



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"
Câmpus de Sorocaba

Carlos Alberto Carneiro

**Alocação de chaves automatizadas em redes elétricas de distribuição:
uma abordagem multiobjetivo**

Sorocaba -SP

2020

Carlos Alberto Carneiro

**Alocação de chaves automatizadas em redes elétricas de distribuição:
uma abordagem multiobjetivo**

Dissertação apresentada como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, junto ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Interunidades, entre o Instituto de Ciência e Tecnologia de Sorocaba e o Campus de São João da Boa Vista da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”.

Orientador: Prof. Dr. Juan Carlos Cebrian

Sorocaba -SP

2020

Carlos Alberto Carneiro

C289a Carneiro, Carlos Alberto
Alocação de Chaves Automatizadas em Redes Elétricas de Distribuição : Uma Abordagem Multiobjetivo / Carlos Alberto Carneiro. -- Sorocaba, 2020
124 p. : il., tabs.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista (Unesp), Instituto de Ciência e Tecnologia, Sorocaba
Orientador: Juan Carlos Cebrian

1. Métodos de simulação. 2. Monte Carlo, Método de. 3. Otimização combinatória. 4. Redes elétricas análise. 5. Redes inteligentes de energia. I. Título.

Sistema de geração automática de fichas catalográficas da Unesp. Biblioteca do Instituto de Ciência e Tecnologia, Sorocaba. Dados fornecidos pelo autor(a).

Essa ficha não pode ser modificada.

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Alocação de chaves automatizadas em redes elétricas de distribuição: uma abordagem multiobjetivo

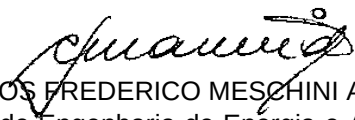
AUTOR: CARLOS ALBERTO CARNEIRO

ORIENTADOR: JUAN CARLOS CEBRIAN AMASIFEN

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: Sistemas Eletrônicos pela Comissão Examinadora:

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Juan Carlos Cebrian Amasifén", with a stylized flourish at the end.

Prof. Dr. JUAN CARLOS CEBRIAN AMASIFEN (Participação Virtual)
Departamento de Engenharia de Produção / UNESP - Câmpus de Itapeva

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Carlos Frederico Meschini Almeida", with a stylized flourish at the end.

Prof. Dr. CARLOS FREDERICO MESCHINI ALMEIDA (Participação Virtual)
Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas / Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Edmarcio Antonio Belati", with a stylized flourish at the end.

Prof. Dr. EDMARCIO ANTONIO BELATI (Participação Virtual)
Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas / Universidade Federal do ABC - UFABC

Sorocaba, 16 de dezembro de 2020

**Alocação de chaves automatizadas em redes elétricas de distribuição:
uma abordagem multiobjetivo**

Dissertação apresentada como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, junto ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Interunidades, entre o Instituto de Ciência e Tecnologia de Sorocaba e o Campus de São João da Boa Vista da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”.

Comissão Examinadora

Prof. Dr. Juan Carlos Cebrian

UNESP – Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Campus Itapeva
Orientador

Prof. Dr. Carlos Frederico Meschini Almeida

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Prof. Dr. Edmarcio Antonio Belati

Universidade Federal do ABC

Sorocaba-SP

2020

AGRADECIMENTOS

Àquele que nunca nos abandona, mesmo nas horas mais difíceis está sempre presente, nos inspirando e nos guiando na busca eterna do saber. A Deus, eu devo minha gratidão.

À minha esposa e companheira, Irma Elisa Bastos Pereira Carneiro pela confiança, pelo incentivo, pela paciência e dedicação, elementos fundamentais desta conquista que não é só minha.

Aos meus filhos Lucas Bastos Pereira Carneiro e Mateus Bastos Pereira Carneiro pelo amor incondicional e fontes da energia que me move.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Juan Carlos Cebrian por ter me proporcionado a oportunidade de participar desse meio tão seletivo. Pela confiança em mim depositada, pela sua dedicação, paciência e acima de tudo pelo amor com que nos oferece seu conhecimento.

Ao Prof. Dr. André Luis Debiasio Rossi, por sua colaboração, disponibilidade e diligência nas opiniões que fizeram parte da construção deste trabalho.

Aos meus amigos da UNESP, em especial ao Jairo Giacomini Junior e Iury Ferreira Aiello pela colaboração no desenvolvimento deste trabalho.

Resumo

O crescente desenvolvimento do conceito de redes elétricas inteligentes (*Smart Grids*-SGs) leva cada vez mais à modernização do sistema elétrico em todos seus níveis, geração, transmissão e distribuição. Mais especificamente nas redes elétricas de distribuição (REDs), o conceito de SGs traz uma nova visão sobre o planejamento da operação que, entre seus objetivos principais, visa desenvolver uma rede autogerenciada que seja capaz de reconfigurar-se e/ou restabelecer-se automaticamente diante de variações de carga, condições de contingência (emergenciais), entre outras. Para viabilizar o processo de reconfiguração, seccionadores automatizados são instalados ao longo de toda a RED. Contudo, atualmente as concessionárias de energia dispõem de limitados critérios para a definição da quantidade de seccionadores automatizados e suas respectivas posições de instalação de forma a minimizar a relação custo/benefício. Sendo assim, a presente dissertação visa o desenvolvimento de uma metodologia baseada na técnica de otimização estocástica *BPSO - Binary Particle Swarm Optimization* que permita explorar alternativas de alocação de seccionadores automatizados dentro do universo de possibilidades a fim de melhorar os indicadores de continuidade coletivos propostos pelo órgão regulador; minimizar os impactos negativos das interrupções de energia de longa duração em consumidores sensíveis, e atender restrições operacionais e orçamentárias. Os resultados obtidos mostram reduções importantes dos indicadores FEC e DEC em mais de 60%, além disso, uma redução de 58% na energia não distribuída e mais de 23% de redução nas perdas financeiras devido às interrupções de longa duração nos consumidores. Sendo assim, a metodologia proposta pode ser utilizada pelas empresas concessionárias de energia como uma ferramenta de apoio ao planejamento operacional e de expansão nas suas REDs.

PALAVRAS-CHAVE: Alocação de seccionadores automatizados, otimização multiobjetivo, perdas financeiras por paradas em processos industriais, redes elétricas de distribuição.

ABSTRACT

The growing development of the Smart-Grid concept leads increasingly to the modernization of the electrical grid at all levels, generation, transmission, and distribution. More specifically in the electrical distribution system (EDS), smart-grid concept brings a new vision on the operational planning which, among its main objectives, aims to develop a self-managed network that is capable of reconfiguring and/or re-establishing itself automatically in case of load variations, contingency conditions, among others. In order to feasible make the reconfiguration process, automated switches are installed throughout the EDS. However, electrical utilities currently have limited criteria for defining the number of automated switches and their respective installation locations to minimize the cost/benefit ratio. Thus, this project aims to develop a methodology based on the Binary Particle Swarm Optimization which is a stochastic optimization technique that allows exploring alternatives for the allocation of automated switches within the universe of possibilities in order to: improve the collective reliability indicators proposed by the agency regulators; minimize the negative economic impacts of long duration power interruptions (ELDI) on sensitive consumers; and attend operational and budgetary constraints. The results obtained show significant reductions in the collective reliability indicators by more than 60%, a 58% reduction in energy not supplied, and more than 23% reduction in ELDI. Therefore, the proposed methodology can be used by electrical utilities as a tool to support operational and extension planning in their EDS.

KEYWORDS: Allocation of sectionalizing switch, electric distribution networks, financial losses due industrial process trips, multiobjective optimization.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Rede elétrica com seccionadores de manobras	22
Figura 2 - Zonas de proteção	41
Figura 3 - Filosofia "Queima fusível" e "Salva fusível"	44
Figura 4 - Blocos de carga.....	46
Figura 5 - Blocos de carga pós falta	48
Figura 6 - Rede de distribuição elétrica com topologia radial	49
Figura 7 - Tempo de restauração.	51
Figura 8 - Alimentador conectado ao Disjuntor na saída da subestação.....	53
Figura 9 - Ação do fusível coordenado com o disjuntor.....	54
Figura 10 - Ação do religador coordenado com o disjuntor	55
Figura 11 - Ação dos seccionadores de manobras	56
Figura 12 - Ação dos seccionadores de manobras	57
Figura 13 - Ocorrência dos tipos de curtos-circuitos	59
Figura 14 - Distribuição acumulada x tipo da falta	60
Figura 15 - Distribuição acumulada x impedância da falta.	61
Figura 16 - Extensão do alimentador dividido em segmentos.	62
Figura 17 - Distribuição acumulada x distância da falta.	63
Figura 18 - Processo para estimar PILD	64
Figura 19 - Probabilidade acumulada de duração de afundamento de tensão	65

Figura 20 - Tempo de imunidade de processo - TIP	67
Figura 21 - Rede hipotética para avaliação dos indicadores de continuidade.....	71
Figura 22 - Fluxograma de avaliação da Função Objetivo	81
Figura 23 - Fluxograma do procedimento de restauração proposto	83
Figura 24 - Processo de restauração	85
Figura 25 - Rede 135 em sua configuração inicial.....	90
Figura 26 - Comportamento da média da F. O. em relação aos parâmetros BPSO – Testes 1, 2 e 3.....	96
Figura 27 - Comportamento da média da F. O. em relação aos parâmetros BPSO – Testes 4, 5 e 6.....	96
Figura 28 - Comportamento da média da F. O. para $w = 1,0$; c_1 e c_2 (1,9 – 3,0) e iterações = 200.	97
Figura 29 - Rede 135 com a nova configuração de dispositivos automatizados	99
Figura 30 - Curvas Tempo x Corrente	119
Figura 31- Diagrama unifilar da rede 135 barras	124

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Distribuição de atividades no tempo para recomposição da rede elétrica....	51
Tabela 2 - Exemplo numérico para a estimar o Sag, ICD e ILD anual com dois eventos simulados	69
Tabela 3 - Custo de interrupção do processo por consumidor (CIC).....	75
Tabela 4 - Probabilidade de reinício do processo após a ocorrência de uma interrupção.	75
Tabela 5 - Estrutura de uma partícula	88
Tabela 6 - Capacidade de Reserva dos Alimentadores de Socorro	89
Tabela 7 - Localização dos seccionadores manuais na rede	91
Tabela 8 - Testes para definir o número de simulações no SMC	92
Tabela 9 - Custos de aquisição, implantação e manutenção dos seccionadores em GBP.	93
Tabela 10 - Testes para a análise de sensibilidade do desempenho do BPSO.	95
Tabela 11 - Melhor solução obtida pelo BPSO.....	99
Tabela 12 - Fluxo de caixa em 15 anos – Valores em R\$ x 1000 com taxa de juros de 10% a.a.	100
Tabela 13 - Dados elétricos das linhas.....	115
Tabela 14 - Dados das linhas de interligação entre alimentadores	118
Tabela 15 - Posicionamento dos disjuntores na rede e curvas utilizadas	118
Tabela 16 - Posicionamento dos fusíveis na rede e curvas utilizadas.....	119

Tabela 17 - Posicionamento dos religadores na rede e curvas utilizadas	119
Tabela 18 - Dados dos consumidores	120
Tabela 19 - Probabilidade acumulada para duração de afundamentos de tensão.....	123

LISTA DE SIGLAS

<i>ACO</i>	<i>Ant Colony Optimization</i>
<i>ACS</i>	<i>Ant Colony System</i>
<i>AENS</i>	<i>Average Energy Not Supplied</i>
<i>AG</i>	Algoritmo Genético
<i>AGM</i>	Algoritmo Genético Modificado
<i>AL</i>	Alimentador
<i>ALVz</i>	Alimentador vizinho
<i>ANEEL</i>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<i>BL</i>	Bloco de carga
<i>BPSO</i>	<i>Binary Particle Swarm Optimization</i>
<i>C</i>	Consumidor
<i>CEMIG</i>	Companhia Energética de Minas Gerais S.A.
$C_{ILD(i)}$	Custo por consumidor i , devido à ILD
$C_{int(i,z)}$	Custo por intervalo de tempo t_z
Ch_{Nv}	Número de seccionadores novos instalados
Ch_{subs}	Número de seccionadores substituídos
<i>CIC</i>	Custo de Interrupção por tipo de Cliente
<i>COD</i>	Centros de Operação da Distribuição
<i>CPFL</i>	Companhia Paulista de Força e Luz
<i>CRA</i>	Consumidores com Restauração Automatizada
<i>CRM</i>	Consumidores com Restauração Manual
<i>CBI</i>	Consumidores de Blocos Isolados
Ct_{impl}	Custo de implantação do sistema
$CtCh$	Custo de instalação/substituição em toda a rede
$CtCh_{inst}$	Custo total dos seccionadores instalados
$CtCh_{aut}$	Custo de instalação dos seccionadores automáticos
$CtCh_{man}$	Custo de substituição dos seccionadores manuais
<i>DEC</i>	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
<i>DJ</i>	Disjuntor
<i>DP</i>	Dispositivo de Proteção
<i>EENS</i>	<i>Expected Energy Not Supplied</i>

<i>END</i>	Energia Não Distribuída
<i>f1</i>	Restrição de limite orçamentário máximo
<i>f2</i>	Restrição de número máximo de seccionadores permitidos por instalação
<i>FADPSO</i>	<i>Fuzzy Adaptive Discrete Particle Swarm Optimization</i>
<i>FAPSO</i>	<i>Fuzzy Adaptive Particle Swarm Optimization</i>
<i>fc</i>	Fator de custo
<i>FEC</i>	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
<i>FF</i>	Fase - Fase
<i>FFF</i>	Fase - Fase - Fase
<i>FFT</i>	Fase - Fase - Terra
<i>FO</i>	Função Objetivo
<i>fr/s. ano</i>	Relação entre o número real de ILD e o número simulado de ILD na rede
<i>FT</i>	Fase - Terra
<i>FU</i>	Fusível
<i>GD</i>	Geração Distribuída
<i>Icc(s)</i>	Corrente de curto-circuito para uma simulação <i>s</i>
<i>ICD</i>	Interrupção de Curta Duração
<i>ILD</i>	Interrupção de Longa Duração
<i>In_{pp}</i>	Incerteza de Parada de Processo
<i>LALV</i>	Lista de Alimentadores Vizinhos (Socorro)
<i>LBCD</i>	Lista de Blocos de Carga Desenergizados
<i>LBCM</i>	Lista de Blocos de Carga a Montante do bloco de falta
<i>LBCJ</i>	Lista de Blocos de Carga a Jusante do bloco de falta
<i>LBCT</i>	Lista de Blocos Candidatos à Transferência
<i>LBR</i>	Lista de Blocos Restaurados
<i>LBI</i>	Lista de Blocos Isolados
<i>LBRA</i>	Lista de Blocos Restaurados Automaticamente
<i>LBRM</i>	Lista de Blocos Restaurados Manualmente
<i>LCh_{man}</i>	Número de linhas com seccionadores manuais

$LimOr_{c_{max}}$	Limite orçamentário máximo
$LsCh$	Número de linhas sem seccionadores
NA	Normalmente aberto
NCh_{max}	Número máximo de chaves permitido
NF	Normalmente Fechado
$NFAPSO-NM$	<i>New Fuzzy Adaptive Particle Swarm Optimization - Nelder Mead</i>
N_{PP-ILD}	Valor acumulado de Parada de Processo devido à ILD
Ns	Número de simulações
$NumSec$	Número de seccionadores
$Pa(k)$	Probabilidade associada ao sorteio
P_{DIS}	Probabilidade Acumulada da Duração da Interrupção do Suprimento
$PFPP$	Perda Financeira por Parada de Processo
$PFPPILD(i)$	PFPP devido à Interrupção de Longa Duração por consumidor i
$PICD$	Probabilidade de Interrupções de Curta Duração
$PILD$	Probabilidade de Interrupções de Longa Duração
$PLIM$	Programação Linear Inteira Mista
$P_{(s)}^N$	Probabilidade do evento (s)
$P_{ILD(s)}^N$	Probabilidade de um evento (s) causar uma ILD
P_{PP-ILD}	Probabilidade de Parada de Processo devido à ILD
P_{PR}	Probabilidade do Processo Reiniciar após uma parada
$PRODIST$	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
$Psag$	Probabilidade de afundamentos de tensão
$PSgD$	Probabilidade acumulada para duração de afundamento de tensão
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
$Ptra$	Probabilidade de transitórios
RA	Religador Automático
RE	Religador
RED	Redes Elétricas de Distribuição

S	Seccionador
SA	Seccionador Automático
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SDEE	Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
SE	Subestação de Energia
SM	Seccionador Manual
SMC	Simulação Monte Carlo
$t_{(s)}^{CRA}$	Tempo de execução de Manobras Automáticas
$t_{(s)}^{CRM}$	Tempo de execução de Manobras Manuais
$t_{(s)}^{CBI}$	Tempo de Reparo de Bloco Isolado
$tDP(s)$	Tempo de atuação da proteção para uma simulação s
TIP	Tempo de Imunidade de Processo Produtivo
T_{PR}	Tempo de Reinício de Processo após uma parada
TPSO	<i>Trinary Particle Swarm Optimization</i>
tz	Duração da interrupção de fornecimento de energia
UTR	Unidade Terminal Remota
$Zf(k)$	Impedância de falta sorteada
λ_{ILD}	Taxa de Interrupção de Longa Duração
$N_{ILD/ano}^{rede}$	Número real de ILD que a rede enfrenta em um ano
$N_{ILD/ano(s)}^N$	Número de ILD que um evento simulado pode causar na rede em um ano

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	20
1.1 Justificativa	23
1.2 Objetivos.....	24
1.2.1 Objetivo Geral.....	24
1.2.2 Objetivos específicos.....	24
1.3 Organização do trabalho	25
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	27
2.1 Alocação de seccionadores em redes de distribuição de energia elétrica ..	29
2.2 Conclusão do capítulo.....	37
3 RESTAURAÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	38
3.1 Redes elétricas de distribuição	39
3.1.1 Equipamentos usados no sistema de proteção	41
3.1.2 Filosofia de proteção “salva fusível” e “queima fusível”	43
3.2 Blocos de carga após uma contingência.....	45
3.3 Restauração em redes de distribuição	48
3.4 Tempo de restauração.....	50
3.5 Impacto dos dispositivos de proteção e seccionamento no tempo de restabelecimento do suprimento.....	52
3.5.1 Impacto dos disjuntores.....	52

3.5.2 Impacto dos fusíveis.....	53
3.5.3 Impacto dos religadores	54
3.5.4 Impacto dos seccionadores	55
4 AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DE INDICADORES DE CONTINUIDADE	58
4.1 Aplicação do Método Monte Carlo	59
4.2 Probabilidade de interrupções de longa duração - PILD.....	63
4.3 Probabilidade de parada de processo	66
4.4 Avaliação do desempenho da rede	67
4.5 Avaliação dos indicadores de continuidade	69
4.5.1 Análise dos indicadores sobre uma rede representativa	70
4.6 Perdas Financeiras	73
5 ALOCAÇÃO DE SECCIONADORES AUTOMATIZADOS	76
5.1 Modelo matemático.....	76
5.2 Módulo restaurador	80
5.3 Módulo otimizador	85
6 TESTES E RESULTADOS	89
6.1 Descrição do sistema de teste.....	89
6.2 Número de simulações de curtos-circuitos.....	92
6.3 Análise Financeira	92
6.3 Teste de sensibilidade do BPSO	94

6.4 Resultados da melhor solução alcançada para BPSO para alocação de seccionadores automatizados na rede 135.	97
6.5 Resultados da análise financeira	100
7 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	102
7.1 Conclusões.....	102
7.2 Sugestões para trabalhos futuros	103
7.3 Publicações	103
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	104
APÊNDICE	115
A1 Dados elétricos das linhas do sistema 135 barras.....	115
A2 Dados elétricos dos consumidores	120
A3 Probabilidade acumulada para duração de afundamentos de tensão	123
A4 Diagrama unifilar da rede 135 barras.....	124

1 INTRODUÇÃO

Atualmente, na sociedade moderna existe uma crescente dependência pelo uso da energia elétrica, principalmente porque esta forma de energia apresenta uma facilidade na geração e no transporte, e um baixo índice de perda energética durante o processo de conversões (por exemplo, de energia elétrica para a energia mecânica). Essas características permitem que a energia elétrica seja a principal forma de suprimento de energia para os equipamentos eletroeletrônicos usados pelos consumidores para o desenvolvimento das suas atividades diárias. Sendo assim, a necessidade por uma energia de qualidade entregue pelas empresas concessionárias aos consumidores finais também é crescente. Esta necessidade está fundamentada principalmente porque muitos dos equipamentos utilizados pelos consumidores, por um lado, possuem dispositivos eletroeletrônicos internos sensíveis às variações no fornecimento de energia e, por outro lado, esses equipamentos carecem de dispositivos de armazenamento de energia (como baterias) para aumentar a sua autonomia em caso de falta de energia. Essas variações no fornecimento de energia podem, em alguns casos, refletir o comportamento natural da rede elétrica ou, serem causados por distúrbios nas redes elétricas como curtos-circuitos, (BOLLEN; GU, 2006).

Segundo Oliveira Jr. (2006), a maioria das redes elétricas de distribuição (REDs) são construídas com estruturas aéreas com condutores não isolados, apresentando uma grande extensão devido à necessidade de atender áreas urbanas e rurais. Dessa maneira, falhas nas REDs são inevitáveis, muitas delas são decorrentes de contatos com árvores, descargas atmosféricas, clima adverso (vento, tempestade, neve, temperaturas extremas etc.), ambiente adverso (maresia, contaminação industrial, umidade, corrosão, fogo etc.), interferência externa (pássaros, animais diversos, veículos, escavações, vandalismo etc.) (OPRISAN *et al.*, 1991). Sendo assim, no caso de uma falha elétrica, ela pode causar variações na tensão nominal de fornecimento, além do permitido pelos órgãos reguladores, bem como a interrupção no suprimento de energia aos consumidores. Assim como comentado em Radhakrishna, Eshwardas e Chebiyam (2001), Djokic et al. (2005) e Milanovic; Aung; Gupta (2005), essas variações de tensão podem provocar falhas em equipamentos sensíveis utilizados pelos consumidores industriais (por exemplo, Controladores Lógicos Programáveis - CLP, Computadores - PC, Inversores de Frequência - ASD e Contatores - C), como também podem causar

interrupções no seus processos produtivos como consequência da falha do equipamento que controla esse processo. Esta observação foi corroborada por Silva et al. (2005), os autores comentam que as falhas, ainda que de curta duração (menor de 3 minutos), podem representar grandes prejuízos a determinados consumidores industriais, aumentando as suas exigências em todos os níveis na cadeia de produção em relação à qualidade da energia entregue pelas empresas concessionárias.

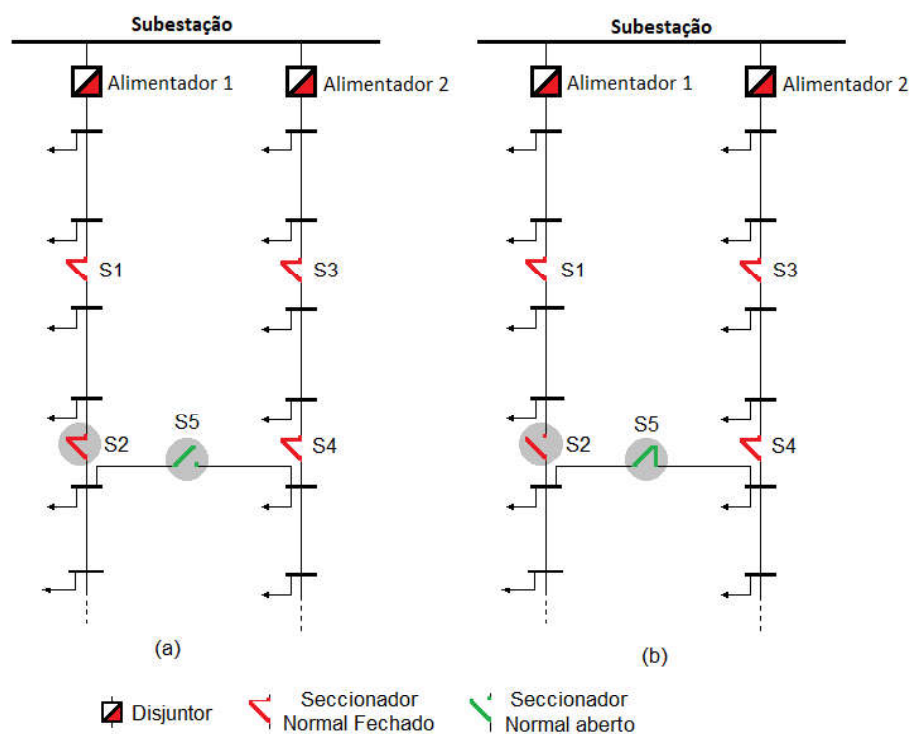
Frequentemente as concessionárias de energia elétrica enfrentam problemas decorrentes de falhas nas suas redes. Em muitos dos casos elas são provocadas por curtos-circuitos em suas redes de distribuição. Se o curto-circuito é de longa duração, isto leva, como consequência, a uma interrupção permanente pelo acionamento do sistema de proteção. Após constatada a interrupção pela concessionária, esta quando possível, inicia um processo de restauração realizando manobras de transferência na rede com o objetivo de isolar as seções defeituosas e restabelecer o suprimento de energia às seções sadias (seções que não contêm a origem do curto-circuito). Com isso, seções sadias que foram desenergizadas em consequência do curto-circuito, podem ser reenergizadas por meio da conexão com circuitos adjacentes de socorro (CEBRIAN; RAHMAN; KAGAN, 2017).

As manobras de transferência consistem em abrir seccionadores normalmente fechados (NF) que se encontram instalados nos alimentadores e fechar seccionadores normalmente abertos (NA) que se encontram nos ramais de interligação. Conforme ilustra a Figura 1 (a) os seccionadores NF ao longo do alimentador encontram-se fechados (S1, S2, S3 e S4) e o seccionador NA no ramal de interligação encontra-se aberto (S5). Em uma eventual manobra de transferência de cargas, o seccionador S2-NF é aberto e o seccionador S5-NA é fechado, transferindo-se as cargas a jusante de S2-NF pertencentes ao AL-1 para o AL-2 via S5 como ilustrado na Figura 1(b). É importante destacar que os seccionadores normalmente são de operação manual, portanto, a sua manobra precisa da intervenção das equipes de manutenção/operação *in loco*.

As concessionárias, objetivando aumentar a continuidade do sistema de distribuição, estão cada vez mais utilizando o conceito de autorrecuperação (termo que vem do inglês *self-healing*), baseado na aplicação de seccionadores automatizados cujo

acionamento pode ser controlado remotamente (FANNING, 2004). Assim, na ocorrência de uma falta elétrica que leve a uma interrupção de longa duração – ILD, o intervalo entre o isolamento da seção com defeito e o restabelecimento do suprimento de energia nas seções sadias é reduzido pela atuação dos seccionadores automáticos telecomandados, com isso, o número de consumidores que enfrentam a ILD é minimizado. Essa funcionalidade traz um aumento no desempenho durante a operação e manutenção da RED indo na direção de melhorar os indicadores de continuidade coletivos e individuais, além de reduzir os prejuízos diretos e indiretos nos consumidores conectados nas redes elétricas durante interrupções inesperadas de energia.

Figura 1 - Rede elétrica com seccionadores de manobras



Fonte: Elaborada pelo autor

Nesse contexto, a substituição de seccionadores com acionamento manual (ou simplesmente SM - seccionadores manuais) por outros com acionamento automatizado (ou simplesmente SA - seccionadores automatizados) têm ganhado destaque, pois, possibilitam a automação da RED, entretanto, a falta de critérios claros e objetivos que permitam a tomada de decisão de qual seccionador manual pode ser substituído por um

seccionador automatizado ou quais poderiam ser as posições ideais para se instalar novos seccionadores automatizados têm sido obstáculos para a implementação deste tipo de automação nas REDs, principalmente pelo alto custo associado a esses equipamentos e aos sistemas de informação necessários, o que restringe a quantidade de dispositivos a serem instalados. Normalmente as concessionárias de energia elétrica utilizam critérios baseados no índices de continuidade como a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC ou Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC; ou ainda, a Energia não Distribuída – END (BERNARDON et al., 2011); ou outros critérios como custos de instalação e manutenção de dispositivos, tempo médio de reparo e comutação, taxa de falhas e tipos de cargas (MORADI; FOTUHI-FIRUZABAD; RASHIDI-NEJAD, 2005).

Este trabalho apresenta uma proposta para alocação de seccionadores automatizados em redes de distribuição de energia elétrica radiais, que permitam a transferência de blocos de carga entre alimentadores após a confirmação de uma interrupção permanente de energia. O processo de alocação de seccionadores automatizados leva em consideração os indicadores de continuidade coletivos definidos pelo módulo 8 dos Procedimento de Distribuição – PRODIST, além de aspectos econômicos associados com os custos de aquisição, instalação e manutenção dos equipamentos. Além disso, também é considerado o valor das perdas financeiras em consumidores sensíveis causadas pelas interrupções de energia. Sendo assim, neste trabalho são abordados aspectos multiobjetivos de forma a definir a quantidade e a posição adequada de instalação de novos seccionadores automatizados ou a substituição de seccionadores manuais existentes na rede por seccionadores automatizados que visam atender às limitações orçamentárias e as condições técnicas operacionais.

1.1 Justificativa

Falhas na rede elétrica de distribuição causam frequentemente interrupções do suprimento de energia e, conseqüentemente, a redução dos índices de continuidade como o DEC e o FEC. Nesse sentido, as concessionárias estão sujeitas a penalizações quando estes indicadores ultrapassam os limites definidos pelos órgãos reguladores,

além disso, outros aspectos também enfrentados pelas concessionárias como consequência das interrupções de energia são, o custo de reparos da rede, o custo com energia não suprida, além de valores intangíveis como a insatisfação dos consumidores (GHASEMABADI, PEIRAVI, 2016).

Um aspecto que deve ser destacado é que o Decreto Federal Nº 8.461, em seu Artigo 1º, § 2º vincula a prorrogação do contrato de concessão das empresas concessionárias à eficiência com relação à qualidade do serviço prestado, mensurado por indicadores que consideram a frequência e a duração média das interrupções do serviço público de distribuição de energia elétrica (BRASIL, 2015). Sendo assim, visando restabelecer o suprimento da energia elétrica no menor tempo possível, as empresas concessionárias estão cada vez mais utilizando chaves automatizadas instaladas em locais estratégicos como ferramentas para a transferência de blocos de carga entre alimentadores durante o processo de manutenção corretiva após uma interrupção permanente. Contudo, ainda existe um desconhecimento por parte das concessionárias de energia elétrica em relação ao número de chaves automatizadas necessárias e a suas respectivas localizações de instalação que permitam atingir os objetivos de continuidade e de qualidade do serviço prestado. Além disso, a instalação estratégica das chaves automatizadas precisa também contemplar a sensibilidade de cada consumidor frente aos distúrbios elétricos de forma a beneficiar aqueles consumidores mais prejudicados pelas interrupções de energia.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

Desenvolver uma metodologia que permita o planejamento estratégico para a instalação de SAs na rede de distribuição. A metodologia proposta visa definir o número necessário de SAs e seus respectivos locais de instalação de forma a melhorar a relação custo-benefício.

