiag@localhost:4004] 10/10/2017 18:16:26 --> Enviando Requisicao para Analise de Ajustes
[S2_APA@localhost:4008] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem REQUEST Recebida
[S2_APA@localhost:4008] 10/10/2017 18:16:26 --> Enviando Solicitudacao ao Acomunicacao#IED21
[S2_APA@localhost:4008] 10/10/2017 18:16:26 --> Enviando Solicitudacao ao Acomunicacao#IED5h
[S2_APA@localhost:4008] 10/10/2017 18:16:26 --> Enviando Solicitudacao ao Acomunicacao#IED19
[S2_APA@localhost:4008] 10/10/2017 18:16:26 --> Correcao de Sensibilidade Concluida
[Acomunicacao#IED5h] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem REQUEST recebida
[Acomunicacao#IED5h] 10/10/2017 18:16:26 --> Enviando Comando ao IED
[Acomunicacao#IED21] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem REQUEST recebida
[Acomunicacao#IED21] 10/10/2017 18:16:26 --> Enviando Comando ao IED
[Acomunicacao#IED19] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem REQUEST recebida
[Acomunicacao#IED19] 10/10/2017 18:16:26 --> Enviando Comando ao IED
[S2_ADiag@localhost:4004] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem INFORM recebida
[S2_APA@localhost:4008] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem INFORM Recebida
[S2_APA@localhost:4008] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem INFORM Recebida
[S2_APA@localhost:4008] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem INFORM Recebida
[Acomunicacao#IED19] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem REQUEST recebida
[Acomunicacao#IED19@localhost:4219] 10/10/2017 18:16:26 --> Iniciando Restauracao do Ramo: [u'M', u'E']
[Acomunicacao#IED19@localhost:4219] 10/10/2017 18:16:26 --> Operando Chave [CH: 19]
[Acomunicacao#IED5h] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem REQUEST recebida
[Acomunicacao#IED5h@localhost:4205] 10/10/2017 18:16:26 --> Iniciando Restauracao do Ramo: [u'M', u'E']
[Acomunicacao#IED5h@localhost:4205] 10/10/2017 18:16:26 --> Operando Chave [CH: 5]
[S2_ADiag@localhost:4004] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem INFORM recebida
[S2_ADiag@localhost:4004] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem INFORM recebida
[S1_ANeg@localhost:4002] 10/10/2017 18:16:26 --> Mensagem INFORM Recebida
```

Fonte: O Próprio Autor.

Na Figura 24 é apresentado a configuração da rede de distribuição Aquiraz, após o processo de recomposição.

Figura 24 – Rede de distribuição após recomposição automática.



Fonte: O Próprio Autor.

4.4.1 Discussão de resultados

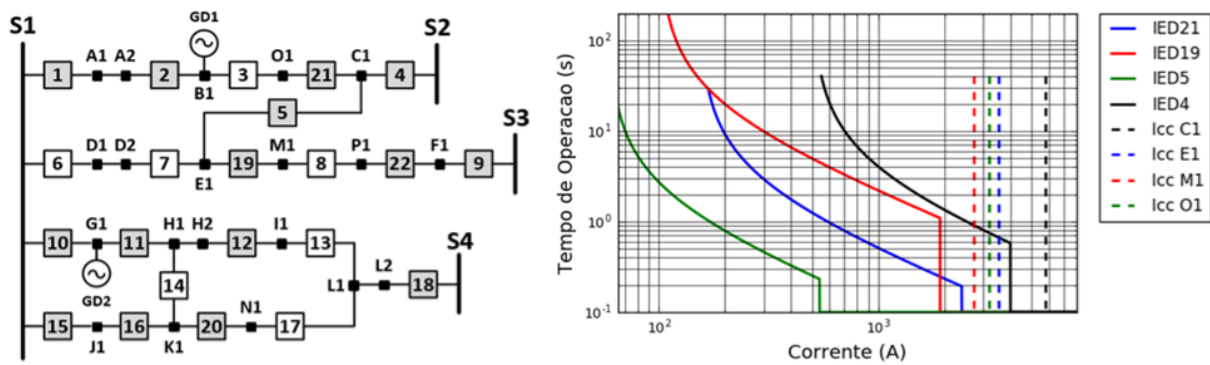
Conforme visto no *log* de atividades, o SMRA conseguiu cumprir seu objetivo de recompor o sistema, maximizando as cargas atendidas e minimizando o carregamento dos transformadores das subestações.