1.2.2 Objetivos específicos

Propor uma função multiobjetivo que permita incluir os indicadores de continuidade coletivos e a percepção dos consumidores afetados pelas interrupções de energia. Os indicadores de continuidade são definidos pelo módulo 8 do PRODIST. No caso da percepção dos consumidores, um modelo probabilístico é utilizado para estimar as perdas financeiras devido à parada de processos produtivos em consumidores sensíveis causadas por interrupções de energia.

Aplicar uma técnica de otimização que permita resolver o problema de alocação de SAs na rede de distribuição. Nesse sentido, a otimização por enxame de partículas (em inglês, *Particle swarm optimization* - PSO) é utilizada como alternativa para a minimização da função objetivo proposta. Este método de otimização é adaptado de forma a contemplar todas as variáveis que participam no problema de alocação de SAs, além de incluir as respectivas restrições técnicas-operacionais e econômicas.

1.3 Organização do trabalho

Este trabalho apresenta uma metodologia de alocação de seccionadores automatizados em redes de distribuição de energia elétrica a partir de um método probabilístico utilizando a simulação Monte Carlo para análise dos indicadores de continuidade FEC e DEC, bem como a energia não distribuída – END e as perdas financeiras por paradas de processos - PFPP em consumidores sensíveis devido às interrupções de longa duração – ILD, causadas por curtos-circuitos.

Com a aplicação da técnica de otimização por enxame de partículas, a metodologia permite alocar os seccionadores automatizados nas redes de distribuição de energia elétrica levando-se em conta os custos de implantação e os benefícios alcançados com as reduções dos indicadores FEC, DEC, END e PFPP.

O capítulo 1 apresenta as razões pelas quais o problema de alocação de seccionadores automatizados em redes de distribuição de energia elétrica foi estudado, bem como os objetivos esperados.

O capítulo 2 apresenta algumas das bibliografias consultadas, onde foi realizada uma revisão dos trabalhos relevantes ao tema e que muito contribuíram par o desenvolvimento deste trabalho.

O capítulo 3 aborda a restauração em redes de distribuição de energia elétrica, onde destaca-se a segregação da rede em blocos de carga e a influência dos dispositivos de proteção e de seccionamento sobre os tempos de restabelecimento do suprimento de energia aos consumidores afetados por interrupções causadas por curtos-circuitos.

O capítulo 4 descreve a metodologia probabilística utilizada para a determinação dos indicadores de continuidade FEC e DEC, da END e das PFPP através do método Monte Carlo.

O capítulo 5 apresenta a metodologia para a alocação de seccionadores automatizados, onde são descritos o módulo restaurador, o modelo matemático utilizado e o módulo otimizador baseado no BPSO (*Binary Particle Swarm Optimization*).

O capítulo 6 traz os testes e resultados obtidos com a metodologia aplicada uma rede testes de 135 barras encontrada na literatura.

Finalmente, o capítulo 7 apresenta algumas conclusões obtidas com a aplicação da metodologia proposta, além da sugestão de trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Os atuais sistemas de distribuição são, na sua maioria, formados por um tronco principal de onde derivam ramais laterais, em um esquema radial. Esta radialidade garante a simplicidade do esquema de proteção quanto a coordenação e seletividade. Porém, quando ocorre um defeito em uma seção da rede – com a atuação de uma proteção a montante da falta – esta seção junto, com as demais seções a jusante serão desligadas. A existência de seccionadores normalmente fechados (NF) nos alimentadores e normalmente abertos (NA) nos ramais de interligação permitem a realização de manobras de transferência de cargas entre os alimentadores (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

Diversos trabalhos direcionam seus esforços para resolver o problema de alocação de seccionadores de manobra com a intenção de possibilitar o processo de reconfiguração e restauração de redes elétricas. Sendo assim, quando as manobras de chaveamento são executadas de modo emergencial – após o sistema ter sido afetado por uma falta que leva ao desligamento total ou parcial das cargas – existem mudanças topológicas que permitem reduzir os impactos negativos associados às interrupções de energia. De forma geral, esse processo de acionamento de seccionadores de manobra é conhecido na literatura como restauração. Segundo SUDHAKAR (2012), o processo de restauração deve atender aos seguintes requisitos:

- Restaurar a maior quantidade de cargas possível, considerando simultaneamente clientes prioritários. Um dos objetivos da restauração é restabelecer o fornecimento de energia para o maior número de consumidores possível, porém, levando-se em conta cargas especiais como hospitais e indústrias;
- Não violar restrições técnicas-operacionais. Durante a restauração as transferências de carga entre os circuitos não devem exceder os limites térmicos dos condutores, seccionadores, transformadores, limites mínimos e máximos de tensão, entre outros;
- Delinear uma sequência possível de operações para alcançar a configuração final. As manobras de restauração do sistema devem ser realizadas de forma que se consiga o maior número de clientes restaurados com o menor número de manobras possível. As manobras consistem em abrir seccionadores NF e fechar

seccionadores NA de maneira a isolar seções com defeito e reenergizar seções sadias da rede;

- Garantir o balanceamento de cargas. As manobras de transferência de circuito devem ser feitas de maneira que se distribua igualmente as cargas entre os circuitos alimentadores e entre as fases;
- Ser executada em um curto espaço de tempo. Executar as manobras necessárias para atingir o objetivo da restauração no menor tempo possível, evitando danos nos equipamentos ou processos produtivos de clientes sensíveis e para evitar transgressões nos indicadores de continuidade como o DEC ou o FEC. Segundo a legislação brasileira, os DEC e FEC são contabilizados para eventos com duração maior ou igual a 3 minutos;
- Manter a estrutura de rede radial. A topologia das redes de distribuição, por questões como a proteção de sobrecargas, são radiais e essa estrutura precisa ser mantida mesmo após uma restauração;

A alocação dos seccionadores de acionamento manual ou automatizado na rede elétrica apresenta uma natureza combinatória, ou seja, um determinado trecho da rede poderá receber ou não um seccionador, caracterizando dois estados lógicos, trecho com seccionador e trecho sem seccionador. Portanto, ao se tratar de um problema de natureza combinatória, sua complexidade aumenta conforme aumentam as dimensões da rede estudada (número de alimentadores e ramais), isto leva a uma carga computacional elevada para atingir um ponto ótimo, ou seja, uma alternativa de instalação que apresente a melhor relação custo/benefício (SPERANDIO, 2008; GALIAS, 2019).

Na literatura, a maioria dos métodos de resolução recorrem à redução do espaço de busca aplicando heurísticas e meta-heurísticas como por exemplo os Algoritmos Genéticos, *Branch and Bound* ou Busca Tabu (SPERANDIO; COELHO, 2010). As heurísticas são técnicas que melhoram a eficiência do processo de busca de soluções de um problema. A estrutura de uma heurística inclui um conjunto de princípios de resolução de problemas muitas vezes baseados em fenômenos naturais ou físicos e um conjunto de parâmetros de controle (EISELT; SANDBLOM, 2000). Elas não garantem a solução do problema, porém elas são capazes de retornar uma solução de qualidade em um tempo adequado para atender as necessidades do problema a ser resolvido. Essa

característica torna a aplicação de heurísticas interessante na solução do problema de alocação de seccionadores automatizados.

2.1 Alocação de seccionadores em redes de distribuição de energia elétrica

Um dos primeiros estudos nessa área utilizando métodos heurísticos remonta à década de 1990, quando Levitin, Mazal-Tov & Elmakis (1995) propuseram o uso de algoritmo genético (AG) para alocação de seccionadores em redes de distribuição radial levando-se em consideração o custo total da energia não distribuída (END) devido às falhas na rede elétrica e ao investimento para instalação dos seccionadores. Os autores exploraram duas situações; na primeira, o universo de possibilidades de instalação e a quantidade de seccionadores são definidos previamente e; na segunda situação, tanto o local de instalação quanto a quantidade de seccionadores são definidos como resultado do algoritmo de otimização. Os autores propõem dois algoritmos genéticos, um AG padrão que não garante soluções factíveis (soluções implementáveis na rede) mesmo quando a população inicial contenha apenas alternativas viáveis, a causa disso cai nas operações de cruzamento e mutação, já que elas podem produzir novas alternativas de alocação infactíveis, ou seja, que não atendam às restrições do problema. O outro, chamado de algoritmo genético modificado (AGM) foi elaborado de forma a garantir que todas as soluções sejam factíveis. Os autores compararam os resultados dos dois algoritmos em uma rede de distribuição com 96 linhas, 52 cargas e extensão de 40 km. O procedimento foi sugerido para dois tipos de problemas de otimização: (i) alocação dos seccionadores nos alimentadores quando as linhas de interligação já existem e (ii) alocação dos seccionadores tanto nos alimentadores quanto nas linhas de interligação. O exemplo computacional mostrou a eficácia do método proposto.

Em Billinton e Jonnavithula (1996), os autores apresentaram uma formulação para a alocação de seccionadores em sistemas de energia levando em consideração os custos de interrupção, custos de investimentos para aquisição e instalação dos seccionadores e o custo anual de manutenção por um período de vida útil de 20 anos. A metodologia de solução foi baseada na técnica de otimização *Simulated Annealing* para determinar o número de seccionadores e suas respectivas localizações. A metodologia proposta oferece uma solução para o problema de posicionamento dos dispositivos

seccionadores manuais e automáticos, selecionando a melhor combinação entre as duas opções de seccionadores. A solução leva em consideração os custos de confiabilidade, investimento e manutenção. Os testes foram realizados sobre duas redes, uma com características urbanas com consumidores residenciais, comerciais e industriais e outra com características rural/urbana. Os resultados mostram que a metodologia empregada foi capaz de reduzir 20% os custos totais dos seccionadores em comparação às configurações originais de US \$ 238.452,00 para US\$ 189.033,00 por ano.

Em Celli e Pilo (1999), os autores preocupam-se com a confiabilidade do serviço para interrupções com durações superiores a um minuto que envolvem a perda de receita decorrente da energia não fornecida ao cliente e o custo resultante para a concessionária. Eles apresentam um algoritmo baseado no princípio de otimalidade de *Bellman*, juntamente com a técnica de *Thinning* para encontrar soluções ótimas para sistemas de distribuição reais. Na metodologia proposta os autores levam em consideração apenas a instalação de seccionadores em alimentadores principais, garantindo assim, que cada “sub-árvore” (mas, que se conectam com o alimentador principal) possa ser tratada de forma independente. O modelo matemático apresentado permite determinar o número e a localização dos dispositivos de seccionamento automático de forma otimizada, os quais são necessários para operar tanto em redes radiais como redes em malha. Para alcançarem a função de custo de interrupção no fornecimento de energia, eles levam em consideração o custo de instalação dos dispositivos, os ganhos com a existência ou não de dispositivos automáticos na rede, os tempos de localização das faltas, o tempo para atendimento e reparo, bem como as taxas de falha dos alimentadores. Os autores concluem que a aplicação do princípio de otimalidade de Bellmann para problemas dessa natureza é seriamente prejudicada, uma vez que as possibilidades de solução aumentam progressivamente com o aumento das dimensões da rede em estudo, devido à natureza combinatória intrínseca de tais problemas. Eles definem, então, critérios e regras que permitem reduzir a carga computacional possibilitando encontrar uma solução ótima em redes de grande porte sem a necessidade de utilizarem técnicas heurísticas.

A utilização de uma meta-heurística baseada no sistema de colônia de formigas (em inglês, *ant colony system* - ACS) para a realocação de seccionadores (manual ou automáticos) é proposta por Teng e Liu (2003). O ACS possui as características de

feedback positivo responsável pela descoberta rápida de soluções satisfatórias, além de computação distribuída que evita a convergência prematura. O ACS é uma heurística gananciosa, ou seja, ajuda ao procedimento a encontrar soluções aceitáveis nos estágios iniciais do processo de busca. Os resultados dos testes mostraram que o ACS pode ser usado para encontrar uma solução de boa qualidade dentro de um tempo de computação razoável.

Um algoritmo genético para a alocação ótima de seccionadores é proposto em Haghifam (2004). O autor considerou o custo das instalações dos seccionadores além da importância das cargas em relação os custos associados com as interrupções de energia. O estudo foi aplicado sobre uma rede de distribuição com três alimentadores radiais em quatro casos distintos. Nos testes foram variados parâmetros como: custo de interrupção para todos os pontos de carga; custo de instalação dos pontos de ligação; tempo de reparo; tempo de detecção e isolamento de falhas; tempo de comutação para restauração da carga; probabilidade de disponibilidade de alimentadores de socorro e; alguns fatores de importância para todas as cargas. Dentre os resultados apresentados, destacam-se que os índices de continuidade têm uma forte influência durante a definição dos locais para a instalação dos seccionadores, pois, influenciarão diretamente no número de consumidores que terão o suprimento de energia interrompido durante uma falta.

Em Moradi e Fotuhi-Firuzabad (2008), os autores desenvolveram uma versão discreta trínaria do PSO (*TPSO – Trinary Particle Swarm Optimization*) com o propósito de alocar dois tipos de dispositivos, disjuntores e seccionadores. Na versão proposta pelos autores existem dois dispositivos a serem alocados, disjuntores e seccionadores. Sendo assim, o termo trínario refere-se aos estados possíveis de alocação(i) instalar um disjuntor, (ii) instalar um seccionador e (iii) não instalar nenhum dispositivo. Nesse artigo, os autores consideram que a versão binária do PSO só admite dois estados (0, 1) para posições candidatas à instalação, ou seja, a posição candidata recebe ou não recebe um dispositivo a alocar. A função objetivo visa minimizar a soma dos custos de interrupção e o investimento nos dispositivos, com isso o TPSO procura determinar o número ideal de dispositivos e suas respectivas localizações de instalação na rede elétrica. A metodologia foi aplicada a dois sistemas de teste e os resultados indicam que a confiabilidade e o custo do sistema são diretamente afetados

pelo número e o custo dos disjuntores e seccionalizadores, bem como, sua localização na rede e a disponibilidade de suprimentos alternativos. Com a instalação em locais ideais de um número ótimo de disjuntores e seccionalizadores gerados pelo TPSO, resulta em uma redução do custo de interrupção esperado dos clientes de US \$ 430 890 para US \$ 299 300 / ano e o custo total do sistema de US \$ 430 890 / ano a US \$ 342 460 / ano.

Ziari *et al.* (2009) estudaram a alocação ideal de dispositivos de manobras em redes de distribuição utilizando o algoritmo de otimização DPSO – *Discrete Particle Swarm Optimization*, onde cada partícula corresponde a uma posição da rede que pode ser instalada um seccionador. Utilizaram como critérios de otimização o custo de capital (custo de aquisição dos seccionadores e dos ramais de interligação) e o custo de confiabilidade proporcional ao indicador SAIDI - *System Average Interruption Duration Index*, correspondente ao DEC no Brasil. A função objetivo avalia a cada iteração, cada uma das partículas e a partícula com o melhor valor é considerada a melhor solução, onde, uma partícula é formada pelas posições candidatas à alocação de seccionadores e ramais de interligação. Primeiramente com base na disponibilidade de seccionadores e na localização dos ramais de interligação, é obtido o custo de capital. Em seguida de acordo com a localização dos novos seccionadores e dos ramais de interligação é calculado o índice de confiabilidade. A metodologia foi testada em uma pequena rede com dois alimentadores e 50 pontos de carga em cada alimentador. Os resultados apresentados apontam para a necessidade e importância de redes de distribuição com conexões cruzadas para a melhoria dos indicadores de continuidade.

Comparando-se os trabalhos de Moradi e Fotuhi-Firuzabad (2008) e Ziari *et al.* (2009), ambos buscaram encontrar a melhor solução de alocação de dispositivos na rede elétrica utilizando versões do PSO. Nos dois casos o número de dispositivos a serem alocados são dois, em Moradi e Fotuhi-Firuzabad (2008) são os seccionalizadores e disjuntores e em Ziari *et al.* (2009) são seccionadores e ramais de interligação. O primeiro abordou o conceito de estado trinário, onde consideram 3 possíveis estados, alocar seccionador, alocar disjuntor ou não alocar nenhum dispositivo dentro do espaço de busca e para isso utilizaram uma adaptação do DPSO que chamaram de TPSO. Já o segundo considerou um espaço de busca binário e optaram em utilizar a

versão discreta do PSO, o DPSO. Em ambos os casos os resultados foram considerados bons, mostrando a versatilidade do PSO em resolver problemas de otimização.

No trabalho de Falaghi, Haghifam e Singh (2009), os autores aplicaram a meta-heurística ACO - *Ant Colony Optimization* para resolver o problema de realocação de seccionadores existentes e alocação de novos seccionadores nos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica - SDEE que possuem geração distribuída instalada na rede. Os autores utilizaram uma abordagem multiobjetivo baseada em lógica fuzzy onde avaliaram a relação custo-benefício, entre o custo de investimento, instalação e manutenção dos seccionadores *versus* o custo da energia não distribuída ao longo do ano. O algoritmo proposto também considera as restrições operacionais da rede durante a restauração em presença de Geração Distribuída - GD, como a capacidade máxima de geração de potência ativa e reativa, a queda de tensão nos alimentadores e os limites térmicos de corrente dos cabos. A abordagem proposta foi aplicada a um sistema de teste e a uma rede de distribuição real. Os resultados da simulação em estudos numéricos destacaram a eficiência computacional, além de demonstrarem a capacidade de aplicar o algoritmo ACO ao problema de posicionamento de seccionadores em redes de distribuição reais com fontes de GD.

Em Alves (2012), o autor propõe o uso de um algoritmo híbrido, ou seja, um GA em conjunto com a lógica *Fuzzy*. Este algoritmo é utilizado para encontrar as melhores seções para a instalação de dispositivos seccionadores nos SDEE. Em uma primeira etapa o algoritmo utiliza a lógica *Fuzzy* para efetuar o cálculo de um índice de alocação de seccionadores NF por seção. Em seguida, com base nos melhores resultados da primeira etapa, um GA é utilizado para a busca do melhor arranjo S ($S \in GS$) das seções para a alocação dos seccionadores NF. Na terceira etapa, considerando-se os seccionadores instalados nas seções definidas por S , calcula-se o índice de alocação de seccionadores NA para cada seção apta. Finalmente, com os seccionadores alocados calcula-se o retorno financeiro. Como resultado, o algoritmo proposto apresentou resultados expressivos para o alimentador em estudo demonstrando que a metodologia apresenta grande potencial para auxiliar o planejamento de novas redes dos SDEE bem como trazer melhorias para as redes convencionais já instaladas.

Em Abiri-Jahromi *et al.* (2012), os autores modelam o problema de posicionamento de seccionadores automatizados controlados remotamente para a automação da distribuição como uma formulação de Programação Linear Inteira Mista – PLIM, que pode ser resolvida por algoritmos exatos disponíveis em solvers comerciais como o Branch e Bound, que garantem a convergência para a solução ótima global em contraste com as técnicas heurísticas. O objetivo é encontrar o número e as localizações ideais para a instalação dos seccionadores, e para isso função objetivo minimiza os custos de interrupção do cliente, o investimento de capital nos seccionadores, além dos custos de instalação e custos anuais de operação e manutenção. Os resultados obtidos são comparados à duas abordagens heurísticas, dadas em Billinton e Jonnavithula (1996) e Moradi e Fotuhi-Firuzabad (2008). Os autores limitaram o número de seccionadores da solução ao número de seccionadores ótimos encontrados pelas técnicas utilizadas pelos autores em 14 e 12 respectivamente. Em comparação ao ACS a redução do custo de interrupção esperada do sistema para os clientes - ECOST foi de 7,7%, enquanto, que em comparação ao TPSO a redução foi de 24,39%.

Em Niknam, Azadfarsani e Jabbari (2012) os autores propõem uma metodologia baseada na análise de valor de custo para o posicionamento ideal de seccionadores em redes de distribuição de energia. Eles avaliaram o custo da confiabilidade *versus* o custo de investimentos para encontrar o número ótimo de seccionadores instalados na rede. Assim, os índices de confiabilidade são comparáveis ao custo de investimento e podem nortear as concessionárias para equilibrarem o número de seccionadores instalados em detrimento do custo de instalação. Eles utilizam um algoritmo híbrido NFAPSO-NM, que combina *New Fuzzy Adaptive Particle Swarm Optimization (NFAPSO)* ao método de pesquisa *simplex Nelder–Mead – NM*, onde a primeira parte do algoritmo, o *Fuzzi Adaptive Binary Particle Swarm Optimization – FABPSO* é responsável por determinar o estado dos seccionadores entre aberto ou fechado e a segunda parte, o *Fuzzy Adaptive Discrete Particle Swarm Optimization – FADPSO* é utilizado para determinar o número de seccionadores. Como os resultados tanto o DPSO, quanto do BPSO são altamente dependentes de seus parâmetros c_1 , c_2 e w , eles utilizam também um sistema *fuzzi* para ajustar de forma adaptativa esses parâmetros ao longo das iterações. A combinação do método de pesquisa *simplex NM* com o NFAPSO melhora o desempenho do algoritmo, que é testado em dois sistemas de distribuição. A função objetivo minimiza as perdas de potência e as restrições são o balanceamento de carga

nos transformadores, balanceamento de carga nos alimentadores, carga máxima nos alimentadores e o desvio de tensões nominais. O algoritmo proposto tem com desvantagem o tempo de processamento que aumenta conforme aumentam o número de variáveis de controle.

Cebrian, Rahman e Kagan (2017), trazem uma proposta de alocação de seccionadores automatizados nas redes de distribuição com o objetivo de melhorar os índices de confiabilidade. Sua função objetivo contempla além dos índices de confiabilidade coletivos também as perdas financeiras por parada de processos produtivos devido às interrupções de longa duração – $PFPP_{ILD}$ em consumidores sensíveis localizados a montante e a jusante da seção com falha. Os autores levam em consideração o tempo de imunidade de processo produtivo – TIP de cada consumidor (principalmente industrial). Um procedimento de otimização baseado em algoritmos genéticos é utilizado para tratar do alto número de possibilidades e obter uma solução quase ótima que reduza os índices de confiabilidade e a $PFPP_{ILD}$ dentro de um tempo de processamento aceitável. Como resultado, os autores propõem que a $PPFP_{ILD}$ anual pode ser utilizada como indicador econômico junto com os índices de confiabilidade para auxiliar as concessionárias a selecionarem as melhores ações de investimento no SDEE.

Em Almeida et al. (2017), os autores apresentam uma metodologia de alocação ótima de religadores para melhorar os índices de qualidade de serviço das redes de distribuição de energia. A metodologia desenvolvida permite avaliar os indicadores de confiabilidade FEC e DEC e energia não distribuída para vários alimentadores simultaneamente de forma a avaliar os ganhos de transferências de carga. A metodologia proposta foi dividida em três etapas. A primeira, baseada na distribuição de cargas ou na experiência do usuário, consiste em enumerar possíveis posições para a instalação de religadores automáticos normalmente abertos (RA-NA) entre os alimentadores da rede de distribuição em avaliação. A segunda etapa consiste em enumerar configurações determinadas pelo número máximo de religadores remotos definidos por simulação, esta etapa compara o benefício da energia não distribuída versus o custo da instalação de um religador adicional, para definir a instalação de religadores automáticos normalmente fechados (RA-NF) em cada alimentador da rede de distribuição em estudo, com vistas a promover a melhoria nos índices FEC e DEC. Na terceira etapa seleciona-se a melhor configuração para a alocação de RA-NF em

cada alimentador considerando uma combinação fixa de alocação de RA-NA a ser aplicada a toda a rede de distribuição em avaliação. Para a realização da segunda e terceira etapas foi utilizado um algoritmo genético. Os resultados obtidos mostraram que a metodologia pode ser utilizada em redes de distribuição com alto número de barramentos. O aplicativo reduz significativamente o tempo necessário para alocação de muitos religadores, comparado ao tempo gasto pelos planejadores, além de fornecer ao operador um ganho considerável em seus indicadores de continuidade, tornando-o bastante prático e atraente.

Galias (2019) apresenta um algoritmo de otimização para resolver o problema da alocação de seccionadores de forma a minimizar indicadores de confiabilidade como AENS (*Average Energy Not Supplied*), SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) e SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*). Os resultados mostram que as soluções obtidas, no processo de otimização escolhendo a minimização de um único objetivo (AENS, SAIDI ou SAIFI), não são necessariamente as mesmas, ou seja, uma solução que otimiza uma função objetivo, não necessariamente leva para a otimização dos outros objetivos. O algoritmo proposto permite encontrar um conjunto completo de soluções não dominadas (soluções que apresentam os melhores resultados e que superam outras soluções de resultados inferiores, chamadas de soluções dominadas). Sendo assim, os resultados da otimização multiobjetivo, podem ser úteis para o planejamento de redes de distribuição de energia.

Uma proposta de algoritmo de otimização para definir a localização ideal de seccionadores na rede de distribuição radial para melhorar índices de confiabilidade, como SAIDI, SAIFI e EENS (*Expected Energy Not Supplied*) é apresentada por Pau, Ponci e Monti (2019). O método proposto é baseado em uma abordagem de Programação Linear Inteira e permite determinar o posicionamento ideal de um determinado número de seccionadores de forma global evitando o problema de ficar confinado em mínimos locais (normalmente presentes em métodos baseados em heurísticas). A proposta mostrou-se ser de fácil implementação e com uma convergência muito rápida, sendo possível de se aplicar em redes elétricas de grande porte. O ponto negativo da proposta é que foi desenvolvida para redes de topologia fixa, ou seja, sem alterações de topologia por meio de linhas de interligação entre alimentadores ou conexões de emergência, não atendendo, por tanto, às redes reconfiguráveis.

2.2 Conclusão do capítulo

A determinação do número e da localização ideal de seccionadores de manobra manual ou automatizada – visando principalmente a reconfiguração da rede em situações de contingência ou de sobrecargas – é considerada um problema clássico de otimização, sendo assim ela admite o uso de diversas técnicas na procura de soluções ótimas ou sub-ótimas com tempos de processamento aceitáveis. Nesse capítulo apresentou-se uma revisão da literatura destacando-se algumas técnicas meta-heurísticas, as quais estão baseadas em modelos físicos ou biológicos como o GA, ACO e PSO. Foram detalhados os processos de reconfiguração e a natureza combinatória da alocação de seccionadores no SDEE. Muitas das metodologias difundidas na literatura foram propostas para minimizar os custos com a Energia não Distribuída e para a melhoria dos indicadores de continuidade FEC e DEC. Esses indicadores possuem uma relação mútua entre si, ou seja, a melhoria de um indicador, acarreta a melhoria do outro, porém não necessariamente na mesma proporção. Além disso, é importante destacar que, a melhor solução para um objetivo não garante que seja a melhor para outro.

Nesta dissertação, além dos indicadores FEC, DEC e END, as perdas financeiras decorrentes de paradas de processos em consumidores industriais sensíveis devido às interrupções de longa duração – PFPP_{ILD} são também abordados e considerados na função objetivo, caracterizando-se como a principal contribuição deste trabalho. A inserção de PFPP_{ILD} é justificada dado que elas representam valores elevados que, em alguns casos, são maiores que o custo da END. Além disso, as PFPP_{ILD} podem variar diferentemente de um consumidor para outro em função da sua localização na rede, do tipo de consumidor e da duração da interrupção.

3 RESTAURAÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Um dos principais objetivos dos agentes do sistema elétrico de potência é atingir um grau elevado de continuidade no suprimento de energia elétrica aos consumidores. Para que isso seja possível, planos de investimento e estratégias de operação devem ser elaborados de forma a considerar a possibilidade de falhas dos componentes do sistema (transformadores, equipamentos de proteção, sistemas de medição, entre outros) e outros distúrbios (por exemplo, curtos-circuitos), isso deve ser feito com o intuito de avaliar se, nessas situações, a qualidade e continuidade do suprimento de energia atingem os padrões estipulados pelos órgãos reguladores.

Segundo WARREN (1996), a continuidade na distribuição consiste na habilidade do sistema desempenhar sua função dentro de condições definidas, por um período e sem falhas em seus componentes. Sendo assim, a avaliação da continuidade em um SDEE normalmente é realizada pela análise de dados históricos de eventos que causam interrupções no suprimento de energia em um período determinado. O autor destaca que, a vulnerabilidade das redes elétricas aumenta na medida que redes áreas com topologias radiais ramificadas são utilizadas pelas empresas concessionárias, isto pode ser explicado pela constante exposição aos fatores climáticos (chuva, vento etc.).

Segundo Teng (2003), as informações sobre a incidência de faltas e a duração das interrupções permitem avaliar o comportamento dos SDEE e destacar informações relevantes que permitam melhorar o desempenho e a continuidade das suas redes.

Segundo CEBRIAN, RAHMAN e KAGAN et. al (2017), após uma perturbação na rede elétrica seguida de uma interrupção permanente, parte dos consumidores, aqueles que ficarem a jusante da proteção que atuou, sofrerão com uma interrupção de longa duração - ILD. Nesses casos, por um lado, os indicadores de continuidade coletivos FEC e DEC são contabilizados impactando negativamente no desempenho da empresa concessionária; por outro lado, os consumidores impactados pela interrupção sentem a falta do produto “energia elétrica”, o que influencia negativamente no desenvolvimento das suas atividades diárias. Por exemplo, os consumidores industriais poderão ter seus processos produtivos interrompidos o que traz como consequência grandes prejuízos financeiros.

Após a confirmação de uma interrupção permanente de suprimento de energia em alguns consumidores (por exemplo, como consequência de um curto-circuito), o processo de restabelecimento da energia dependerá de uma sequência de eventos e tomadas de decisão. Primeiramente, alarmes são gerados e reconhecidos por Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados (o software SCADA, do inglês - *Supervisory Control and Data Acquisition*) nos centros de operação da distribuição (COD). O SCADA concentra os dados vindos de equipamentos de supervisão e controle conectados às subestações por meio de unidades terminais remotas – UTR e os dados vindos das reclamações dos consumidores por meio de canais de serviço de atendimento ao cliente - SAC. Este é o primeiro passo para a restauração do sistema de distribuição de energia elétrica, ou seja, identificar a região afetada pela falta (MATHIAS NETO, 2011).

O segundo passo para o restabelecimento da energia é a localização do defeito, este processo poderá ser realizado pelas equipes de manutenção, as quais percorrerem a região afetada na busca pelo ponto de defeito ou, de forma automática, por meio de localizadores de defeito (MRŁÍc et al., 2019).

O terceiro passo da restauração da rede após uma interrupção permanente consiste em selecionar uma entre várias alternativas de restabelecimento. Para isso, o principal critério é reduzir o número de consumidores desenergizados e sempre no menor tempo possível. Sendo assim, uma das alternativas pode ser, por exemplo, realizar a manutenção corretiva somente no bloco de defeito, ou transferir o suprimento de energia de blocos de carga que não contemplam a origem do defeito para outros alimentadores. Para essa segunda alternativa, a seleção de quais seccionadores devem ser utilizados definirá o número de consumidores interrompidos e o tempo de interrupção, sendo assim, o planejamento das manobras necessárias para a restauração do sistema, normalmente é auxiliado por sistemas computacionais devido ao grande número de cálculos e/ou processos iterativos envolvidos (MATHIAS NETO, 2011).

3.1 Redes elétricas de distribuição

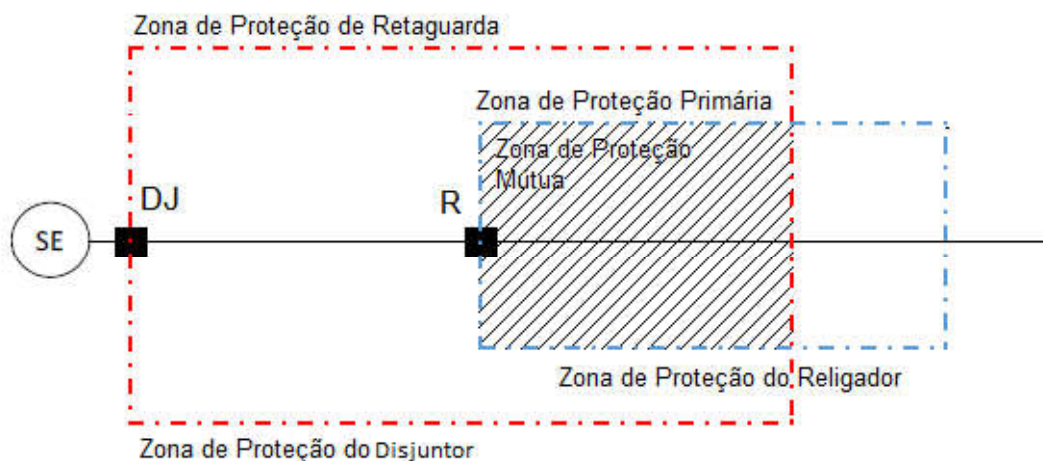
As redes elétricas devem ser dotadas de dispositivos de proteção que detectem condições anormais, indesejáveis e intoleráveis a fim de prover, simultânea ou

parcialmente o desligamento dos componentes sob falta, ou ainda, dos componentes que possam interferir na efetiva operação do restante do sistema. Estes dispositivos devem ainda possuir algum tipo de sinalização, alarme ou registro de atuação para orientação de ações de manutenção, além de garantirem a continuidade, velocidade e seletividade na sua função de proteção. Segundo Maezono (2015), o sistema de proteção apresenta as seguintes funcionalidades e requisitos:

- Seletividade - capacidade do sistema de proteção em prover a máxima continuidade de serviço do sistema protegido com um mínimo de desconexões para isolar uma falta;
- Continuidade - habilidade do sistema de proteção em atuar corretamente quando necessário e evitar operações desnecessárias (segurança);
- Velocidade - característica que garante o mínimo tempo de falha para um mínimo de danos ou instabilidade no componente ou sistema protegido;
- Economia - no sentido de se ter máxima proteção ao menor custo, considerando sempre o aspecto custo x benefício;
- Simplicidade - característica que considera a utilização mínima de equipamentos e circuitos na execução da proteção;
- Manutenção - capacidade da proteção permitir manutenção rápida e precisa, reduzindo-se ao mínimo o tempo fora de serviço e os custos de manutenção.

Segundo Maezono (2015), a filosofia geral de proteção de um sistema elétrico é a divisão em “zonas de proteção” de modo que, quando da ocorrência de uma anormalidade, haja o mínimo de desligamentos possível, preservando o máximo de continuidade dos serviços. Nas redes de distribuição, zona de proteção é o trecho da rede protegido por um dispositivo de proteção, sendo limitada pela mínima sobrecorrente a qual o dispositivo pode detectar, geralmente a corrente de curto-circuito fase-terra mínima (CPFL, 2016). A Figura 2 ilustra as zonas de proteção em um ramal de distribuição, sendo a zona de proteção primária (linha em azul), o trecho de rede situado a jusante do dispositivo de proteção a ser sensibilizado na ocorrência da falta permanente ou temporária (reliador R), e zona de proteção de retaguarda (linha em vermelho), provida pelo dispositivo de proteção a montante da proteção primária (disjuntor DJ).

Figura 2 - Zonas de proteção



Fonte: Adaptada de CPFL, 2016.

A seguir são apresentados alguns aspectos importantes durante a definição dos grupos de consumidores que são comprometidos (isolados ou restaurados) durante uma falta elétrica, seja esta, momentânea ou permanente.

3.1.1 Equipamentos usados no sistema de proteção

A proteção das redes elétricas contra sobrecorrentes é desempenhada principalmente pelos componentes descritos a seguir (CPFL, 2016 e CEMIG, 2017).

- Disjuntor – Instalado na saída do alimentador e comandado por relés de proteção de sobrecorrente de fase e de neutro, tem por função interromper a circulação de corrente no alimentador, seja em condições normais ou anormais de operação. Entre as condições normais estão as operações rotineiras de manobra para atender aos serviços de manutenção. Por outro lado, entre as condições anormais estão geralmente as ocorrências de curtos-circuitos. Quando um relé é sensibilizado por uma corrente de defeito, este acionará o disjuntor após o tempo especificado pela sua curva característica. Na sequência, o disjuntor abrirá o circuito, interrompendo a corrente de defeito. Após um período igual ao primeiro intervalo de religamento,

o relé de religamento, religará o disjuntor. Se a falta for temporária o disjuntor permanecerá ligado, caso contrário, para uma falta permanente o ciclo se repetirá por duas a três vezes (conforme a concessionária), e se a falta persistir o disjuntor será desligado.

- Religadores - São equipamentos capazes de realizar automaticamente operações de energização e interrupção de circuitos, podendo efetuá-las por um número predeterminado de vezes quando em condições de sobrecorrentes, são usados tanto para a proteção da saída de alimentadores, quanto para a proteção de linhas, ao longo do alimentador, na zona urbana ou na zona rural. Quando utilizados nas redes em zonas rurais, sua principal função é a de proteção, isolando a rede urbana dos defeitos que ocorrem na zona rural, e evitando a queima de elos fusíveis durante os defeitos temporários. Na zona urbana, pela sua capacidade de telecomando os religadores permitem que manobras para transferências de carga sejam feitas rapidamente. O religador pode ser programado para realizar de uma a quatro aberturas definindo o que se chama de ciclo de operação. Todas as aberturas, exceto a última são seguidas de religamento.
- Chave fusível – O conjunto chave e elo fusível formam um dispositivo de proteção instalado por fase em SDEE com a finalidade de interrupção do circuito em condições de sobrecorrente. Este dispositivo é o mais empregado em saídas de ramais, devido ao baixo custo. Devem ter capacidade de interrupção maior que a máxima corrente de curto-circuito do ponto de instalação. Para os SDEE que atuam na filosofia “Queima fusível”, deve-se evitar o uso de elos fusíveis na zona protegida pela unidade instantânea dos relés do alimentador, uma vez que, na ocorrência de faltas temporárias, além da operação automática do disjuntor ocorreria a queima do elo fusível. Se a filosofia adotada for a “Salva fusível”, essa regra não se aplica, pois, espera-se que a atuação do disjuntor evite a queima dos elos fusíveis nos defeitos transitórios.
- Seccionador – Estes equipamentos não possuem capacidade de interrupção de corrente de curto-circuito, contudo elas podem operar normalmente fechadas (NF) ou normalmente abertas (NA). Quanto ao acionamento, os seccionadores podem ser manuais (quando operadas por meio de bastões de manobra pelos

operadores), automatizadas (quando a sua operação se dá através de comando elétrico local ou remoto, essa operação pode ser feita pelo operador ou por um sistema inteligente) e automáticas (quando sua operação ocorre sem a intervenção humana, através do automatismo da rede ou da SE, geralmente a operação segue uma sequência predefinida). Sua principal função é promover a isolamento de blocos de carga com falha e restaurar o maior número de clientes possível, seja em condições de contingências ou em casos de manutenção preventiva ou corretiva na rede.

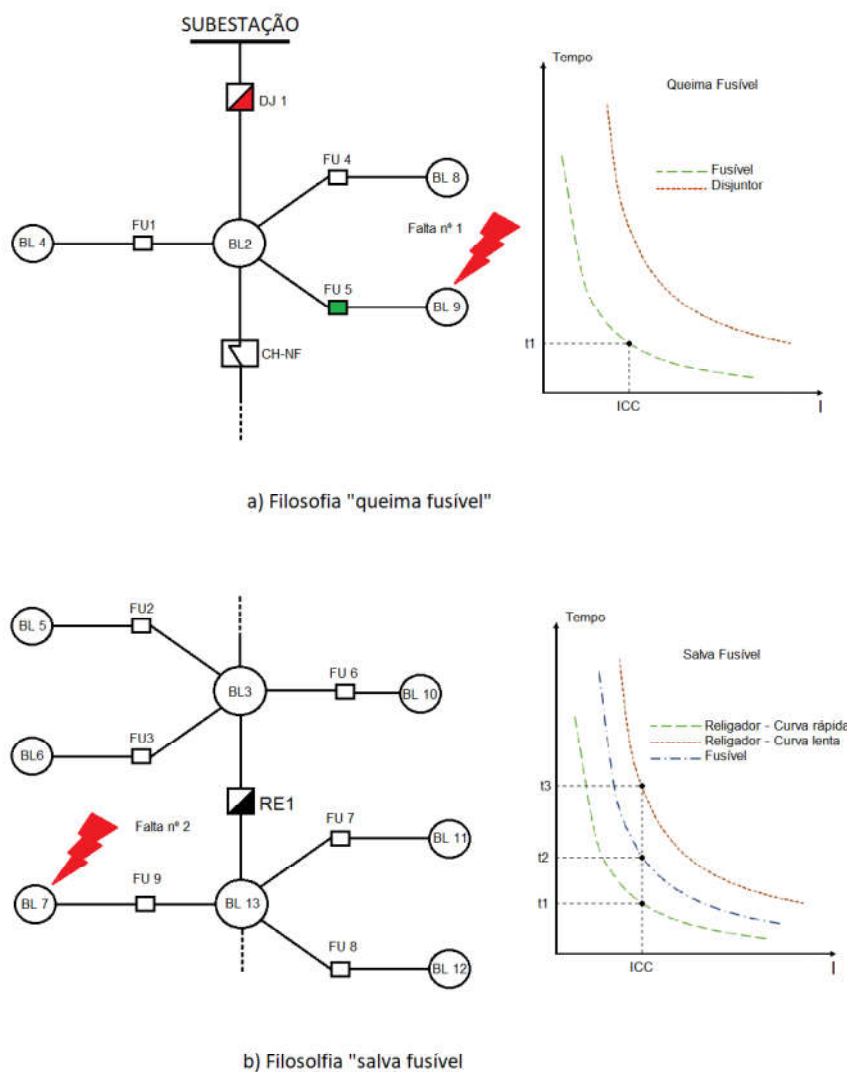
3.1.2 Filosofia de proteção “salva fusível” e “queima fusível”

Dependendo do objetivo a ser alcançado pelas concessionárias, duas filosofias para ajustes das proteções podem ser utilizadas, a filosofia “salva fusível” e a “queima fusível”. Na filosofia “Queima fusível” ocorre a fusão do elo fusível para qualquer tipo de falta, temporária ou permanente, pois, o tempo de atuação de cada equipamento de proteção é propositalmente inferior ao tempo das proteções a montante, mantendo a seletividade em função da coordenação das proteções. Já na filosofia “salva fusível”, durante a ocorrência de defeitos transitórios, um dispositivo de proteção com capacidade de religamento automático que esteja a montante da falta permite o desligamento do circuito em falha, independentemente da localização do defeito, isso é feito antes da fusão do elo fusível a montante da falta. Após um tempo, o dispositivo de proteção que atuou é religado, reenergizando o circuito a jusante. Caso o defeito seja transitório, o circuito permanecerá ligado “salvando” o elo fusível. Porém, se o defeito persistir, e esgotarem-se as tentativas de religamentos automáticos (previamente estabelecidos pela concessionária) ocorrerá a fusão do elo fusível isolando o circuito a jusante dele, levando os consumidores do bloco a uma interrupção permanente.

Na Figura 3 é possível verificar o princípio de funcionamento das duas filosofias salva e queima fusível. Na Figura 3 (a), para o bloco de carga BL9, os dispositivos de proteção a montante são o fusível FU5 e o disjuntor DJ1. Quando a coordenação entre o fusível FU5 e o disjuntor DJ1, o fusível FU5 é a proteção responsável pela extinção das faltas ocorridas no BL9, temos a filosofia “queima fusível”. Então, para a falta nº1

ocorre a fusão do elo fusível de FU5 em t_1 , antes do desligamento do disjuntor DJ1, como mostra a curva de coordenação.

Figura 3 - Filosofia “Queima fusível” e “Salva fusível”



Fonte: Elaborada pelo autor

Na Figura 3 (b) temos a filosofia “salva fusível”, onde a proteção dos blocos de carga BL7, BL11 e BL12 é feita pelos fusíveis FU9, FU7 e FU8 respectivamente e o religador RE. Nesse caso a coordenação entre os fusíveis e o religador é feita de maneira que faltas momentâneas não causem a fusão do elo fusível, apenas a abertura do religador. Na Figura 3 (b) no bloco de carga BL7 a falta nº 2 provoca a abertura do

religador RE1 em t_1 , preservando o fusível FU9. A fusão do elo fusível FU9 só ocorrerá em $t_2 + \Delta t$, onde t_2 é o tempo para queima do fusível FU9 e Δt relaciona o número de tentativas de religamento de RE.

A filosofia “salva fusível” tem como vantagens um número reduzido de intervenções das equipes de manutenção para troca de elos fusíveis queimados e a melhoria dos indicadores de continuidade. Porém, tem como desvantagens o aumento de interrupções temporárias e a possibilidade de atuação de relés pela corrente de “*inrush*” dos transformadores de distribuição. Por sua vez, a filosofia “queima fusível” tem como vantagem o fato de não causarem interrupções de curta duração nos consumidores a montante e somente os consumidores a jusante sofrerão com interrupções de longa duração. Como desvantagem apresenta o fato da queima de fusíveis com faltas temporárias.

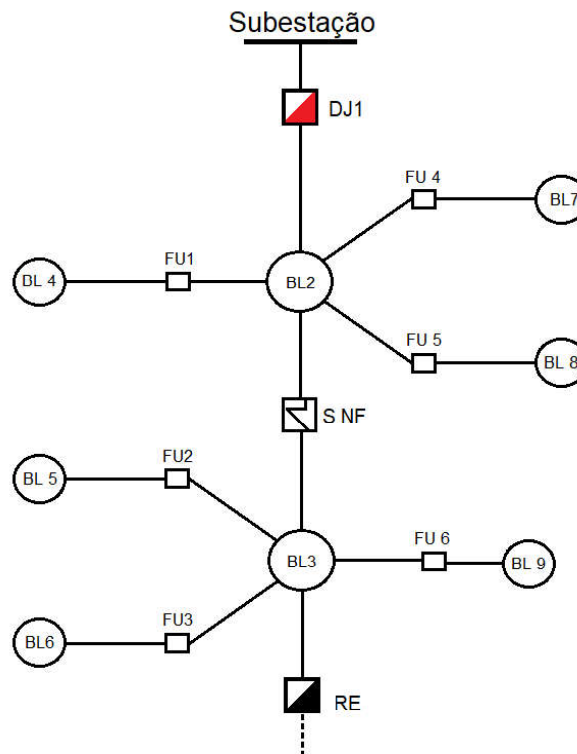
3.2 Blocos de carga após uma contingência

Segundo Kagan, Robba e Schimidt (2009) blocos de carga são conjuntos de trechos do alimentador interligados entre si, que se derivam de um seccionador fechado e que não contam, entre eles, com outros seccionadores fechados. Sendo assim, blocos de carga são seções da rede compostos por um ou mais trechos de circuito delimitados por seccionadores que constituem a menor unidade de manobra. Apresentam uma relação de anterioridade, o que os classifica como fonte de carga em relação à instalação seccionadora que delimita dois blocos (montante e jusante), conforme o fluxo de energia (CRISPINO, 2001). Na Figura 4 apresenta-se um conjunto de blocos de um alimentador, onde se destacam os blocos:

- BL2 - Composto pelo trecho do circuito compreendido a jusante do disjuntor DJ1 e a montante dos fusíveis FU1, FU4, FU5 e do seccionador normalmente fechado – S-NF;
- BL3 - Composto pelo trecho do circuito compreendido a jusante do seccionador normalmente fechado – S-NF e a montante dos fusíveis FU2, FU3, FU6 do religador R1;
- BL4 – Composto pelos circuitos a jusante do fusível FU1;

- BL5 – Composto pelos circuitos a jusante do fusível FU2;
- BL6 – Composto pelos circuitos a jusante do fusível FU3;
- BL7 – Composto pelos circuitos a jusante do fusível FU4;
- BL8 – Composto pelos circuitos a jusante do fusível FU5 e
- BL9 – Composto pelos circuitos jusante do fusível FU6.

Figura 4 - Blocos de carga



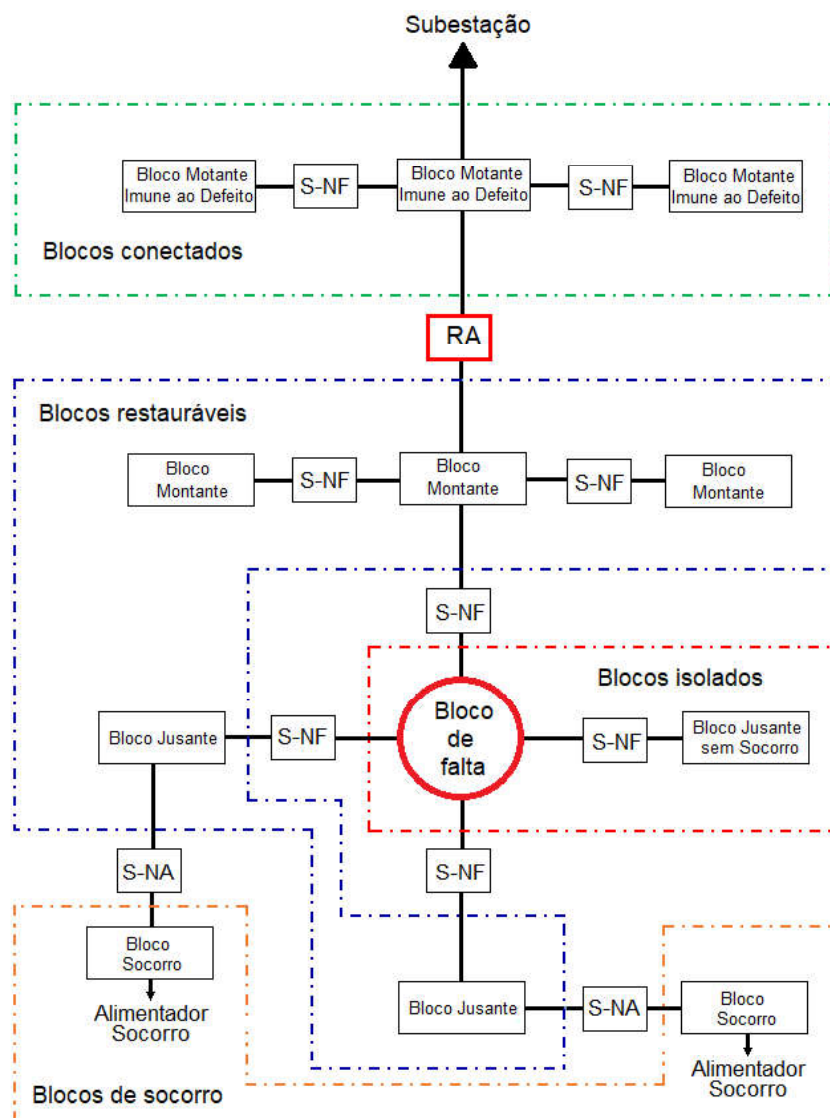
Fonte: Elaborada pelo autor

Após uma contingência pode haver a desenergização de um ou mais blocos de carga dependendo do ponto de ocorrência da falta e do esquema de proteção adotado pela concessionária (Kagan, Robba e Schimidt, 2009). Em um bloco de carga onde ocorra uma falta que leve à atuação de uma proteção de forma permanente, esse bloco é considerado como bloco com defeito. Os demais blocos que não forem atingidos pela falta são considerados blocos sadios ou sem defeitos. Na Figura 5 apresenta-se um conjunto de blocos de um alimentador, onde se destacam:

- Bloco de falta – Bloco de carga onde ocorre a falta k e que ficará sob ILD até que seja realizada a manutenção do circuito com defeito pelas equipes de manutenção.
- Blocos sem falta – Todos os blocos que não foram atingidos pela falta.
- Blocos de socorro – Blocos adjacentes pertencentes a um segundo alimentador da mesma subestação ou de outra subestação com possibilidade de conexão através de seccionadores normalmente abertos (NA) e com capacidade de absorver a carga dos blocos desenergizados durante a recomposição da rede.
- Blocos conectados - Blocos a montante do dispositivo de proteção (RA, ver Figura 5) que atua com a falta k . Os consumidores alocados nestes blocos não são afetados por interrupções decorrentes da falta, apenas podem ser afetados por eventos como afundamentos ou elevações de tensão durante o período referente à atuação da proteção, em nenhum momento para a falta k , terão o suprimento de energia interrompido;
- Blocos restauráveis - Blocos de carga que podem reenergizados por meio de acionamentos de chaves seccionadoras NF e NA a montante ou jusante do bloco de falta. Os blocos restauráveis podem, em algumas situações serem reenergizados pelo próprio alimentador ou, em outras situações, reenergizados por alimentadores adjacentes.
- Blocos isolados – Blocos que não podem ser restaurados. Nesses blocos os consumidores sofrem com interrupção de longa duração por não haver possibilidade de serem reenergizados pelo próprio alimentador ou pela transferência de carga para alimentadores adjacentes. A interrupção no fornecimento durará até que as equipes de manutenção concluam os serviços de reparo na rede;

Os diferentes dispositivos de proteção como disjuntores, religadores automáticos e fusíveis, além dos dispositivos de manobras como os seccionadores que compõem a rede, de acordo com sua atuação na ocorrência de uma falta influenciam diretamente nos tempos de restauração e na continuidade do suprimento de energia na rede.

Figura 5 - Blocos de carga pós falta



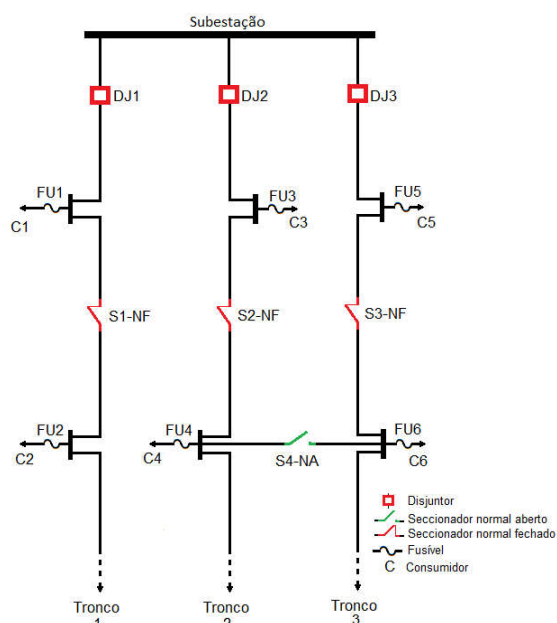
Fonte: Adaptada de Kagan, Robba e Schmidt, 2009, p 35.

3.3 Restauração em redes de distribuição

A Figura 6 mostra uma representação de uma rede de distribuição radial com três alimentadores, cada um com seu respectivo disjuntor DJ1, DJ2 e DJ3. A Figura 6 mostra também ramais que derivam lateralmente do tronco principal, estes ramais estão protegidos por fusíveis (FU1, FU2,..., FU6). Além disso, pode-se ver também os seccionadores normalmente fechados (NF), por exemplo S1, S2 e S3 e um normalmente

aberto (NA), S4, entre os alimentadores 2 e 3. Estes seccionadores permitem, por um lado, a isolamento de blocos de carga para manutenções corretivas ou preventivas e, por outro, a transferência de blocos de carga entre alimentadores da mesma subestação ou entre alimentadores de subestações diferentes quando necessária, por exemplo, em casos de contingências (curtos-circuitos).

Figura 6 - Rede de distribuição elétrica com topologia radial



Fonte: Elaborada pelo autor

Os seccionadores diferentemente dos fusíveis, religadores e disjuntores não são equipamentos de proteção, são apenas equipamentos de manobras, pois, não possuem capacidade de interrupção da corrente de curto-circuito. Porém, contribuem para a redução de indicadores de continuidade como o DEC e o FEC, uma vez que, ao serem manobrados, permitem a isolamento do bloco defeituoso e a transferência de blocos sadios da rede para blocos integros de outros alimentadores. Isso é possível com a abertura de seccionadores NF a montante e a jusante da falta e com o fechamento de seccionadores NA em ramais de socorro (Sperandio, 2010).

Para redes que não possuem seccionadores com controle automático ou com telecomando (automatizados), as manobras são realizadas manualmente pelas equipes de manutenção das concessionárias. Nesses casos, o tempo de manobra está atrelado

ao deslocamento das equipes ao longo das linhas para a localização do defeito. Esse tempo de manobra também inclui o tempo de abertura dos seccionadores NF a montante e a jusante do defeito, e de fechamento de seccionadores NA a jusante que tenha a possibilidade de transferência para outros alimentadores. Se o tempo de manobra for muito elevado, isso pode comprometer diretamente os indicadores de continuidade, já que, geralmente, esses tempos são maiores que três minutos (tempo mínimo estabelecidos pela ANEEL para a contabilização dos indicadores).

Com a instalação de seccionadores automatizados com acionamento remoto, esses tempos tendem a ser próximos ou ainda menores que 3 minutos, uma vez que, os acionamentos são realizados via telecomando a partir da subestação - SE ou do centro de operação da distribuição – COD. Na ocorrência de uma falta os dispositivos de proteção e seccionamento possibilitam reduzir o tempo de interrupção do suprimento de energia aos consumidores, impactando positivamente nos indicadores de continuidade coletivos DEC e FEC, e ainda na redução da END.

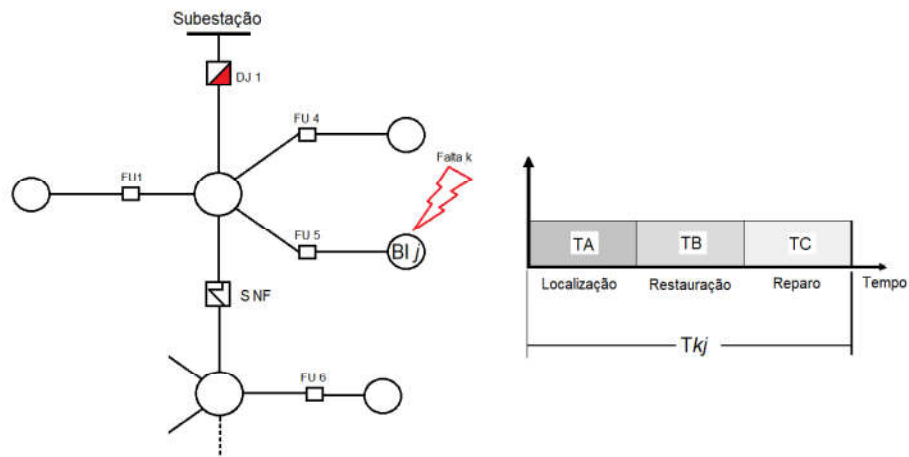
3.4 Tempo de restauração

Considerando-se que uma falta k atinja um bloco de carga j como o da Figura 7, o tempo total T_{kj} de interrupção de suprimento de energia após a ocorrência da falta, no bloco j é dado pela soma dos tempos TA , TB e TC (Kagan, Robba e Schimidt, 2009), descritos a seguir.

- Tempo de localização (TA): é a soma dos tempos t_a , t_b , t_c e t_d . Com isso, t_a se refere ao reconhecimento do defeito pelo COD, que pode ser através do sistema de supervisão (SCADA) ou de recebimento do contato direto feito pelos próprios consumidores. O t_b se refere ao tempo de acionamento e preparação das equipes de manutenção. Por sua vez, t_c se refere ao tempo que as equipes de manutenção precisam para percorrerem as distâncias ao longo do alimentador de forma a identificar o ponto de defeito. No caso de t_d se refere ao tempo necessário para o isolamento do bloco de defeito, ou seja, a soma dos tempos necessários para as manobras de abertura e fechamento de chaves seccionadoras necessárias que permitam o isolamento do bloco de defeito.

- Tempo de transferência (TB): é o tempo de manobra de abertura e fechamento de seccionadores que permitam a transferência dos blocos de carga para o mesmo alimentador ou alimentadores vizinhos de socorro;
- Tempo de reparo (TC): é o tempo necessário para a manutenção corretiva do bloco de falta mais o tempo para a reenergização dos blocos isolados.

Figura 7 - Tempo de restauração.



Fonte: Elaborada pelo autor

A Tabela 1 exemplifica a distribuição das atividades para a restauração da rede elétrica após a confirmação de uma interrupção permanente de energia elétrica.

Tabela 1 - Distribuição de atividades no tempo para recomposição da rede elétrica.

Tempo Total de Interrupção de Suprimento de Energia					
TA				TB	TC
ta	tb	tc	td		
Reconhece o defeito	Aciona as equipes	Pesquisa do defeito	Isolamento do defeito	Reenergização dos blocos sadios	Reparo do defeito e reenergização

Fonte: Adaptado de Kagan, Robba e Schmidt, 2009, p 34.

Assim, pode-se estimar o tempo médio de interrupção de suprimento de energia T_{kj} , para cada consumidor i situado em um bloco j para uma falta k como segue.

- Blocos Conectados – $T_{kj} = 0$;

- Blocos Restauráveis – $T_{jk} = TA + TB$;
- Blocos Isolados – $T_{jk} = TA + TB + TC$.

Sendo assim, tal como comentado em Kezunovic (2011), a confiabilidade do alimentador e a qualidade no fornecimento de energia aos consumidores são funções do gerenciamento das interrupções e da restauração do suprimento de energia, sendo que estes últimos dependem diretamente da localização de falhas na rede.