Para analisar a atuação do APA, foram coletados os coordenogramas antes e depois da atuação da proteção adaptativa. O coordenograma antes da atuação da proteção adaptativa é importante para avaliar a coordenação e a seletividade do sistema de proteção sem o recurso da proteção adaptativa.

Na Figura 25 é apresentado o coordenograma antes da atuação da proteção adaptativa. As curvas de operação dos relés estão representadas pelas linhas contínuas e as curvas pontilhadas representam os níveis de curto-circuito nos nós de carga. Nota-se que os relés estão descoordenados e portanto não seletivos. Um curto-circuito, por exemplo, no nó M1 faria com que os relés 19 e 5 atuassem ao mesmo tempo. Além disso, como pode-se perceber pela Figura 25, a margem de coordenação não é respeitada em nenhum dos casos.

Ou seja, em uma rede recomposta sem o recurso da proteção adaptativa, o sistema estaria totalmente vulnerável a possíveis falhas no sistema de proteção. Como pode ser visto na Figura 25, uma falta no alimentador após a recomposição pode resultar em uma atuação descoordenada da proteção. Esta situação pode ser prevenida pela atuação da proteção adaptativa, como mostra a Figura 26.

Figura 25 – Coordenograma dos relés do alimentador da S2 antes da atuação do APA.

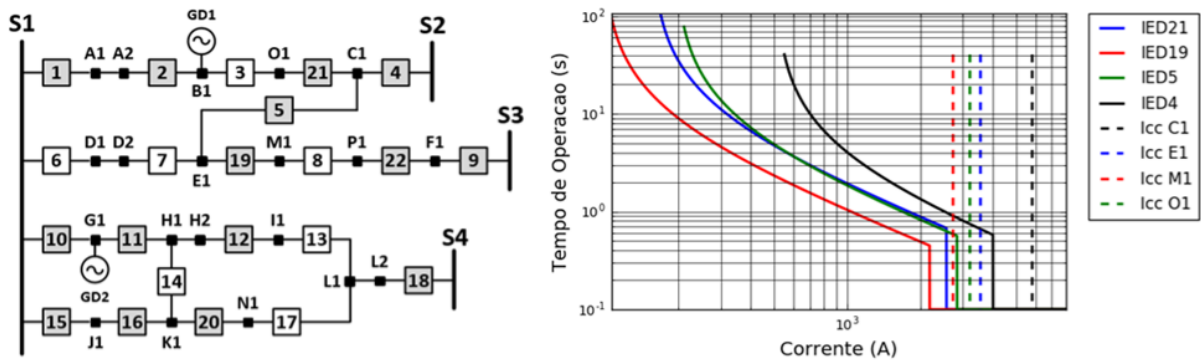


Fonte: O Próprio Autor.

Já na Figura 26 é apresentado o coordenograma dos relés ao longo do alimentador da subestação S2 após a atuação do APA. É notável que a coordenação dos relés melhorou substancialmente. Percebe-se que as correntes de *pick-up* instantâneo dos relés foram ajustadas para atuarem somente para os curtos-circuitos dentro das suas respectivas zonas de proteção. Além de a margem de coordenação, agora, estar devidamente respeitada dentro do limite de 300 milissegundos.

O cruzamento entre as curvas dos relés das chaves 21 e 5 pode causar confusão quanto a descoordenação entre estes relés, no entanto, observa-se pelo diagrama unifilar da Figura 24 que estes relés estão ambos a jusante da chave 4 e não devem coordenar entre si e sim com o relé da chave 4.

Figura 26 – Coordenograma dos relés do alimentador da S2 depois da atuação do APA.



Fonte: O Próprio Autor.

4.5 Estudo de caso II: Desconexão da GD2.

No Estudo de caso II, foi analisada a resposta do SMAD à desconexão de uma das unidades de geração da rede, neste caso a GD2. Neste estudo de caso, a saída de uma das unidades de geração afeta o fluxo de carga e os níveis de curto-circuito da rede, portanto o SMPA deve atuar corrigindo a sensibilidade dos relés de proteção da rede.

Na Figura 27 é apresentado o *log* de atividades do SMAD como um todo após a desconexão da unidade GD2. No *log*, inicialmente, observa-se o envio de mensagem de subscrição do ADG da subestação S1 aos Agentes Geração Distribuída (AGD1 e AGD2). Em seguida, o ADG recebe mensagem informando sobre a desconexão da GD2, atualiza o modelo computacional da rede e envia mensagem de solicitação de verificação de ajustes ao APA da própria subestação.

Após o recebimento da mensagem, o APA analisa os ajustes já implantados e envia novos ajustes aos relés que necessitam ter a sensibilidade corrigida. Na Figura 27, os agentes que recebem mensagem para atualização de ajustes são os Agentes Comunicação referentes aos relés das chaves 16, 20, 7, 19, 11, 12 e 2. O APA então envia mensagem ao ADG informando que a sensibilidade dos relés foi corrigida e contendo o modelo da rede elétrica com os novos ajustes implantados.

Figura 27 – Log de Atividades Desconexão da GD1.

```
[AGDistribuida#GD2@localhost:4101] 10/10/2017 18:20:22 --> Pedido de subscricao
[AGDistribuida#GD1@localhost:4100] 10/10/2017 18:20:22 --> Pedido de subscricao
[S1_ADIag@localhost:4000] 10/10/2017 18:20:22 --> Pedido de subscricao aceito
[S1_ADIag@localhost:4000] 10/10/2017 18:20:22 --> Pedido de subscricao aceito
[S1_ADIag@localhost:4000] 10/10/2017 18:20:30 --> Mensagem INFORM Recebida
[S1_ADIag@localhost:4000] 10/10/2017 18:20:30 --> Enviada solicitacao para verificacao de ajustes
[S1_APA@localhost:4003] 10/10/2017 18:20:30 --> Mensagem REQUEST Recebida
[S1_APA@localhost:4003] 10/10/2017 18:20:30 --> Enviando Solicitacao ao Acomunicacao#IED16
[S1_APA@localhost:4003] 10/10/2017 18:20:30 --> Enviando Solicitacao ao Acomunicacao#IED20
[S1_APA@localhost:4003] 10/10/2017 18:20:30 --> Enviando Solicitacao ao Acomunicacao#IED7h
[S1_APA@localhost:4003] 10/10/2017 18:20:30 --> Enviando Solicitacao ao Acomunicacao#IED19