3.5 Impacto dos dispositivos de proteção e seccionamento no tempo de restabelecimento do suprimento

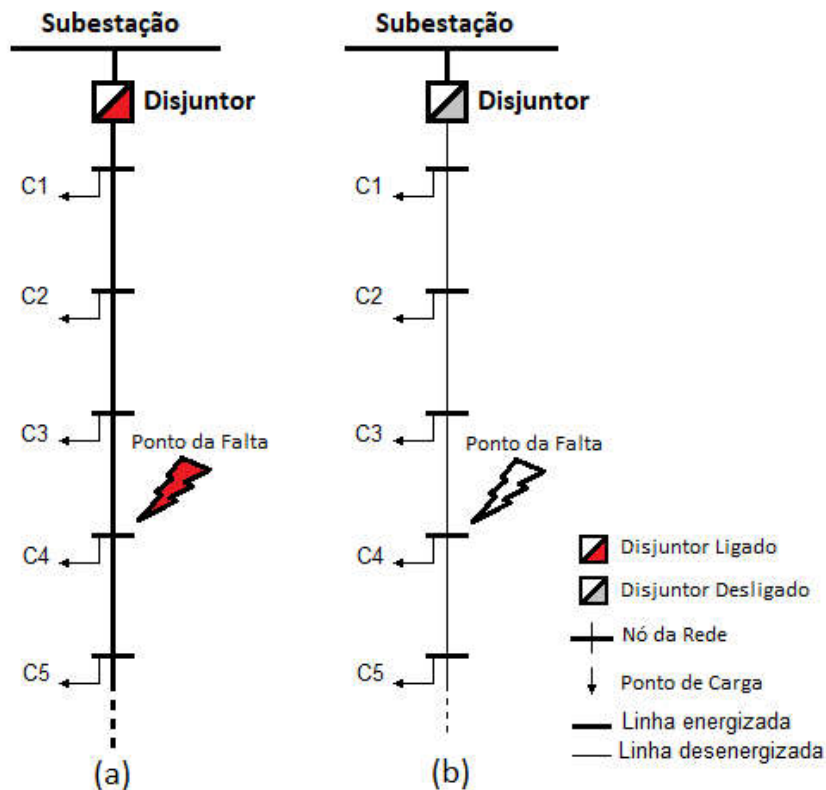
Os dispositivos de proteção e seccionamento interferem diretamente nos tempos de restauração, uma vez que atuam diretamente na extinção e isolamento da falta. Dispositivos como fusíveis, religadores e seccionadores manuais ou automatizados desempenham papel fundamental nesse processo, principalmente aqueles que possuem seu estado supervisionado pelo COD facilitando a localização de defeitos na rede e possibilitando a realização de manobras de transferência de cargas na rede com o objetivo de atender o maior número de consumidores possível. A seguir são apresentados os impactos que cada dispositivo de proteção e/ou manobra causam nos tempos de restauração da rede de acordo com sua localização na rede na ocorrência de uma falta k , através do cálculo da duração média de interrupção de suprimento em cada bloco de carga atingido.

3.5.1 Impacto dos disjuntores

Os disjuntores encontram-se instalados na saída da subestação de energia, portanto, uma falta permanente ao longo da rede que venha a provocar a atuação do relé de sobrecorrente e, conseqüentemente a abertura do disjuntor, causa a interrupção do suprimento de energia para todos os blocos de cargas a jusante do disjuntor. Os blocos que não possuem a capacidade de transferência de carga serão blocos isolados, para eles, o tempo de restabelecimento seria $T_{kj} = TA + TB + TC$. A Figura 8 ilustra o estado da rede, em (a) o instante de ocorrência da falta e em (b) a extinção da falta pela

abertura do disjuntor e sua consequência, onde todos os consumidores sofrem com a interrupção do suprimento de energia.

Figura 8 - Alimentador conectado ao Disjuntor na saída da subestação

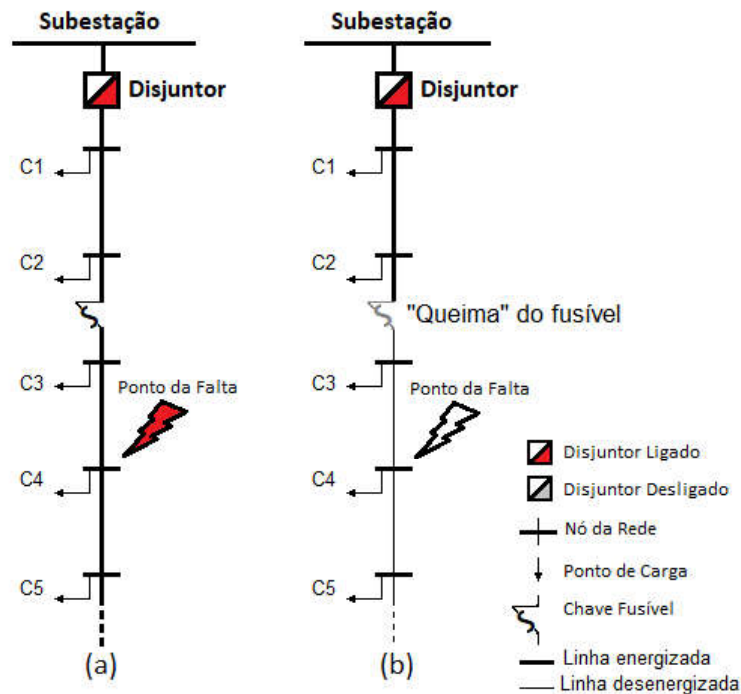


Fonte: Elaborada pelo autor

3.5.2 Impacto dos fusíveis

Os fusíveis são elementos de proteção contra sobrecorrentes que tem sua atuação baseada na queima do elo fusível, portanto, ao atuarem, mesmo que a falta seja temporária provocam uma interrupção permanente aos consumidores a jusante do mesmo, exigindo intervenção das equipes de manutenção e, conseqüentemente, o tempo de restabelecimento será diretamente dependente do tempo de localização e reparo do defeito. Para os consumidores localizados nos blocos de carga a jusante da chave fusível C3, C4 e C5, o tempo de restauração será igual aos de blocos isolados, $T_{kj} = T_A + T_B + T_C$. A Figura 9 (a) mostra um alimentador com chave fusível e em (b) a consequência após a queima do elo fusível.

Figura 9 - Ação do fusível coordenado com o disjuntor



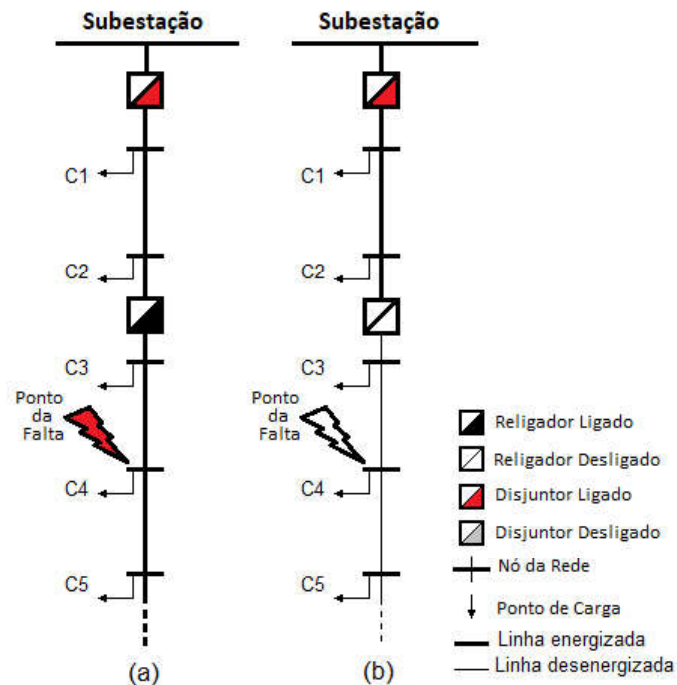
Fonte: Elaborada pelo autor

3.5.3 Impacto dos religadores

Os religadores operam com diferentes sequências de religamento e com curvas diferentes para cada sequência de operação. Normalmente, escolhem-se curvas com tempos de operações pequenos (chamadas de curvas rápidas ou instantâneas) para as primeiras operações e curvas com tempos maiores (chamadas de curvas lentas ou temporizadas) para as operações subsequentes. Os religadores são empregados para evitar que faltas de natureza transitória queimem elos fusíveis. Assim, durante sua operação, os consumidores a jusante sofrem interrupções de curta duração.

Na rede da Figura 10, os consumidores C1 e C2 localizados a montante do religador não sofrem desligamento, portanto seu tempo de restabelecimento do suprimento $T_{kj} = 0$. Para os consumidores localizados a jusante do religador, C3, C4 e C5 o tempo de restabelecimento do suprimento será $T_{kj} = T_A$.

Figura 10 - Ação do religador coordenado com o disjuntor

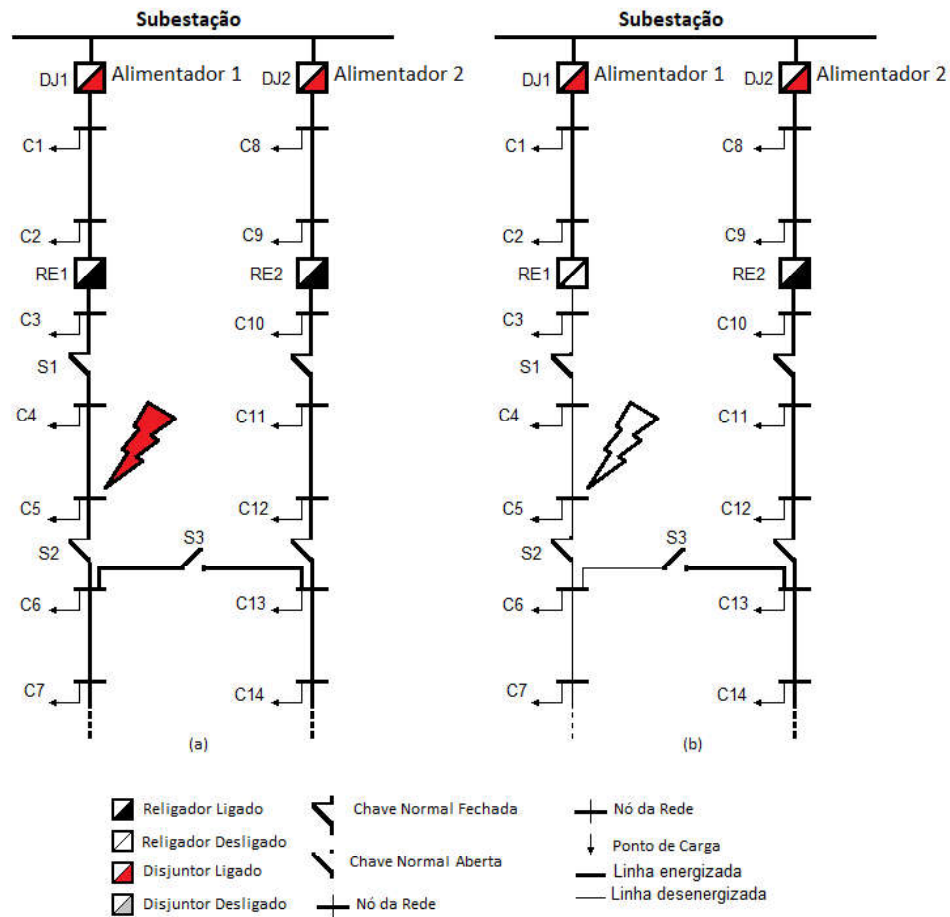


Fonte: Elaborada pelo autor

3.5.4 Impacto dos seccionadores

Os seccionadores normalmente fechados (NF) instalados ao longo da linha, quando da ocorrência de uma falha permanente como a ilustrada na Figura 11 (a), com a atuação da proteção a montante RE1, Figura 11 (b), tão logo seja encontrado o defeito, aquele que estiver localizado a montante do bloco de falta (S1) e os que estiverem a jusante do bloco de falta (S2) são abertos para que ocorra a isolação do bloco de falta. Para esse caso, após o bloqueio do religador, os blocos de carga a jusante (blocos restauráveis e bloco isolado) são desenergizados e o tempo de restauração será diferente para cada bloco de carga. Para os blocos de carga restauráveis, localizados a montante do seccionador S1 e a jusante do religador RE1, o restabelecimento de energia ocorrerá após a abertura do seccionador S1 e rearme do religador RE1 como ilustra a Figura 12 (a), assim que o defeito for localizado, com tempo de restauração, $T_{kj} = T_A$.

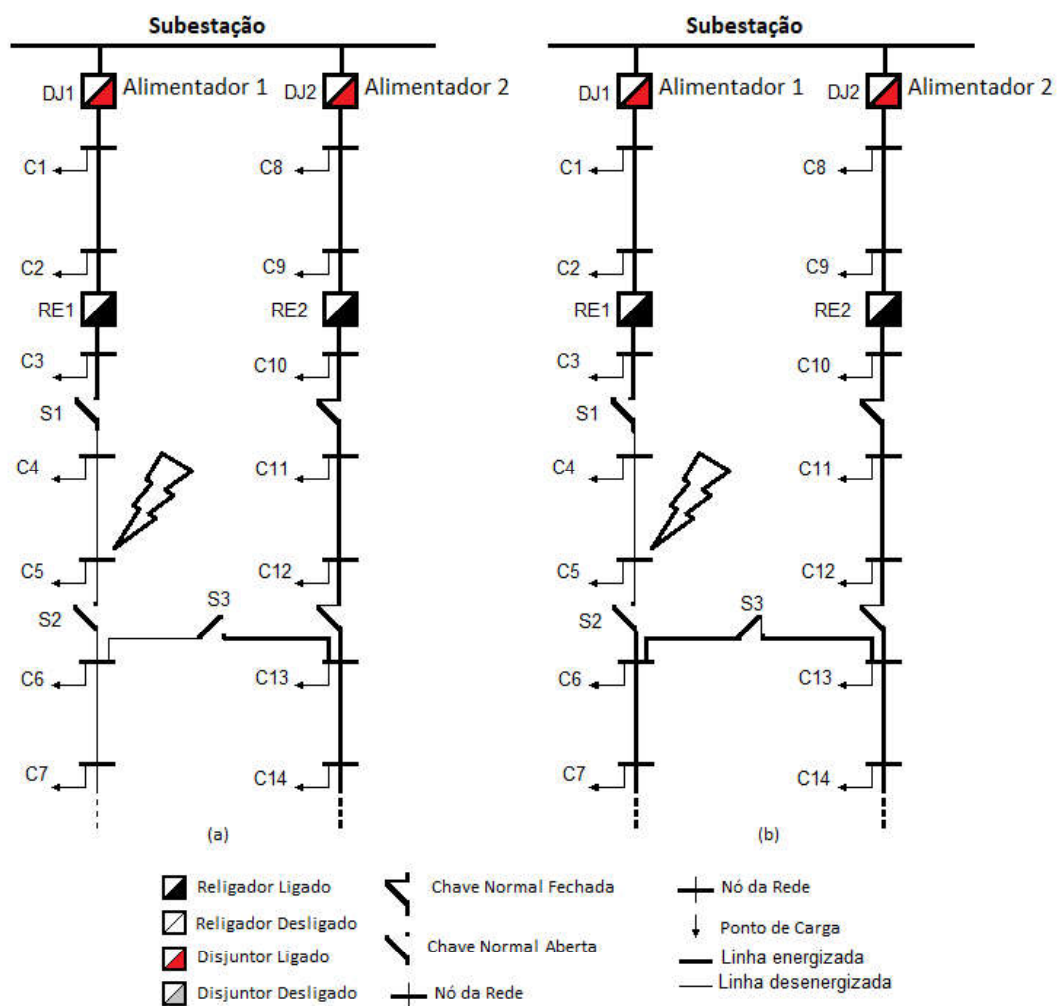
Figura 11 - Ação dos seccionadores de manobras



Fonte: Elaborada pelo autor

Para os blocos restauráveis, o tempo de restauração dependerá do fechamento dos seccionadores (NA), que os conectam aos blocos de socorro, na Figura 12 (b) isso ocorre com o fechamento de S3, sendo $T_{kj} = T_A + T_B$. Para os blocos isolados o tempo de restauração dependerá da intervenção das equipes de manutenção e consequentemente $T_{kj} = T_A + T_B + T_C$.

Figura 12 - Ação dos seccionadores de manobras



Fonte: Elaborada pelo autor

4 AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DE INDICADORES DE CONTINUIDADE

De acordo com a norma IEEE 1159-2019 (IEEE, 2019), as interrupções são definidas como subtensões (diminuição da tensão) abaixo de 0,1 p.u. da tensão de alimentação por um período não superior a 1 min. No caso de a tensão de alimentação cair abaixo de 0,1 p.u. por um período superior a 1 min, o termo usado é interrupção sustentada. Nas redes de distribuição, manutenções programadas e falhas elétricas são as principais causas de interrupções. No caso de manutenções programadas, são necessárias para evitar falhas e manter o desempenho operacional da rede. Além disso, seguem rigorosos procedimentos definidos pelas concessionárias para informar aos clientes o horário e a duração dessas intervenções. Já as falhas elétricas (como curtos-circuitos), podem ocorrer em toda a rede elétrica seguindo comportamentos aleatórios.

Nesta dissertação, as interrupções causadas por curtos-circuitos na rede de distribuição são consideradas principalmente, porque impactam nos indicadores de continuidade coletivos FEC e DEC. Além disso, as interrupções momentâneas ou temporárias são chamadas de interrupções de curta duração (ICD) e as interrupções sustentadas são chamadas de interrupções de longa duração (ILD). Nesse sentido, um evento pode ser considerado como ILD quando um dispositivo de proteção (DP) é permanentemente ativado para isolar uma falha elétrica. Este DP pode ser um fusível queimado devido à corrente de curto-circuito ou um religador que é bloqueado após algumas tentativas de religamento.

Tal como destacado por Milanovic e Gupta em Milanovic e Gupta (2006 a), a intensidade e a propagação de um curto-circuito está diretamente ligada às variáveis como tipo de falha (monofásica, bifásica ou trifásica), posição, impedância e duração. A modelagem de cada variável pode ser tratada com base em funções probabilísticas que refletem o comportamento individual de cada variável envolvida. Essas funções podem ser obtidas a partir de dados históricos após monitoramento extensivo (VEGA-GARCIA; CEBRIAN; KAGAN, 2010).

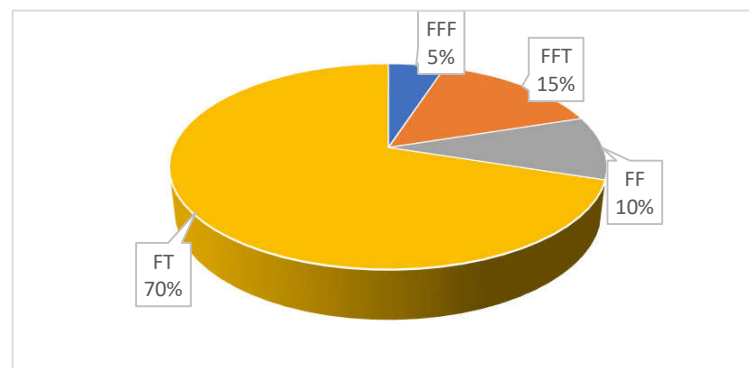
4.1 Aplicação do Método Monte Carlo

Este trabalho utiliza um modelo probabilístico para estimar o número de ILDs em consumidores conectados à rede de distribuição no intervalo de um ano. A metodologia proposta simula um número grande de curtos-circuitos que podem afetar a rede de distribuição usando o método Monte Carlo (OLIVEIRA et al., 2018b). A simulação de Monte Carlo - SMC é baseada na geração de valores aleatórios (a partir de funções de distribuição de probabilidade de cada variável que participa de um curto-circuito) para entender o comportamento e os impactos dos eventos de curto-circuito sobre os indicadores de continuidade. Para completar o modelo, também são utilizadas outras informações da rede elétrica, como esquemas de proteção adotados pelas concessionárias (queima de fusível ou salva fusível) e curvas características tempo-corrente dos dispositivos de proteção.

Tipo da falta

Para o sorteio do tipo da falta foram consideradas as probabilidades de ocorrência de acordo com Matos (2009), sendo trifásica (FFF) = 5%, bifásica a terra (FFT) = 10%, bifásica (FF) = 15% e monofásica a terra (FT) = 70%, ilustrada na Figura 13. Esses valores podem ser adaptados para cada caso analisado de acordo com os dados da concessionária. O valor sorteado é um número aleatório entre zero e um, que na sequência é associado a um tipo de falta.

Figura 13 - Ocorrência dos tipos de curtos-circuitos



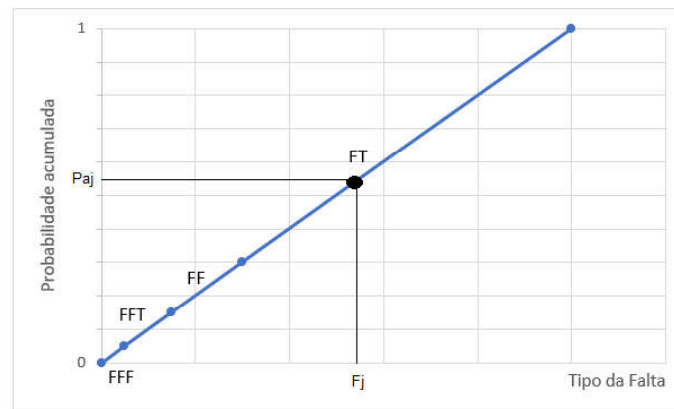
Fonte: Elaborada pelo autor

Sendo um número sorteado j , então, o tipo de falta é obtido de (1).

$$Tipo\ de\ falta(j) = \begin{cases} FFF, & 0 < j \leq 0,05 \\ FFT, & 0,05 < j \leq 0,15 \\ FF, & 0,15 < j \leq 0,3 \\ FT, & 0,3 < j \leq 1 \end{cases} \quad (1)$$

A Figura 14 mostra um modelo de curva de distribuição de probabilidades acumuladas para o sorteio do tipo de falta, onde P_{aj} é a probabilidade associada ao tipo da falta F_j . Da Figura 14, as faltas FT tem alta probabilidade de serem sorteadas em relação as FFF, essa característica é coincidente com o real comportamento de faltas elétricas nas redes de distribuição.

Figura 14 - Distribuição acumulada x tipo da falta



Fonte: Elaborada pelo autor

Impedância da falta

Para determinar a impedância da falta é necessário considerar diversos fatores como, sua localização, seu tipo e tempo de duração, pois o arco da falta varia com o tempo e depende do tipo de falta (HUROWITZ; PHADKE, 2008). Neste trabalho os valores de impedância de falta são determinados respeitando-se o tipo de falta sorteado. Estes valores são determinados também de forma probabilística, e neste trabalho tem seu máximo valor (Z_{max}), fixado em 10 Ohm para os quatro tipos de falta. A função de

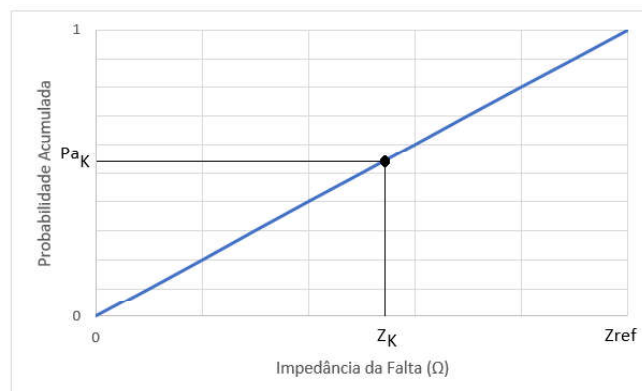
distribuição de probabilidade para impedância de falta escolhida para este estudo foi a uniforme, embora muitas outras distribuições (por exemplo, normal) possam ser consideradas válidas. A escolha de uma distribuição não é absoluta, mas deve ser uma boa representação do parâmetro de impedância de falta em relação às características necessárias. Como a impedância de falta é principalmente de natureza resistiva, uma única distribuição pode ser usada (BARNARD; PAHWA, 1993).

Sendo um número sorteado k , então, a impedância da falta é obtida de (2).

$$Z_f(k) = \{Z_{max} \times k, \quad 0 \leq k \leq 1\} \quad (2)$$

A Figura 15 mostra um modelo de curva de distribuição de probabilidades acumuladas para o sorteio da impedância da falta, onde $Pa(k)$ é a probabilidade associada à impedância $Z_f(k)$.

Figura 15 - Distribuição acumulada x impedância da falta.



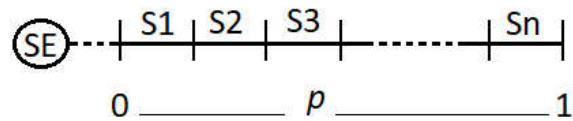
Fonte: Elaborada pelo autor

Localização da falta

Durante o processo de SMC, a escolha do local da falta considera a taxa de falha de cada linha, assim, linhas com maior comprimento têm maior probabilidade de serem selecionadas. Para a escolha do ponto de falta, uma distribuição uniforme é usada ao longo de todo o comprimento da linha.

Primeiramente é sorteado o trecho da rede que ocorrerá a falta, fazendo a associação entre o resultado do sorteio com valor aleatório p entre 0 e 1 e a extensão total da rede. Como ilustra a Figura 16 cada trecho da rede é tratado como um segmento S de 1 a n , sendo a extensão total da rede a soma dos segmentos individuais expresso em por unidade obtida em (3), assim, o valor sorteado apontará diretamente para o trecho da rede conforme o exemplo a seguir.

Figura 16 - Extensão do alimentador dividido em segmentos.



Fonte: Elaborada pelo autor

Extensão total (p.u.)

$$= \sum_{s=1}^n \frac{\text{extensão } (S)}{\text{Extensão total}} \quad (3)$$

Supondo-se uma rede com 3 segmentos, sendo $S1 = 0,5$ km; $S2 = 0,8$ km e $S3 = 1,2$ km, sua extensão total seria de 1 p.u. para 2,5 km, e os segmentos $S1$, $S2$ e $S3$ teriam respectivamente, 0,2 p.u, 0,32 p.u. e 0,48 p.u., então, para um valor sorteado p , o trecho escolhido é obtido de (4).

$$\text{Valor sorteado}(p) \begin{cases} S1, & 0 < p \leq 0,2 \\ S2, & 0,2 < p \leq 0,52 \\ S3, & 0,52 < p \leq 1,0 \end{cases} \quad (4)$$

A partir da escolha do trecho, procede-se novo sorteio para determinar em que ponto do trecho ocorrerá a falta. Tomando-se a extensão do segmento S em p.u., o valor sorteado k , entre 0 e 1, apontará diretamente para o local da falta dentro do trecho, multiplicando-se o valor sorteado pela extensão do trecho, obtida em (5) como ilustra a Figura 17. No exemplo dado acima, se o primeiro valor sorteado for 0,4, então, o trecho

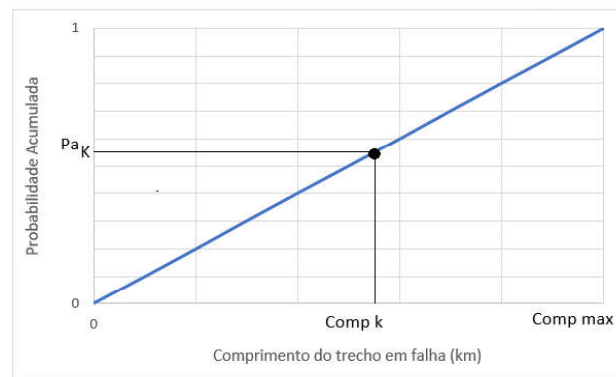
sorteado é o S2. Para o segundo sorteio com resultado de 0,3, a falta estará localizada a 0,24 km do início do trecho.

$$Local\ Falta_{(k,Sn)} = k \times Extensão\ Sn \quad (5)$$

$$Local\ Falta_{(k,Sn)} = 0,3 \times 0,8\ km$$

$$Local\ Falta_{(k,Sn)} = 0,24\ km \quad (\text{a partir do início do trecho})$$

Figura 17 - Distribuição acumulada x distância da falta.



Fonte: Elaborada pelo autor

4.2 Probabilidade de interrupções de longa duração - PILD

A duração de uma falta elétrica pode ser estimada em função da curva característica de tempo x corrente dos dispositivos de proteção - DPs que se encontram a montante do bloco de carga da rede e da filosofia de proteção adotada pela concessionária, ou seja, queima fusível ou salva fusível.

Para avaliar P_{ILD} , neste trabalho é aplicado o método proposto em Cebrian e Kagan (2010). Sendo assim, um método probabilístico é desenvolvido baseado no SMC visando avaliar a probabilidade de transitórios (P_{tra}), afundamentos de tensão (P_{sag}), interrupções de curta duração - ICD (P_{ICD}) e interrupções de longa duração - ILD (P_{ILD}). A relação entre essas probabilidades de um curto-circuito simulado s é mostrada em (6).

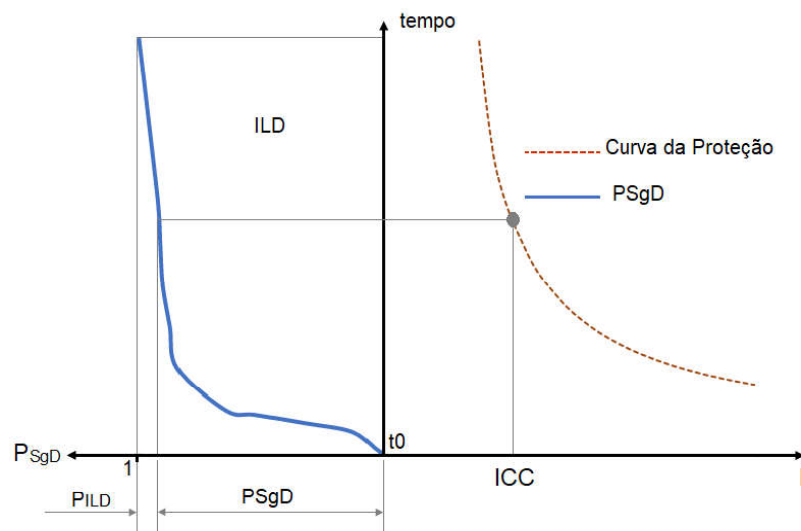
$$P_{tra(s)} + P_{sag(s)} + P_{ICD(s)} + P_{ILD(s)} = 1 \quad (6)$$

Os valores de P_{tra} e P_{sag} podem ser obtidos a partir de funções probabilísticas de duração do afundamento de tensão (PSgD) dependendo da duração de cada fenômeno. De acordo com a norma IEEE 1159-2019 (IEEE, 2019), o afundamento de tensão é definido como uma diminuição entre 0,1 e 0,9 pu no valor eficaz de uma tensão por uma duração de 0,5 ciclo (8,33 ms por 60 Hz) a 1 min, porém a duração do afundamento de tensão é limitada de acordo com o tipo de DP (e sua respectiva curva característica tempo-corrente) que atua para eliminar a falta. Afundamentos de tensão que duram menos de 0,5 ciclo são considerados eventos transitórios. De acordo com Oliveira et al. (2018a), as normas brasileiras consideram como transitórios ventos de até 1 ciclo (16,66 ms) de duração para sistemas de 60 Hz, os afundamentos de tensão, por sua vez, são considerados acima de 1 ciclo até 3 minutos.

Assim, como proposto por Cebrian e Kagan (2010), podemos agregar os eventos de transitórios e afundamentos de tensão para determinar a probabilidade de afundamentos de tensão para uma falta s como em (7).

$$P_{tra(s)} + P_{sag(s)} = PSgD_{(s)} \quad (7)$$

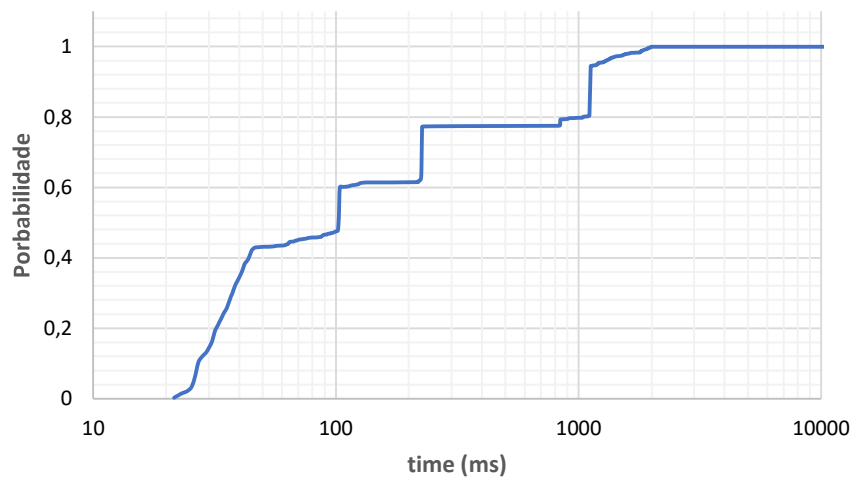
Figura 18 - Processo para estimar PILD



O processo para relacionar a duração de cada fenômeno com $PSgD_{(s)}$ é mostrado na Figura 18 onde, um curto-circuito s é simulado para obter a corrente de curto-circuito $I_{cc}(s)$. Dependendo da magnitude e da posição, um DP é ativado para isolar s , a duração de s ($tDP(s)$) está relacionada à curva característica tempo-corrente de DP. No final deste processo, $tDP(s)$ é usado para avaliar $PSgD_{(s)}$. Este processo pode ser repetido para cada novo curto-circuito simulado pela SMC.

Na literatura, funções probabilísticas como normal, lognormal e Weibull são utilizadas para representar o comportamento de $PSgD$, (GAUTAM; PIYA; KARKI, 2020) e (KLAJČ; ILJIVAC; BAUS, 2011). Neste trabalho, a curva de densidade probabilística da duração do afundamento de tensão mostrada na Figura 19 é usada para estimar os valores de $PSgD(s)$ para diferentes $tDP(s)$. Onde, aprox. 60% da probabilidade correspondem à duração do afundamento de tensão até 0,1s e 80% da probabilidade correspondem à duração do afundamento da tensão até 1 s. Os valores podem ser vistos no apêndice A3.

Figura 19 - Probabilidade acumulada de duração de afundamento de tensão



Para curtos-circuitos localizados a jusante de um fusível e com esquema de queima de fusível, apenas interrupções permanentes são percebidas. Nestes casos, o P_{ILD} pode ser calculado por (8).

$$PILD_{(s)} = 1 - PSgD_{(s)} \quad (8)$$

Para curtos-circuitos localizados a jusante de um religador, há uma maior quantidade de interrupções de curta duração do que de longa duração, esta relação $R_{C/L} = P_{ICD} / P_{ILD}$ depende do estado da rede de distribuição, do sistema de proteção e da duração da falta elétrica. Na rede de distribuição, os valores de $R_{C/L}$ estão geralmente entre 5 e 8. Neste trabalho uma $R_{C/L} = 6$ é usada para todas as simulações, (CEBRIAN; KAGAN; MILANOVIC, 2018^a). Assim, o P_{ILD} pode ser calculado por (9).

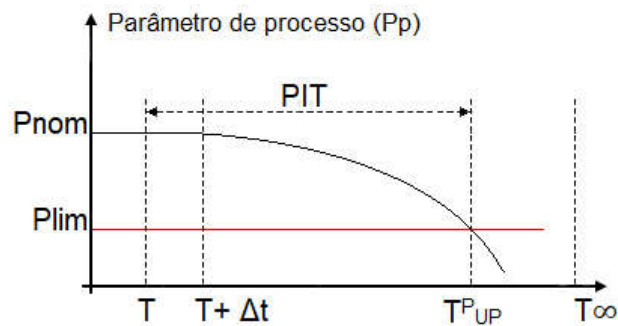
$$P_{ILD(s)} = \frac{1 - PSgD(s)}{1 + R_{C/L}} \quad (9)$$

4.3 Probabilidade de parada de processo

Conforme Cebrian, Kagan e Milanovic (2018 a), pode-se avaliar a probabilidade de parada de processo - P_{PP} em função de ILD como P_{PP-ILD} . Essa avaliação considera a incerteza de falha/parada do processo – In_{PP} que é a avaliação probabilística do número de paradas de processo que considera a incerteza associada à sensibilidade do equipamento, bem como a incerteza associada às possíveis conexões de vários equipamentos envolvidos em um processo industrial; a probabilidade acumulada de duração de afundamentos de tensão – P_{SgD} , o tempo de imunidade de processo – TIP , definido como sendo o intervalo entre o início da perturbação (T) e o instante (TP_{UP}), quando algum parâmetro de processo (Pp), como temperatura, pressão, volume etc. tem seu limite operacional (P_{lim}) violado, conforme Figura 20. O termo TIP (do inglês, PIT - Process Immunity Time) foi introduzido pelo grupo de trabalho CIGRE / CIRED / UIE (BOLLEN *et al.* 2009), que estudou os impactos produzidos pelas variações de tensão nos SDEE, principalmente sobre consumidores com equipamentos e/ou processos sensíveis a estas perturbações; e a tensão na barra avaliada durante um afundamento de tensão (V_{sag}) para um intervalo de tempo $[T_a, T_b]$, conforme a equação (10).

$$P_{PP-ILD}(T_a, T_b, TIP, V_{sag}) = \int_{T_a}^{T_b} In_{PP}(t - TIP, V_{sag}) * P_{SgD}(t) dt \quad (10)$$

Figura 20 - Tempo de imunidade de processo - TIP



Fonte: Adaptado de Bollen 2010

Neste trabalho serão considerados apenas consumidores com TIP igual a zero (o que significa consumidores com processos produtivos sensíveis aos distúrbios elétricos como variações de tensão de curta duração e interrupções de energia), que enfrentam uma interrupção de longa duração que inicia em T_1 e finaliza em um tempo T_n , em que, T_1 representa o tempo da abertura do um DP e T_n representa o tempo necessário para a reenergização do consumidor interrompido, posto isso, a equação (10) pode ser simplificada na equação (11).

$$P_{PP-ILD}(T_1, T_n, V_{sag}) = \int_{T_1}^{T_n} In_{PP}(t, V_{sag}) * P_{sgD}(t) dt \quad (11)$$

4.4 Avaliação do desempenho da rede

Para avaliar-se o desempenho da rede durante um período (por exemplo, um ano), um número grande de simulações de falta deve ser realizado em diferentes partes da rede e seus valores individuais de probabilidade (P_{PP-ILD}) devem ser agregados, gerando valores cumulativos de probabilidade de parada de processos devido às ILD (N_{PP-ILD}) para cada consumidor i em uma falta simulada s , para S simulações conforme a equação (12).

$$N_{PP-ILD(i)} = \sum_{s=1}^S P_{PP-ILD}(T_{1(s)}, T_{n(s)}, TIP_{(i)}, V_{sag(i)})_{(s)} \quad (12)$$

Levando-se em consideração S simulações de curto-circuito por SMC, a probabilidade de s é igual a $P^N(s) = 1/N_s$. Assim, a probabilidade de um evento s causar uma ILD na rede ($P_{ILD(s)}$) para N_s simulações é avaliada por (13).

$$P_{ILD(s)}^N = P_{ILD(s)} \cdot P_{(s)}^N \quad (13)$$

Para normalizar a partir da probabilidade de eventos simulados para eventos anuais que podem causar ILD, é necessário incluir o número real de ILD que a rede enfrenta em um ano $N_{ILD/ano}^{rede}$. Os valores de $N_{ILD/ano}^{rede}$ podem ser obtidos para um ano específico a partir de registros históricos de concessionárias de energia elétrica ou usando a taxa de interrupção permanente (λ_{ILD}) em $(km.ano)^{-1}$ e o comprimento total da rede (tronco e ramais) em km como em (15). Assim, o fator $fr/s.ano$ é calculado por (14) para avaliar $N_{ILD/ano(s)}^N$ conforme mostrado em (16). Onde, $N_{ILD/ano(s)}^N$ representa o número de ILD que um evento simulado pode causar na rede em um ano.

$$fr/s.ano = \frac{N_{ILD/ano}^{rede}}{\sum_{s=1}^{N_s} P_{ILD(s)}^N} \quad (14)$$

$$N_{ILD/ano}^{rede} = \lambda_{ILD} \times L(km) \quad (15)$$

$$N_{ILD/ano(s)}^N = P_{ILD(s)}^N \times fr/s.ano \quad (16)$$

Um caso é apresentado na Tabela 2 com dois eventos simulados. $P_{ILD}(1)$ e $P_{ILD}(2)$ são 0,2 e 0,3 respectivamente, para ambos os eventos, $P^N(s) = 0,5$. Levando em

consideração $N_{ILD/ano}^{rede} = 15$, $N_{ILD/ano(1)}^N = 6$ e $N_{ILD/ano(2)}^N = 9$, ou seja, os eventos 1 e 2 podem causar anualmente 6 e 9 interrupções de longa duração, respectivamente. Indiretamente, os afundamentos de tensão anuais e ICD também podem ser avaliados, estes são 24 e 21, respectivamente.

Tabela 2 - Exemplo numérico para a estimar o Sag, ICD e ILD anual com dois eventos simulados

Evento (s)	Psag(s)	PICD(s)	PILD(s)
1	0,6	0,2	0,2
2	0,2	0,5	0,3
$P_{(1)}^N = 0,5; P_{(2)}^N = 0,5$			
Evento (s)	$P^N \text{ sag(s)}$	$P^N \text{ ICD(s)}$	$P^N \text{ ILD(s)}$
1	0,3	0,1	0,1
2	0,1	0,25	0,15
$\sum_{s=1}^{Ns} P_{ILD(s)}^N = 0,25; N_{ILD/ano}^{rede} = 15; f_r / s.ano = 60$			
Evento(s)	$N^N \text{ sag/ano(s)}$	$N^N \text{ ICD/ano(s)}$	$N^N \text{ ILD/ano(s)}$
1	18	6	6
2	6	15	9
Total	24	21	15

4.5 Avaliação dos indicadores de continuidade

A qualidade dos serviços prestados por uma concessionária ou permissionária de energia elétrica compreende a avaliação das interrupções no fornecimento de energia elétrica. No Brasil os índices de continuidade individuais e coletivos são regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a qual estabelece as disposições de continuidade de distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras através do Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. É importante destacar que estes indicadores são contabilizados para interrupções de energia igual e acima de 3 minutos.

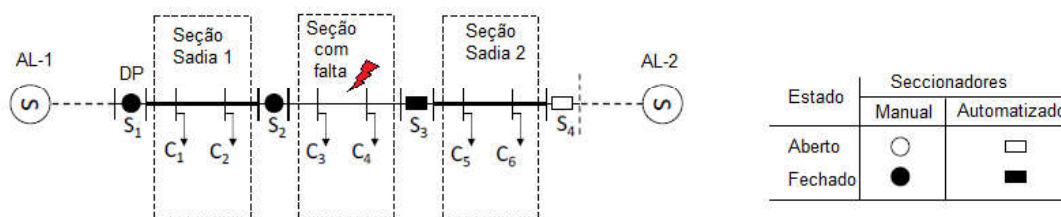
Periodicamente as distribuidoras enviam a apuração dos indicadores à ANEEL para verificação da continuidade do serviço prestado, representando, respectivamente, o tempo e o número de vezes que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica para o período considerado (mês, trimestre ou ano), permitindo que a ANEEL avalie a continuidade da energia oferecida à população. Anualmente a ANEEL publica um Indicador de Desempenho Global de Continuidade com o objetivo de comparar o desempenho de uma distribuidora frente às demais distribuidoras do país. Esse indicador permite avaliar o nível de continuidade da distribuidora em relação aos limites estabelecidos pelas resoluções autorizativas da ANEEL para a sua área de concessão.

Os principais índices de continuidade amplamente adotados pela ANEEL são utilizados neste trabalho e descritos a seguir. Para o cálculo desses índices, usa-se o conceito de blocos de carga, definidos como um conjunto de pontos de carga interligados, delimitados por dispositivos de proteção ou chaves. A avaliação dos indicadores de continuidade é feita de forma probabilística e seus valores são estimados a partir da probabilidade de interrupções de longa duração – P_{ILD} anual avaliada.

4.5.1 Análise dos indicadores sobre uma rede representativa

Para ilustrar a avaliação dos indicadores de continuidade em uma rede de distribuição, uma rede hipotética com dois alimentadores denominados AL1 e AL2, quatro seccionadores sendo, dois de operação manual (SM) e dois automatizados (SA) e seis consumidores é mostrada na Figura 21 - Rede hipotética para avaliação dos indicadores de continuidade Figura 21. Os alimentadores AL1 e o AL2 são interligados por um SA normalmente aberto (NA) denominado S4. Uma falta é analisada para estimar o FEC, DEC e a END a partir da metodologia probabilística proposta.

Figura 21 - Rede hipotética para avaliação dos indicadores de continuidade



Fonte: Elaborada pelo autor

Para a ocorrência de uma falta permanente conforme a Figura 21, o dispositivo de proteção DP a montante da falta é acionado para isolar a falta. Essa ação causa uma ILD para todos os consumidores a jusante do DP. A fim de reduzir os impactos negativos causados pela ILD nos consumidores, seccionadores são operados para isolar o bloco defeituoso e restaurar o fornecimento de energia para os consumidores pertencentes aos blocos saudáveis, ou seja, aqueles que não apresentam defeitos, mas, que tiveram seu fornecimento de energia cortado devido à atuação do DP a montante. Esta manobra de operação pode ser executada de forma lenta através dos SM (S1 e S2) ou de forma rápida através dos SA (S3 e S4). No caso de uma operação rápida, S3 (um SA - NF) é aberto e S4 (um SA – NA) é fechado, com isso, o bloco saudável 2, (Consumidores C5 e C6) é transferido para o AL-2. No caso de uma operação lenta, S2 é aberto e S1 é fechado, com isso, o bloco sadio 1 (Consumidores C1 e C2) é restaurado para o AL-1. Após essas ações operacionais, o bloco em falha (Consumidores C3 e C4) é isolado.

No caso de consumidores localizados em trechos saudáveis C5 e C6, com a utilização de SA seus suprimentos de energia podem ser rapidamente restaurados por meio de procedimentos remotos (nesta dissertação, são chamados de consumidores com restauração automatizada - CRA). A partir do COD, os operadores podem usar o recurso de telecomando para realizar essas manobras ou aplicar algoritmos inteligentes para selecionar e executar as melhores ações de manobras. Para os consumidores localizados em blocos saudáveis C1 e C2 com SM (nesta dissertação, são chamados de consumidores com restauração manual - CRM), seu fornecimento de energia pode ser restaurado depois que os operadores executam ações manuais diretamente nos SMs,

portanto, exigindo o seu deslocamento até os locais onde os SMs encontram-se instalados. Por sua vez, os consumidores localizados em trechos defeituosos (nesta dissertação são denominados consumidores em blocos isolados - CBI), seus fornecimentos de energia não podem ser restaurados, neste caso, é necessário reparar a causa da falha antes da reenergização total dos blocos isolados.

Os indicadores de continuidade FEC e DEC podem ser avaliados levando em consideração cada evento simulado obtido pelo SMC. A avaliação do FEC e DEC anual pode ser feita separadamente considerando os clientes CRA, CRM e CBI dependendo da posição das faltas s na rede de distribuição, conforme mostrado em (17) e (18).

$$FEC_{ano} = \sum_{s=1}^{Ns} \frac{[(N_{c(s)}^{CBI} \times f_{(s)}^{CBI} + N_{c(s)}^{CRM} \times f_{(s)}^{CRM} + N_{c(s)}^{CRA} \times f_{(s)}^{CRA}) \times N_{ILD/ano(s)}]}{NT} \quad (17)$$

$$DEC_{ano} = \sum_{s=1}^{Ns} \frac{[(N_{c(s)}^{CBI} \times f_{(s)}^{CBI} \times t_{(s)}^{CBI} + N_{c(s)}^{CRM} \times f_{(s)}^{CRM} \times t_{(s)}^{CRM} + N_{c(s)}^{CRA} \times f_{(s)}^{CRA} \times t_{(s)}^{CRA}) \times N_{ILD/ano(s)}]}{NT} \quad (18)$$

Onde:

- | | |
|---|--|
| NT | - Número total de consumidores na rede |
| Ns | - Número de simulações de curto-circuito na rede |
| $N_{c(s)}^{CBI}$ | - Número de consumidores localizados no bloco isolado |
| $N_{c(s)}^{CRM}$ | - Número de consumidores localizados no bloco restaurado manual |
| $N_{c(s)}^{CRA}$ | - Número de consumidores localizados no bloco restaurado automático |
| $f_{(s)}^{CBI}, f_{(s)}^{CRM}, f_{(s)}^{CRA}$ | - Fator para CBI, CRM e CRA respectivamente de acordo com a agência reguladora. Para o Brasil somente são contados eventos $\geq$ a 3 minutos. |
| $t_{(s)}^{CBI}$ | - Tempo de reparo do bloco isolado |
| $t_{(s)}^{CRM}$ | - Tempo de execução de manobras manuais |
| $t_{(s)}^{CRAI}$ | - Tempo de execução de manobras automáticas |

$N_{ILD/ano(s)}$ Número de ILD que um evento simulado pode causar à rede em um ano

Os fatores $f_{(s)}^{CBI}$, $f_{(s)}^{CRM}$ e $f_{(s)}^{CRA}$, são obtidos a partir de (19).

$$f_{(s)}^{CBI,CRM,CRA} \begin{cases} 1, t_{(s)}^{CBI,CRM,CRA} \geq 3min \\ 0, t_{(s)}^{CBI,CRM,CRA} < 3min \end{cases} \quad (19)$$

A END pode ser estimada a partir de (20) Figura 20 para cada evento s e a END total anual é dada por (21).

$$END_{(s)} = \sum_{i=1}^{N_{c(s)}^{CBI}} P_{kW(i,s)} \times t_{(s)}^{CIS} + \sum_{m=1}^{N_{c(s)}^{CRM}} P_{kW(m,s)} \times t_{(s)}^{CRM} + \sum_{a=1}^{N_{c(s)}^{CRA}} P_{kW(a,s)} \times t_{(s)}^{CRA} \quad (20)$$

$$END_{(ano)} = \sum_{s=1}^{N_s} [END_{(s)} \times N_{ILD/ano(s)}] \quad (21)$$

Onde:

i , m e a são índices dos consumidores localizados nas seções isoladas, restauradas manualmente e restauradas automaticamente, respectivamente durante um evento simulado s . $P_{kW(i,s)}$, $P_{kW(m,s)}$, $P_{kW(a,s)}$, são as potências ativas de cada cliente i , m e a respectivamente durante um evento simulado s .

4.6 Perdas Financeiras

Uma metodologia para avaliar as perdas financeiras relacionadas ao tempo de parada de processo - PFPP_{ILD} em decorrência de interrupções de longa duração é apresentada em Cebrian, Milanovic e Kagan (2015). A metodologia insere dois fatores para melhorar a precisão durante a avaliação das PFPP_{ILD}, estes são: o custo por interrupção por tipo de consumidor – CIC, como residencial, comercial, industrial e grandes clientes e a probabilidade de o processo reiniciar sua operação nominal após a

ocorrência de uma parada P_{PR} . Para os consumidores finais, as perdas financeiras decorrentes de ILD variam e são muito dependentes do consumo de energia, tipo de atividade, sensibilidade do equipamento, tipos de processos, entre outros (KÜFEOĞLU; LEHTONEN, 2015), (ORTMEYER, T. H et al., 2010). As $PFPP_{ILD(i)}$ devido às interrupções permanentes - ILD no consumidor (i) podem ser avaliadas pelas equações(22), (23) e (24), onde são levadas em consideração o número de paradas de processo $N_{PP/ano(i)}$, o custo da interrupção de processo – CIC, o tempo de reinício de processo após falha T_{PR} e a probabilidade acumulada da duração da interrupção do suprimento – P_{DIS} (CEBRIAN, KAGAN E MILANOVIC, 2018b).

$$C_{int(i,z)} = \sum_{h=1}^H [CIC_{(i)} (t_z + T_{PR(h)}) * P_{PR}(T_{PR(h)})] \quad (22)$$

$$C_{ILD(i)} = \sum_{z=1}^Z [C_{int(i,z)} * (P_{DIS(z)} - P_{DIS(z-1)})] \quad (23)$$

$$PFPP_{ILD(i)} = N_{PP-ILD/ano(i)} \times C_{ILD(i)} \quad (24)$$

Onde,

$PFPP$: perda financeira relativa à parada de processo;

ILD : interrupção de longa duração;

$N_{PP-ILP/ano}$: número de paradas de processo por ano;

CIC : custo da interrupção do processo do consumidor i ;

T_{PR} : tempo de reinício de processo após falha;

P_{PR} : probabilidade associada ao T_{PR} e

t_z : valor da duração da interrupção de fornecimento de energia.

A Tabela 3 traz os valores dos custos da interrupção do processo – CIC conforme Kariuki e Allan (1996) e Tabela 4 a probabilidade de reinício do processo - P_{PR} em função do tempo.

Tabela 3 - Custo de interrupção do processo por consumidor (CIC).

Tipo de consumidor	CIC (GPB) por uma interrupção de duração:				
	0 – 20 min	20 min – 1h	1h – 4h	4h – 8h	8h – 24h
Residencial	0,19	0,70	4,78	-	-
Comercial	49,12	106	345	719	1,0k
Industrial	2,9k	4,3k	7,6k	12,0k	16,3k
Grande Consumidor	219k	233k	329k	413k	581k

Fonte: Adaptado de Kariuki e Allan, 1996, p 172.

Tabela 4 - Probabilidade de reinício do processo após a ocorrência de uma interrupção.

Tempo de reinício do processo	
T_{PRSh} (horas)	$P_{PRS}(T_{PRSh})$
$0 \leq T_{PRSh} \leq 1$	0,6
$1 < T_{PRSh} \leq 4$	0,3
$4 < T_{PRSh} \leq 24$	0,1

Adaptado de Cebrian, Milanovic e Kagan (2015), p 1484.

Assim, a avaliação econômica das perdas financeiras anuais relativas às paradas de processos pode ser obtida através equação (25) que calcula a $PFPP_{ILD}$ para N consumidores, a partir das perdas financeiras referentes aos eventos de ILD.

$$PFPP_{total} = \sum_{i=1}^N PFPP_{ILD(i)} \quad (25)$$

Onde:

$PFPP_{ILD(i)}$: perda financeira relativa à parada de processo devido à ILD para um consumidor (i);

$PFPP_{total}$: total de perdas financeiras anuais relativas às paradas de processos devido à ILD para n consumidores.

5 ALOCAÇÃO DE SECCIONADORES AUTOMATIZADOS

As redes de distribuição são dotadas de dispositivos de proteção como fusíveis, religadores e disjuntores que detectam condições anormais, indesejáveis e intoleráveis, a fim de isolar partes da rede com defeitos e evitar a propagação da falta. Após a confirmação de uma falta permanente, os operadores do sistema podem utilizar seccionadores instalados ao longo da rede para reduzir a área isolada e restabelecer o fornecimento de energia ao maior número de consumidores possível. Essa prática operacional pode ser ainda mais eficiente quando são usados seccionadores automatizados. Isso é possível porque esses dispositivos podem ser operados remotamente, reduzindo o tempo operacional de horas para minutos, o que significa uma melhoria nos indicadores de confiabilidade como FEC e DEC.

Neste trabalho, os seccionadores automatizados – SA são instalados na rede de distribuição considerando duas possibilidades visando melhorar o FEC, o DEC e reduzir as PFPP e a END. A primeira é a substituição de um SM por um SA ou a inclusão de um SA junto a um DP existente. A segunda é a instalação de um novo SA em uma linha sem nenhum PD ou SM existentes.

5.1 Modelo matemático

O modelo proposto considera a existência de SM já instaladas na rede e que, a Função Objetivo – FO, visa encontrar a melhor solução para um número de SMs que podem ser substituídos por SAs e o número de SAs novos que podem ser instalados, bem como sua posição na rede considerando os indicadores de continuidade FEC e DEC, as perdas financeiras dos consumidores PFPP e a energia não distribuída END. Assim, cada alternativa i para alocação de SA pode ser comparada por F.O. (26) a fim de obter uma solução quase ótima global para o problema de alocação de SA que minimiza o FEC, DEC, PFPP e END, e que considera todas as restrições técnicas e orçamentárias.

A função objetivo pode ser modelada conforme a equação (26):

$$\min FO = f1_{(i)} \times f2_{(i)} \times fc_{(i)} \left[\left(\frac{FEC_i}{FEC_B} \right) \alpha + \left(\frac{DEC_i}{DEC_B} \right) \beta + \left(\frac{PFPP_i}{PFPP_B} \right) \gamma + \left(\frac{END_i}{END_B} \right) \delta \right] \quad (26)$$

Sujeito a:

$$\alpha + \beta + \gamma + \delta = 1 \quad (27)$$

$$f1 = \begin{cases} CtCh_{inst} \leq LimOrc_{max} & \rightarrow 1,0 \\ Outros\ casos & \rightarrow cf1 \end{cases} \quad (28)$$

Para,

$$cf1 = \left(\frac{(CtCh_{inst} - LimOrc_{max})}{LimOrc_{max}} \right) + 2 \quad (29)$$

$$f2 = \begin{cases} (Ch_{subs} + Ch_{Nv}) \leq NCh_{max} & \rightarrow 1,0 \\ Outros\ casos & \rightarrow cf2 \end{cases} \quad (30)$$

Para,

$$cf2 = \left(\frac{(Ch_{subs} + Ch_{Nv} - NCh_{max})}{NCh_{max}} \right) + 2 \quad (31)$$

$$fc = \frac{(Ct_{Impl} + CtCh_{inst})}{(Ct_{impl} + CtCh)} \quad (32)$$

$$CtCh = LCh_{man} \times CtCh_{man} + LsCh \times CtCh_{aut} \quad (33)$$

Onde:

$f1$ – Restrição de limite orçamentário máximo

$f2$ – Restrição de número máximo de seccionadores permitidos por instalação

f_c – Fator de custo

$CtCh_{inst}$ – Custo total dos seccionadores instalados

$LimOrc_{max}$ – Limite orçamentário máximo

Ch_{subs} – Número de seccionadores substituídos

Ch_{Nv} – Número de chaves novas instaladas

NCh_{max} – Número máximo de chaves permitido

$CtCh$ – Custo de instalação/substituição em toda a rede

Ct_{impl} – Custo de implantação do sistema

LCh_{man} – Número de linhas com seccionadores manuais

$CtCh_{man}$ – Custo de substituição dos seccionadores manuais

$CtCh_{aut}$ – Custo de instalação dos seccionadores automáticos

$LsCh$ – Número de linhas sem seccionadores

Os índices α , β , γ , δ (27) representam o percentual que cada indicador, FEC, DEC, PFPP e END respectivamente, impacta sobre a F.O. e que podem variar de acordo com o interesse da concessionária e sua relevância para o SDEE, onde o valor máximo 1 (um) representa 100% de impacto. Os índices B e i representam os valores dos indicadores para o caso base (rede sem automação) e a i -ésima simulação (rede com automação), respectivamente. As restrições de limite orçamentário (28), e número máximo permitido de SAs (30), são tratados separadamente a fim de considerar diferentes custos de instalação com relação à substituição e inclusão de novos SAs. Ambas as restrições garantem que o melhor resultado permaneça dentro do limite do orçamento e não exceda o número de SAs disponíveis em estoque. A constante 2 (dois)

em (29) garante que para os casos em que os custos de aquisição e implantação ultrapassem o limite orçamentário, o valor final de (28) seja maior que 1 (um). Da mesma forma, a constante 2 (dois) em (31), garante que para os casos em que o número de seccionadores for maior que o número máximo estabelecido pela concessionária, o valor final de (30) seja maior que 1 (um). Em ambos os casos a constante 2 (dois) foi escolhida por resultar em valores finais da F.O. com magnitude superior aos valores ótimos esperados, porém, pequenos o suficiente para não influenciarem no processo de busca do BPSO.

O fator de custo é dado pela relação entre os custos de implantação do sistema de restauração automático mais os custos de substituição/instalação de seccionadores automatizados na rede e o custo total para implantação do sistema de restauração automático mais os custos de substituição/instalação de seccionadores automatizados em toda a rede conforme (32).

A solução para o problema apresentado é limitada ao número de combinações possíveis, referindo-se à quantidade e aos tipos dos seccionadores. Assim, o número de possibilidades para alocação de seccionadores automatizados na rede é obtido a partir de (34), sendo m o número de seccionadores com acionamento manual a serem substituídos por acionamento automatizado e n o número de seccionadores automatizados novos.

$$NumSec = 2^{(m+n)} - 1 \quad (34)$$

É importante ressaltar que a restrição da capacidade de reserva de carga dos alimentadores vizinhos não está incluída em (26), pois essa restrição está incluída no procedimento de restauração.

Em (26), para calcular FEC, DEC, PFPP e END, uma grande quantidade de falhas simuladas, devem ser executadas em toda a rede de distribuição. Assim, de forma a comparar diferentes alternativas de alocação de SAs, o conjunto de falhas simuladas obtido pelo SMC deve permanecer o mesmo.