[S1_APA@localhost:4003] 10/10/2017 18:20:30 --> Enviando Solicitacao ao Acomunicacao#IED11
[S1_APA@localhost:4003] 10/10/2017 18:20:30 --> Enviando Solicitacao ao Acomunicacao#IED12
[S1_APA@localhost:4003] 10/10/2017 18:20:31 --> Enviando Solicitacao ao Acomunicacao#IED2h
[S1_APA@localhost:4003] 10/10/2017 18:20:31 --> Correcao de Sensibilidade Concluida
[Acomunicacao#IED20] 10/10/2017 18:20:31 --> Mensagem REQUEST recebida
[Acomunicacao#IED20] 10/10/2017 18:20:31 --> Enviando Comando ao IED
[Acomunicacao#IED11] 10/10/2017 18:20:31 --> Mensagem REQUEST recebida
[Acomunicacao#IED11] 10/10/2017 18:20:31 --> Enviando Comando ao IED
[Acomunicacao#IED12] 10/10/2017 18:20:31 --> Mensagem REQUEST recebida
[Acomunicacao#IED12] 10/10/2017 18:20:31 --> Enviando Comando ao IED
[Acomunicacao#IED7h] 10/10/2017 18:20:31 --> Mensagem REQUEST recebida
[Acomunicacao#IED7h] 10/10/2017 18:20:31 --> Enviando Comando ao IED
[Acomunicacao#IED19] 10/10/2017 18:20:31 --> Mensagem REQUEST recebida
[Acomunicacao#IED19] 10/10/2017 18:20:31 --> Enviando Comando ao IED
[Acomunicacao#IED2h] 10/10/2017 18:20:31 --> Mensagem REQUEST recebida
[Acomunicacao#IED2h] 10/10/2017 18:20:31 --> Enviando Comando ao IED
[Acomunicacao#IED16] 10/10/2017 18:20:31 --> Mensagem REQUEST recebida
[Acomunicacao#IED16] 10/10/2017 18:20:31 --> Enviando Comando ao IED
[S1_APA@localhost:4003] 10/10/2017 18:20:31 --> Mensagem INFORM Recebida
[S1_APA@localhost:4003] 10/10/2017 18:20:31 --> Mensagem INFORM Recebida
[S1_APA@localhost:4003] 10/10/2017 18:20:31 --> Mensagem INFORM Recebida
[S1_APA@localhost:4003] 10/10/2017 18:20:31 --> Mensagem INFORM Recebida
[S1_ADIag@localhost:4000] 10/10/2017 18:20:31 --> Mensagem INFORM Recebida
[S1_APA@localhost:4003] 10/10/2017 18:20:31 --> Mensagem INFORM Recebida
[S1_APA@localhost:4003] 10/10/2017 18:20:31 --> Mensagem INFORM Recebida
[S1_APA@localhost:4003] 10/10/2017 18:20:31 --> Mensagem INFORM Recebida
```

Processo de Subscrição

INFORM (GD1 desconectada)

Análise de Ajustes

Envio dos Novos Ajustes aos relés

Mensagem informando que a correção foi concluída

Fonte: O Próprio Autor.

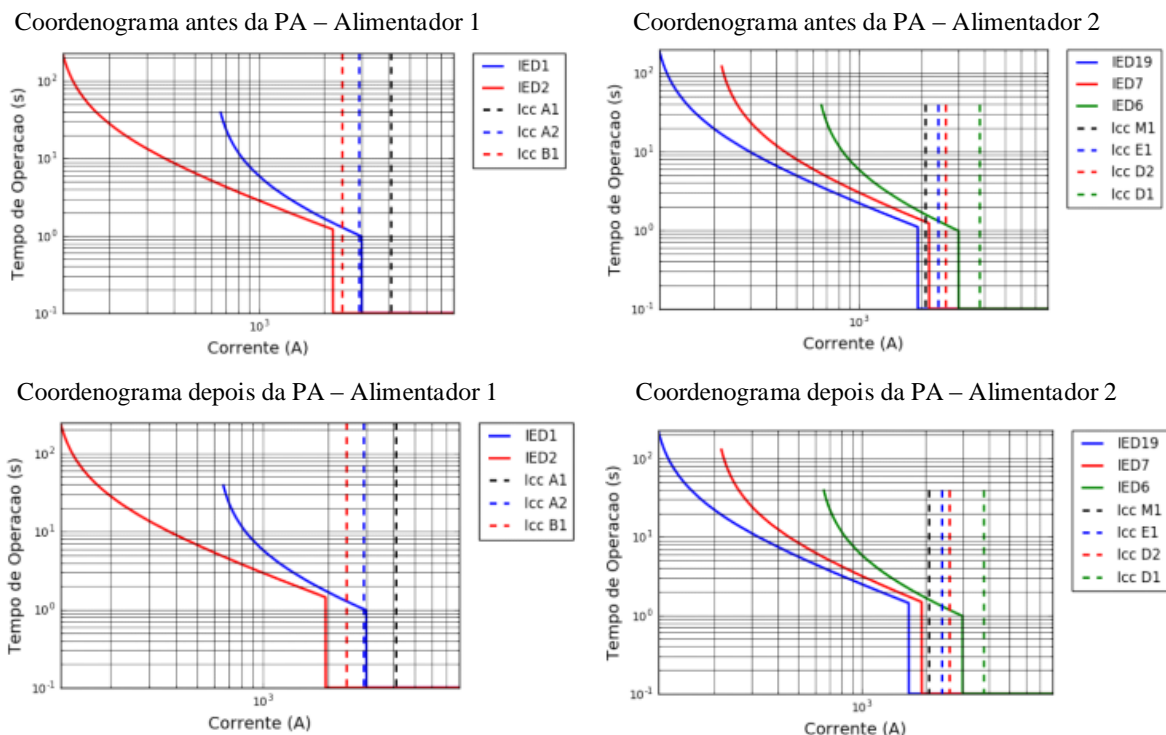
4.5.1 Discussão de resultados

De modo análogo ao estudo de caso anterior, foram coletados os coordenogramas antes e depois da correção de sensibilidade dos relés para avaliar a eficiência da proteção adaptativa.