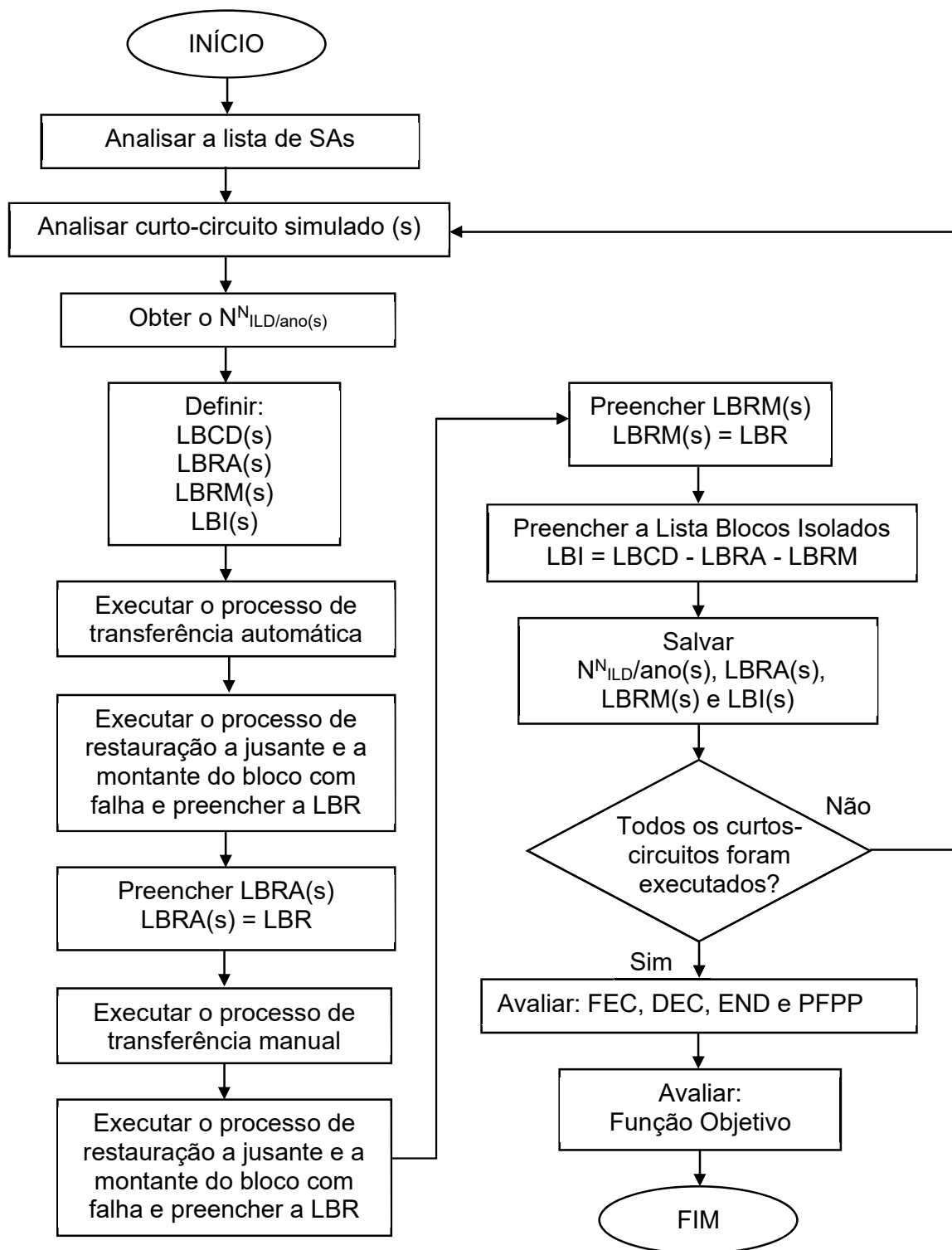
5.2 Módulo restaurador

Para aplicar a metodologia proposta nesta dissertação, os blocos isolados, restaurados manualmente e restaurados automaticamente devem ser identificados. É importante ressaltar que o procedimento de restauração (manual ou automatizado) realmente só é realizado se o alimentador vizinho tiver capacidade de reserva de carga necessária para aceitar os blocos a serem transferidos, caso contrário os blocos ficam isolados. Esta restrição é importante para evitar sobrecarga no alimentador vizinho durante o procedimento de restauração.

O procedimento de restauração permite obter listas de blocos de carga desenergizados (LBCD), blocos restaurados automaticamente (LBRA), blocos restaurados manualmente (LBRM) e blocos isolados (LBI) a partir de um conjunto de SAs candidatos a serem instalados na rede. Assim, para avaliar o FEC, DEC, END e PFPP o seguinte procedimento é aplicado para cada alternativa de alocação de SA para cada um dos eventos simulados pelo método Monte Carlo.

A Figura 22 mostra uma visão geral do procedimento de avaliação da F.O. para uma alternativa i de alocação de SAs. As listas LBCD(s), LBRA(s), LBRM(s) e LBI(s) são obtidas para cada curto-circuito simulado s . O procedimento de restauração é executado duas vezes, a primeira (procedimento de transferência automática) leva em consideração apenas os SAs existentes na rede, resultando na lista LBRA(s). O segundo (procedimento de transferência manual) é realizado desconsiderando os blocos da LBRA(s). Para este processo, são considerados os SMs e os SAs existentes na rede que não foram utilizados no procedimento de transferência automática. O resultado é a lista LBRM(s). Assim, a lista de blocos isolados - LBI é obtida pelo resultado da diferença entre a lista LBCD(s) e a soma de LBRA(s) e LBRM(s).

Figura 22 - Fluxograma de avaliação da Função Objetivo

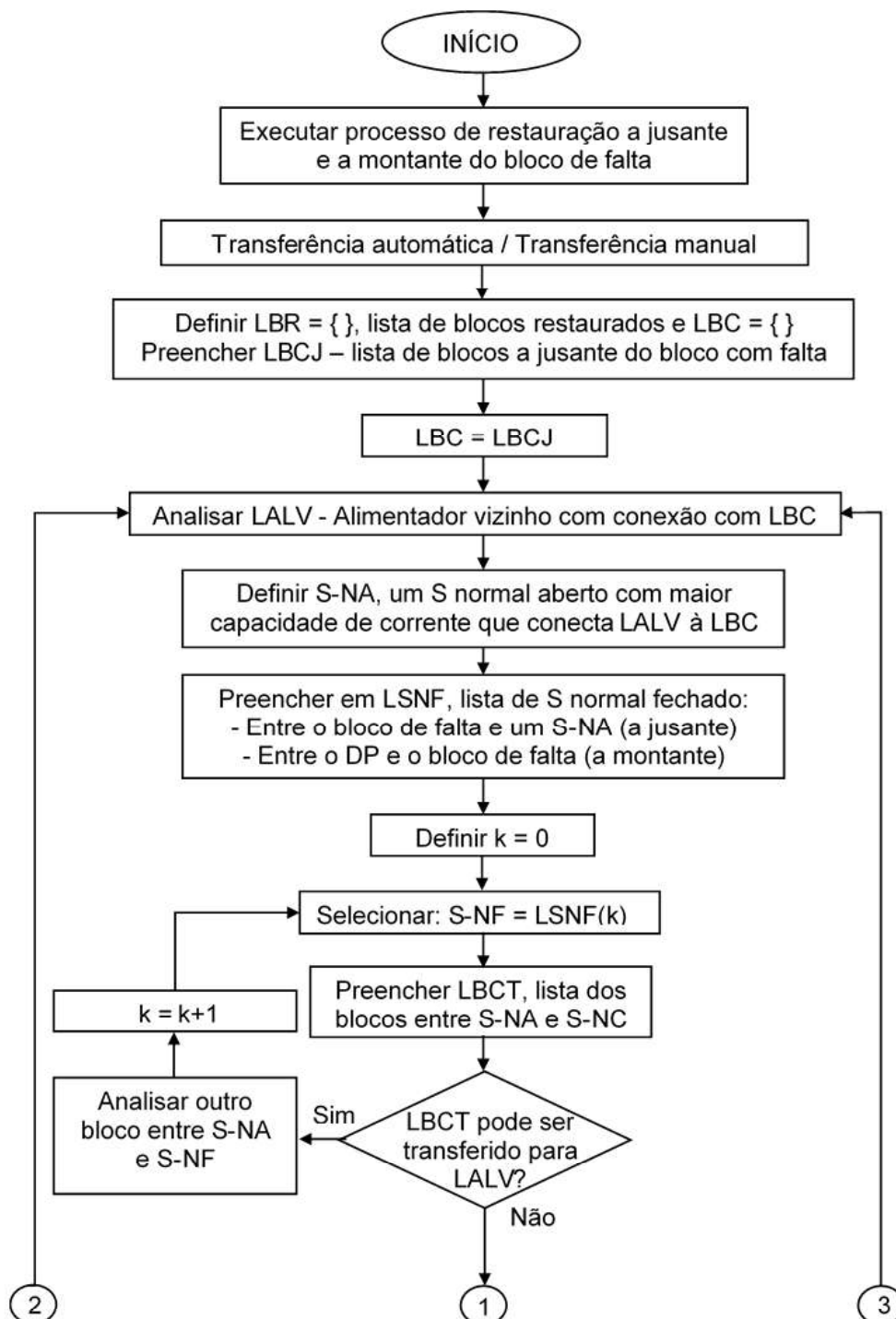


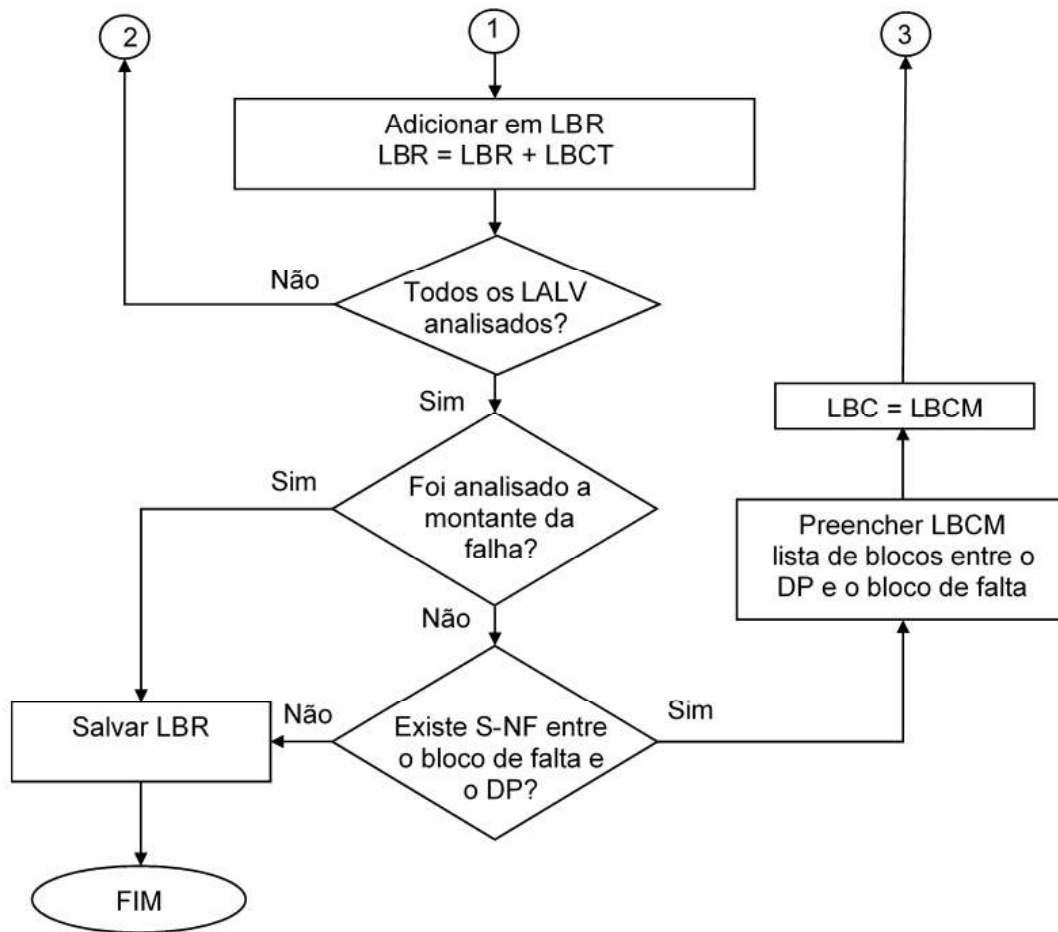
O procedimento de restauração é executado para identificar LBRA(s), LBRM(s) e LBI(s) para um conjunto de SAs candidatos. Este procedimento leva em consideração os blocos localizados a jusante e a montante do bloco com defeito. É importante destacar que, no início do processo de restauração, todos os blocos da LBCD são considerados blocos desenergizados e só podem mudar seu estado ou para restaurado automaticamente ou para restaurado manualmente apenas se algum alimentador vizinho tiver a capacidade de reserva de carga necessária para aceitar os blocos desenergizados, caso contrário, esses blocos permanecem desenergizados. A Figura 23 apresenta o fluxograma do procedimento de restauração proposto, que é realizado para identificar blocos desenergizados (LBCT) que podem ser restaurados automática ou manualmente para alimentadores vizinhos. As etapas a seguir explicam a estrutura conceitual:

- 1- Selecionar o procedimento de transferência automática ou manual. Os blocos localizados a jusante do bloco com defeito são analisados em primeiro lugar, os blocos localizados entre o DP e o bloco com defeito são analisados posteriormente. Para o procedimento de transferência automática, apenas SAs (normalmente fechado e aberto) são considerados durante a análise. Para o procedimento de transferência manual, os SMs e o SAs que não foram acionados no procedimento de transferência automática são considerados durante a análise.
- 2- Selecionar um alimentador vizinho (LALV) com qualquer seccionador normalmente aberto (automatizado ou manual, depende do procedimento analisado do passo 1) que se conecta a qualquer bloco desenergizado. Se houver mais de um alimentador vizinho, o processo começa com os alimentadores com maior capacidade de reserva de carga. Os blocos de carga mais próximo de LALV formarão a lista LBCT.
- 3- Comparar a potência ativa e reativa dos blocos candidatos à transferência, lista (LBCT) com a capacidade de reserva de carga do LALV selecionado. Se a potência ativa ou reativa for maior que a capacidade de reserva de carga do LALV, o LBCT não pode ser restaurado, e quando possível, outro LALV deve ser analisado. Se a potência ativa ou reativa for menor que a capacidade de reserva de carga de LALV, o LBCT pode ser restaurado por LALV. É importante observar que o LBCT inicia o procedimento de restauração com a

quantidade mínima de blocos desenergizados, no entanto, se o LALV tiver capacidade de reserva de carga suficiente, o LBCT pode adicionar mais blocos de carga.

Figura 23 - Fluxograma do procedimento de restauração proposto

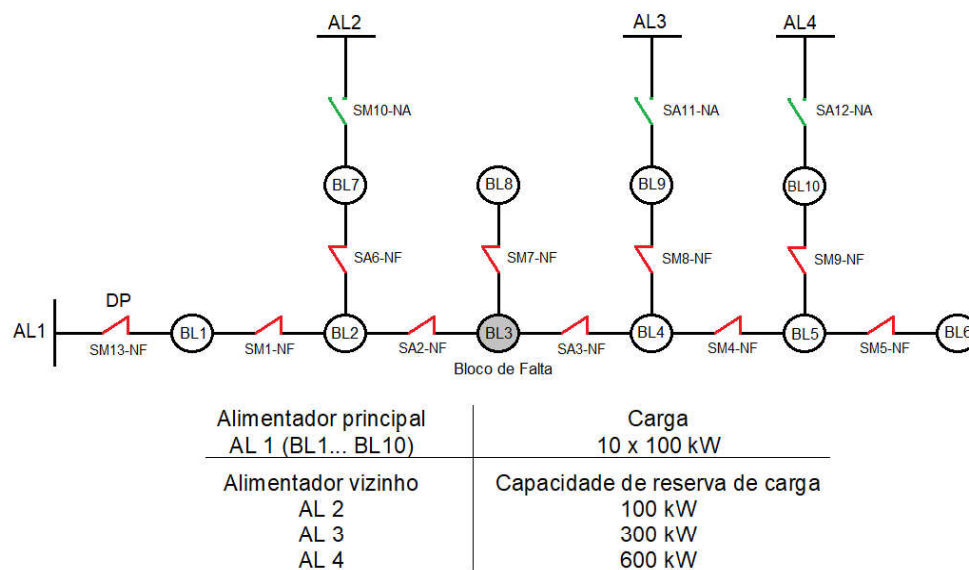




- 4- Salvar LBR, lista de blocos restaurados. Para o procedimento de transferência automática ou manual, LBR representa blocos de cargas que foram transferidos para qualquer alimentador vizinho.

Para ilustrar o procedimento de restauração proposto, uma rede representativa é apresentada na Figura 24. Para uma falta simulada ocorrida no BL3 com a atuação do DP a montante para isolar o bloco defeituoso BL3, dez blocos de carga a jusante do DP ficam desenergizados. Tomando-se BL3 como referência, é possível identificar os blocos a jusante (BL4, BL5, BL6, BL8, BL9 e BL10) e os blocos a montante (BL1, BL2 e BL7). São treze Ss (oito manuais e cinco automatizados), três deles podendo ser utilizados para transferência de blocos para alimentadores vizinhos, SM10, SA11 e SA12. Para este caso, a capacidade de reserva de carga dos alimentadores AL1, AL2 e AL3 são 100 kW, 300 kW e 600 kW, respectivamente. Além disso, cada bloco possui 100 kW de carga.

Figura 24 - Processo de restauração



O processo de restauração inicia-se pelo procedimento de transferência automática. Devido à operação de SA3-NF (abertura) e SA12-NA (fechamento), todos os blocos a jusante de BL3 podem ser transferidos automaticamente para o AL4 (este alimentador tem capacidade de reserva de carga suficiente para receber todos estes blocos), no caso dos blocos a montante, nenhum deles pode ser transferido automaticamente, pois, não existem SAs disponíveis para serem usados.

A seguir, o procedimento de transferência manual é executado. Devido à operação de SA2-NF (abertura) e SM13-NF (abertura), BL1, BL2 e BL7 podem ser restaurados manualmente pelo mesmo alimentador AL1. É importante mencionar que o funcionamento de SA2-NF e SA3-NF permite o isolamento de BL3 e, por consequência, BL8 também fica isolado. Assim, para este exemplo, LBRA = {BL4, BL5, BL6, BL9 e BL10}; LBRM = {BL1, BL2 e BL7}; e LBI = {BL3 e BL8}.

5.3 Módulo otimizador

Otimização por enxame de partículas - PSO é uma técnica de otimização estocástica que simula movimentos sincronizados existentes na natureza, como o voo de bando de pássaros ou cardumes de peixes pela busca por alimento. Em outras

palavras, o PSO é uma técnica baseada na evolução que permite que o algoritmo se mova de forma eficiente através do espaço de busca para encontrar melhores soluções em relação à população inicial. No PSO, o enxame é composto por partículas, que representam possíveis soluções para o problema d-dimensional a ser otimizado. Cada partícula i deste enxame, $X_i = (X_{i1}, X_{i2}, X_{i3}, \dots, X_{id})$, é guiada por dois fatores: sua melhor posição anterior ($Pbest$) representada por $P_i = (P_{i1}, P_{i2}, P_{i3}, \dots, P_{id})$, e a melhor posição alcançada por seus vizinhos no enxame ($Gbest$) representado por $G_i = (G_{i1}, G_{i2}, G_{i3}, \dots, G_{id})$. A taxa de mudança de posição de cada partícula é representada por sua velocidade $V_i = (V_{i1}, V_{i2}, V_{i3}, \dots, V_{id})$ EBERHART (1998). Assim, a velocidade e a posição da i -ésima partícula para uma iteração $k + 1$ podem ser calculadas por 0 e (36).

$$v_{id}^{k+1} = wv_{id}^k + c_1r_1(Pbest_{id}^k - x_{id}^k) + c_2r_2(Gbest_d^k - x_{id}^k) \quad (35)$$

$$x_{id}^{k+1} = x_{id} + v_{id}^{k+1} \quad (36)$$

Onde, i , d e k são o índice da i -ésima partícula, d -ésima dimensão e k -ésima iteração, respectivamente; w é o peso de inércia; c_1 e c_2 são os fatores de aprendizagem cognitiva e social, respectivamente; r_1 e r_2 são valores aleatórios entre 0 e 1.

O fator de aprendizagem cognitiva - c_1 influencia a tomada de decisão da i -ésima partícula de acordo com sua própria experiência anterior, enquanto o fator de aprendizagem social - c_2 orienta a i -ésima partícula para a melhor posição encontrada pelo enxame. Assim, c_1 e c_2 caracterizam o comportamento competitivo e cooperativo das partículas.

É importante destacar que o primeiro PSO foi desenvolvido para espaços de busca contínua, ou seja, as variáveis envolvidas assumem valores reais. Nos casos em que as variáveis são binárias ou discretas, é necessária a aplicação do *Binary PSO*

(BPSO). Em BPSO, Xid^{k+1} , cada dimensão de uma partícula assume o valor 0 ou 1 dependendo de um valor de probabilidade.

Uma função sigmóide S , dada em (37) é usada para definir os valores de Xid^{k+1} . Se um número z , gerado aleatoriamente dentro de uma distribuição uniforme $[0,1]$, for menor que ou igual a $s(Vid^{k+1})$, então Xid^{k+1} assume 1, caso contrário, 0. Além disso, Vid^{k+1} é restrito dentro de uma faixa de velocidade (V_{max} e V_{min}) (KENNEDY; EBERHART, 1997).

$$s(v_{id}^{k+1}) = \frac{1}{1 + e^{-v_{id}^{k+1}}} \quad (37)$$

Neste trabalho, o BPSO é aplicado na solução do problema de alocação de seccionadores automatizados em redes de distribuição considerando que cada partícula representa uma solução para este problema e cada dimensão de uma partícula representa uma linha que pode receber um seccionador automatizado. Esta representação de uma partícula pode ser vista na Tabela 5. Assim, existem duas possibilidades de atribuição de seccionador automatizado, uma é a substituição dos seccionadores manuais existentes (de $L1$ a L_m), ou seja, todas as linhas que já possuem seccionadores manuais; a outra é a instalação de novos seccionadores automatizados em linhas sem nenhum tipo de seccionador (de L_{m+1} a L_n). O valor de qualquer dimensão representa o estado de substituição/instalação, ou seja, se o valor for 1, significa que um seccionador manual pode ser substituído por um automatizado, ou um seccionador automatizado pode ser instalado em sua respectiva linha, em caso contrário, a condição original é mantida. A soma de todas as dimensões de uma partícula representa o número total de seccionadores automatizados que devem ser substituídos/instalados na rede de distribuição.

Tabela 5 - Estrutura de uma partícula

	Linhas com Seccionadores manuais				Linhas sem Seccionadores				
Código da linha	L1	L2	...	Lm	Lm+1	Lm+2	Lm+3	...	Ln
Estado	0	1	...	1	1	0	0	...	1

Fonte: Elaborada pelo autor

O procedimento para a solução do problema de alocação de seccionadores automatizados aplicando BPSO é executado com as seguintes etapas:

Passo 1 – Definir os parâmetros da SMC e os parâmetros do BPSO como w , $c1$, $c2$, número de iterações máximo e topologia de vizinhança. Definir também as restrições orçamentárias e o número máximo de seccionadores automatizados disponíveis para substituição/installação.

Passo 2 – Executar a simulação dos N_s curtos-circuitos e avaliar o número de interrupções de longa duração por ano para cada evento s ($NILD /ano (s)$).

Passo 3 – Criar um enxame inicial, onde cada partícula é gerada aleatoriamente.

Passo 4 – Iniciar o BPSO com posições e velocidades aleatórias.

Passo 5 – Calcular FEC, DEC, END, PFPP e a Função Objetivo de cada partícula.

Passo 6 – Atualizar a velocidade e posição de cada partícula.

Passo 7 – Verificar o critério de convergência. Se o número máximo de iterações for atingido, pare os processos; caso contrário, vá para a etapa 5.

6 TESTES E RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos através da aplicação da metodologia proposta e discutida nos capítulos anteriores, implementada em linguagem de programação *Python*. Os testes foram realizados em um sistema de 135 barras (LAPSEE, 2020). A partir da técnica de otimização BPSO foram realizados testes, buscando comprovar a eficácia da metodologia. Em todas as simulações consideram-se inicialmente que todos os seccionadores, NA e NF são manuais e que podem ser automatizados, e ambos são apenas elementos de seccionamento, todos os disjuntores e religadores são dispositivos de proteção com capacidade de seccionamento e atuam de forma manual no processo de restauração. Os fusíveis são apenas elementos de proteção, portanto, não participam do processo de restauração.

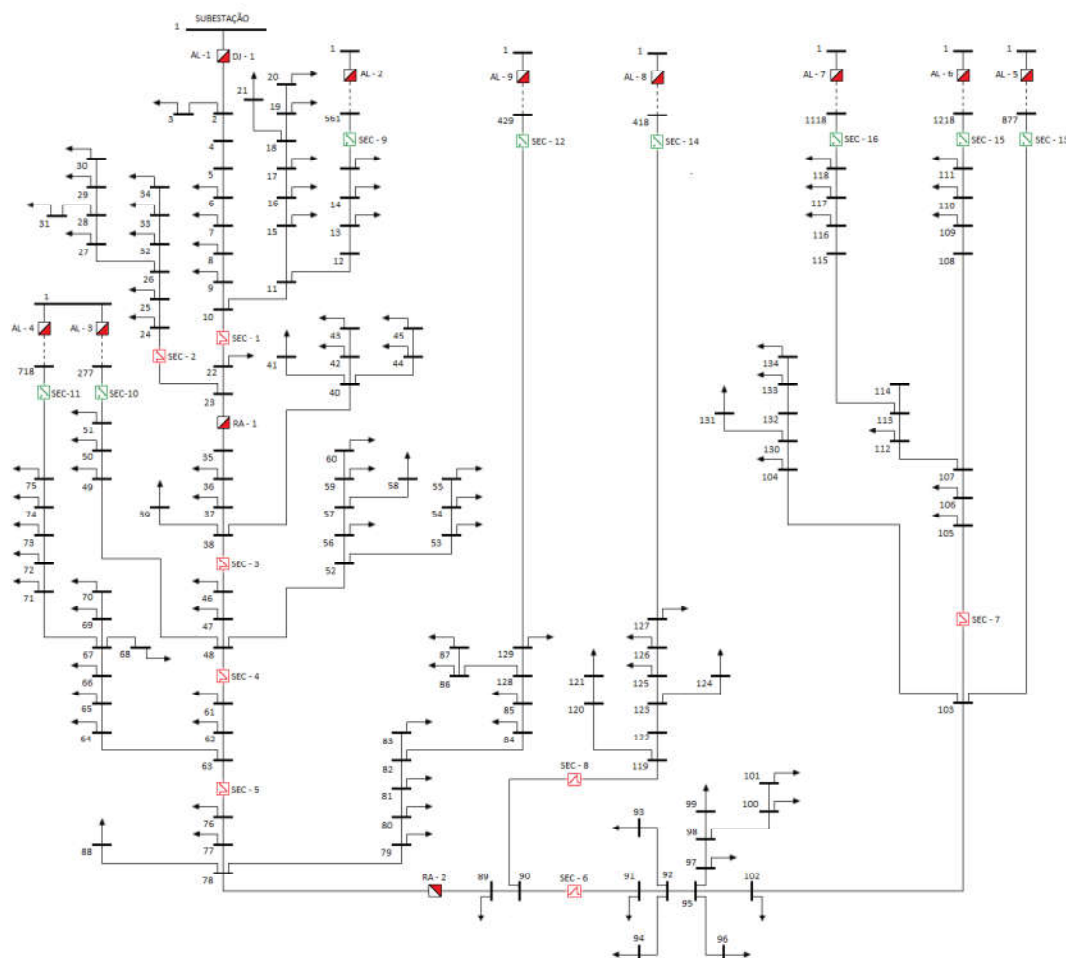
6.1 Descrição do sistema de teste

O sistema de teste utilizado nessa dissertação, cujo diagrama unifilar é apresentado na Figura 25, opera com tensão nominal de 13,8 kV e potência nominal de 6986 kVA e seus dados originais podem ser encontrados em Lapsee (LAPSEE, 2020). Em Silva (2005) foram acrescentados a este sistema, oito ramais de interligação com outros alimentadores adjacentes e que, nessa dissertação são utilizados para a transferência de cargas de seções sadias consideradas transferíveis durante uma contingência, respeitando os limites de potência estabelecidos pela reserva de carga de cada um dos alimentadores adjacentes, conforme Tabela 6.

Tabela 6 - Capacidade de Reserva dos Alimentadores de Socorro

Alimentador	Reserva (kW)	Reserva (kvar)
AL-2	1992	848
AL-3	1878	800
AL-4	1830	779
AL-5	1098	467
AL-6	1776	756
AL-7	810	345
AL-8	1206	523
AL-9	660	281

Figura 25 - Rede 135 em sua configuração inicial.



Fonte: Adaptada de Lapsee (2020).

A rede tem uma extensão total da rede de 8,89 km (soma dos alimentadores e ramais) e possui 135 barramentos, 2900 consumidores, sendo 2484 residenciais (93,14%), 158 comerciais (5,92%) e 25 industriais (0,94%), totalizando 6986 kVA. Embora o número de consumidores industriais represente 0,94% do total, eles totalizam 40% do total da potência instalada da rede analisada. Os dados elétricos das linhas e das interligações entre os alimentadores são apresentados no apêndice A1 Dados elétricos das linhas do sistema 135 barras. Os seccionadores instalados na rede inicialmente são todos manuais e estão alocados de acordo com a distribuição mostrada na Tabela 7 - Localização dos seccionadores manuais na rede, sendo 8 seccionadores

normalmente fechados – NF e 8 normalmente abertos – NA instalados nas linhas de interconexão com os alimentadores vizinhos.

Tabela 7 - Localização dos seccionadores manuais na rede

Seccionador	linha	tipo
S-1	L21	NF
S-2	L23	NF
S-3	L45	NF
S-4	L60	NF
S-5	L75	NF
S-6	L90	NF
S-7	L104	NF
S-8	L118	NF
S-9	L134	NA
S-10	L135	NA
S-11	L136	NA
S-12	L141	NA
S-13	L137	NA
S-14	L140	NA
S-15	L138	NA
S-16	L139	NA

Fonte: Elaborada pelo autor

Em Silva (2005) são dadas as potências instaladas em cada ponto de conexão. Para a realização dos testes e estimação dos indicadores FEC, DEC, END e PFPP são acrescentados ao sistema 135 barras, consumidores residenciais, comerciais e industriais. Os dados dos pontos de conexão, como potência, classe e número de consumidores atendidos são apresentados no apêndice A2 Dados elétricos dos consumidores.

Todos os testes são realizados em um sistema computacional desenvolvido na linguagem de programação Python que opera em conjunto com o simulador de redes elétricas OpenDSS em um PC com CPU Intel (R) Core (TM) i7-7500U 2,70 GHz, 8 GB de RAM. Para o cálculo dos indicadores de continuidade FEC, DEC e END, foram utilizados os seguintes tempos:

- Tempo de restauração automática – 2 min;
- Tempo de restauração manual – 60 min e
- Tempo de reparo – 105 min.

6.2 Número de simulações de curtos-circuitos

A aplicação da metodologia utiliza a SMC para a geração das variáveis de curto-circuito que são utilizadas em cada simulação. A SMC consiste basicamente em um método totalmente estatístico, com previsões probabilísticas de tal evento ocorrer em um determinado experimento. Para definir o número de simulações foram realizados 10 testes com 500 e 1000 simulações respectivamente que são apresentados na Tabela 8. Em cada teste foi calculada a PFPP da rede e em seguida calculadas a média $\bar{x}$, o desvio padrão σ e o erro padrão ξ em (38). Pelos resultados, pode-se perceber que, quanto maior o número de interações, menor será o erro em torno de um valor médio ($\bar{x}$), o que indica a opção por 1000 SMC, porém, em função do tempo de processamento optou-se neste trabalho em utilizar apenas 500 SMC, uma vez que para 1000 simulações o tempo de processamento praticamente dobra de 33,7 s por partícula para 67,7s por partícula.

$$\xi = \frac{\sigma}{\sqrt{Ns}} \quad (38)$$

Onde:

ξ – Erro padrão

σ – Desvio padrão

Ns – Número de simulações

Tabela 8 - Testes para definir o número de simulações no SMC

Número de simulações	PFPP média	Desvio Padrão %	Erro padrão	Tempo médio em segundos
500	613,03	1,06	0,38	33,7
1000	572,70	2,71	0,30	67,7

6.3 Análise Financeira

Os custos de investimentos para aquisição e instalação dos seccionadores automatizados, custos de implantação do sistema de controle, treinamentos e

manutenção são baseados em Cebrian, Rahman e Kagan (2017) e são apresentados na Tabela 9. A taxa de juros considerada é de 10% a.a, o custo de manutenção é anual por equipamento e equivale nesse trabalho a 10% do valor do equipamento e a vida útil estimada é de 15 anos conforme Estudo de Vida Útil Econômica e Taxa de Depreciação da ANEEL, para seccionadores com tensão inferior a 69kV – UC 160.01, conforme (ANEEL, 2015).