Percebe-se que com a desconexão da GD2, os níveis de curto-circuito ficaram muito próximos das correntes de *pick-up* instantâneo, em algumas situações até entrando na região de atuação temporizada dos relés. Portanto, o APA corrigiu a sensibilidade dos relés reduzindo a corrente de *pick-up* instantâneo destes.

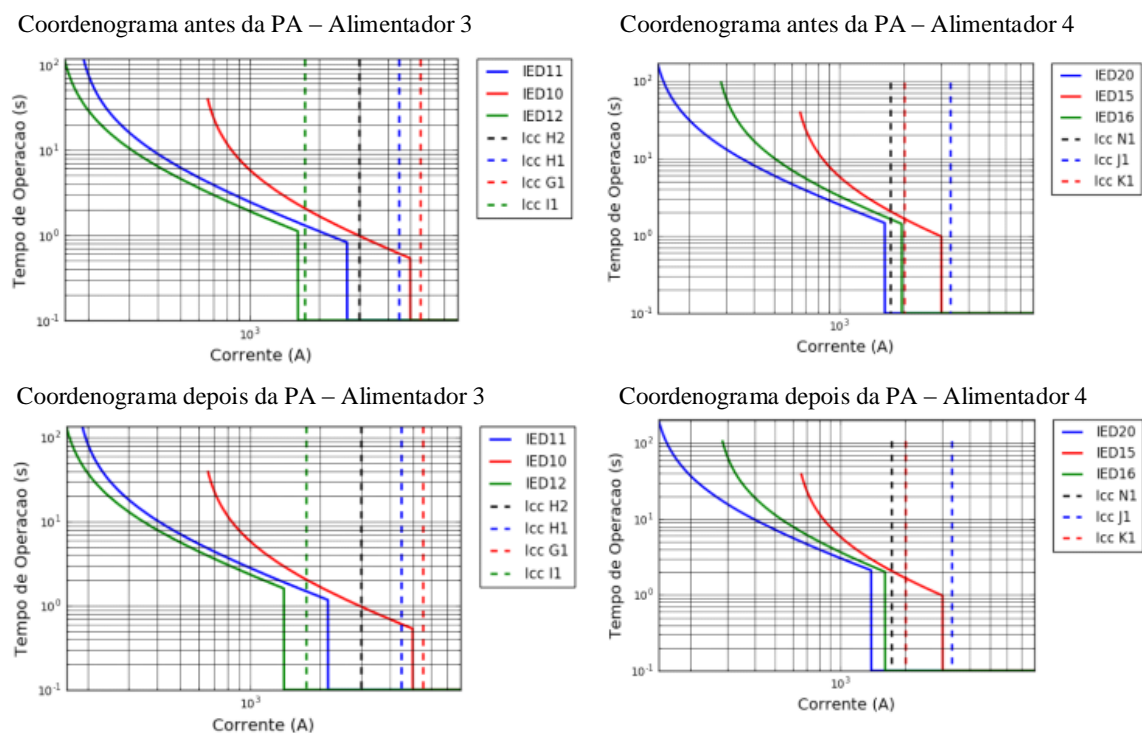
Nas Figura 28 e Figura 29 são apresentados os coordenogramas antes e depois da atuação da correção de sensibilidade dos relés feita pelo APA, dos alimentadores 1, 2, e 4. As linhas tracejadas representam os níveis de curto circuito nos trechos protegidos pelos relés.

Figura 28 – Coordenogramas dos relés dos alimentadores 1 e 2 (antes e depois da PA).



Fonte: O Próprio Autor.

Figura 29 – Coordenogramas dos relés dos alimentadores 3 e 4 (antes e depois da PA).



Fonte: O Próprio Autor.

4.6 Considerações Finais

O objetivo deste capítulo foi apresentar os resultados obtidos em testes utilizando o SMPA o modelo de uma rede elétrica real. Foram apresentados os resultados obtidos em dois estudos de caso: O primeiro trata de uma falta na rede elétrica seguida do processo de recomposição automática e o segundo trata da desconexão de uma das unidades de geração da rede elétrica.

No primeiro estudo de caso, observou-se que, após a falta, o SMRA iniciou o processo de recomposição automática e durante o processo solicitou ao SMPA a análise dos parâmetros do sistema de proteção. Prontamente, o SMPA realizou a análise e solicitou o envio dos novos ajustes aos relés. Para avaliar a relevância do SMPA dentro do processo de recomposição automática, foram apresentados os coordenogramas dos relés do alimentador recomposto antes e depois da proteção adaptativa, figurando um cenário com e sem o recurso da proteção adaptativa, respectivamente.

Foi observado que o sistema recomposto antes da proteção adaptativa estava descoordenado e assim sujeito ao risco de atuar descoordenadamente em caso de ocorrência de falta. Após a atuação da proteção adaptativa, o sistema passou a estar coordenado, garantindo a seletividade e a confiabilidade do sistema.

No segundo estudo de caso, após a desconexão de uma das unidades de geração da rede, o nível de curto-circuito ao longo da rede reduziu. Por consequência, a corrente de *pick-up* instantânea dos relés passaram a estar mais próximos dos curtos-circuitos nas suas zonas de proteção, tornando o sistema de proteção extremamente sensível. Para avaliar a atuação do SMPA, foram analisados os coordenogramas dos relés de todos os alimentadores antes e depois da proteção adaptativa.

Pela análise, percebeu-se que o sistema de proteção adaptativa atuou corrigindo a sensibilidade dos relés. A principal mudança observada foi a redução das correntes de *pick-up* instantâneo dos relés.

Por fim, conclui-se que o SMPA atuou corrigindo a sensibilidade dos relés de proteção de uma rede real nas duas situações que foram propostas na sua concepção. Portanto, o SMPA apresenta-se como uma ferramenta viável para automação de redes elétricas de distribuição.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma proposta de sistema de proteção adaptativa baseada em sistemas multiagente. O objetivo do sistema proposto é corrigir a sensibilidade do sistema de proteção de redes elétricas de distribuição, quando houverem mudanças impactantes, como a conexão/desconexão de geração distribuída ou a mudança topológica da rede.

Para isto, o sistema utiliza a tecnologia dos sistemas multiagentes para alcançar melhor desempenho do sistema de automação, uma vez que o processo de tomada de decisões é modularizado e distribuído.

O SMPA opera integrado ao SMRA, compondo mais um dos subsistemas do SMAD. Neste trabalho foram apresentadas as modificações feitas no SMAD para viabilizar a integração do SMPA. Em geral, foram criados três novos agentes para o SMPA: Agente Geração Distribuída, Agente Proteção Adaptativa e Agente Comunicação. O Agente Comunicação foi incluído como uma proposta de melhoria da comunicação externa com os relés, em substituição aos Agentes Monitoramento e Controle.