Tabela 9 - Custos de aquisição, implantação e manutenção dos seccionadores em GBP.

Item	Custo
Instalação Nova	4.800,00 / unidade
Substituição	3.400,00 / unidade
Sistema	230.000,00

Fonte: Adaptado de Cebrian, 2017, p. 224.

A análise financeira é realizada em um horizonte de 15 anos, os custos de implantação do sistema proposto serão distribuídos uniformemente pelo período com uma taxa de juros de 10% a.a., também as perdas financeiras e os custos com a END, que pela metodologia proposta é estimada pelo período de um ano serão atualizadas ano a ano pelo mesmo índice de 10%. Neste trabalho o valor médio das tarifas de energia sem impostos é de R\$ 0,546 / kWh. Este valor é estimado a partir dos dados fornecidos pelo relatório de número de unidades consumidoras faturadas, consumo faturado de energia (MWh) e tarifas médias por região, empresa e classe de consumo da ANEEL, conforme (ANEEL, 2020).

Para se comparar o valor presente líquido - VPL com relação aos benefícios futuros ao longo dos 15 anos, pelo custo de investimento de instalação de seccionadores automatizados, é realizada uma análise de fluxo de caixa descontado. Considera-se como fluxo de caixa as receitas com as reduções com os gastos com as PFPP e a END no período, menos os custos com a manutenção. VPL é dado em (39) e o prazo de retorno de investimento – PRI é dado em (40).

$$VPL = \frac{FC_n}{(1+j)^n} \quad (39)$$

$$PRI = \frac{\text{Investimento total}}{VPL} \quad (40)$$

Onde:

VPL – Valor presente líquido

FC – Fluxo de caixa

n – número de anos

j = Taxa de juros

PRI – Prazo de retorno de investimento

6.3 Teste de sensibilidade do BPSO

O PSO binário, assim como a versão contínua, possui alguns parâmetros, como w , c_1 e c_2 , que influenciam diretamente no seu comportamento de busca pelo ótimo global. A seleção de valores de parâmetros inadequados pode comprometer a qualidade dos resultados, ou ainda, não alcançar soluções viáveis. Neste trabalho, é realizada uma análise de sensibilidade com o objetivo de compreender o impacto de cada parâmetro do BPSO no que diz respeito à capacidade do processo evolutivo em alcançar melhores soluções.

Optou-se pela topologia em anel com 20 partículas para todos os testes com número máximo de iterações igual a 100. Foi inicialmente, utilizada uma restrição em relação ao número máximo de seccionadores automatizados que podem ser instalados na rede igual a 20, definido aleatoriamente. A restrição orçamentária não é considerada nos testes de sensibilidade porque o número máximo de seccionadores indiretamente inclui essa restrição. A Tabela 10 mostra a faixa de valores de c_1 , c_2 e w para os sessenta testes realizados para a análise de sensibilidade com base nos valores iniciais propostos na literatura (GUANGYOU, 2007; SHI, 2004).

Tabela 10 - Testes para a análise de sensibilidade do desempenho do BPSO.

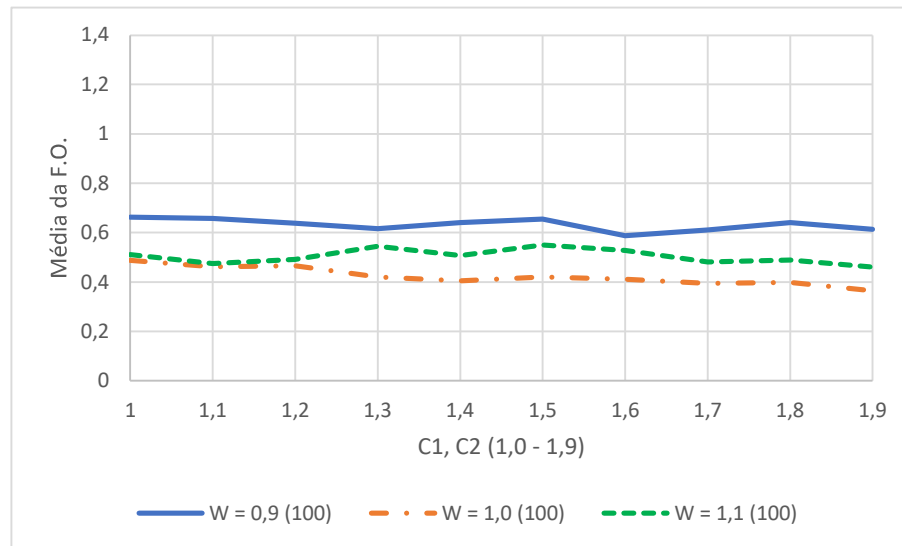
Teste	Parâmetros BPSO		
	C1	C2	W
1	(1 - 1,9)	(1 - 1,9)	0,9
2	(1 - 1,9)	(1 - 1,9)	1,0
3	(1 - 1,9)	(1 - 1,9)	1,1
4	1,2	1,2	(0,5 - 1,4)
5	1,3	1,3	(0,5 - 1,4)
6	1,4	1,4	(0,5 - 1,4)

Fonte: Elaborada pelo autor

A fim de se comparar o desempenho do BPSO para os sessenta testes introduzidos na Tabela 10, é calculada a média da Função Objetivo – F. O. de todas as partículas obtidas durante todo o processo evolutivo (iterações) para cada conjunto de parâmetros c1, c2 e w. Os testes número 1, 2 e 3 variam-se os parâmetros c1 e c2 entre 1 e 1,9 com passos de 0,1 para w igual a 0,9, 1,0 e 1,1 respectivamente, totalizando trinta testes. Para os testes 4, 5 e 6, os parâmetros c1 e c2 são mantidos constantes em 1,2, 1,3 e 1,4 respectivamente e o parâmetro w é variado entre 0,5 e 1,4 com passos de 0,1, totalizando trinta testes.

O resultado dessa comparação pode ser observado no gráfico da Figura 26 - Comportamento da média da F. O. em relação aos parâmetros BPSO. Figura 26, onde as curvas mostram que, em geral, valores maiores de c1 e c2 resultam em melhores desempenhos do BPSO para os testes 1, 2 e 3, quando w = 1,0.

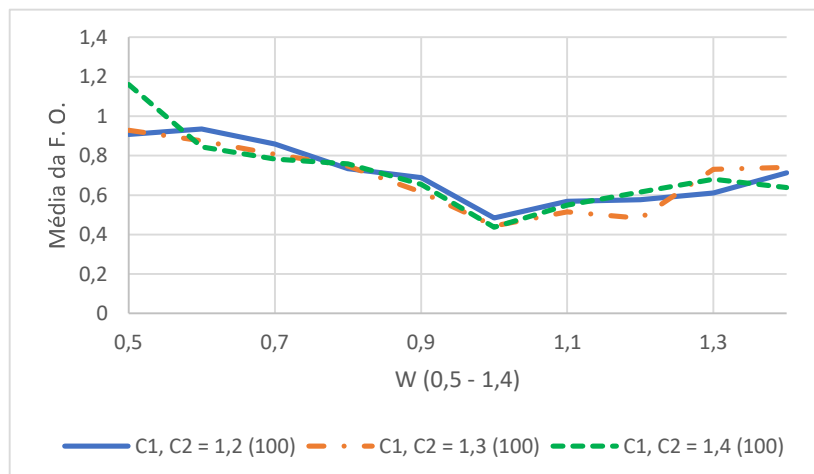
Figura 26 - Comportamento da média da F. O. em relação aos parâmetros BPSO – Testes 1, 2 e 3



Fonte: Elaborada pelo autor

A comparação entre os resultados dos testes 4, 5 e 6, exibidos no gráfico da Figura 27 corroborou a observação anterior, ou seja, o processo evolutivo do BPSO atinge os melhores valores da F. O. com $w = 1,0$.

Figura 27 - Comportamento da média da F. O. em relação aos parâmetros BPSO – Testes 4, 5 e 6

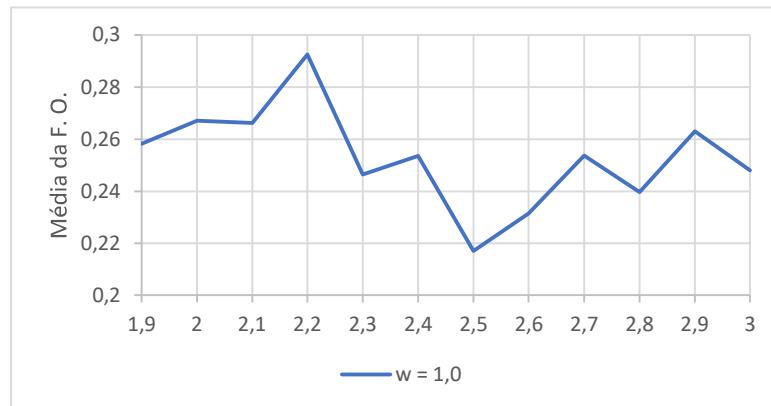


Fonte: Elaborada pelo autor

A partir desses resultados, um teste adicional é executado a fim de identificar se valores maiores de $c1$ e $c2$ e um número maior de iterações poderiam levar a melhores

valores de F.O. Assim, no teste 7 são considerados: $w = 1,0$, iterações = 200 e valores de c_1 e c_2 variando entre 1,9 e 3,0. Esses resultados são apresentados na Figura 28, onde é possível notar uma tendência de redução da F.O. até $c_1 = c_2 = 2,5$ e um aumento a partir desse valor.

Figura 28 - Comportamento da média da F. O. para $w = 1,0$; c_1 e c_2 (1,9 – 3,0) e iterações = 200.



Fonte: Elaborada pelo autor

Portanto, conclui-se que os valores mais adequados para os parâmetros do BPSO que podem ser aplicados para o problema de alocação de seccionadores automatizados em redes elétricas de distribuição são: $c_1 = 2,5$, $c_2 = 2,5$ e $w = 1,0$. Esses valores são usados para parametrizar o BPSO no próximo experimento visando obter a melhor alternativa para alocação de seccionadores automatizados em redes elétricas de distribuição considerando todas as restrições (número máximo de dispositivos e orçamento).

6.4 Resultados da melhor solução alcançada para BPSO para alocação de seccionadores automatizados na rede 135.

Nos testes realizados para encontrar a melhor alocação de seccionadores automatizados em redes de distribuição de energia elétrica foram utilizados os seguintes parâmetros:

- Custo máximo de implantação do sistema – GBP 230.000,00;

- Custo de substituição de seccionadores manuais por automatizados – GBP 3.400,00;
- Custo de instalação de novos de seccionadores automatizados – GBP 4.800,00;
- Número máximo de seccionadores permitidos – 20 un.;
- Limite orçamentário – GBP 312.000,00;
- Simulações de curtos-circuitos – 500.

Parâmetros do BPSO:

- $c1 = c2 = 2,5$;
- $w = 1$;
- partículas = 20
- iteração max = 100;

A Tabela 11 mostra a localização de cada dispositivo automatizado obtido pelo BPSO. Desta tabela, 8 dispositivos com operação manual devem ser substituídos por dispositivos automatizados, sendo 7 seccionadores e um disjuntor. Além desses, outros 8 dispositivos automatizados novos devem ser instalados em toda a rede de distribuição. A posição de cada dispositivo pode ser vista no diagrama unifilar da Rede 135 na Figura 29. O investimento total é de GBP 295.600,00, inferior ao limite orçamentário de GBP 312.000,00. As reduções obtidas em relação ao estado inicial da rede são superiores a 60% para os indicadores de continuidade FEC e DEC e a redução da END supera os 58%, enquanto a redução nas perdas financeiras por paradas de processo, atingiram 23,13%. Esses valores de redução podem ser explicados porque a alocação estratégica de seccionadores automatizados obtida pelo BPSO permite que muitos trechos saudáveis sejam rapidamente transferidos para outros alimentadores vizinhos, impactando positivamente na redução dos indicadores de continuidade, nas perdas elétricas da rede, bem como as perdas financeiras decorrentes de parada de processos em consumidores industriais sensíveis.

Tabela 11 - Melhor solução obtida pelo BPSO.

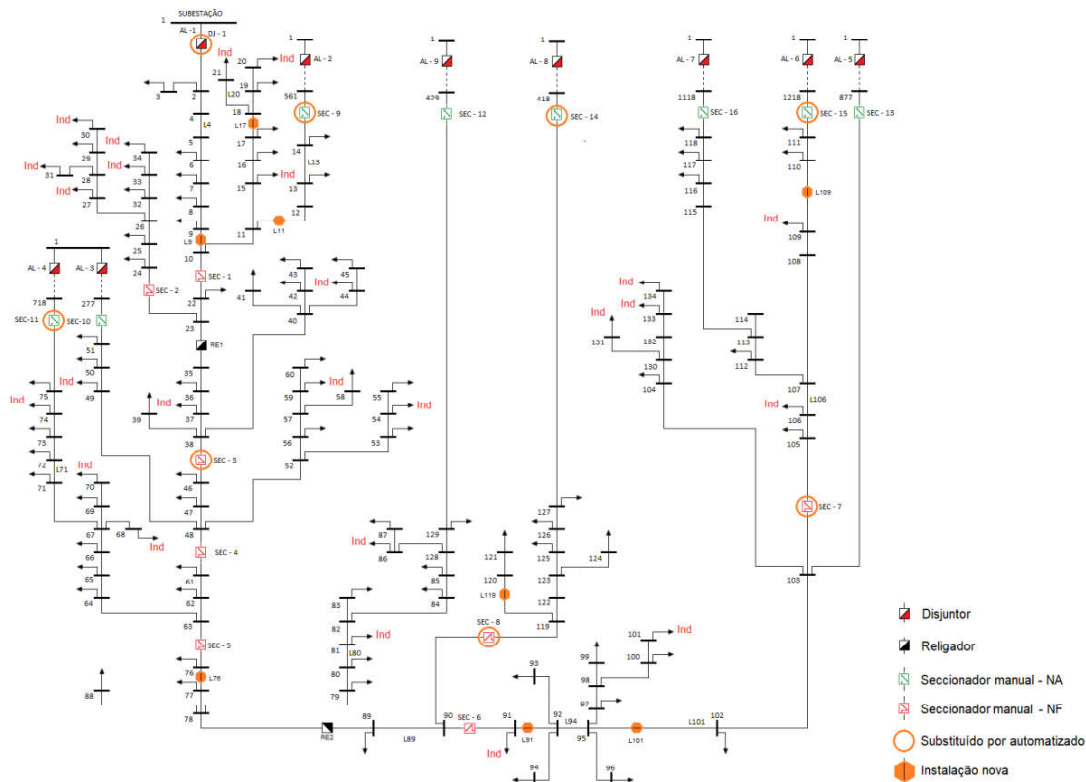
Substituição Manual >> Automatizado ^(a)	Instalação Novos	Investimento (GBP) x1000	FEC un/ano	DEC h/ano	END MWh/ano	PFPP GPB/ano x1000
S3, S7, S8, S9, S11, S14, S15, DJ1	L9, L11, L17, L76, L91, L101, L109, L119	295,60	Estado inicial da rede sem automação			
			6,83	8,90	58,55	627,51
			Melhor solução			
			2,22	3,49	24,47	482,35
			Redução %			
			67,46	60,80	58,20	23,13

(a) S: Seccionador manual substituído, DJ: Disjuntor, L: Linhas

(b) Valores obtidos para interrupções de longa duração ≥ 3 min.

Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 29 - Rede 135 com a nova configuração de dispositivos automatizados



Fonte: Adaptada de Lapsee (2020).

6.5 Resultados da análise financeira

Para realizar-se a análise financeira, neste trabalho considera-se a cotação da GBP média do mês de novembro de 2020 (1 GBP = R\$ 7,17) e o custo médio de energia no Brasil em 2020 de R\$ 0,541/kWh. A partir da Tabela 11, pode-se observar que a instalação de 15 seccionadores automatizados em locais considerados ideais, pela aplicação do algoritmo proposto, resulta em uma redução das PFPP de R\$ 1.040.750 / ano, enquanto a END tem uma redução de 34,08 MWh/ano que equivale a R\$ 18.437,00 / ano. O custo de investimento do sistema é de R\$ 2.119.452,00 (equipamento mais a implantação) e a manutenção anual dos dispositivos é de R\$ 47.035,00 / ano.

Considerando um cenário conservador em que a empresa concessionária de energia pode arcar com 10% das PFPP anuais, ou seja, R\$ 104.075 / ano, onde este valor representa as compensações monetárias feitas aos consumidores afetados por interrupções de energia ou multas/penalizações que devem ser pagas por transgressão de limites de qualidade de serviço. O valor total da receita incluindo PFPP mais a END é de R\$122.512 / ano. Com esses valores, pode ser elaborado um fluxo de caixa com o intuito de avaliar tempo de retorno de investimento – TRI, essa análise pode ser vista na Tabela 12.

Tabela 12 - Fluxo de caixa em 15 anos – Valores em R\$ x 1000 com taxa de juros de 10% a.a.

ano	Receitas com PFPP e END	Despesas Manutenção	Fluxo de Caixa	Acumulado	Investimento	Diferença
1	122,51	-47,04	75,47	75,47	2119	-2043,53
2	134,76	-51,74	83,02	158,50	2119	-1960,50
3	148,24	-56,91	91,33	249,82	2119	-1869,18
4	163,06	-62,60	100,46	350,29	2119	-1768,71
5	179,37	-68,86	110,51	460,80	2119	-1658,20
6	197,31	-75,75	121,56	582,35	2119	-1536,65
7	217,04	-83,33	133,71	716,06	2119	-1402,94
8	238,74	-91,66	147,08	863,14	2119	-1255,86
9	262,62	-100,82	161,80	1024,94	2119	-1094,06
10	288,88	-110,91	177,97	1202,91	2119	-916,09
11	317,76	-122,00	195,76	1398,67	2119	-720,33
12	349,54	-134,20	215,34	1614,01	2119	-504,99
13	384,50	-147,62	236,88	1850,89	2119	-268,11
14	422,94	-162,38	260,56	2111,45	2119	-7,55
15	465,24	-178,62	286,62	2398,07	2119	279,07

A partir do VPL calcula-se o tempo de retorno do investimento TRI, que para este caso é menor de 15 anos. Portanto, demonstrando que os investimentos em alocação de seccionadores automatizados em redes de distribuição, levando-se em consideração as PFPP, além da END torna-se atrativa sob a ótica dos indicadores de continuidade.

7 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

7.1 Conclusões

A formulação de um problema de alocação de seccionadores automatizados em redes de distribuição é um problema de otimização combinatória e que apresenta uma função objetivo não linear. Sendo assim, nesse trabalho foi desenvolvida uma ferramenta computacional para a alocação de seccionadores automatizados em redes de distribuição que utiliza a técnica de otimização BPSO. Os elementos da função objetivo como: os indicadores de continuidade FEC e DEC; a END; e as PFPP são calculados utilizando uma metodologia probabilística baseada no método Monte Carlo. A ferramenta desenvolvida integra de forma eficiente o simulador de redes elétricas - OpenDSS e a linguagem de programação - Python, isso permite que redes reais possam ser analisadas.

Neste trabalho, no primeiro momento foi realizada uma análise de sensibilidade em relação aos parâmetros do BPSO com o intuito de analisar o impacto no desempenho desses parâmetros na procura de melhores soluções durante o processo de busca. Essa análise de sensibilidade é necessária já que a escolha inadequada desses parâmetros pode causar instabilidade no BPSO, fazendo com que as soluções encontradas não atendam às restrições impostas ao problema de alocação de seccionadores automatizados.

Finalmente, a melhor solução encontrada pelo BSPO pode reduzir significativamente os indicadores de continuidade FEC e DEC, a END, e as PFPP em consumidores sensíveis com um investimento dentro dos limites orçamentários das concessionárias de energia elétrica. Os resultados apontaram ainda que a metodologia traz benefícios econômicos às concessionárias uma vez que reduz as PFPP decorrentes de interrupções de longa duração, além dos prejuízos com a END. Com isso, obras de planejamento podem ser realizadas na rede elétrica de forma adequada com retorno de investimento em curto prazo. Assim, a metodologia proposta é uma ferramenta de planejamento eficiente que pode ser utilizada por empresas concessionárias de energia elétrica para melhorar seus desempenhos operacionais.

7.2 Sugestões para trabalhos futuros

Como trabalho futuro sugere-se:

- Testar outras técnicas heurísticas de otimização que possam trabalhar em conjunto com o PSO na busca de melhorias de desempenho, redução do espaço de busca e consequentemente redução no tempo de processamento.
- Considerar nos estudos de otimização a presença de geração distribuída e microrredes, uma vez que se trata de uma realidade cada vez mais presente nas redes de distribuição de energia elétrica.

7.3 Publicações

AIELLO, I. F.; CARNEIRO, C. A.; CEBRIAN, J. C. Análise Comparativa da Aplicação das Metodologias de Proteção Salva Fusível e Queima Fusível no Desempenho das Redes Elétricas de Distribuição. XXIII Congresso Brasileiro de Automática – CBA. Santa Maria – RS. 2020.

CARNEIRO, C.A.; JUNIOR, J.G.; CEBRIAN, J. C. Planejamento de redes de distribuição, considerando geração distribuída e a sensibilidade de consumidores industriais frente a afundamentos de tensão. 4º Congresso Brasileiro de Geração Distribuída - CBGD. Anais. Recife/PE: 2019.

JUNIOR, J. G.; CARNEIRO, C. A.; CEBRIAN, J. C. Impacto econômico da geração distribuída em consumidores industriais sensíveis. 4º Congresso Brasileiro de Geração Distribuída - CBGD. Anais. Recife/PE: 2019.

Artigo submetido

CARNEIRO, C.A.; CEBRIAN, J. C; ROSSI, A. L. D. Automated Switch Placement in Power Distribution Systems Based on Particle Swarm Optimization: a sensitivity analysis. ELECTRIC POWER SYSTEMS RESEARCH.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABIRI-JAHROMI, Amir *et al.* Optimized Sectionalizing Switch Placement Strategy in Distribution Systems. **IEEE Transactions On Power Delivery**, [S.L.], v. 27, n. 1, p. 362-370, jan. 2012. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrd.2011.2171060>.

AHOUR, J. Nosratian *et al.* Optimal switch placement with revised genetic algorithm in distribution system. **2016 21St Conference On Electrical Power Distribution Networks Conference (Epdnc)**, [S.L.], p. 54-59, abr. 2016. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/epdc.2016.7514782>.

ALMEIDA, Carlos Frederico Meschini *et al.* Methodology to allocate automatic reclosers in large power distribution networks. **Cired - Open Access Proceedings Journal**, [s.l.], v. 2017, n. 1, p. 2419-2423, 1 out. 2017. Institution of Engineering and Technology (IET). <http://dx.doi.org/10.1049/oap-cired.2017.1242>.

ALVES, Helton Nascimento. A hybrid algorithm for optimal placement of switches devices in electric distribution systems. **IEEE Latin America Transactions**, [S.L.], v. 10, n. 6, p. 2218-2223, dez. 2012. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tla.2012.6418125>.

ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. “Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST, **MOD. 8 - QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA**. Brasília - DF., 2018. 88 p. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/modulo-8>. Acesso em: 10 mar. 2020.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.” **Relatório de número de unidades consumidoras faturadas, consumo faturado de energia (Mwh) e tarifas médias por região, empresa e classe de consumo**”. Brasília - DF., 2019. Disponível em: http://relatorios.aneel.gov.br/_layouts/xlviewer.aspx?id=/RelatoriosSAS/RelSAMPRegiaoEmp.xlsx&Source=http%3A%2F%2Frelatorios%2Eaneel%2Egov%2Ebr%2FRelatoriosSAS%2FForms%2FAIItems%2Easpx&DefaultItemOpen=1. Acesso em 01 dez. 2020.

ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. **MCPSE - Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico**. Brasília - DF., 2015. Disponível em:

<https://www.aneel.gov.br/documents/656815/14887121/MANUAL+DE+CONTROLE+PATRIMONIAL+DO+SETOR+EL%C3%89TRICO+-+MCPSE/3308b7e2-649e-4cf3-8fff-3e78ddeb98b?version=1.0>. Acesso em 01 dez. 2020.

BARNARD, John; PAHWA, Anil. **Determination of the impacts of high impedance faults on protection of power distribution systems using a probabilistic model**. *Electric Power Systems Research*, [s.l.], v. 28, n. 1, p.11-18, out. 1993. Elsevier BV. [http://dx.doi.org/10.1016/0378-7796\(93\)90074-o](http://dx.doi.org/10.1016/0378-7796(93)90074-o).

BERNARDON, Daniel Pinheiro et al. AHP Decision-Making Algorithm to Allocate Remotely Controlled Switches in Distribution Networks. *IEEE Transactions On Power Delivery*, [s.l.], v. 26, n. 3, p. 1884-1892, jul. 2011. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrd.2011.2119498>.

BILLINTON, R.; JONNAVITHULA, S.. Optimal switching device placement in radial distribution systems. *IEEE Transactions On Power Delivery*, [s.l.], v. 11, n. 3, p. 1646-1651, jul. 1996. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/61.517529>.

BOLLEN, M. H. J.; GU, Irene Yu-hua. **Signal processing of power quality disturbances**. Piscataway - Nj: Ieee Press, 2006. 882 p.

BOLLEN, M.H.J. *et al.* CIGRE/CIREU/UIE joint working group C4.110, voltage dip immunity of equipment in installations - main contributions and conclusions. *IET Conference Publications*, Prague, Czech Republic, p. 1-4, 2009. IET. <http://dx.doi.org/10.1049/cp.2009.0584>.

BRASIL. Decreto Executivo nº 8.461, de 2 de junho de 2015. Regulamenta a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, de que trata o art. 7º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e o art. 4º B da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, nº 104, p.4, 3 jun. 2015, Seção1.

CARVALHO, Admilson Rodrigues de. **Método Monte Carlo e suas aplicações**. 2017. 124 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Pós-graduação em Matemática, Sociedade Brasileira de Matemática - Sbm e Universidade Federal de Roraima-ufr, Universidade

Federal de Roraima, Boa Vista, 2017. Disponível em: https://sca.proformat-sbm.org.br/sca_v2/get_tcc3.php?id=150070513. Acesso em: 27 maio 2020.

CEBRIAN, Juan C.; KAGAN, Nelson. Hybrid Method to Assess Sensitive Process Interruption Costs Due to Faults in Electric Power Distribution Networks. **IEEE Transactions On Power Delivery**, [S.L.], v. 25, n. 3, p. 1686-1696, jul. 2010. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrd.2010.2045770>.

CEBRIAN, Juan Carlos; RAHMAN, Saifur; KAGAN, Nelson. Restoration in Distribution Systems to Reduce Financial Losses Related to Process Trips. **IEEE Transactions On Smart Grid**, [s.l.], v. 8, n. 1, p. 219-227, jan. 2017. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tsg.2016.2593105>.

CEBRIAN, Juan Carlos; KAGAN, Nelson; MILANOVIC, Jovica V.. Probabilistic Estimation of Distribution Network Performance With Respect to Voltage Sags and Interruptions Considering Network Protection Setting—Part I: The Methodology. **IEEE Transactions On Power Delivery**, [s.l.], v. 33, n. 1, p.42-51, fev. 2018a. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrd.2016.2633518>.

CEBRIAN, Juan Carlos; KAGAN, Nelson; MILANOVIC, Jovica V.. Probabilistic Estimation of Distribution Network Performance With Respect to Voltage Sags and Interruptions Considering Network Protection Setting—Part II: Economic Assessment. **IEEE Transactions On Power Delivery**, [s.l.], v. 33, n. 1, p.52-61, fev. 2018b. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrd.2016.2633520>.

CEBRIAN, Juan Carlos; MILANOVIC, Jovica V.; KAGAN, Nelson. Probabilistic Assessment of Financial Losses in Distribution Network Due to Fault-Induced Process Interruptions Considering Process Immunity Time. **IEEE Transactions On Power Delivery**, [S.L.], v. 30, n. 3, p. 1478-1486, jun. 2015. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrd.2014.2364558>.

CELLI, Gianni; PILO, Fabrizio. Optimal sectionalizing switches allocation in distribution networks. **IEEE Transactions On Power Delivery**, vol. 14, no. 3, pp. 1167-1172, July 1999, doi: 10.1109/61.772388.

CEMIG, Distribuição S.A. ND-4.15. Proteção de Sobrecorrentes do Sistema de Distribuição de Média Tensão da Cemig. Belo Horizonte – MG. 2017. 77p. Disponível em: https://novoportal.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/07/nd_4_15_000001p.pdf. Acesso em: 07 mai. 2020.

CPFL ENERGIA. **GED-2912**: Proteção de Redes Aéreas de Distribuição - Sobrecorrente. 2.1 ed. Campinas-SP:, 2016. 98 p. Disponível em: <http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-2912.pdf>. Acesso em: 07 mai. 2020.

CRISPINO, Ferdinando. **Reconfiguração de redes primárias de distribuição de energia elétrica utilizando sistemas de informações geográficas**. 2001. 137 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Eng. Elétrica, Sistemas de Potência, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-15042003-092110/pt-br.php>. Acesso em: 09 mar. 2020.

DJOKIC, S J et al. Sensitivity of personal computers to voltage sags and short interruptions. **IEEE Transactions On Power Delivery**, [s.l.], v. 20, n. 1, p.375-383, jan. 2005. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrd.2004.837828>.

EBERHART, R. C. and SHI, Y. Comparison between genetic algorithms and particle swarm optimization. Evolutionary programming vii: proc. 7th ann. conf. on evolutionary conf., Springer-Verlag, Berlin, San Diego, CA., 1998. DOI: 10.1007/BFb0040812

EISELT, H. A.; SANDBLOM, C.-I.. Heuristic Algorithms. **Integer Programming And Network Models**, [s.l.], p. 229-258, 2000. Springer Berlin Heidelberg. http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-04197-0_11.

FALAGHI, H.; HAGHIFAM, M.-R.; SINGH, C.. Ant Colony Optimization-Based Method for Placement of Sectionalizing Switches in Distribution Networks Using a Fuzzy Multiobjective Approach. **IEEE Transactions On Power Delivery**, [S.L.], v. 24, n. 1, p.