Para avaliar o funcionamento do SMPA, foram analisados dois estudos de caso utilizando como base o modelo computacional da rede elétrica de distribuição da cidade de Aquiraz-CE. O primeiro estudo de caso avaliou a operação do SMPA/SMAD após uma falta em um trecho da rede elétrica, seguido do processo de recomposição do SMRA. No segundo estudo de caso, foi avaliado o funcionamento do SMRA após a desconexão de uma das unidades de geração.

Nos dois estudos de caso, o SMPA teve êxito em corrigir a sensibilidade dos relés de proteção da rede elétrica. No primeiro estudo de caso, tanto a recomposição dos trechos quanto a correção da sensibilidade do sistema de proteção foram realizados com êxito. A correção de sensibilidade neste caso foi bastante impactante, uma vez que a mudança topológica causou alterações drásticas nas zonas de proteção dos relés.

No segundo estudo de caso, a desconexão de uma das unidades geradoras, reduziu o nível de curto-circuito na rede elétrica, tornando os relés mais sensíveis a faltas. Ao atuar corrigindo a sensibilidade dos relés, o SMPA modificou principalmente a corrente de *pick-up* instantâneo dos relés, tornando-os menos sensíveis a faltas em suas zonas de proteção.

Conclui-se então que o SMPA obteve êxito em seu objetivo de corrigir a sensibilidade do sistema de proteção mediante as mudanças ocorridas na rede elétrica,

configurando-se como uma solução factível para os sistemas de proteção das redes de distribuição de média tensão.

Visando melhorias do presente trabalho, são sugeridos as seguintes considerações para trabalhos futuros:

- Validação dos estudos de caso do SMPA/SMAD em bancada de testes com relés e testador hexafásico, implementando comunicação agente-relé;
 - Avaliar comparação de desempenho com outros algoritmos de proteção adaptativa, incluindo sistemas que utilizam cálculo ótimo de ajustes;
 - Inclusão de análise e cálculo de outras funções de proteção empregadas em sistemas de distribuição, como funções de proteção direcionais;
 - Incluir função de proteção adaptativa aplicada a situação de ilhamento de microrredes;
 - Incluir a presença de geração distribuída como um fator determinante na operação do SMRA;
 - Incluir a interpretação de múltiplas faltas na ativação do SMRA;
-

REFERÊNCIAS

- ALANNE, K.; SAARI, A. Distributed energy generation and sustainable development. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 10, n. 6, p. 539–558, 2006.
- ALSTOM. **Network Protection & Automation Guide**, 2011.
- ANDERSON, J. B. **Power System Protection**, 2006.
- BARBOSA, T. M. **Desenvolvimento de um Sistema de Recomposição Automática Baseado em Sistemas Multiagentes para Redes de Distribuição de Energia em Média Tensão**. [s.l.] Universidade Federal do Ceará, 2017.
- BARROSO, M. F. **IMPLEMENTAÇÃO DE ALGORITMOS DE FLUXO DE CARGA E CURTO-CIRCUITO EM REDES ELÉTRICAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**. [s.l.] Universidade Federal do Ceará, 2016.
- BRAHMA, S. M.; GIRGIS, A. A. Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation. **2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No.03CH37491)**, v. 4, n. 1, p. 56–63, 2003.
- CASS, S. **The 2017 Top Programming Languages**. Disponível em: <<https://spectrum.ieee.org/computing/software/the-2017-top-programming-languages>>. Acesso em: 16 nov. 2017.
- COFFELE, F. et al. Quantitative analysis of network protection blinding for systems incorporating distributed generation. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 6, n. 12, p. 1218–1224, 2012.
- COFFELE, F.; BOOTH, C.; DYSKO, A. An Adaptive Overcurrent Protection Scheme for Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 30, n. 2, p. 561–568, 2015.
- COLMENAR-SANTOS, A. et al. Distributed generation: A review of factors that can contribute most to achieve a scenario of DG units embedded in the new distribution networks. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 59, p. 1130–1148, 2016.
- DA SILVA, K. **Sistema De Proteção Adaptativa**. [s.l.] Universidade Federal do Ceará, 2014.
- FIPA. **FIPA ACL Message Structure Specification**. Disponível em: <<http://www.fipa.org/specs/fipa00061/SC00061G>>. Acesso em: 27 nov. 2017a.
- FIPA. **FIPA Subscribe Interaction Protocol Specification**. Disponível em: <<http://www.fipa.org/specs/fipa00035/>>.
-

GERS, J.; HOLMES, E. **Protection of Electricity Distribution Networks**. 2. ed. [s.l.] IET Power and Energy Series, 2004.

GOMEZ, J. C. et al. Distributed generation: Impact on protections and power quality. **IEEE Latin America Transactions**, v. 11, n. 1, p. 460–465, 2013.

HUSSAIN, B. et al. Integration of distributed generation into the grid: protection challenges and solutions. **10th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2010). Managing the Change**, p. 5, 2010.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. DE; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**, 2005.

KELLER, J.; KROPOSKI, B. **Understanding Fault Characteristics of Inverter-Based Distributed Energy Resources**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<http://www.osti.gov/servlets/purl/971441-jJGkWx/>>.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis, Third Edition**. [s.l.: s.n.].

KINDERMANN, G. **Proteção de Sistema Elétricos de Potência 1**, 2005.

LAAKSONEN, H.; ISHCHENKO, D.; OUDALOV, A. Adaptive Protection and Microgrid Control Design for Hailuoto Island. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 3, p. 1486–1493, 2014.

LIU, Z. et al. A Multiagent System-Based Protection and Control Scheme for Distribution System With Distributed-Generation Integration. v. 32, n. 1, p. 536–545, 2017.

LIU, Z.; HØIDALEN, H. K. A simple multi agent system based adaptive relay setting strategy for distribution system with wind generation integration. **13th International Conference on Development in Power System Protection 2016 (DPSP)**, p. 1–6, 2016.

MAHAT, P. et al. A simple adaptive overcurrent protection of distribution systems with distributed generation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 2, n. 3, p. 428–437, 2011.

MASAUD, T. M.; MISTRY, R. D. Fault current contribution of Renewable Distributed Generation: An overview and key issues. **2016 IEEE Conference on Technologies for Sustainability, SusTech 2016**, p. 229–234, 2017.

MELO, L. S. **Desenvolvimento de uma Plataforma para Implementação de Sistemas Multiagentes com aplicação para Recomposição Automática de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. [s.l.] Universidade Federal do Ceará,

2015.

NASCIMENTO, L. L.; ROLIM, J. G. Multi-agent System for Adaptive Protection in Microgrids. **Multi-agent system for adaptive protection in microgrids Leonardo L. do Nascimento; Jacqueline G. Rolim**, v. 2013 IEEE, 2013.

PAPASPILIOTOPOULOS, V. A. et al. Hardware-In-the-Loop Design and Optimal Setting of Adaptive Protection Schemes for Distribution Systems With Distributed Generation. **IEEE Transactions of Smart Grid**, v. 32, n. 1, p. 393–400, 2017.

PRODIST. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. [s.l: s.n.].

ROSCOE, A. J. et al. Investigation of the sympathetic tripping problem in power systems with large penetrations of distributed generation. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 9, n. 4, p. 379–385, 2015.

SAMPAIO, R. F. et al. Automatic restoration system for power distribution networks based on multi-agent systems. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 11, n. 2, p. 475–484, 2017.

SAMPAIO, R. F. SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DISTRIBUÍDO: UMA ABORDAGEM BASEADA EM MULTIAGENTE APLICADA A SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM MÉDIA TENSÃO. 2017.

WALLING, R. A. et al. Summary of distributed resources impact on power delivery systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 3, p. 1636–1644, 2008.

WAN, H.; LI, K. K.; WONG, K. P. An adaptive multiagent approach to protection relay coordination with distributed generators in industrial power distribution system. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 46, n. 5, p. 2118–2124, 2010.

WOOLDRIDGE, M. **An Introduction to MultiAgent Systems**. [s.l: s.n.].