268-276, jan. 2009. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrd.2008.2005656>.

FANNING, R.. Distribution vision 2010: planning for automation. : planning for automation. **IEEE Pes Power Systems Conference And Exposition, 2004.**, [s.l.], p. 1692-1693, 2004. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/psce.2004.1397572>.

GALIAS, Zbigniew. Tree Structure Based Algorithm for Multiobjective Optimization of Switch Allocation in Radial Distribution Networks. **2019 IEEE Pes Gtd Grand International Conference And Exposition Asia (gtd Asia)**, [s.l.], p. 837-841, mar. 2019. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/gtdasia.2019.8715939>.

GAUTAM, Prajjwal; PIYA, Prasanna; KARKI, Rajesh. Development and Integration of Momentary Event Models in Active Distribution System Reliability Assessment. **IEEE Transactions On Power Systems**, [S.L.], v. 35, n. 4, p. 3236-3246, jul. 2020. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrs.2019.2962177>.

GHASEMABADI, Hadi; PEIRAVI, Ali. Overhead lines maintenance scheduling in power distribution system considering feeders ranking. 2016 24th Iranian Conference On Electrical Engineering (icee), [s.l.], p. 193-198, maio 2016. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/iraniancee.2016.7585516>.

GOMES, Douglas Pinto Sampaio. Metodologia e avaliação do espaço de busca para a alocação de medidores de qualidade de energia frente às variações de tensão de curta duração. 2016. 140 f. Tese (Doutorado) - Curso de Eng. Elétrica, Sestemas Elétricos de Potência, USP, São Carlos-Sp, 2016.

GUANGYOU, Yang. A Modified Particle Swarm Optimizer Algorithm. **2007 8Th International Conference On Electronic Measurement And Instruments**, Xi'an, China, p. 2675-2679, ago. 2007. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/icemi.2007.4350772>.

HAGHIFAM, M.-R.. Optimal allocation of tie points in radial distribution systems using a genetic algorithm. **European Transactions On Electrical Power**, [s.l.], v. 14, n. 2, p. 85-96, mar. 2004. Wiley. <http://dx.doi.org/10.1002/etep.8>.

HEINE, P.; LEHTONEN, M.. Voltage sag distributions caused by power system faults. **IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004.**, [S.L.], p. 894-897, 2004. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/pes.2004.1372953>.

HOROWITZ, Stanley H.; PHADKE, Arun G. (ed.). **POWER SYSTEM RELAYING**. 3. ed. West Sussex: John Wiley & Sons Ltd, 2008. 333 p.

KAGAN, Nelson; ROBBA, Ernesto João; SCHIMIDT, Hernán Prieto. **Estimação de indicadores de qualidade da energia elétrica**. São Paulo: Editora Edgard Blucher, 2009. 230 p.

KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos César Barioni de; ROBBA, Ernesto João. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2. ed. São Paulo: Blucher, 2010. 328 p.

KARIUKI, K.K.; ALLAN, R.N.. Evaluation of reliability worth and value of lost load. **IEEE Proceedings - Generation, Transmission And Distribution**, [s.l.], v. 143, n. 2, p. 171-180, 1996. Institution of Engineering and Technology (IET). <http://dx.doi.org/10.1049/ip-gtd:19960191>.

KENNEDY, J.; EBERHART, R.C.. A discrete binary version of the particle swarm algorithm. **1997 IEEE International Conference On Systems, Man, And Cybernetics. Computational Cybernetics And Simulation**, Orlando, FL, USA, p. 4104-4108, 1997. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/icsmc.1997.637339>.

KEZUNOVIC, Mladen. Smart Fault Location for Smart Grids. **IEEE Transactions On Smart Grid**, [s.l.], v. 2, n. 1, p. 11-22, mar. 2011. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tsg.2011.2118774>.

KLAIĆ, Zvonimir; ILJIVAC, Damir; BAUS, Zoran. Probability Density Functions of Voltage Sags Measured Indices. **Journal Of Electrical Engineering**, [S.L.], v. 62, n. 6, p. 335-341, 1 jan. 2011. Walter de Gruyter GmbH. <http://dx.doi.org/10.2478/v10187-011-0053-8>.

KÜFEOĞLU, Sinan; LEHTONEN, Matti. Comparison of different models for estimating the residential sector customer interruption costs. **Electric Power Systems Research**, [s.l.], v. 122, p.50-55, maio 2015. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2014.12.026>.

LABORATORY OF ELECTRICAL POWER SYSTEM PLANNING - LAPSEE. **Distribution system testing -135 buses. Ilha Solteira**: LAPSEE, 2017. Disponível em: <<https://www.feis.unesp.br/#!/departamentos/engenharia-eletrica/pesquisas-e-projetos/lapsee/downloads/materiais-de-cursos1193/>>. Acesso em: 26 out. 2020.

LEVITIN, Gregory; MAZAL-TOV, Shmuel; ELMAKIS, David. Genetic algorithm for optimal sectionalizing in radial distribution systems with alternative supply. **Electric Power Systems Research**, [s.l.], v. 35, n. 3, p. 149-155, dez. 1995. Elsevier BV. [http://dx.doi.org/10.1016/0378-7796\(95\)01002-5](http://dx.doi.org/10.1016/0378-7796(95)01002-5).

LUSTOSA, P. R. B.; PONTE, V. M. R.; DOMINAS, W. R. Simulação. **Pesquisa Operacional para decisão em contabilidade e administração**. São Paulo: Atlas, p. 242-284, 2004.

MAEZONO, Paulo Koiti. **Proteção de Linhas de Transmissão**. São Paulo: Virtus - Consultoria e Serviços Ltda, 2015. 151 p.

MATHIAS NETO, Waldemar Pereira. **Restauração Automática de Redes de Distribuição de Energia Elétrica de Grande Porte com Geração Distribuída**. 2011. 137 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia, Unesp, Ilha Solteira, 2011.

MATOS, Élio dos Reis. **Um Método para Detecção e Classificação de Curtos-Circuitos em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Baseado na Transformada de Fourier e em Redes Neurais Artificiais**. 2009. 115 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Engenharia Elétrica, Unesp - Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2009

MILANOVIC, J.V.; AUNG, M.T.; GUPTA, C.P.. The Influence of Fault Distribution on Stochastic Prediction of Voltage Sags. **IEEE Transactions On Power Delivery**, [s.l.], v. 20, n. 1, p.278-285, jan. 2005. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwr.2004.835052>.

MILANOVIC, J.V.; GUPTA, C.P.. Probabilistic Assessment of Financial Losses due to Interruptions and Voltage Sags—Part I: The Methodology. **IEEE Transactions On Power Delivery**, [s.l.], v. 21, n. 2, p.918-924, abr. 2006a. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrd.2006.870988>.

MILANOVIC, J.V.; GUPTA, C.P.. Probabilistic Assessment of Financial Losses due to Interruptions and Voltage Sags—Part II: Practical Implementation. **IEEE Transactions On Power Delivery**, [s.l.], v. 21, n. 2, p.925-932, abr. 2006b. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrd.2006.870987>.

MORADI, A.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; RASHIDI-NEJAD, M.. A Reliability Cost/Worth Approach to Determine Optimum Switching Placement in Distribution Systems. **2005 IEEE PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific**, Dalian, p. 1-5, 2005. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/tdc.2005.1547169>.

MORADI, Adel; FOTUHI-FIRUZABAD, M.. Optimal Switch Placement in Distribution Systems Using Trinary Particle Swarm Optimization Algorithm. **IEEE Transactions On Power Delivery**, [S.L.], v. 23, n. 1, p. 271-279, jan. 2008. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrd.2007.905428>.

MORE: Mecanismo online para referências, versão 2.0. Florianópolis: UFSC Rexlab, 2013. Disponível em: < <http://www.more.ufsc.br/> >. Acesso em: 19 junho 2020.

MRĹIĆ, Predrag et al. Probabilistic Techno-Economic Optimization in Medium Voltage Distribution Networks with Fault Passage Indicators and Fault Locators. **Electronics Etf**, [s.l.], v. 22, n. 2, p.80-92, 19 set. 2019. National and University Library of the Republic of Srpska. <http://dx.doi.org/10.7251/els1822080m>.

NIKNAM, Taher; AZADFARSANI, Ehsan; JABBARI, Masoud (ed.). A new hybrid evolutionary algorithm based on new fuzzy adaptive PSO and NM algorithms for Distribution Feeder Reconfiguration. **Energy Conversion And Management**, [s. l.], p. 7-16, 2012. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2011.09.014>.

OLIVEIRA JÚNIOR, Dilzair Alvimar de. **Faltas de alta impedância: detecção e localização de rompimento de condutores em circuito primário de redes aéreas de distribuição baseado em desequilíbrio de tensão**. 2006. 176 f. Dissertação

(Mestrado) - Curso de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia, Ufmg, Belo Horizonte, 2006.

OLIVEIRA, Roger *et al.* Comparative overview of voltage sags standards: ieee 1564 versus brazilian regulatory procedures. 2018a Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (Sbse), [S.L.], p. 1-6, maio 2018. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/sbse.2018.8395724>.

OLIVEIRA, Roger *et al.* Assessment of Voltage Sags Vulnerability Area According to Magnitude and Standardized Indexes. **2018b IEEE 9Th Power, Instrumentation And Measurement Meeting (Epim)**, [S.L.], p. 1-5, nov. 2018. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/epim.2018.8756443>.

OPRISAN, M.; FILIPPELLI, F.; CLARK, I.M.; BILLINTON, R. A Reliability data system for the reporting of forced outages of distribution equipment. In: WESCANEX '91 'IEEE Western Canada Conference on Computer, Power and Communications Systems in a Rural Environment', 29-30 May, 1991, p. 267- 270.

ORTMEYER, T. H *et al.* Evaluation of Sustained and Momentary Interruption Impacts in Reliability-Based Distribution System Design. **IEEE Transactions on Power Delivery**, EUA, v. 25, n. 4, p. 3133 - 3138, 7 set. 2010.

PAU, Marco; PONCI, Ferdinanda; MONTI, Antonello. Optimal placement of sectionalizing switches for radial distribution grids. **2019 1st International Conference On Energy Transition In The Mediterranean Area (synergy Med)**, [s.l.], p. 1-6, maio 2019. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/synergy-med.2019.8764121>.

PRADO, Darci Santos do. Teoria das filas e simulação. Rio de Janeiro: Falconi, 2014.

RAHMAWATI, Fitri *et al.* Optimal switch placement in radial distribution system based on reliability worth analysis. **2015 International Conference On Electrical Engineering And Informatics (Iceei)**, [S.L.], p. 568-572, ago. 2015. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/iceei.2015.7352564>.

RADHAKRISHNA, C.; ESHWARDAS, M.; CHEBIYAM, G.. Impact of voltage sags in practical power system networks. **2001 IEEE/PES Transmission And Distribution**

Conference And Exposition. Developing New Perspectives (cat. No.01ch37294), [s.l.], p. 567-572, 2 2001. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/tdc.2001.971296>.

SANTOS, Caio dos; BARTMEYER, Petra M.; LYRA, Christiano. Allocation of Fault Indicators for Adaptive Protection Schemes. **2019 IEEE Pes Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)**, [S.L.], p. 1-6, set. 2019. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/isgt-la.2019.8895356>.

SHI, Yuhui. Particle swarm optimization. **IEEE connections**, v. 2, n. 1, p. 8-13, 2004.

SILVA, C. E. *et al.* Comparing the monte carlo and analytical methods to assess the risks of voltage sags disruptions. **International Conference on Electricity Distribution CIRED 2005**, 2005.

SILVA, Luis Gustavo Wesz da. Desenvolvimento de uma metodologia integrada para alocação otimizada de dispositivos de controle e proteção em sistemas de distribuição de energia elétrica. 2005. 163 f. Tese (Doutorado) - Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista - Unesp, Ilha Solteira-SP, 2005.

SPERANDIO, Mauricio; COELHO, Jorge. Métodos de programação inteira aplicados ao planejamento da automação de sistemas de manobra em redes de distribuição. **SBA: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, [s.l.], v. 21, n. 5, p. 463-476, out. 2010. FapUNIFESP (SciELO). <http://dx.doi.org/10.1590/s0103-17592010000500003>.

SUDHAKAR, T. D.. Power Restoration in Distribution Network Using MST Algorithms. **New Frontiers In Graph Theory**, [s.l.], p. 286-306, 2 mar. 2012. InTech. <http://dx.doi.org/10.5772/35897>.

TENG, Jen-Hao; LIU, Yi-Hwa. A novel ACS-based optimum switch relocation method. **IEEE Transactions On Power Systems**, [s.l.], v. 18, n. 1, p. 113-120, fev. 2003. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrs.2002.807038>.

VEGA-GARCIA, V.; CEBRIAN, J. C.; KAGAN, N.. Evaluation of probability functions related to short circuit random variables using power quality meters. **2010 IEEE/PES Transmission And Distribution Conference And Exposition: Latin America (T&D-LA)**, [S.L.], p. 712-718, nov. 2010. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/tdc-la.2010.5762962>.

WARREN, C.A.. Distribution reliability: what is it?: what is it?. **IEEE Industry Applications Magazine**, [s.l.], v. 2, n. 4, p. 32-37, 1996. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/2943.503526>.

WÄMUNDSON, Mikael. **Calculating voltage dips in power systems using probability distributions of dip durations and implementation of the Moving Fault Node method**. 2007. 69 f. Tese (Doutorado) - Dept. Energy Environment., Chalmers Univ. Tech, Göteborg, Sweden, 2007.

ZIARI, I. *et al.* Optimal allocation of a cross-connection and sectionalizers in distribution systems. **Tencon 2009 - 2009 IEEE Region 10 Conference**, [S.L.], p. 1-5, nov. 2009. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/tencon.2009.5396034>.

APÊNDICE

A1 Dados elétricos das linhas do sistema 135 barras

Tabela 13 - Dados elétricos das linhas

Linha	bus_1	bus_2	comprimento (km)	r0	x0	r1	x1
L1	B1	B2	0,9	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L2	B2	B3	0,05	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L3	B2	B4	0,1	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L4	B4	B5	0,04	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L5	B5	B6	0,02	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L6	B6	B7	0,02	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L7	B7	B8	0,02	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L8	B8	B9	0,01	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L9	B9	B10	0,05	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L10	B10	B11	0,1	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L11	B11	B12	0,06	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L12	B12	B13	0,03	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L13	B13	B14	0,16	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L14	B11	B15	0,03	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L15	B15	B16	0,01	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L16	B16	B17	0,02	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L17	B17	B18	0,04	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L18	B18	B19	0,04	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L19	B19	B20	0,05	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L20	B18	B21	0,15	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L21	B10	B22	0,03	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L22	B22	B23	0,07	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L23	B23	B24	0,05	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L24	B24	B25	0,02	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L25	B25	B26	0,03	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L26	B26	B27	0,12	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L27	B27	B28	0,02	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L28	B28	B29	0,02	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L29	B29	B30	0,005	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L30	B28	B31	0,025	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L31	B26	B32	0,06	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L32	B32	B33	0,04	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L33	B33	B34	0,02	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L34	B23	B35	0,01	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L35	B35	B36	0,07	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L36	B36	B37	0,01	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L37	B37	B38	0,01	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L38	B38	B39	0,07	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L39	B38	B40	0,1	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L40	B40	B41	0,06	0,3208	1,385	0,1864	0,3838

Continuação

Linha	bus_1	bus_2	comprimento (km)	r0	x0	r1	x1
L41	B40	B42	0,05	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L42	B42	B43	0,01	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L43	B40	B44	0,03	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L44	B44	B45	0,04	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L45	B38	B46	0,06	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L46	B46	B47	0,02	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L47	B47	B48	0,12	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L48	B48	B49	0,05	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L49	B49	B50	0,02	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L50	B50	B51	0,17	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L51	B48	B52	0,1	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L52	B52	B53	0,06	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L53	B53	B54	0,03	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L54	B54	B55	0,13	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L55	B52	B56	0,02	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L56	B56	B57	0,08	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L57	B57	B58	0,05	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L58	B57	B59	0,06	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L59	B59	B60	0,02	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L60	B48	B61	0,04	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L61	B61	B62	0,01	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L62	B62	B63	0,05	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L63	B63	B64	0,03	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L64	B64	B65	0,02	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L65	B65	B66	0,03	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L66	B66	B67	0,02	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L67	B67	B68	0,03	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L68	B67	B69	0,02	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L69	B69	B70	0,02	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L70	B67	B71	0,05	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L71	B71	B72	0,04	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L72	B72	B73	0,04	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L73	B73	B74	0,02	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L74	B74	B75	0,11	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L75	B63	B76	0,02	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L76	B76	B77	0,03	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L77	B77	B78	0,05	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L78	B78	B79	0,07	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L79	B79	B80	0,07	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L80	B80	B81	0,03	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L81	B81	B82	0,03	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L82	B82	B83	0,05	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L83	B82	B84	0,05	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L84	B84	B85	0,03	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L85	B128	B86	0,03	0,3208	1,385	0,1864	0,3838

Continuação

Linha	bus_1	bus_2	comprimento (km)	r0	x0	r1	x1
L86	B86	B87	0,02	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L87	B78	B88	0,05	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L88	B78	B89	0,13	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L89	B89	B90	0,05	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L90	B90	B91	0,18	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L91	B91	B92	0,02	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L92	B92	B93	0,03	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L93	B92	B94	0,07	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L94	B92	B95	0,1	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L95	B95	B96	0,04	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L96	B95	B97	0,05	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L97	B97	B98	0,06	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L98	B98	B99	0,11	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L99	B98	B100	0,04	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L100	B100	B101	0,11	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L101	B95	B102	0,06	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L102	B102	B103	0,04	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L103	B103	B104	0,03	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L104	B103	B105	0,15	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L105	B105	B106	0,21	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L106	B106	B107	0,03	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L107	B107	B108	0,1	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L108	B108	B109	0,1	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L109	B109	B110	0,03	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L110	B110	B111	0,02	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L111	B107	B112	0,17	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L112	B112	B113	0,11	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L113	B113	B114	0,11	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L114	B113	B115	0,3	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L115	B115	B116	0,2	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L116	B116	B117	0,2	0,7372	1,4958	0,4703	0,4188
L117	B117	B118	0,2	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L118	B90	B119	0,11	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L119	B119	B120	0,07	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L120	B120	B121	0,07	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L121	B119	B122	0,07	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L122	B122	B123	0,13	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L123	B123	B124	0,02	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L124	B123	B125	0,02	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L125	B125	B126	0,04	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L126	B126	B127	0,04	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L127	B85	B128	0,02	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L128	B128	B129	0,06	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L129	B104	B130	0,07	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L130	B130	B131	0,02	0,3208	1,385	0,1864	0,3838

Continuação

Linha	bus_1	bus_2	comprimento (km)	r0	x0	r1	x1
L131	B130	B132	0,1	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L132	B132	B133	0,04	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013
L133	B133	B134	0,04	0,4897	1,4273	0,2959	0,4013

Tabela 14 - Dados das linhas de interligação entre alimentadores

Linha	bus_1	bus_2	comprimento (km)	r0	x0	r1	x1
L134	B14	B561	2,2	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L135	B51	B277	1	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L136	B75	B718	0,5	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L137	B103	B877	0,9	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L138	B111	B1218	0,5	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L139	B118	B1118	0,5	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L140	B127	B418	0,3	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L141	B129	B429	0,4	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L1341	B1	B561	0,01	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L1351	B1	B277	0,01	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L1361	B1	B718	0,01	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L1371	B1	B877	0,01	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L1381	B1	B1218	0,01	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L1391	B1	B1118	0,01	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L1401	B1	B418	0,01	0,3208	1,385	0,1864	0,3838
L1411	B1	B429	0,01	0,3208	1,385	0,1864	0,3838

Tabela 15 - Posicionamento dos disjuntores na rede e curvas utilizadas

Disjuntor	Linha	Curva
DJ1	L1	C6
DJ2	L1341	C6
DJ3	L1351	C6
DJ4	L1361	C6
DJ5	L1371	C6
DJ6	L1381	C6
DJ7	L1391	C6
DJ8	L1401	C6
DJ9	L1411	C6

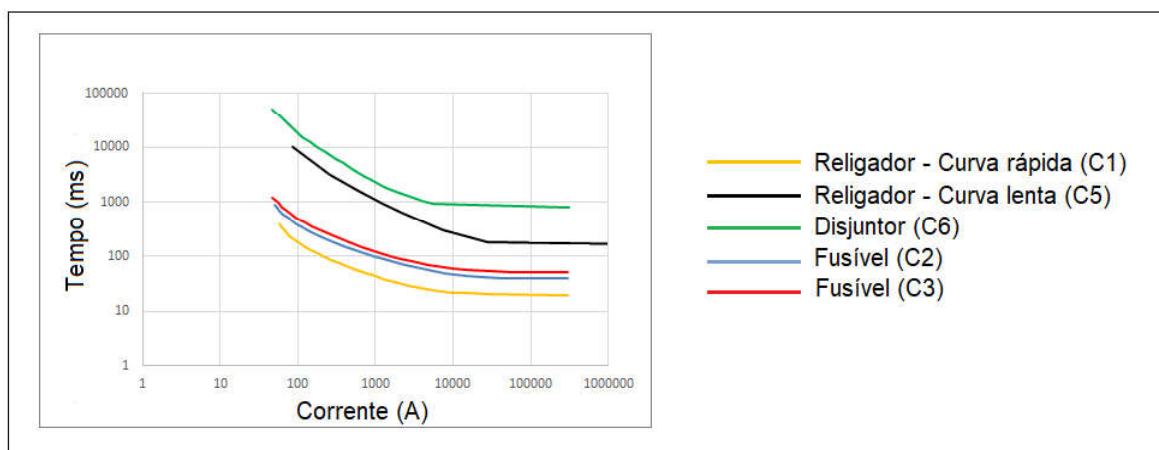
Tabela 16 - Posicionamento dos fusíveis na rede e curvas utilizadas

Fusível	Linha	Curva
FU1	L10	C3
FU2	L26	C2
FU3	L31	C2
FU4	L39	C2
FU5	L48	C2
FU6	L51	C2
FU7	L63	C3
FU8	L78	C3
FU9	L87	C2
FU10	L96	C2
FU11	L103	C2
FU12	L107	C2
FU13	L111	C3
FU14	L121	C2

Tabela 17 - Posicionamento dos religadores na rede e curvas utilizadas

Religador	Linha	Curva Lenta	Curva rápida
RE1	L34	C5	C1
RE2	L88	C5	C1

Figura 30 - Curvas Tempo x Corrente



Fonte: Elaborada pelo autor

A2 Dados elétricos dos consumidores

Tabela 18 - Dados dos consumidores

Consumidor	Barra	P (kW)	Q (kvar)	Classe		
				Residencial	Comercial	Industrial
C1	B3	41,4	17,64	23	2	
C2	B5	69	29,39	43	3	
C3	B6	69	29,39	43	3	
C4	B7	103,5	44,09	70	4	
C5	B8	69	29,39	43	3	
C6	B9	69	29,39	43	3	
C7	B12	7,91	3,37	8	0	
C8	B13	69	29,39	43	3	
C9	B14	69	29,39	43	3	
C10	B15	103,5	44,09			1
C11	B16	41,4	17,64	23	2	
C12	B17	103,5	44,09	70	4	
C13	B19	69	29,39	43	3	
C14	B20	103,5	44,09			1
C15	B21	103,5	44,09			1
C16	B22	103,5	44,09	70	4	
C17	B24	2,76	1,18	3	0	
C18	B25	41,4	17,64	23	2	
C19	B27	103,5	44,09			1
C20	B29	69	29,39	43	3	
C21	B30	103,5	44,09			1
C22	B31	103,5	44,09			1
C23	B32	103,5	44,09	70	4	
C24	B33	103,5	44,09			1
C25	B34	103,5	44,09			1
C26	B36	11,41	4,86	12	0	
C27	B37	103,5	44,09			1
C28	B39	2,76	1,18	3	0	
C29	B41	69	29,39	43	3	
C30	B42	69	29,39	43	3	
C31	B43	69	29,39	43	3	
C32	B44	103,5	44,09			1
C33	B45	41,4	17,64	23	2	
C34	B46	0,92	0,39	1	0	
C35	B47	103,5	44,09	70	4	
C36	B49	103,5	44,09			1
C37	B50	69	29,39	43	3	
C38	B51	103,5	44,09	70	4	

Continuação – Dados dos consumidores

Consumidor	Barra	P (kW)	Q (kvar)	Classe		
				Residencial	Comercial	Industrial
C39	B53	1,1	0,47	1	0	
C40	B54	103,5	44,09			1
C41	B55	69	29,39	43	3	
C42	B56	69	29,39	43	3	
C43	B58	9,2	3,92	10	0	
C44	B59	103,5	44,09			1
C45	B60	3,5	1,49	3	0	
C46	B61	2,76	1,18	3	0	
C47	B62	5,06	2,16	5	0	
C48	B64	69	29,39	43	3	
C49	B65	69	29,39	43	3	
C50	B66	3,22	1,37	3	0	
C51	B68	103,5	44,09			1
C52	B69	6,44	2,74	7	0	
C53	B70	103,5	44,09			1
C54	B71	69	29,39	43	3	
C55	B72	7,82	3,33	8	0	
C56	B73	1,75	0,74	2	0	
C57	B74	103,5	44,09			1
C58	B75	103,5	44,09	70	4	
C59	B76	103,5	44,09	70	4	
C60	B77	5,43	2,31	6	0	
C61	B79	69	29,39	43	3	
C62	B80	103,5	44,09	70	4	
C63	B81	103,5	44,09			1
C64	B83	69	29,39	43	3	
C65	B84	69	29,39	43	3	
C66	B85	103,5	44,09	70	4	
C67	B86	103,5	44,09			1
C68	B87	69	29,39	43	3	
C69	B88	69	29,39	43	3	
C70	B89	41,4	17,64	23	2	
C71	B91	103,5	44,09			1
C72	B93	21,62	9,21	13	1	
C73	B94	69	29,39	43	3	
C74	B96	5,52	2,35	6	0	
C75	B97	21,62	9,21	13	1	
C76	B99	69	29,39	43	3	
C77	B100	103,5	44,09	82	3	
C78	B101	103,5	44,09			1
C79	B102	69	29,39	43	3	
C80	B104	69	29,39	43	3	

Continuação – Dados dos consumidores

Consumidor	Barra	P (kW)	Q (kvar)	Classe		
				Residencial	Comercial	Industrial
C81	B105	69	29,39	43	3	
C82	B106	99,82	42,52			1
C83	B109	103,5	44,09			1
C84	B110	103,5	44,09	70	4	
C85	B111	69	29,39	43	3	
C86	B112	27,6	11,76	19	1	
C87	B115	27,6	11,76	19	1	
C88	B116	27,6	11,76	19	1	
C89	B117	27,6	11,76	19	1	
C90	B118	27,6	11,76	19	1	
C91	B120	50,6	21,56	34	2	
C92	B121	27,6	11,76	19	1	
C93	B124	14,26	6,07	4	1	
C94	B125	41,4	17,64	23	2	
C95	B126	14,26	6,07	4	1	
C96	B127	14,26	6,07	4	1	
C97	B129	41,4	17,64	23	2	
C98	B131	103,5	44,09			1
C99	B133	103,5	44,09			1
C100	B133	103,5	44,09			1

A3 Probabilidade acumulada para duração de afundamentos de tensão

Tabela 19 - Probabilidade acumulada para duração de afundamentos de tensão

Tempo (ms)	PSgD (T)	Tempo (ms)	PSgD (T)	Tempo (ms)	PSgD (T)	Tempo (ms)	PSgD (T)
0	0	0,06738	0,447	0,23021	0,772	1,35599	0,966
0,02059	0,001	0,06831	0,449	0,23208	0,773	1,35787	0,967
0,02152	0,003	0,06925	0,45	0,32941	0,774	1,3691	0,968
0,02246	0,01	0,07112	0,452	0,82632	0,775	1,38968	0,969
0,0234	0,016	0,07299	0,453	0,83849	0,776	1,40279	0,97
0,02433	0,021	0,07487	0,454	0,83943	0,778	1,41402	0,971
0,02527	0,031	0,0758	0,455	0,84036	0,78	1,42618	0,972
0,0262	0,058	0,07674	0,456	0,8413	0,792	1,46549	0,973
0,02714	0,103	0,07767	0,457	0,84972	0,793	1,50947	0,974
0,02807	0,119	0,08329	0,458	0,89183	0,794	1,51602	0,975
0,02901	0,129	0,08516	0,459	0,90493	0,795	1,51976	0,976
0,02995	0,143	0,08703	0,46	0,90587	0,796	1,54316	0,977
0,03088	0,163	0,0889	0,465	0,94892	0,797	1,55626	0,978
0,03182	0,193	0,09171	0,466	1,03875	0,798	1,56749	0,979
0,03275	0,211	0,09265	0,468	1,04063	0,799	1,61989	0,98
0,03369	0,227	0,09452	0,469	1,04437	0,8	1,62645	0,981
0,03463	0,244	0,09545	0,47	1,06028	0,801	1,65358	0,982
0,03556	0,258	0,09732	0,471	1,09303	0,802	1,78741	0,983
0,0365	0,281	0,0992	0,474	1,10613	0,803	1,79115	0,984
0,03743	0,299	0,10013	0,475	1,11081	0,804	1,79864	0,985
0,03837	0,32	0,102	0,478	1,12298	0,944	1,80893	0,986
0,0393	0,334	0,10294	0,517	1,13608	0,945	1,81454	0,987
0,04024	0,349	0,10388	0,6	1,13982	0,946	1,81922	0,988
0,04118	0,363	0,10668	0,601	1,17913	0,947	1,84636	0,989
0,04211	0,383	0,11323	0,603	1,19129	0,948	1,85759	0,99
0,04305	0,391	0,11511	0,605	1,19316	0,95	1,87537	0,991
0,04398	0,403	0,11978	0,607	1,20252	0,951	1,90157	0,992
0,04492	0,42	0,12353	0,609	1,21001	0,952	1,91374	0,993
0,04585	0,427	0,12446	0,61	1,21094	0,953	1,92216	0,994
0,04679	0,43	0,1254	0,611	1,21188	0,954	1,94181	0,995
0,05053	0,431	0,12633	0,612	1,26241	0,955	1,94275	0,996
0,05521	0,432	0,13382	0,614	1,26522	0,956	1,9755	0,997
0,05615	0,433	0,21804	0,615	1,27739	0,957	1,97925	0,998
0,05708	0,434	0,21898	0,617	1,28487	0,958	2,00545	0,999
0,06083	0,435	0,21992	0,619	1,2961	0,959	86400	1
0,06176	0,436	0,22272	0,62	1,30172	0,96		
0,0627	0,438	0,22366	0,623	1,31201	0,961		
0,06364	0,44	0,2246	0,628	1,31575	0,962		
0,06457	0,445	0,22553	0,65	1,33634	0,963		
0,06644	0,446	0,22647	0,771	1,34477	0,965		

A4 Diagrama unifilar da rede 135 barras

Figura 31- Diagrama unifilar da rede 135 barras

